



GACETA OFICIAL

DIGITAL

Año CXIII

Panamá, R. de Panamá miércoles 22 de mayo de 2019

N° 28779-A

CONTENIDO

AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución AN N° 13310-ELEC
(De martes 23 de abril de 2019)

POR LA CUAL SE INCORPORA A LA RESOLUCIÓN AN N°13131-ELEC DE 15 DE FEBRERO DE 2019 Y SU MODIFICACIÓN, EL ANEXO B QUE CONTIENE EL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL, CORRESPONDIENTE AL AÑO 2018, PRESENTADO POR LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A. ANEXO VII

Resolución AN N° 13310-ELEC
(De martes 23 de abril de 2019)

POR LA CUAL SE INCORPORA A LA RESOLUCIÓN AN NO. 13131-ELEC DE 15 DE FEBRERO DE 2019 Y SU MODIFICACIÓN, EL ANEXO B QUE CONTIENE EL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL, CORRESPONDIENTE AL AÑO 2018, PRESENTADO POR LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A. ANEXO VIII

ANEXO VII

(De la foja 601 a la foja 700)

República de Panamá

AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución AN No. 13310 -Elec

Panamá, 23 de abril de 2019

“Por la cual se incorpora a la Resolución AN No.13131-Elec de 15 de febrero de 2019 y su modificación, el Anexo B que contiene el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional, correspondiente al año 2018, presentado por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.”

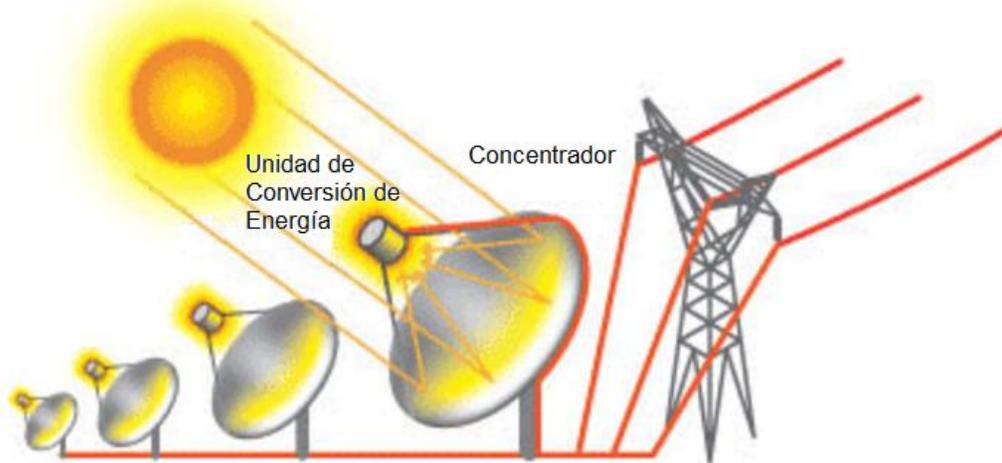


Discos Solares

Sistemas de generación con esta configuración disponen de concentradores con forma parabólica, parecidos a los discos satelitales, con el objetivo de dirigir la radiación solar a un receptor ubicado exactamente en el punto focal del disco; el receptor puede ser una máquina Stirling o una micro turbina. Dado a la naturaleza de su configuración, esta variante tiene la gran ventaja de modularidad, lo cual es ideal para generación distribuida;

sin embargo, sistemas seguidores de rayos solares de dos ejes, son requeridos para obtener altos factores de concentración y por consiguiente altas temperaturas de operación. Si bien esta opción ha sido implementada exitosamente y se han reportado altas eficiencias y resulta una alternativa prometedora, el sistema no ha sido implementado a grandes niveles comerciales. En la Figura 2. 9 se muestra un esquema de esta configuración.

Figura 2. 9: Central de concentración solar con discos solares



Referencia: (Energy.gov - Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, 2013).



Espacial

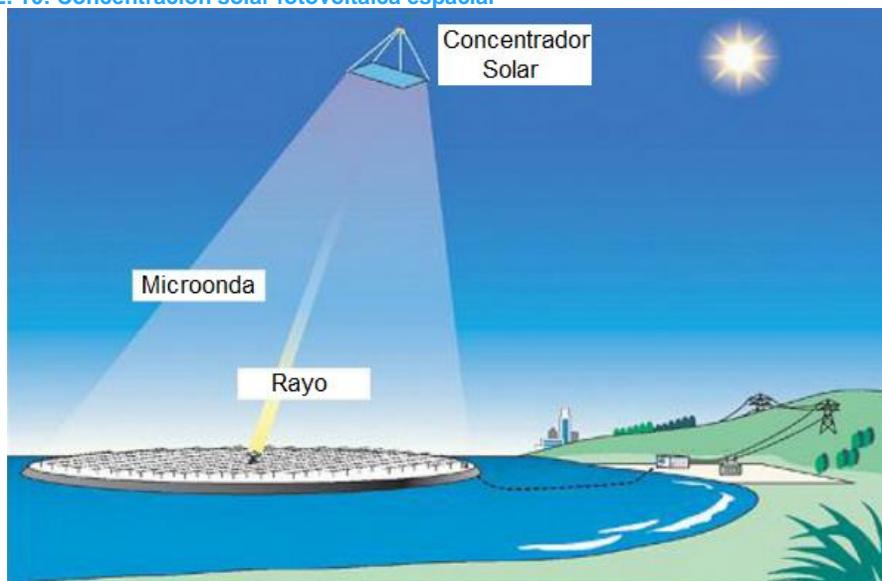
La principal limitación de las centrales fotovoltaicas consiste en la cantidad de horas en el día en el que se puede obtener el recurso solar y, si con suerte, el día no se encuentra demasiado nublado para su máximo aprovechamiento. Por tal motivo se ha considerado la alternativa de obtener continuamente la energía solar mediante la instalación de concentradores de rayos solares en el espacio y enviarlos hacia los módulos fotovoltaicos instalados en los campos solares.

Los satélites enviados al espacio tienen varios reflectores o espejos inflables y un transmisor de potencia de microondas o de láser. Los reflectores y espejos se encargan de recolectar los rayos solares y son dirigidos hacia el transmisor de

potencia para convertir la energía solar en un rayo láser o de microonda. El rayo es orientado ininterrumpidamente hacia centrales receptoras de potencia, donde reciben el rayo y realizan posteriormente la conversión de energía eléctrica.

Como es de esperarse, esta tecnología resulta ser muy costosa por los envíos de los satélites al espacio y la construcción de los elementos. A pesar que se ha probado exitosamente en fase de experimentación la transmisión de 10 kW de potencia en tierra, aún le falta mucha inversión en desarrollo para ser implementada a nivel comercial. En la Figura 2. 10 se muestra el modelo conceptual de esta tecnología.

Figura 2. 10: Concentración solar fotovoltaica espacial



Referencia: (Japan Space Systems, 2013).



Eólicas

El calentamiento no uniforme de zonas geográficas provoca diferencia de presiones atmosféricas, lo cual produce las corrientes de aire (viento). Parques eólicos aprovechan la energía cinética disponible en corrientes de aire para producir energía eléctrica con la ayuda de turbinas de viento o sistemas de conversión de energía eólica. Los álabes de las turbinas de viento son impulsados por acción del viento, transformando la energía cinética del viento a energía rotacional para un eje acoplado a un generador y finalmente a energía eléctrica mediante electromagnetismo.

Centrales eólicas son generalmente clasificadas según su conexión a la red eléctrica (sistema aislado o conectado a la red), característica de la instalación (en tierra o en alta mar), y el tipo de turbina eólica (eje vertical u horizontal). No obstante, gracias al ingenio y creatividad del ser humano, en los últimos años la tecnología de las turbinas eólicas ha ido evolucionando drásticamente, causando que se desarrollen nuevas configuraciones y que sus costos sean igual de competitivos con las tecnologías convencionales. Las siguientes secciones complementan con mayor información el avance de las configuraciones mencionadas.

Turbinas de Eje Horizontal Instaladas en Tierra

Las primeras centrales eólicas fueron construidas bajo este principio, por lo que existen comercialmente en todas partes del mundo. El eje es montado paralelo al flujo del viento y del suelo y las aspas están diseñadas de tal forma que se aprovecha al máximo la captura de la energía del viento para convertirla a energía mecánica rotacional.

El número de aspas también juega un papel muy importante en la eficiencia del generador; tres resulta ser el número adecuado ya que otorgan mejor balance a las fuerzas giroscópicas ejercidas a la turbina. Una caja de cambios es una caja con arreglos de engranajes que hace la función de amplificador de velocidad baja a alta para el generador.





Figura 2. 11: Parque eólico con turbinas de viento de eje horizontal



Referencia: (U.S. Energy Information Administration, 2017).

AB



Turbinas de Eje Horizontal Instaladas en Alta Mar

Esta tecnología surge bajo el hecho de que en alta mar las velocidades del viento son mucho más estables y mayores que en tierra firme. Otra diferencia significativa es el tipo de fundación diseñada: las de tierra firme son de concreto mientras que

las de alta mar pueden estar en el agua (tipo flotante) o fijadas en el suelo marino. La Figura 2. 12 muestra una gama de diseños utilizados en proyectos eólicos junto con sus características, ventajas y desventajas.

Figura 2. 12: Resumen de diferentes fundaciones fijas disponibles para turbinas de viento en alta mar

	Pilar alto con tapa	Monopilar	Base de gravedad de concreto	Tripode	Tres pilares	Estructura Metálica	Cubeta de succión
Diseño	 0-20m	 0-30m	 0-40m	 0-40m	 0-50m	 0-50m	 0-55m
Ejemplo	Sakata (JP)	Kamisú (JP)	Choshi (JP)	Longyuan Rudong intertidal (CH)	Bard Off-shore 1 (DE)	Kitakyushu (JP)	Dogger Bank (UK)
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> Tapa protege contra colisiones 	<ul style="list-style-type: none"> Diseño sencillo 	<ul style="list-style-type: none"> Económicas No requiere de perforaciones 	<ul style="list-style-type: none"> Más estable que monopilares 	<ul style="list-style-type: none"> Pueden ser instaladas con barcasas convencionales de elevación 	<ul style="list-style-type: none"> Estabilidad Liviana 	<ul style="list-style-type: none"> Menos acero No requiere de perforaciones
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> Profundidad de agua limitada Fabricación compleja 	<ul style="list-style-type: none"> Diámetro aumenta significativamente con la profundidad Perforaciones 	<ul style="list-style-type: none"> Preparación del fondo del mar es requerida 	<ul style="list-style-type: none"> Instalación más compleja 	<ul style="list-style-type: none"> Costos 	<ul style="list-style-type: none"> Costos 	<ul style="list-style-type: none"> No es aplicable en fondos de mar sólidos
Comentarios	<ul style="list-style-type: none"> Muy común en industrias de tierra firme 	<ul style="list-style-type: none"> Tipo de fundación más común Limitaciones en la profundidad del agua 	<ul style="list-style-type: none"> Instaladas actualmente en aguas poco profundas 	<ul style="list-style-type: none"> Altos costos de producción debido a la complejidad de la estructura y peso 	<ul style="list-style-type: none"> Altos costos de producción debido a la complejidad de la estructura y peso 	<ul style="list-style-type: none"> Comercialmente atractivo > 35m por su flexibilidad y bajo peso (40-50% menos acero que monopilares) 	<ul style="list-style-type: none"> Aún a desplegarse a escala

Referencia: (Energy Technology Systems Analysis Programme & International Renewable Energy Agency, 2016).

Según lo recopilado en la literatura, la configuración más sencilla y comúnmente usada es la monopilar; sin embargo, dicha configuración solamente puede ser instalada en aguas de hasta 30 metros de profundidad. Fundaciones flotantes han sido instaladas usualmente en

aguas con profundidades mayores a los 50 metros debido a que los costos requeridos para una fundación en el suelo marino son extremadamente altos; no obstante, tales estructuras se encuentran en fase de demostración.



De acuerdo con el estudio presentado por la Organización de Nuevas Energías y Desarrollo Tecnológico Industrial NEDO (New Energy and Industrial Technology Development Organization) en 2013, las pérdidas energéticas en el proceso de conversión son las siguientes: entre un 50% a 60% de la

energía aerodinámica en las aspas y rotor de la turbina, 4% de la energía mecánica en la caja de cambios y un 6% de la energía electromecánica en el generador. Con todas estas pérdidas tomadas en consideración, la eficiencia global de una central eólica convencional está entre el 30% y 40%.

Turbinas de Ejes Verticales

Esta configuración corresponde a una de las modalidades más modernas en la actualidad y, por sus resultados obtenidos a la fecha, tiene un potencial muy prometedor para competir con fuentes de producción convencionales. En comparación con las turbinas de eje horizontal, estas requieren menos espacio por lo que permiten la instalación de más generadores, además de ser más fácil la fabricación y transporte de los elementos. Otros beneficios de esta configuración son: la reducción considerable de ruido, un

mantenimiento más sencillo del generador debido a que éste se encuentra en el suelo, y el efecto sombra o de atenuación de la fuerza del viento es beneficioso. Finalmente, estas pueden instalarse tanto en tierra firme como en alta mar; sin embargo, por ser una tecnología relativamente nueva, sus costos de inversión son muy elevados y varios proyectos de este tipo se encuentran en fase experimental. Puede notarse en la Figura 2. 13 el espacio reducido requerido para la instalación de un parque eólico con esta tecnología.

Figura 2. 13: Modelos de turbinas de viento de eje vertical



Referencia: (Energy BC, 2016).



Turbinas de Viento Flotantes

Esta tecnología surge por el hecho de que a mayor altura la instalación de la turbina de viento, mayor será la velocidad de los vientos y por consiguiente una mayor potencia podrá ser extraída del mismo. Combina las propiedades de una turbina de viento de eje horizontal y las de un dirigible. El dirigible se infla con helio y es mantenido en su

posición con cuerdas y estructuras fijadas en el suelo para soportar las fuerzas del viento a elevadas alturas. Ya que estos dispositivos se encuentran a gran altitud, el ruido producido por las aspas es despreciable y requiere de poco mantenimiento. Un prototipo de esta tecnología es mostrado en la Figura 2. 14.

Figura 2. 14: Prototipo de una turbina de viento flotante



Referencia: (Inhabitat, 2012).



Marina

Centrales de esta categoría aprovechan el ilimitado recurso energético proveniente de los océanos, los cuales incluye las olas, mareas, diferencia de temperatura de los océanos y salinidad. Debido a que la variabilidad de las olas y mareas es

menor en comparación con la de los vientos, es más fácil predecir y estimar la generación. A continuación, se describen cada una de las alternativas de generación eléctrica con este recurso renovable.

Olamotriz

Consiste en el proceso de conversión de la energía mecánica proveniente de las olas superficiales en los océanos a eléctrica. Toda central de producción de energía de esta categoría cuenta con cuatro componentes principales:

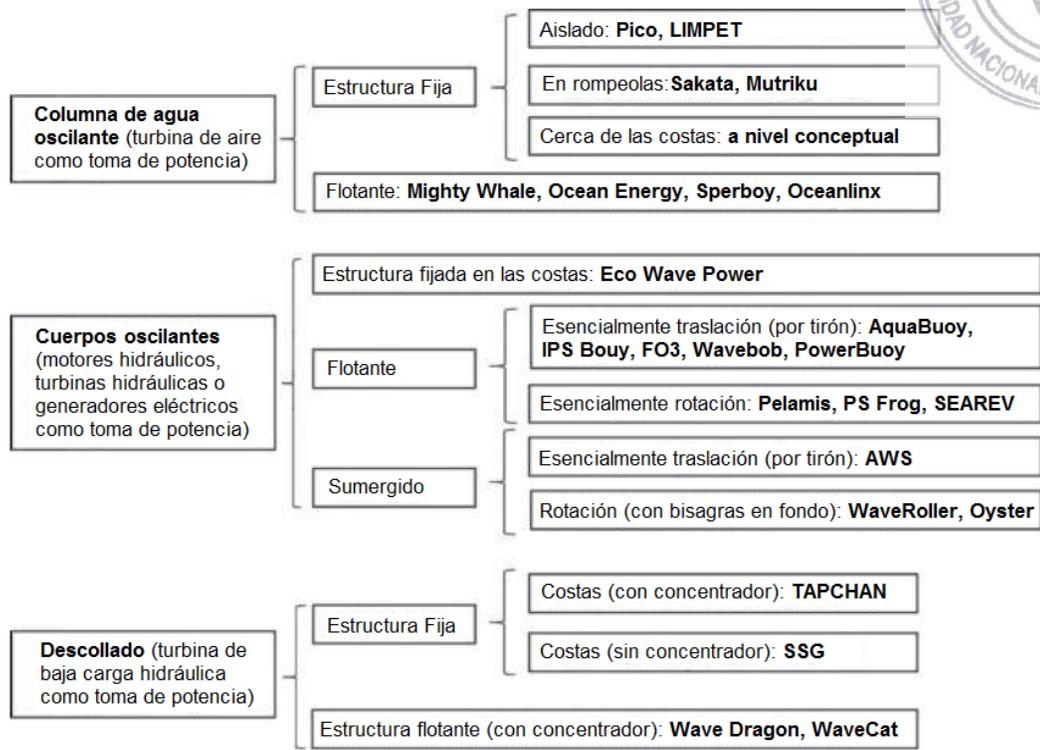
1. La estructura y el motor principal encargado de capturar la energía de la ola y convertirla a energía mecánica.
2. La fundación o anclaje que mantendrá en su lugar la estructura y el motor principal.
3. El sistema de toma de potencia, el cual convierte la energía mecánica en eléctrica.
4. Los sistemas de control que salvaguardan y optimizan el rendimiento durante las condiciones de operación.

De acuerdo con la información presentada en el informe de la Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA por sus siglas en inglés) en su documento “Energía de Olas: Resumen Tecnológico” del año 2014, los dispositivos utilizados para capturar la energía de las olas se clasifican en tres tipos: columna de agua oscilante, cuerpos oscilantes y de desbordamiento. La Figura 2. 15 muestra a mayor detalle las diferentes opciones que hay actualmente desarrolladas. Complementariamente, en las Figura 2. 16 a Figura 2. 18 se puede observar diseños de dispositivos que han sido implementados exitosamente.



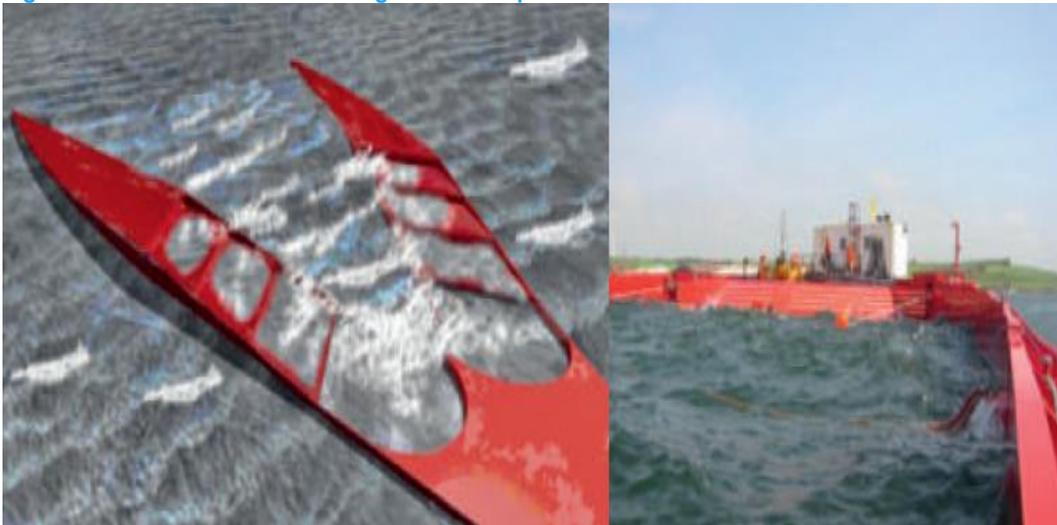


Figura 2. 15: Clasificación de técnicas de generación de energía olamotriz



Referencia: (International Renewable Energy Agency, 2014).

Figura 2. 16: Convertidores de energía olamotriz por desbordamiento



Referencia: (International Renewable Energy Agency, 2014).



Figura 2. 17: Convertidores de energía olamotriz con cuerpos oscilantes



Referencia: (International Renewable Energy Agency, 2014).

Figura 2. 18: Convertidores de energía olamotriz con columnas de agua oscilantes



Referencia: (International Renewable Energy Agency, 2014).



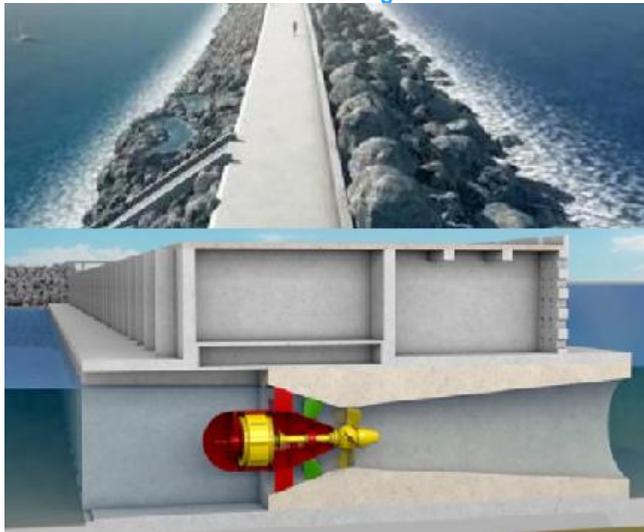
Mareomotriz

Las mareas son producto de las interacciones gravitacionales del sol y la luna con la Tierra; centrales aprovechan la energía cinética (corrientes de la pleamar y bajamar) y potencial (diferencia de altura entre la pleamar y bajamar) de las masas de agua al implementar turbinas de bulbo similares a las utilizadas en centrales hidroeléctricas instaladas en presas.

La generación de energía con este recurso es posible con las siguientes alternativas:

1. Generación unidireccional en la bajamar: Durante la pleamar, las compuertas permanecen abiertas para llenar el reservorio y mantenerlo en su nivel más alto. Cuando inicia la bajamar, el agua del mar desciende del reservorio y pasa por las turbinas. Este ciclo permite generar electricidad por cuatro horas una sola vez al día.
2. Generación unidireccional en la pleamar: Durante la pleamar, las compuertas permanecen cerradas para aislar el reservorio y mantenerlo en su nivel más bajo. Cuando inicia la pleamar, el agua del mar asciende al reservorio y pasa por las turbinas. Este ciclo permite generar electricidad por cuatro horas una sola vez al día.
3. Generación bidireccional: combina los ciclos operativos de los dos primeros escenarios. El ciclo permite generar electricidad por cuatro horas dos veces al día; sin embargo, el sistema requiere de turbinas reversibles, lo cual hace los costos de inversión más elevados en comparación con las dos primeras alternativas.

Figura 2. 19: Esquema de una central mareomotriz con generación unidireccional



Referencia: (University of Bristol, s.f.).



Maremotérmica

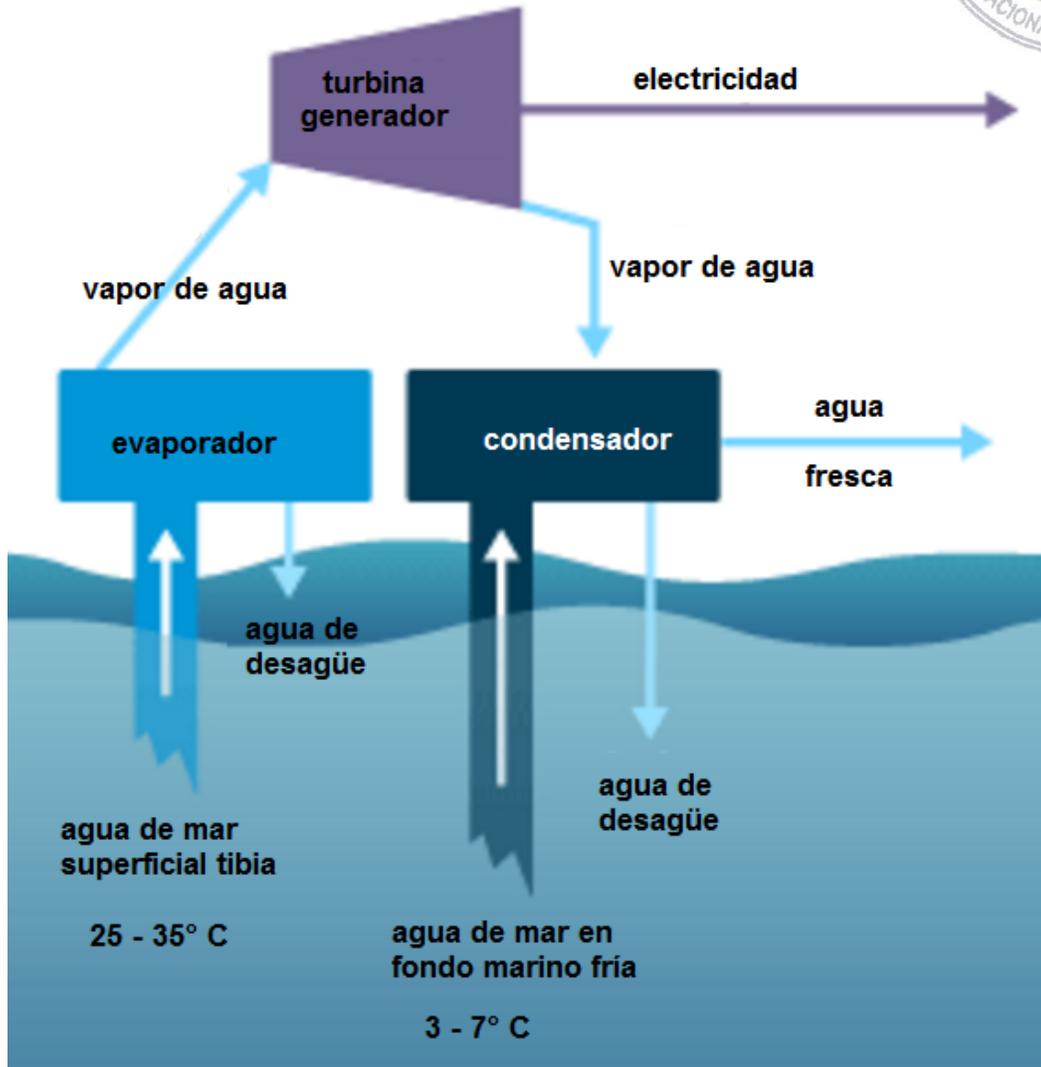
En contraste con las tecnologías olamotriz y mareomotriz que aprovechan la energía cinética y potencial de las olas y mareas, la generación maremotérmica es un tipo de conversión energética mediante un ciclo termodinámico basado en la diferencia de temperatura que hay entre las aguas tibias superficiales y las aguas frías del fondo marino entre 800 y 1000 metros de profundidad. El agua tibia calienta un fluido de trabajo hasta convertirlo en vapor, el cual es eventualmente transportado hacia las turbinas para extraer su energía y finalmente ser enfriado con el agua del fondo marino.

Con estas centrales se pueden llegar a obtener factores de carga de entre 90 y 95%, una de las más altas dentro de las tecnologías de generación existentes; por otra parte, la producción de energía se logra de manera continua y el recurso es ilimitado. No obstante, es necesario recalcar que esta tecnología se encuentra en fase de desarrollo para niveles comerciales, por lo que hace de esta una tecnología muy costosa. Igualmente, los costos se elevan aún más por el hecho de requerir tuberías y sistemas de bombas más resistentes a la corrosión.





Figura 2. 20: Ciclo operativo de una central maremotérmica



Referencia: (U.S. Energy Information Administration, 2017).



Osmótica

También conocida como energía de gradiente de salinidad y energía azul. Se basa en la diferencia de concentración de salinidad que hay entre dos cuerpos de agua, usualmente agua salada del mar y agua dulce de ríos que desembocan al mar. En la actualidad existen dos maneras de obtener energía eléctrica mediante esta tecnología: mediante ósmosis por presión retardada y la electrodiálisis invertida.

En la ósmosis por presión retardada, una membrana delgada separa los reservorios de agua dulce y agua salada. El agua dulce fluye a través de la membrana semipermeable hacia el reservorio de agua salada, provocando un aumento en la presión del reservorio. Cuando la presión acumulada en dicho reservorio es considerable se hace pasar por una turbina el cual realiza la conversión de energía eléctrica.

La técnica de electrodiálisis invertida utiliza un principio físico diferente a la ósmosis por presión retardada para

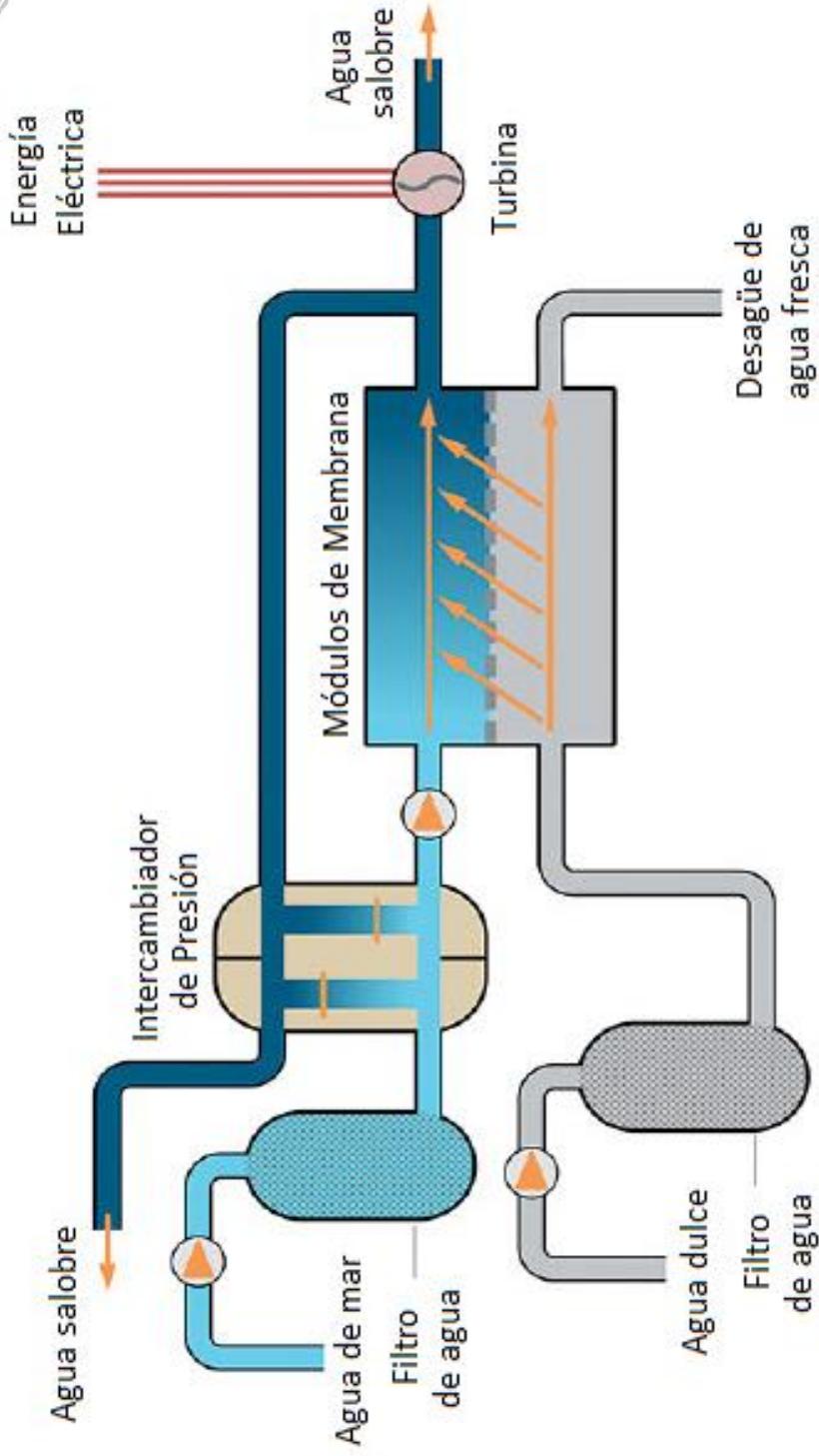
producir electricidad: crea una diferencia de potencial mediante el transporte de iones de sal por un grupo de membranas. Las membranas selectivamente permeables están en un arreglo de tal manera en que se produce un intercambio alternado de cationes y aniones. Asimismo, entre las membranas se encuentran compartimientos que almacenan alternadamente agua dulce y agua salada, garantizando así el gradiente de salinidad.

A pesar de ser una tecnología muy innovadora, aún se requiere de mucha inversión en investigación y desarrollo para ser competitiva comercialmente con otras fuentes renovables. Los principales retos aunados a esta tecnología son el mejoramiento del diseño y calidad de las membranas para tener alta durabilidad en los procesos de conversión energética, así también como el desarrollo de los módulos que contienen las membranas, y el pretratamiento del agua.





Figura 2. 21: Ciclo operativo de una central osmótica por presión invertida



Referencia: (National Renewable Energy Laboratory, 2012).

AB



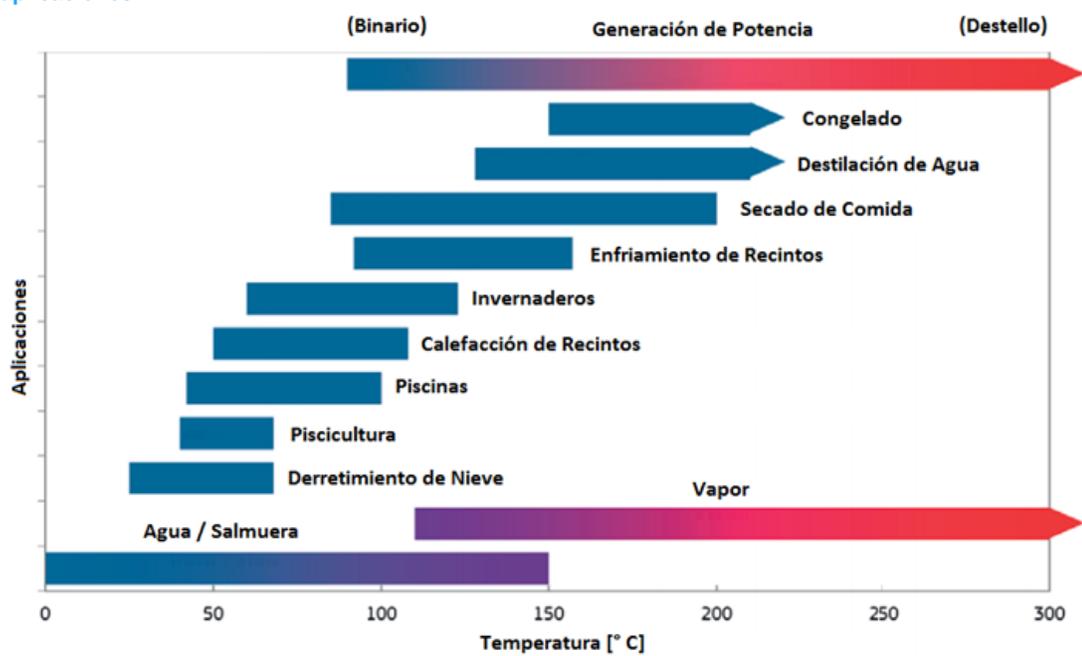
Geotérmica

Las centrales geotérmicas aprovechan el potencial energético de algún fluido de trabajo proveniente de reservorios encontrados bajo tierra para el uso indirecto de producción de energía eléctrica y/o uso directo. El uso directo no involucra conversiones de energía térmica a eléctrica, por consiguiente, ésta es utilizada para calefacción y/o

enfriamiento de recintos, procesos industriales y agrícolas. En las Figura 2. 22 y Figura 2. 23 pueden observarse algunas de las aplicaciones más comunes para el cual el potencial geotérmico es aplicado y su rango de temperatura.



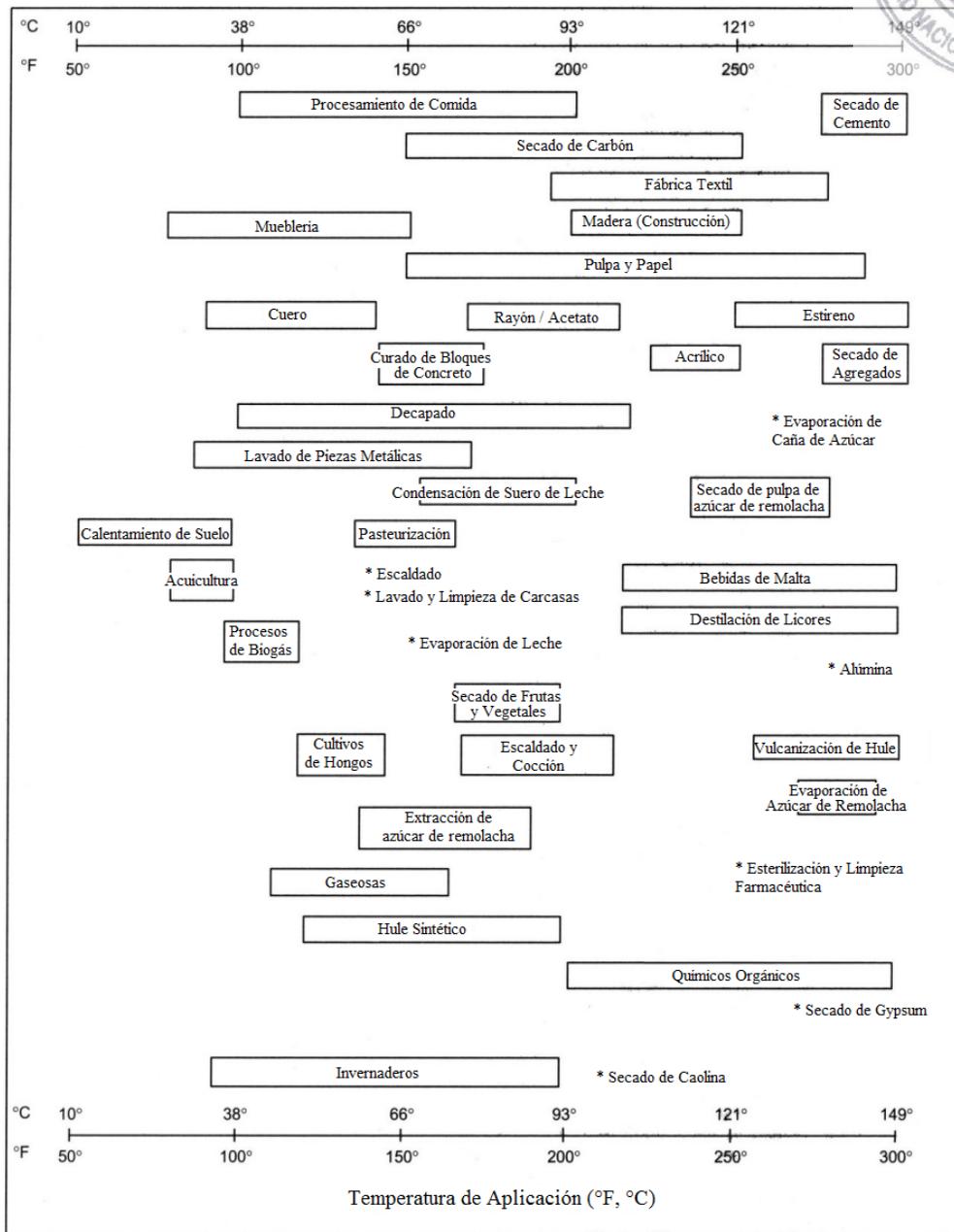
Figura 2. 22: Diagrama Lindal de temperatura de agua y vapor geotérmico recomendado para diversas aplicaciones



Referencia: (European Commission, 2015).



Figura 2. 23: Usos directos del recurso geotérmico: Rangos de temperatura de algunos procesos industriales y aplicaciones agrícolas



Referencia: (Jóhannesson & Chatenay, 2014).



Actualmente existen tres tipos de configuraciones de centrales geotérmicas, y la selección de éstas depende del estado del fluido de trabajo (vapor o agua) y sus

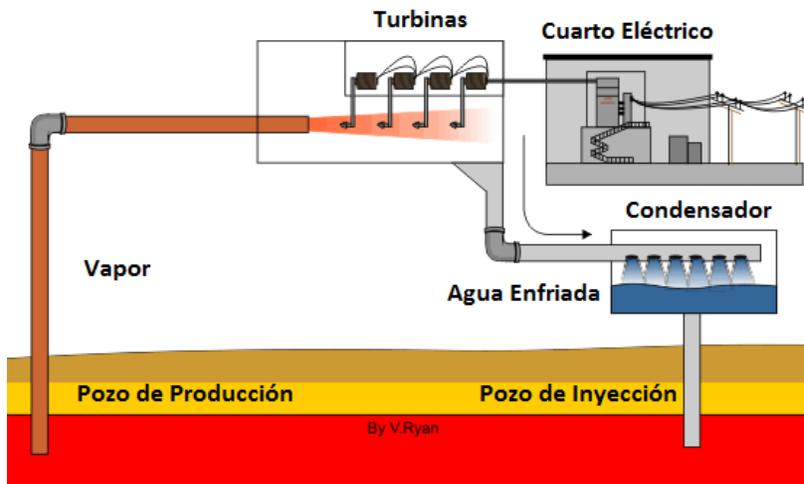
temperaturas. En las siguientes secciones se explican cada una de las configuraciones con mayor detalle.

Vapor Seco

Es una de las configuraciones convencionales más antiguas, siendo la primera construida en el año 1904. Bajo este diseño, agua en fase de vapor sobrecalentado y de temperaturas superiores a 150°C es extraído desde los reservorios y es utilizado para impulsar las turbinas y producir energía eléctrica. Una porción del vapor es posteriormente condensado y reingresado al reservorio con la finalidad de reutilizarlo en el ciclo, mientras que la otra porción del vapor es evacuada hacia el ambiente. En la Figura 2. 24 se presenta una configuración típica de una central geotérmica que opera con vapor seco. Centrales de

generación geotérmica con este esquema tienen costos de inversión relativamente bajos en comparación con los demás esquemas; adicionalmente, son altamente eficientes, llegando a valores de entre 50% y 70%. La principal restricción para implementar esta tecnología es encontrar reservorios con buen potencial de vapor. Otros aspectos que deben tomarse en cuenta con estas centrales son las concentraciones de gases no condensables en el vapor que sean expulsados al ambiente, la alta corrosividad que puede afectar los elementos de la central.

Figura 2. 24: Central geotérmica accionada por vapor seco



Referencia: (Save The Earth, 2016).



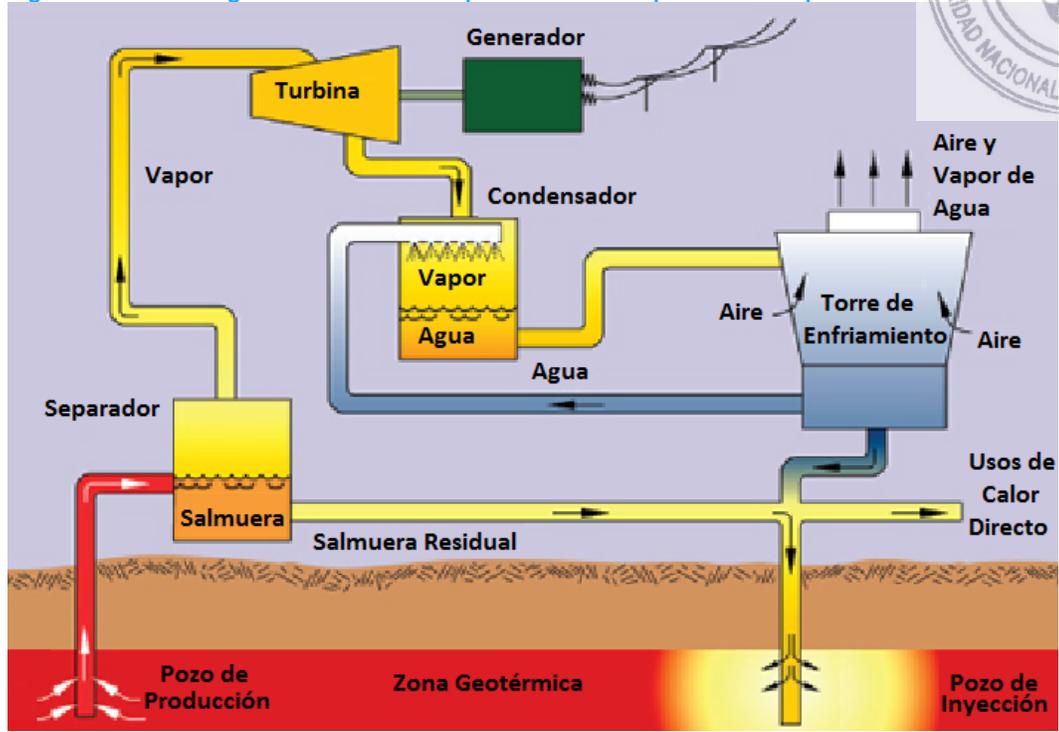
Vapor por Destello

Una de las configuraciones convencionales más utilizadas para la producción de energía eléctrica. A diferencia de las centrales geotérmicas de vapor seco, éstas utilizan agua en fase líquida con temperaturas mayores a 200°C y altas presiones de operación. Siguiendo el esquema de referencia de la Figura 2. 25, el agua es bombeada y transportada a un tanque en donde la presión del fluido es reducida drásticamente, lo cual provoca el repentino cambio de fase de líquido a vapor (de ahí el nombre de destello o flasheo de vapor). La parte del agua convertida a vapor sigue el mismo recorrido que en la configuración de una central de vapor seco; la parte del agua que se mantuvo en fase líquida se combina con el condensado del vapor usado en las turbinas para ya sea ser reinyectado al reservorio, para un segundo tanque para producir vapor por destello nuevamente y generar más electricidad, o algún uso directo de calor. Eficiencias energéticas globales son función de las veces que

el fluido es destellado y si éste es utilizado para otros procesos aparte de el de la producción de generación eléctrica: si se destella una vez, eficiencias se encuentran entre 30% y 35%; si se destellan dos veces, 35% y 45%. Si se agregan intercambiadores de calor para el proceso de producción de agua caliente, la eficiencia global es incrementada gradualmente. Centrales geotérmicas de vapor por destello sencillo requieren de un bajo costo de inversión, pero para poder ser competitivas deben disponer de un recurso geotérmico a temperaturas superiores a los 200°C; por otra parte, centrales con destello doble demandan mayor costo de inversión y para ser competitivas deben contar con el recurso geotérmico a temperaturas superiores a los 240°C. Independientemente de la cantidad de veces que sea destellado el vapor, los costos de operación y mantenimiento aumentan considerablemente si el recurso tiene una alta concentración de minerales.



Figura 2. 25: Central geotérmica accionada por destello de vapor de una etapa



Referencia: (The National Academies of The National Academies Press, 2013).



Ciclo Binario

Es la configuración más reciente e innovadora dentro del grupo y se espera que futuras instalaciones de centrales geotérmicas adopten este arreglo ya que operan con el ciclo Rankine orgánico o el ciclo Kalina. Agua a temperaturas cercanas a 60°C son transportadas a un intercambiador de calor en donde se transfiere su energía a un fluido de trabajo secundario con una temperatura de ebullición muy inferior que la del agua, causando que éste cambie de fase líquida a vapor e sea el que impulse las turbinas. La Figura 2.26 permite visualizar mejor el principio de funcionamiento del ciclo. En comparación con las tecnologías mencionadas previamente, éste es un ciclo cerrado, lo cual significa que los fluidos primarios y secundarios no se mezclan durante el proceso y esto conlleva a una disminución en las evacuaciones de vapor y gases nocivos al ambiente virtualmente nulas. Adicionalmente, no se requiere que las temperaturas del agua proveniente del reservorio sean tan elevadas. Una gran desventaja de

este ciclo de operación es que la eficiencia del sistema es ligeramente inferior a las demás técnicas. Por ejemplo:

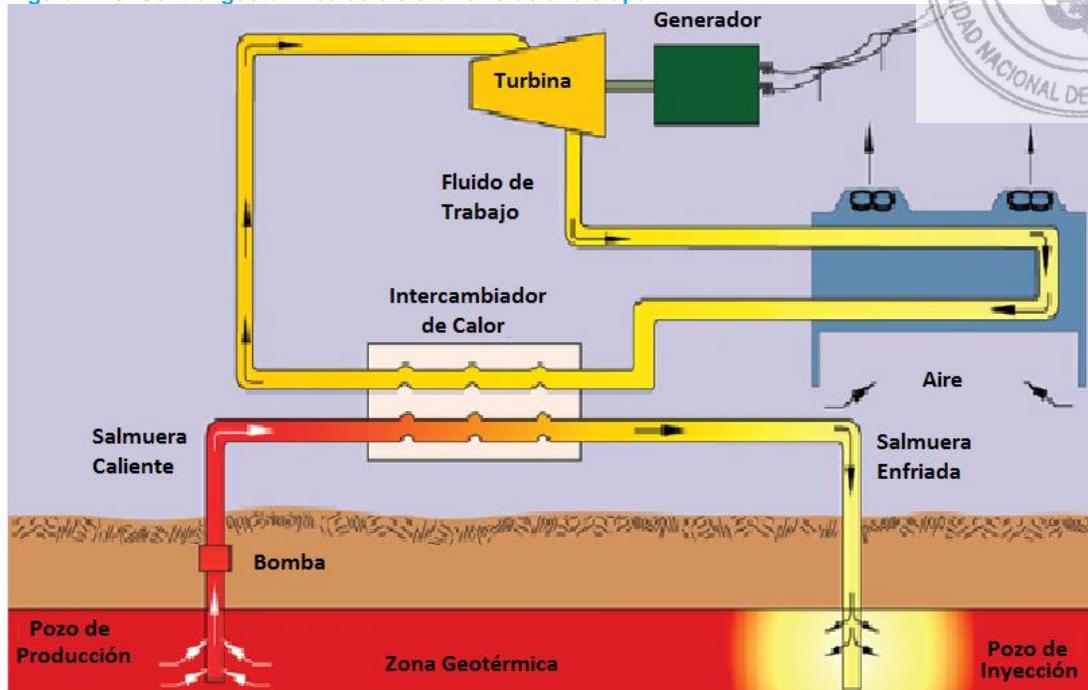
- Usando el ciclo Rankine Orgánico se pueden alcanzar eficiencias entre 25% y 45%.
- Con el ciclo Kalina pueden obtenerse eficiencias entre el 30% y 65%.

Los costos de operación y mantenimiento para una central de ciclo Rankine Orgánico son muy elevados debido a que el recurso contiene una mayor concentración de salinidad que puede afectar los elementos de la planta. En contraparte, los costos de inversión y la complejidad tecnológica son muy elevados para centrales que utilizan el ciclo Kalina debido a que este esquema es relativamente nuevo. La reducción de los costos de inversión para centrales con el ciclo Kalina la harán más competitiva contra la del ciclo Rankine Orgánico solamente cuando haya se efectúen más estudios de diseño y desarrollo.





Figura 2.26: Central geotérmica de ciclo binario de una etapa



Referencia: (The National Academies of The National Academies Press, 2013).

Las centrales geotérmicas superan a las centrales térmicas que utilizan recursos no renovables (combustibles fósiles) en los siguientes aspectos:

- Cuentan con recurso energético confiable, abundante y renovable puesto que el agua puede ser reingresada al reservorio para producir más vapor.
- Reducción en espacio físico de la central generadora ya que no se requiere de un depósito para el almacenamiento del combustible.
- Sus costos efectivos son más baratos ya que no dependen de las variaciones de los precios del combustible.
- Las emisiones de gases de efecto invernadero son menores.

A pesar de las ventajas descritas anteriormente, la producción de energía eléctrica mediante esta tecnología lleva integrado intrínsecamente las siguientes desventajas:

- La producción de energía puede verse limitada por el agotamiento del recurso hídrico en los reservorios.
- Los respiraderos naturales no son accesibles en su totalidad y solamente lo están en ubicaciones selectas. Por otra parte, los respiraderos artificiales son muy lejanos y muy profundos en la tierra para ser lo suficientemente efectivos.

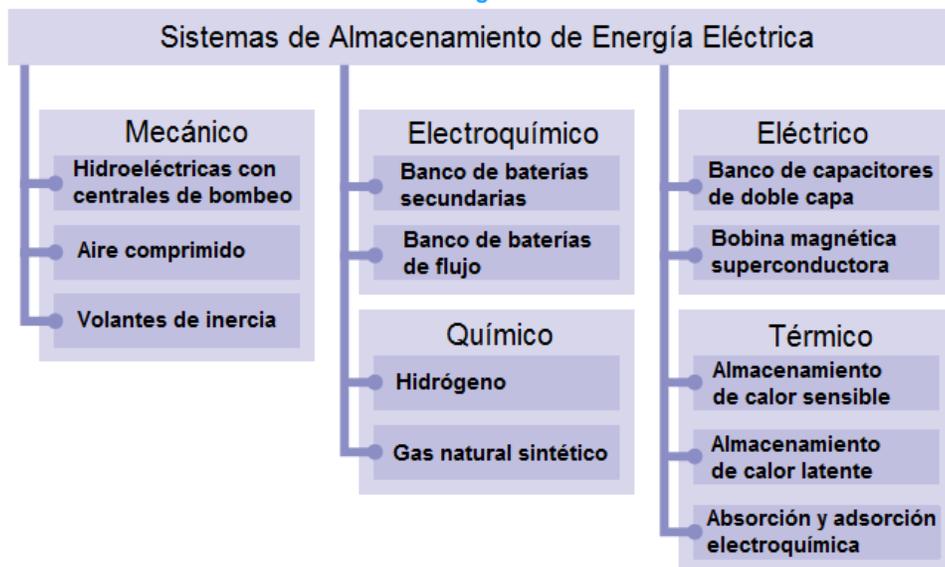


Tecnologías de Almacenamiento de Energía Eléctrica

Las tecnologías de producción de energía renovables no convencionales dependen de la disponibilidad momentánea del recurso, por lo que son consideradas como fuentes intermitentes. Con la finalidad de mitigar tal variabilidad, se recurren a los sistemas de acumulación de energía, los cuales permiten almacenar la energía en el momento en que se tiene disponible y posteriormente utilizarla cuando sea necesario.

En función de la tecnología de generación de energía eléctrica, se presentan en las siguientes secciones las diferentes alternativas disponibles de sistemas de acumulación de energía. La Figura 2.27 presenta un resumen de las tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica; análogamente, en la Figura 2.28 se muestra la curva de madurez de las tecnologías de almacenamiento de energía.

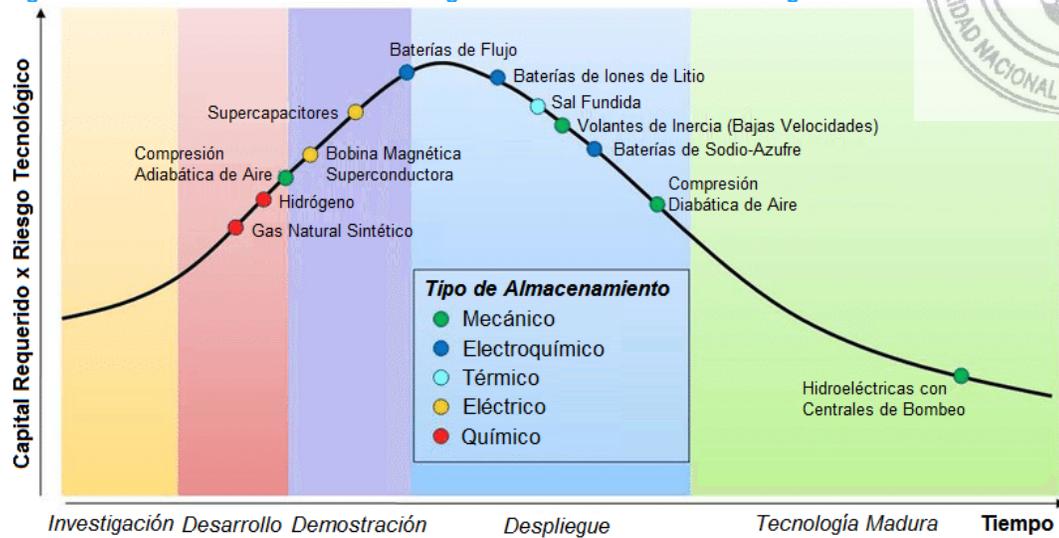
Figura 2.27: Sistemas de almacenamiento de energía eléctrica



Referencia: (International Electrotechnical Commission, 2011).



Figura 2.28: Curva de madurez de tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica.



Referencia: (Scottish Renewables, 2016).

Sistemas de Almacenamiento Mecánicos

Hidroeléctricas con Centrales de Bombeo

Son centrales hidroeléctricas que tienen dos reservorios a diferentes elevaciones, en el cual se bombea agua durante horas valle desde el reservorio inferior hacia el reservorio superior. En horas pico o cuando sea requerido por el sistema, el agua es turbinada desde el reservorio superior hacia el inferior para producir energía eléctrica. Mientras que los reservorios superiores son usualmente los mismos embalses o un embalse a mayor altura, existen varias alternativas técnicamente viables para los reservorios inferiores: pozos de minas inundadas, cavernas u otras cavidades subterráneas, e incluso el mar abierto. De ser posible, es recomendable que el reservorio

inferior sea subterráneo, ya que se logra evitar la evaporación del agua.

Este tipo de centrales hidroeléctricas son reversibles, ya que los generadores pueden operar como motores, y las turbinas como bombas. Bajo esta configuración de central hidroeléctrica, su eficiencia oscila entre un 70% y 85%: tienen un rendimiento más bajo cuando operan como bombas que como turbinas.

Las principales ventajas de estas centrales son un tiempo de vida más extendido y la disposición del recurso virtualmente inagotable; por otra parte, las mayores limitaciones de las centrales son una gran dependencia de las condiciones topológicas y un mayor uso requerido de tierra



inundable. En cuanto a problemas operativos se han identificado:

- Problemas de cavitación: la casa de máquinas debe ubicarse de tal manera que la bomba opere sumergida en todo momento.
- El cambio de dirección del flujo del agua incrementa la probabilidad de agrietamiento debido a fatiga en la estructura.
- El flujo del agua durante el modo de bombeo tiende a elevar la máquina axialmente, provocando mayores esfuerzos de tensión en cojinetes.

- Las parrillas retenedoras de basura sufren de vibraciones extremas en modo de bombeo.

Esta tecnología se encuentra en su fase madura: las primeras centrales de este tipo surgieron en Italia y en Suiza en los años 1890; la central más grande del mundo (Bath County) tiene una capacidad instalada de 2100 MW está ubicada en Virginia, Estados Unidos. En las Figura 2.29 y Figura 2.30 pueden apreciarse algunos proyectos desarrollados de centrales hidroeléctricas con bombeo.

Figura 2.29: Central Hidroeléctrica con Bombeo de agua dulce Rocky Mountain (1095 MW), ubicada en el estado de Georgia, Estados Unidos.



Referencia: (Canary Systems, 2016).



Figura 2.30: Central Hidroeléctrica con Bombeo de agua de mar Yanbaru (30 MW), ubicada en la isla de Okinawa, Japón.



Referencia: (Department of Energy - Global Energy Storage Database, 2017).

Aire Comprimido

Debido a la gran disponibilidad del recurso, aire es comprimido y almacenado durante las horas de demanda valle en estructuras subterráneas o en una configuración de tuberías para posteriormente mezclarlo con gas natural, quemarlo y expandirlo en una turbina de gas modificada y producir energía eléctrica en las horas de demanda pico.

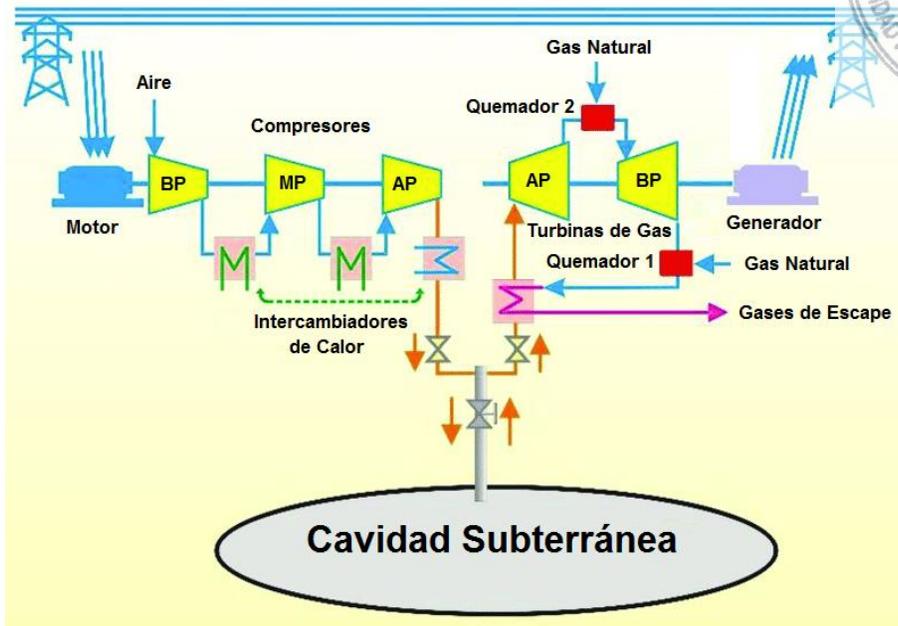
Existen actualmente dos tipos de compresión: diabática y adiabática; la primera alternativa ha sido implementada y demostrada desde el siglo XIX, mientras que la última se encuentra en fase de desarrollo. En un proceso de compresión diabática, el calor liberado durante la compresión es disipado por

enfriamiento y éste no se almacena, por lo que el aire debe recalentarse previamente para su expansión en la turbina. En contraste, en un proceso de compresión adiabática, el calor liberado durante la compresión del aire es almacenado en un depósito térmico (por ejemplo, rocas porosas) y utilizado durante su expansión en la turbina.

La principal ventaja de estas centrales es su gran capacidad de almacenamiento; sin embargo, se restringen por su baja eficiencia global (menores a 50%) y por su disponibilidad geográfica. En las Figura 2. 31 y Figura 2. 32 se puede observar los esquemas de funcionamiento.

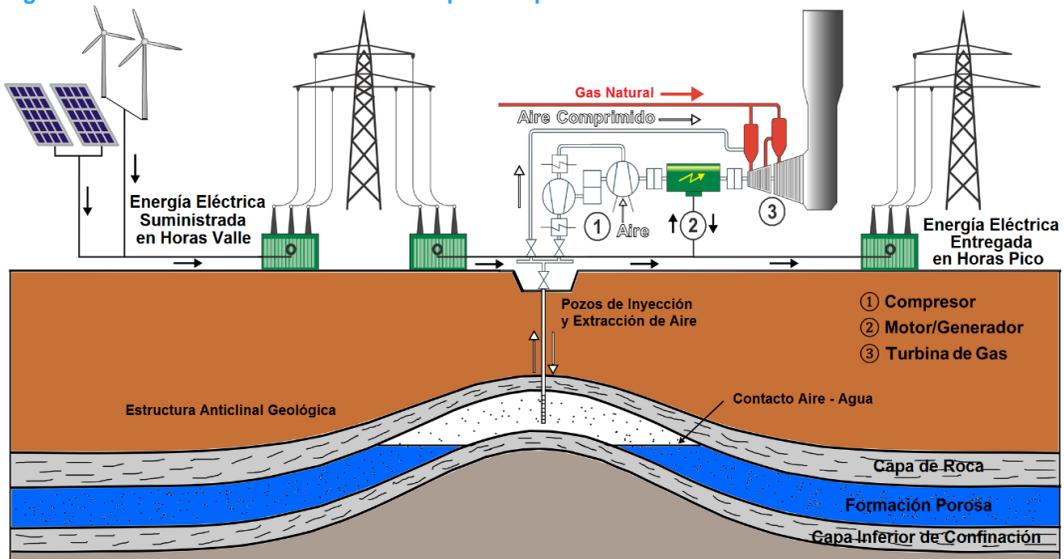


Figura 2. 31: Central con almacenamiento por compresión diabática de aire.



Referencia: (Huang, y otros, 2017).

Figura 2. 32: Central con almacenamiento por compresión adiabática de aire.



Referencia: (Wang & Bauer, 2017).

Handwritten signature

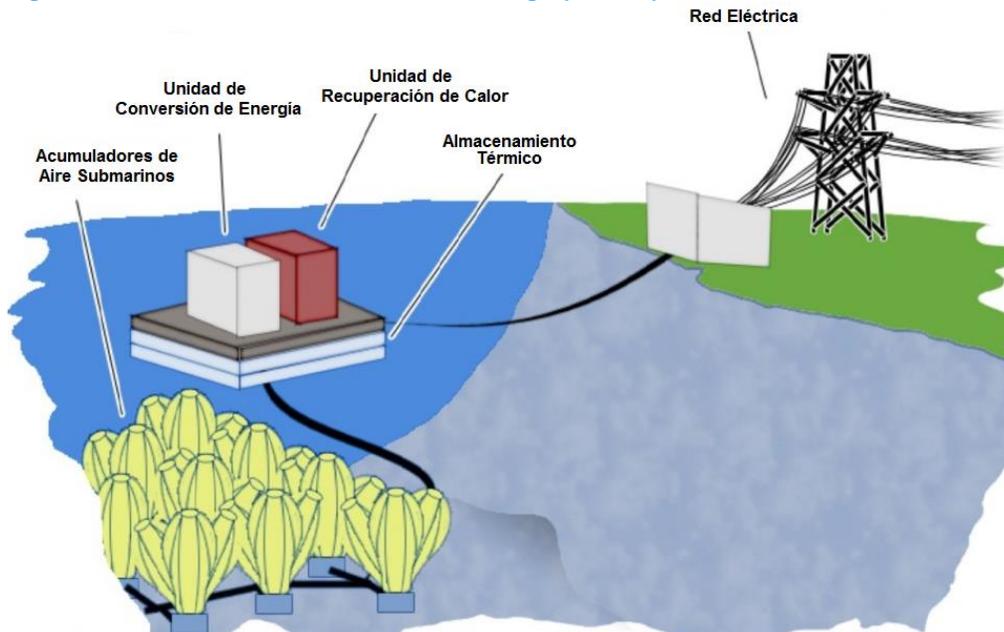


Una innovadora alternativa de almacenamiento de energía por compresión de aire ha sido implementada: compresión submarina de aire. La idea consiste en aprovechar los principios y conceptos termodinámicos y mecánica de fluidos en un sistema de almacenamiento submarino: el almacenamiento del aire comprimido se da en acumuladores flexibles instalados cerca del fondo de lagos y océanos.

A medida que el aire ingresa, los acumuladores se expanden como un globo; la presión de diseño del aire dentro del acumulador se iguala a la presión hidrostática ejercida por el agua que rodea el acumulador, lo cual mantiene el aire comprimido en el acumulador incluso cuando éste se

encuentra parcialmente lleno. Esta alternativa resulta ser muy ventajosa en comparación con el uso de contenedores rígidos que experimentan una reducción en la presión a medida que el volumen de aire almacenado disminuye. En otras palabras, el aire comprimido en sistemas submarinos mantiene una presión constante independientemente del volumen. Adicionalmente, durante el proceso de compresión del aire, el calor es almacenado en una plataforma cercana hasta por ocho horas antes de ser utilizado en el ciclo de descarga. Cada uno de estos principios físicos contribuyen a una mejora en la eficiencia global del ciclo de un 60% hasta un 80%. Se puede observar un diagrama de este sistema en la Figura 2. 33.

Figura 2. 33: Sistema de almacenamiento de energía por compresión submarina de aire.



Referencia: (Windpower Engineering & Development, 2014).



Otra ventaja relevante de estos sistemas es la disponibilidad geográfica: debido a que pueden instalarse en el fondo de lagos y océanos, los sistemas pueden escalarse con mayor facilidad en comparación con los sistemas convencionales. Al agregar más acumuladores al sistema se puede incrementar la capacidad total del reservorio. El proyecto piloto (ver

Figura 2. 34) se encuentra en servicio desde el año 2015 en la Isla de Toronto, Canadá, con una capacidad instalada de 1 MW, con una futura opción de expansión a 5, 10, 50 y 100 MW si se llega a fase de comercialización. Existe un proyecto actualmente en construcción en Goderich, Canadá (1.75 MW) y otro contratado en Aruba (1 MW).



Figura 2. 34: Proyecto Toronto Islands, Canadá.



Referencia: (Hydrostor, 2018).

Volantes de Inercia

Volantes de inercia almacenan energía cinética rotacional en un rotor acelerado, conformado por un cilindro giratorio con una gran masa. Los principales componentes de una volante de inercia son el cuerpo (incluye el cilindro giratorio unido a su eje) en un compartimiento, los cojinetes y el dispositivo de transmisión de potencia

(motor/generador instalado en el estator).

La energía se conserva en la volante de inercia al mantener en rotación el cuerpo a una velocidad constante; cualquiera variación en la velocidad del cuerpo significa un cambio en la energía almacenada. Para acelerar la volante, se le suministra electricidad

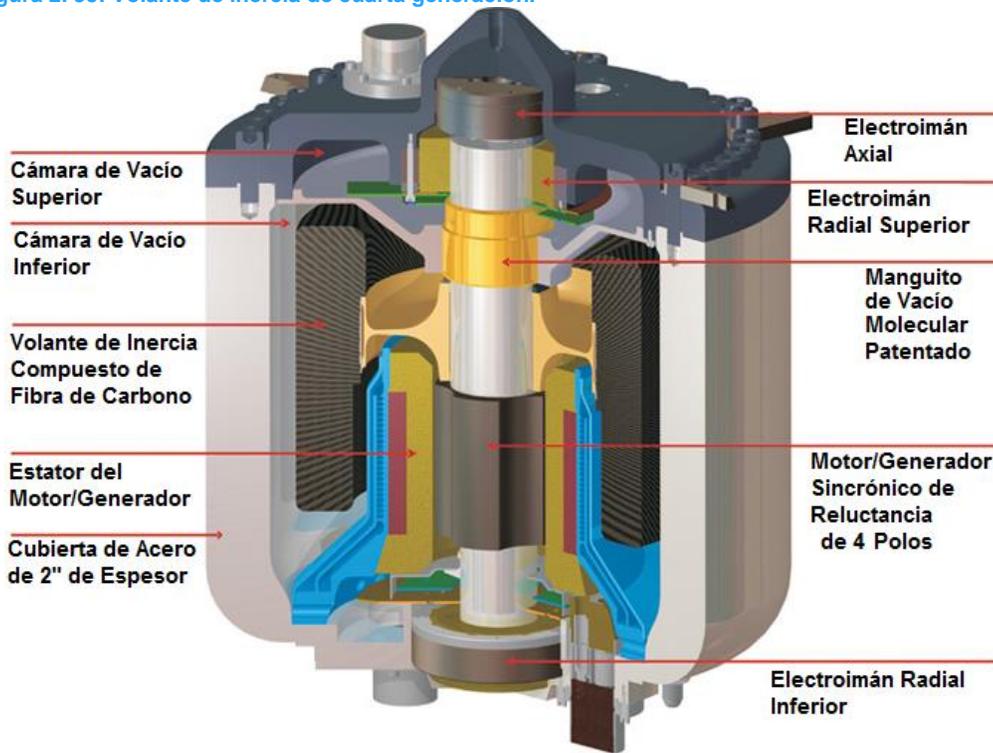


con el dispositivo de transmisión; si la velocidad se reduce, electricidad puede extraerse del sistema por el mismo dispositivo.

La tecnología ha estado presente desde los años 1970, siendo las volantes de primera generación un cuerpo giratorio de gran tamaño hechos de acero en cojinetes mecánicos convencionales que les permitía girar a unos cuantos miles

de RPM. Las volantes de última tecnología utilizan rotores construidos con filamentos de carbono de alta resistencia, suspendidos por cojinetes magnéticos, brindándole la capacidad de girar entre velocidades de 20,000 a 50,000 RPM dentro de una cubierta en vacío; un modelo de volante de última tecnología puede ser observado en la Figura 2. 35.

Figura 2. 35: Volante de inercia de cuarta generación.



Referencia: (Powerthru, 2016).

Entre las ventajas de implementar volantes de inercia como acumuladores de energía se pueden mencionar un mantenimiento reducido, densidad de potencia alta, larga vida útil, excelente estabilidad en los ciclos de carga/descarga y el uso de materiales ambientalmente inertes. A pesar de las ventajas mencionadas, estos elementos tienen un nivel alto de pérdidas energéticas debido a la resistencia del aire y por la fricción en los cojinetes.



Sistemas de Almacenamiento Electroquímicos

Esta sección describe el principio de funcionamiento de una gran variedad de baterías; pueden clasificarse principalmente en dos grupos: baterías secundarias y de flujo.

Baterías Secundarias

Son baterías recargables utilizadas como respaldo ante interrupciones en el suministro de energía a una carga eléctrica, mitigación de fluctuaciones energéticas provenientes de centrales eólicas, y sistemas aislados con paneles solares fotovoltaicos; usualmente están dispuestas en bancos, e inclusive en subestaciones de almacenamiento. En la actualidad existen subestaciones de este tipo en Estados Unidos, Canadá, Alemania, Australia, Indonesia, China y Japón; el proyecto de mayor capacidad instalada fue construido por Tesla y

está ubicado en Hornsdale Power Reserve (Figura 2. 36), sur de Australia con 21700 celdas de iones de Litio, abasteciendo un total de 129 MWh en energía almacenada a una capacidad de inyección de 100 MW de potencia a la red eléctrica. En la Figura 2. 37 se muestra el interior de los módulos de baterías e inversores, elementos importantes de las subestaciones de almacenamiento de energía. Las siguientes secciones explican las tecnologías disponibles en almacenamiento de energía con baterías secundarias.

Figura 2. 36: Hornsdale Power Reserve, subestación más grande del mundo



Referencia: (Neoen - Hornsdale Power Reserve, 2018).



Figura 2. 37: Interior de un módulo de baterías (izquierda) y de un módulo inversor (derecha)



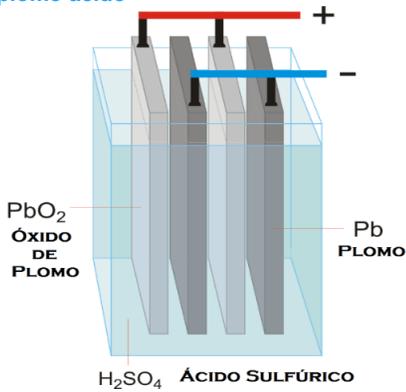
Referencia: (Ars Technica, 2017).

1. **Plomo ácido:** son el tipo de baterías más utilizadas comercialmente desde los años 1890, tanto en aplicaciones móviles como estacionarias; baterías para aplicaciones estacionarias son usualmente más costosas que las utilizadas para arranques. Tiempos típicos de vida útil varían entre 6 a 15 años con unos 1500 ciclos de vida a un 80% de descarga, y se obtienen eficiencias de ciclo entre 80% y 90%. Entre sus ventajas se encuentran: una favorable razón

costo/rendimiento, son fáciles de reciclar, y disponen de una tecnología simple para ser cargadas. Pese a esto, se puede mencionar entre sus desventajas que su capacidad de almacenamiento decrece cuando se descarga una gran cantidad de energía, tienen una baja densidad energética, y está el hecho de que utilizan plomo – un metal peligroso y prohibido en algunos países (ver Figura 2. 38 y Figura 2. 39).



Figura 2. 38: Estructura interna de una batería de plomo ácido



Referencia: (Chemical Glossary, 2017).



Figura 2. 39: Banco de baterías de plomo ácido

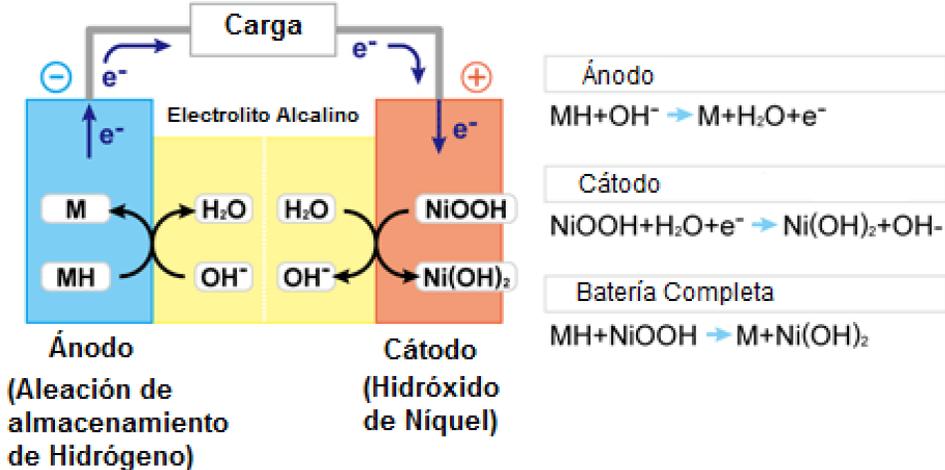


Referencia: (Storage Battery Solutions, LLC, 2018).

2. **Níquel cadmio e hidruro metálico de níquel:** en contraste a las baterías de plomo ácido, este tipo de baterías tienen una mayor densidad energética, una densidad de potencia ligeramente superior, y un número de ciclos de vida más alto. Baterías de níquel cadmio han estado comercialmente activas desde el año 1915, mientras que aquellas de hidruro metálico de níquel desde el

año 1995 (ver Figura 2. 40). Debido a la alta toxicidad del cadmio, en Europa su uso fue permitido exclusivamente para aplicaciones estacionarias, y desde el 2006 han sido prohibidas para consumidores. En la actualidad, estas baterías han sido reemplazadas por las de iones de litio, salvo para en el uso de vehículos híbridos, debido a su robustez y seguridad.

Figura 2. 40: Banco de baterías de níquel cadmio



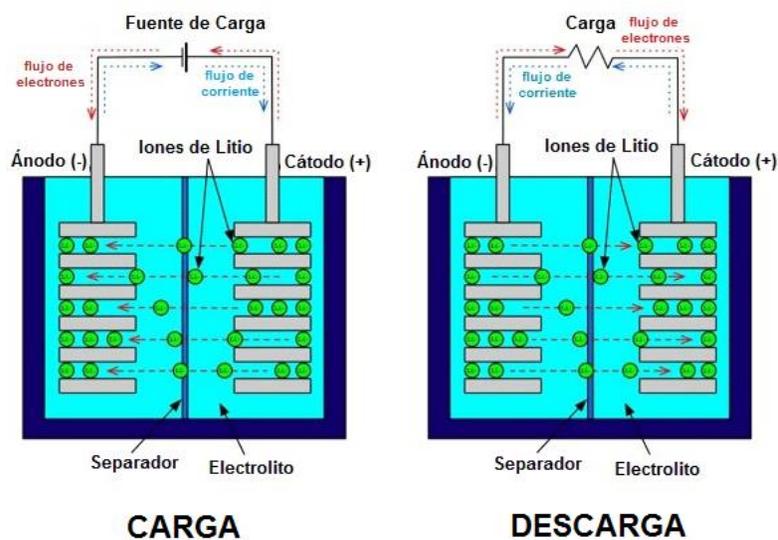
Referencia: (Kawasaki, 2018).



3. **Iones de litio:** desde el año 2000 se han convertido en la tecnología de almacenamiento más importante en aplicaciones móviles y estacionarias, desde laptops y celulares, hasta bicicletas y vehículos eléctricos. Poseen una mayor densidad energética y una reducción considerable en costos por medio de producciones en masa. Adicionalmente, pueden llegar hasta 5000 ciclos de vida, son altamente eficientes (95% - 98%) y tienen la flexibilidad de tiempos de descarga

desde segundos hasta semanas. Si bien esta tecnología es principalmente utilizada en el mercado de dispositivos portables de pequeña escala, existen retos para su desarrollo a grande escala. Uno de esos retos es la seguridad, puesto que la mayoría de los electrodos de óxido de metal son térmicamente inestables y pueden descomponerse a altas temperaturas, provocando la liberación de oxígeno y conlleve a un escape térmico (Figura 2. 41).

Figura 2. 41: Batería de iones de litio



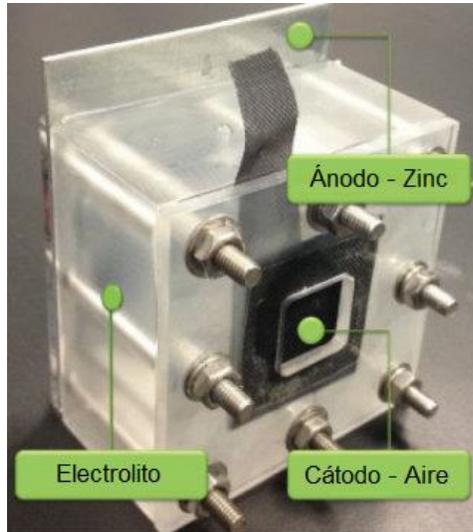
Referencia: (Apteligent, 2016).

4. **Metal aire:** están compuestas por un ánodo hecho de metal puro, y el cátodo conectado a una fuente inagotable de aire, en donde solamente el oxígeno presente en el aire es utilizado para producir la reacción electroquímica. Bajo esta configuración, técnicamente cualquier metal podría ser utilizado para la reacción electroquímica; sin embargo, se prefiere el uso de baterías de zinc aire sobre las de litio aire por el hecho de que el litio es muy reactivo con el aire y la humedad y puede provocar riesgos de seguridad, incluyendo explosiones e incendios.



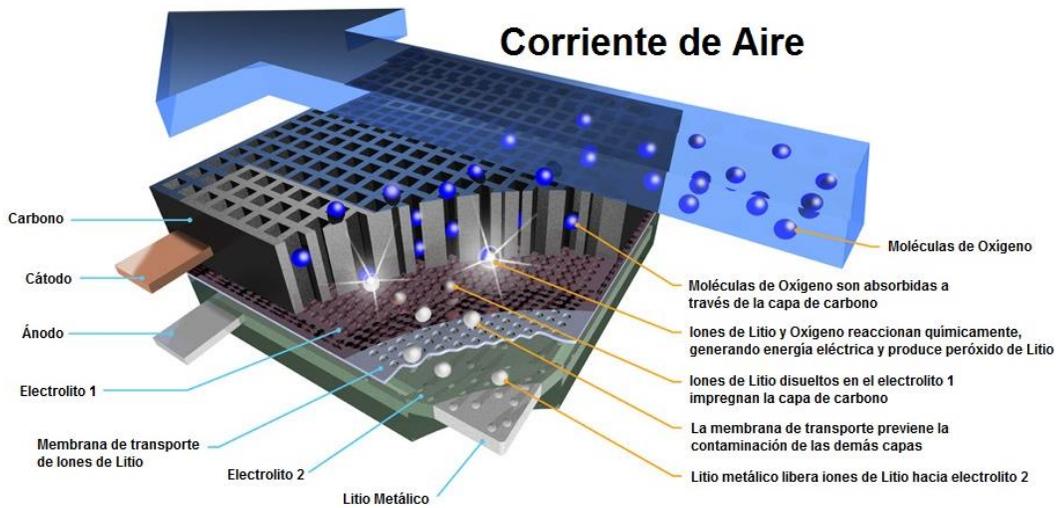
Con el zinc, la velocidad de reacción puede controlarse adecuadamente al variar el flujo de aire, y la pasta de electrolito / zinc oxidado puede sustituirse fácilmente con una pasta nueva. Una batería recargable de este tipo tiene el potencial de brindar una alta energía específica y un bajo costo de materiales; no obstante, en la actualidad ninguna batería ha alcanzado el nivel de madurez comercial. En las Figura 2. 42 y Figura 2. 43 se muestran respectivamente modelos de baterías de zinc aire y litio aire.

Figura 2. 42: Batería de zinc aire



Referencia: (The Agency for Science, Technology and Research, 2017).

Figura 2. 43: Principio de funcionamiento de una batería de litio aire



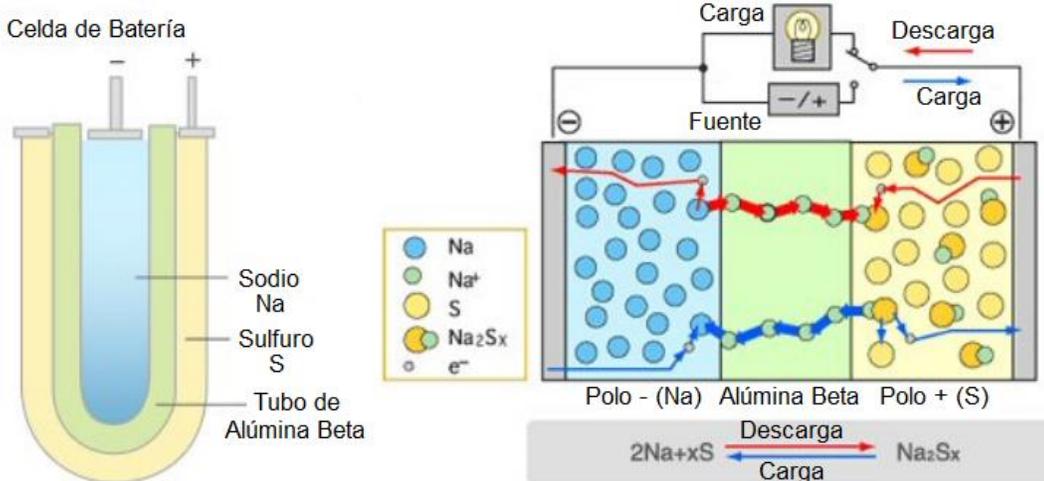
Referencia: (IBM, 2012).



5. **Sulfuro de sodio:** Están compuestas por sulfuro líquido (fundido) en el cátodo y sodio líquido (fundido) en el ánodo; los materiales activos son separados por un electrolito cerámico de alúmina beta sólido (Figura 2. 44). La temperatura de la batería es mantenida entre 300 °C y 350 °C con la finalidad de mantener los electrodos fundidos. Este tipo de baterías llegan a cumplir cerca de 4500 ciclos de vida y tienen un tiempo de descarga de 6 a 7.2 horas, tienen una rápida respuesta de

tiempo por el orden de milisegundos y eficiencias de hasta el 75%. La gran desventaja presentada en esta tecnología es que, para mantener la temperatura de operación a la requerida, es necesario disponer de una fuente de calor. En Japón se ha demostrado la efectividad de esta tecnología en alrededor de 200 sitios, principalmente utilizada en supresión de picos de demanda; adicionalmente se ha implementado en Alemania, Francia, Estados Unidos y Emiratos Árabes Unidos.

Figura 2. 44: Principio de operación de una batería de sulfuro de sodio

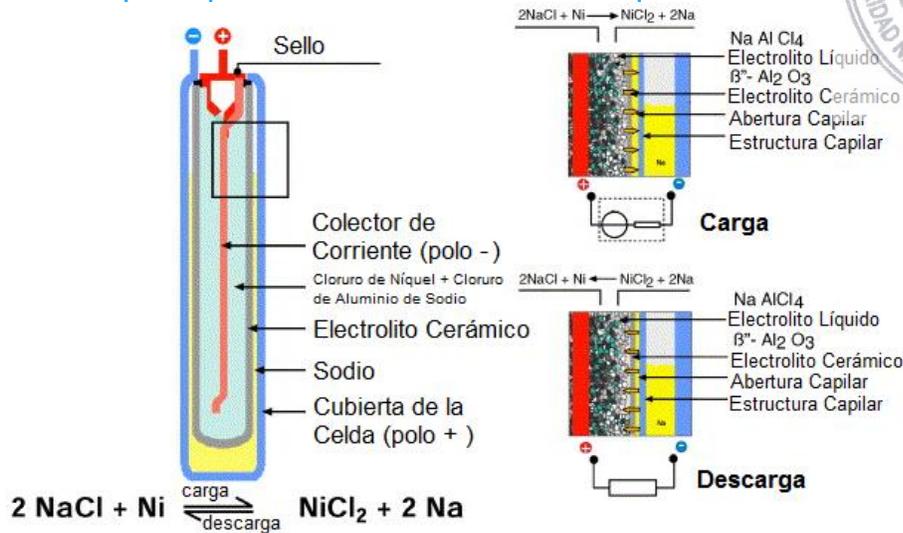


Referencia: (Leadbetter & Swan, 2012).

6. **Cloruro de níquel de sodio:** son baterías similares a las de sulfuro de sodio, con la diferencia de sustituir el sulfuro por cloruro de níquel en el cátodo (ver Figura 2. 45). Con estas baterías se obtienen temperaturas de operación de 270 °C, son capaces de soportar sobrecargas limitadas, tienen mejores características de seguridad y un voltaje de celdas superior que las baterías de sulfuro de sodio. Si bien esta tecnología ha estado comercialmente disponible desde los años 1995, en la actualidad existen investigaciones para desarrollar versiones mucho más avanzadas con altas densidades de potencia para ser implementadas en vehículos eléctricos, así como con altas densidades de energía para almacenar el excedente de energía renovable y utilizarla para nivelar carga y en aplicaciones industriales.



Figura 2. 45: Principio de operación de una batería de cloruro de níquel de sodio



Referencia: (Dustmann, 2004).

Baterías de Flujo

Son baterías en las cuales la energía es almacenada en una o más sustancias disueltas en electrolito líquido. Dichos electrolitos son almacenados externamente en tanques y son bombeados a través de la celda electroquímica que convierte directamente la energía química a eléctrica y viceversa. La potencia de las baterías es definida por el tamaño y diseño de la celda electroquímica, mientras que la energía es definida por el tamaño de los tanques. Originalmente desarrolladas por la NASA en los años 1970 para vuelos espaciales de largo plazo, las baterías de flujo proveen una solución alternativa y prometedora para el almacenamiento de energía, con duraciones de horas e incluso hasta días, y con potencias del orden de los MW. A la fecha,

existen dos tipos de baterías: reducción-oxidación (redox) e híbridas.

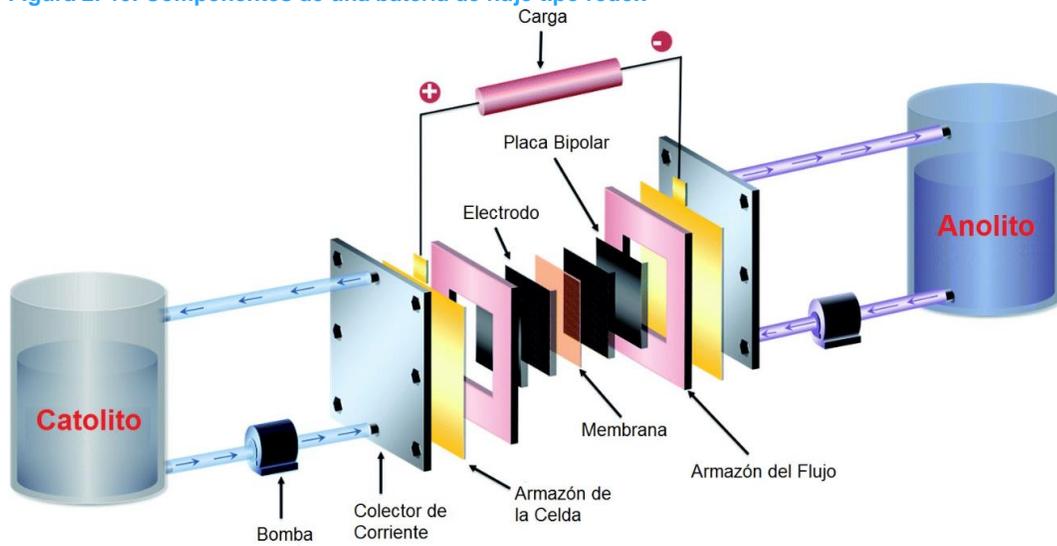
1. **Reducción-oxidación:** Como puede observarse en la Figura 2. 46, dos disoluciones de electrolitos líquidos con iones de metal como masas activas son bombeadas a los lados opuestos de una celda electroquímica. Los electrolitos en los electrodos negativo y positivo son llamados respectivamente anolito y catolito. Durante los ciclos de carga y descarga, los iones metálicos permanecen disueltos en el electrolito como líquido; no se produce algún cambio de fase. Durante el proceso de carga, el anolito y catolito fluyen por los electrodos porosos, separados por una membrana que permite el paso de protones a través de ella para



efectuar la transferencia de electrones, produciendo una corriente eléctrica. En el proceso de descarga, los electrodos son suministrados continuamente con las

masas activas disueltas de los tanques; una vez convertido, el producto final es removido del tanque.

Figura 2. 46: Componentes de una batería de flujo tipo redox



Referencia: (Kim, y otros, 2015).

2. **Híbridas:** En este tipo de baterías, una de las masas activas es almacenada internamente dentro de la celda electroquímica, mientras que la otra masa permanece en el electrolito líquido y es almacenada externamente en un tanque. Bajo esta configuración, baterías híbridas combinan las ventajas de las baterías secundarias convencionales y las de flujo de reducción-oxidación: su capacidad depende del tamaño de la celda electroquímica. Ejemplos típicos de baterías híbridas son las de

zinc-cerio y zinc-bromo: en ambos casos el anolito consiste en una solución ácida de iones de zinc (Zn^{2+}), durante la carga el zinc es depositado en el electrodo y durante la descarga, Zn^{2+} regresa a la solución. Una membrana de material poliolefina microporosa es utilizada; la gran mayoría de los electrodos son compuestos de carbono y plástico. Esta tecnología está en fase de comercialización, habiendo sistemas con capacidades de hasta 1 MW/3 MWh.



Sistemas de Almacenamiento Químicos

Hidrógeno

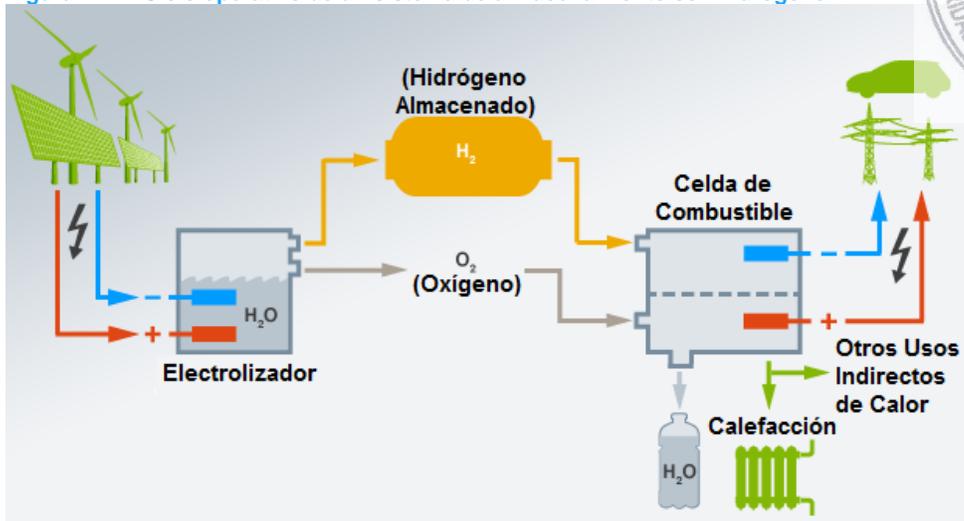
Un sistema típico de almacenamiento con hidrógeno está compuesto por un electrolizador, un tanque de reserva de hidrógeno y una celda de combustible (ver diagrama en Figura 2. 47). Un electrolizador es un convertidor electroquímico capaz de ejecutar la electrólisis, es decir, separar mediante energía eléctrica el agua en moléculas de hidrógeno y oxígeno; una vez completada la electrólisis, el hidrógeno es almacenado a altas presiones en tanques, contenedores, cavernas o configuración de tuberías, mientras que el oxígeno es liberado a la atmósfera por motivos económicos y prácticos. La electrólisis es una reacción endotérmica, lo cual significa que calor es requerido en el sistema para que pueda llevarse a cabo dicha reacción. Este proceso puede efectuarse prácticamente ilimitadamente.

Para la generación de energía eléctrica, se obtiene oxígeno de la atmósfera y se combina con el hidrógeno en una celda de combustible, en donde la reacción electroquímica opuesta se lleva a cabo: hidrógeno y oxígeno se combinan para la producción de agua, mientras que calor es liberado y aprovechado. Aparte de las celdas de combustible, se está considerando la implementación de motores de gas, turbinas de gas, ciclos combinados de gas y turbinas de vapor para aprovechar el calor en la producción de energía eléctrica y otros usos indirectos.

Sistemas de almacenamiento con celdas de combustible pueden generar menos de 1 MW y con motores de gas, menos de 10 MW, mientras que sistemas con turbinas de gas y de vapor pueden llegar a generar cientos de MW.



Figura 2. 47: Ciclo operativo de un sistema de almacenamiento con hidrógeno.



Referencia: (Deutsche Welle, 2016).

Actualmente no existe ningún sistema de almacenamiento con hidrógeno de forma comercial, pero sí existen varios proyectos en fase de desarrollo que han demostrado su viabilidad exitosamente. Entre algunos casos de éxito pueden mencionarse el proyecto en la isla de Utsira en Noruega, el cual puede apreciarse en la Figura 2. 48, la central híbrida de Enertag en Alemania y Groenlandia. Futuros proyectos consideran la instalación de centros de carga de hidrógeno para vehículos como alternativa para el reemplazo de productos derivados del petróleo, como el de la Figura 2. 49.

Figura 2. 48: Central de almacenamiento de hidrógeno en Noruega.



Referencia: (New Energy and Fuel, 2010).



Figura 2. 49: Centro de carga para vehículos con celdas de hidrógeno.



Referencia: (Deutsche Welle, 2016).

Gas Natural Sintético

Otro sistema alternativo de almacenamiento químico disponible en la actualidad es la metanación, el cual es el proceso de sintetización del metano para la producción de gas natural sintético (GNS). Posterior al proceso de electrólisis y separación del hidrógeno, éste se mezcla con dióxido de carbono para producir metano en un reactor de metanación. El gas natural sintético puede almacenarse en tanques a presión, contenedores, cavernas para su posterior uso, o suministrarse directamente a la red de gas.

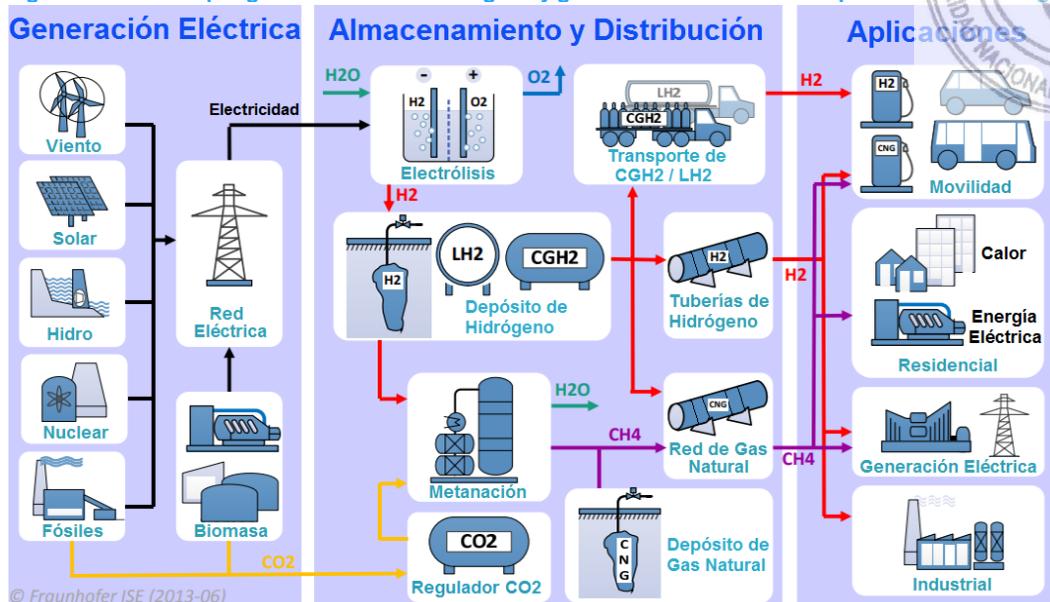
Excelentes fuentes de dióxido de carbono para la metanación son centrales termoeléctricas, instalaciones industriales o centrales de biogás. Para reducir pérdidas energéticas, debe evitarse el transporte del CO_2 (procedente de la fuente) y H_2 (proveniente del proceso de electrólisis) hacia la central de

metanación; la producción del GNS es preferible en ubicaciones donde hayan excedentes de CO_2 y electricidad. Centrales de producción de biogás son excelentes lugares con excesos de CO_2 , sin embargo, un almacenamiento intermedio en sitio del gas es necesario, debido a que la metanación es un proceso continuo. En la Figura 2. 50 se muestra el esquema del uso del hidrógeno y GNS como almacenamiento de energía química.

La principal desventaja en sistemas de almacenamiento de energía con GNS es la relativamente baja eficiencia global, debido a las pérdidas energéticas en la conversión durante la electrólisis, metanación, almacenamiento, transporte y posterior generación eléctrica. Eficiencias suelen ser inferiores al 35%.



Figura 2. 50: Concepto global del uso de hidrógeno y gas natural sintético como portadores de energía



Referencia: (Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, s.f.).

Sistemas de Almacenamiento Eléctricos

Capacitores de Doble Capa

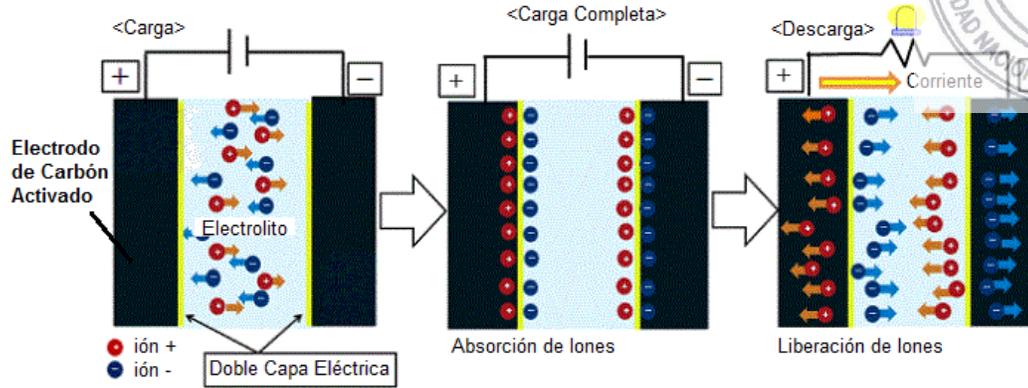
También conocidos como supercapacitores. Se encuentran entre la categoría de capacitores convencionales utilizados en circuitos electrónicos y baterías de uso general, por su prácticamente ilimitado ciclo de estabilidad como por su elevada capacidad de potencia y de almacenamiento. A pesar de ser una tecnología existente desde hace 60 años, aún exhibe un gran potencial de desarrollo que puede conllevar a una capacitancia y densidad energética mucho mayor que capacitores convencionales.

A diferencia de los capacitores convencionales de cerámica y los electrolíticos de aluminio, estos no

contienen un material dieléctrico, pero sí un electrolito sólido o líquido introducido entre dos electrodos. Esta configuración hace que se forme una doble capa eléctrica, haciendo de éste el nuevo material dieléctrico. La capacitancia del supercapacitor es proporcional al área superficial de la doble capa; por consiguiente, al usar carbón activado como electrodos se logran capacitancias muy elevadas. Al aplicar un voltaje en los electrodos, los iones se desplazan hacia las paredes de la doble capa eléctrica, resultando en el proceso de carga del supercapacitor; cuando se descarga, se produce el proceso opuesto, tal como aparece en la Figura 2. 51.



Figura 2. 51: Ciclo de carga y descarga de un supercapacitor.



Referencia: (Murata, s.f.).

Las dos principales ventajas que cuenta esta tecnología son los altos valores de capacitancia, el cual llega al orden de los miles de Faradios, y la posibilidad de cargas y descargas extremadamente rápidas debido a su baja resistencia interna, características que son limitadas en baterías convencionales. Otros beneficios son la alta durabilidad y confiabilidad, extenso tiempo de vida útil (puede llegar hasta un millón de ciclos de carga y descarga, o su equivalente a diez años), ningún mantenimiento requerido, capacidad de operar en una gran diversidad de climas (cálidos, fríos, secos y húmedos), amigables con el medio ambiente y eficiencias típicas de

alrededor del 90%. No obstante, el uso de supercapacitores no son recomendables para el almacenamiento de energía por periodos extendidos de tiempo porque estos dispositivos tienen una tasa de auto descarga alta y una baja densidad energética.

El rango de aplicaciones de supercapacitores varía desde la electrónica de potencia, circuitos electrónicos y fuentes ininterrumpidas de potencia (UPS), hasta vehículos eléctricos, los cuales pueden ser utilizados como un sistema regulatorio en el proceso de aceleración y frenado regenerativo.



Bobinas Magnéticas Superconductoras

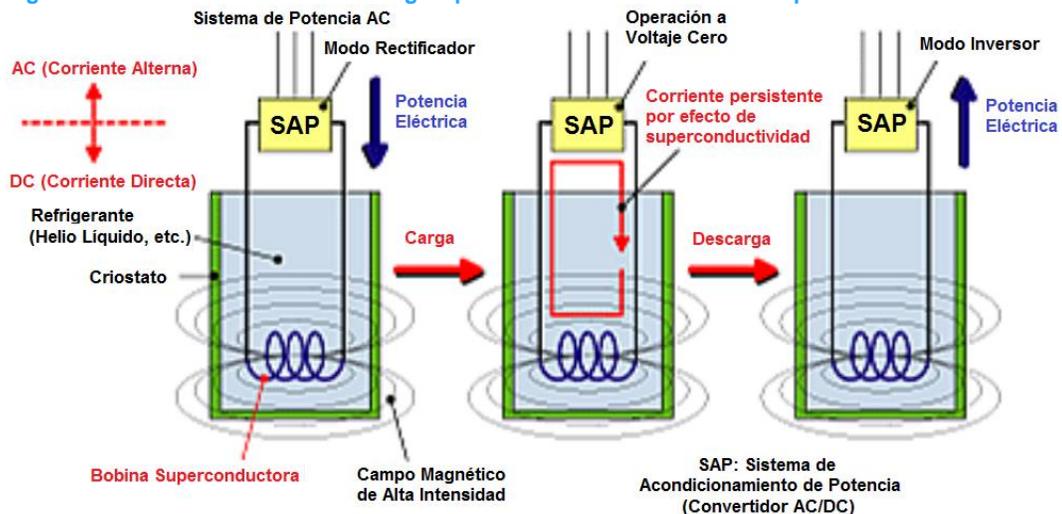
La energía es almacenada en el campo magnético creado por el flujo de corriente directa en una bobina superconductor, el cual se mantiene a una temperatura inferior a su temperatura crítica superconductor. El componente principal de esta tecnología es la bobina compuesta de un material superconductor; componentes complementarios incluyen el sistema de refrigeración criogénica y el equipo de acondicionamiento de potencia. En el descubrimiento de la superconductividad, datada hace 100 años, una temperatura de 4 K era requerida; debido a estudios e investigaciones científicas, en la actualidad se han diseñado materiales con capacidad de funcionar a temperaturas críticas más

altas, alrededor de los 100 K. En la Figura 2. 52 se muestra el método de almacenamiento de energía mediante esta tecnología.

La primordial ventaja de este sistema es su virtualmente instantáneo tiempo de respuesta ante el suministro de energía. Adicionalmente, se caracteriza por ser altamente eficiente (85% - 90%), brindar grandes cantidades de energía en un reducido periodo de tiempo, y no disponer de partes móviles en su sistema principal. Teóricamente, la energía puede almacenarse indefinidamente, siempre y cuando el sistema de refrigeración se encuentre en funcionamiento, aunque tiempos extendidos de almacenamiento son limitados significativamente por la demanda energética del sistema de refrigeración.



Figura 2. 52: Almacenamiento de energía aprovechando el fenómeno de superconductividad



Referencia: (Nomura, 2015).



Sistemas de Almacenamiento Térmicos

Se caracterizan por almacenar la energía en forma de calor disponible en depósitos aislados térmicamente para luego emplearla en aplicaciones residenciales o industriales tales como calefacción o enfriamiento, producción de agua caliente o generación de energía eléctrica. Los sistemas de este tipo son normalmente utilizados para suplir el déficit en el suministro de energía térmica y, por lo tanto, son muy importantes en la integración de fuentes de energía renovables ya que puede aprovecharse el exceso de generación para el proceso de almacenamiento.

Almacenamiento de Calor Sensible

Es una de las tecnologías más conocidas y con múltiples aplicaciones implementadas comercialmente, tal como es el uso de un tanque para un sistema de agua caliente doméstico. La energía térmica es almacenada por medio de la diferencia de temperatura que se da en un medio, el cual puede ser algún líquido (agua o aceite) o un sólido (concreto o el suelo); la capacidad calorífica de dicho almacenamiento depende exclusivamente de la masa y del calor específico del medio utilizado.

Almacenamiento de Calor Latente

Energía térmica en forma de calor latente puede almacenarse al utilizar como medio de almacenamiento materiales que cambian de fase, los cuales pueden ser orgánicos (parafinas) o inorgánicos (hidratos de sales); en la actualidad se aprovecha el proceso de fusión (cambio de fase de sólido a líquido) de hidratos de sales en centrales de concentración solar. La gran ventaja que tienen estos sistemas en comparación con los sistemas de calor sensible es su gran capacidad de almacenamiento de energía en un volumen reducido de medio y a una diferencia de temperatura reducida, traduciéndose en una transferencia de calor más efectiva y eficiente.



Absorción y Adsorción Electroquímica

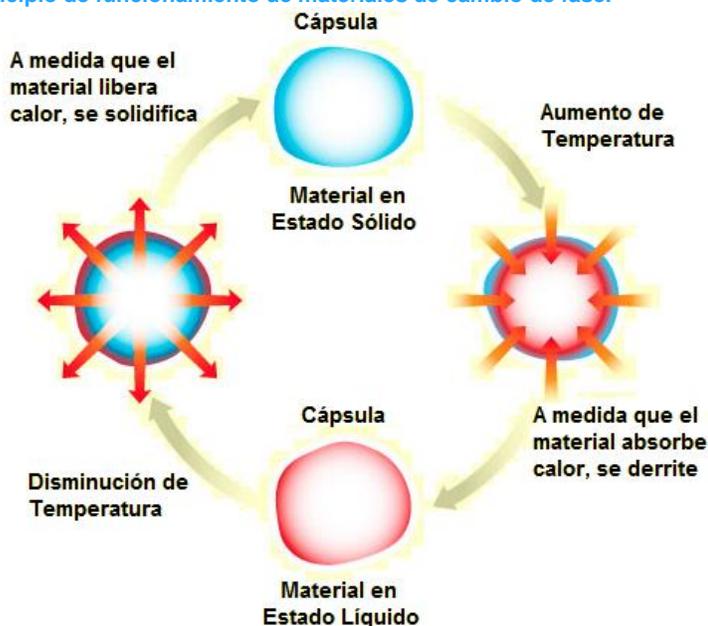
Sistemas de este tipo funcionan como bombas de calor termoquímicas bajo condiciones de vacío; por consiguiente, tienen un diseño mucho más complejo y tienen un costo muy elevado.

Durante el proceso de almacenamiento, calor proveniente de una fuente a alta temperatura es transferido a un adsorbente (gel de sílice o zeolita), y vapor de un fluido de trabajo como el agua es desorbido y condensado a bajas temperaturas en un condensador, removiendo así el calor de condensación del sistema. Posteriormente, el adsorbente seco y el fluido de trabajo separado puede

almacenarse por el tiempo deseado. En el proceso de descarga, el fluido de trabajo recibe calor a bajas temperaturas dentro de un evaporador; seguidamente, el vapor del fluido de trabajo adsorbe en el adsorbente y calor de adsorción es liberado a altas temperaturas. El funcionamiento puede observarse gráficamente en la Figura 2. 53.

Dependiendo de la combinación de adsorbente y fluido de trabajo, la temperatura del calor liberado puede llegar hasta 200°C y la densidad de energía puede llegar a ser hasta tres veces más alta que la del calor sensible almacenable en el agua.

Figura 2. 53: Principio de funcionamiento de materiales de cambio de fase.



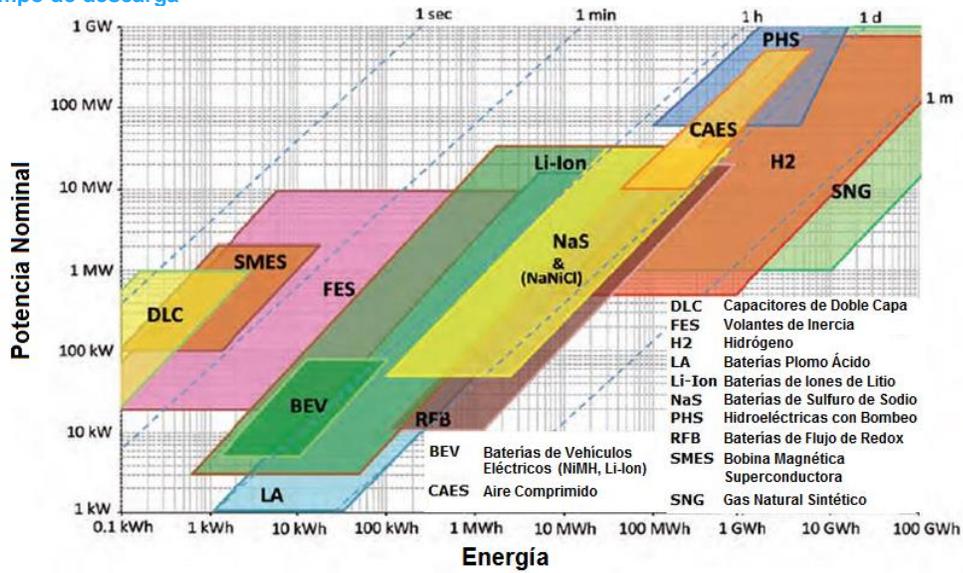
Referencia: (University of Southern California, 2010).



Resumen

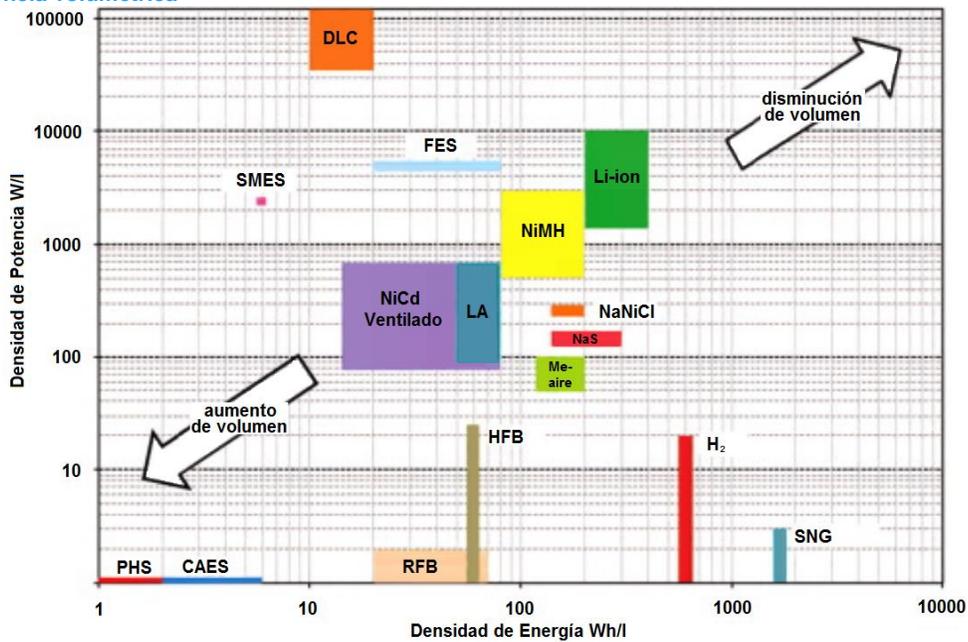
En la Tabla 2. 1 y en las Figura 2. 54 y Figura 2. 55 se presenta un resumen comparativo de las tecnologías de almacenamiento de energía.

Figura 2. 54: Comparación de tecnologías de almacenamiento de energía: potencia nominal, energía y tiempo de descarga



Referencia: (International Electrotechnical Commission, 2011).

Figura 2. 55: Comparación de tecnologías de almacenamiento de energía: densidad de energía y potencia volumétrica



Referencia: (International Electrotechnical Commission, 2011).



648



Tabla 2. 1: Resumen técnico: tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica

Tecnología de Almacenamiento	Voltaje Nominal [V]	Capacidad por Celda [Ah]	Tiempo de Respuesta	Densidad Energética [Wh/kg]	Densidad Potencia [W/l]	Tempo Típico de Descarga	Eficiencia Energética [%]	Tempo de Vida Útil [años]	Tempo Típico de Ciclos de Vida [ciclos]	Aplicaciones Típicas
Hidroeléctricas con Central de Bombeo	-	-	minutos	0.2 - 2	0.1 - 0.2	horas	70 - 80	> 50	> 15000	Cambios Horarios, Calidad de Energía, Suministro de Emergencia
Aire Comprimido	-	-	minutos	2 - 6	0.2 - 0.6	horas	41 - 75	> 25	> 10000	Cambios Horarios
Volantes de Inercia	-	0.7 - 1.7 MW	< segundos	5 - 30	5000	segundos	80 - 90	15 - 20	2*10 ⁴ - 10 ⁷	Calidad de Energía
Plomo Ácido	2.0	1 - 4000	< segundos	30 - 45	90 - 700	horas	75 - 90	3 - 15	250 - 1500	Cambios Horarios, Calidad de Energía, Suministro de Emergencia, Autonomía
Níquel Cadmio Ventilado Sellado	1.2	2 - 1300 0.05 - 25	< segundos	15 - 40 30 - 45	75 - 700 (ventilada)	horas	60 - 80 60 - 70	5 - 20 5 - 10	1500 - 3000 500 - 800	Cambios Horarios, Calidad de Energía, Suministro de Emergencia, Autonomía
Hidruro Metálico de Níquel sellado	1.2	0.05 - 110	< segundos	40 - 80	500 - 3000	horas	65 - 75	5 - 10	600 - 1200	Vehículos Eléctricos
Iones de Litio	3.7	0.05 - 100	< segundos	60 - 200	1300 - 10000	horas	85 - 98	5 - 15	500 - 10 ⁴	Cambios Horarios, Calidad de Energía, Eficiencia en la Red, Autonomía, Vehículos Eléctricos
Zinc aire	1.0	1 - 100	< segundos	130 - 200	50 - 100	horas	50 - 70	> 1	> 1000	Autonomía, Vehículos Eléctricos
Sulfuro de Sodio	2.1	4 - 30	< segundos	100 - 250	120 - 160	horas	70 - 85	10 - 15	2500 - 4500	Cambios Horarios, Eficiencia en la Red Eléctrica, Autonomía
Cloruro de Níquel de Sodio	2.6	38	< segundos	100 - 200	250 - 270	horas	80 - 90	10 - 15	~ 1000	Cambios Horarios, Vehículos Eléctricos
Baterías de Flujo Redox de Vanadio	1.6	-	segundos	15 - 50	0.5 - 2	horas	60 - 75	5 - 20	> 10000	Cambios Horarios, Eficiencia en la Red Eléctrica, Autonomía
Baterías de Flujo Híbridas	1.8	-	segundos	75 - 85	1 - 25	horas	65 - 75	5 - 10	1000 - 3650	Cambios Horarios, Eficiencia en la Red Eléctrica, Autonomía
Hidrógeno Centralizado Descentralizado	-	-	segundos - minutos	33330	0.2 - 2 2.0 - 20	horas - semanas	34 - 44	10 - 30	10 ³ - 10 ⁴	Cambios Horarios
Gas Natural Sintético	-	-	minutos	10000	0.2 - 2	horas - semanas	30 - 38	10 - 30	10 ³ - 10 ⁴	Cambios Horarios
Capacitores de Doble Capa	2.5	0.1 - 1500 F	< segundos	1 - 15	40000 - 120000	segundos	85 - 98	4 - 12	10 ⁴ - 10 ⁵	Calidad de Energía, Conexión Efectiva
Bobinas Magnéticas Superconductoras	-	-	< segundos	6	2600	segundos	75 - 80	No Disponible	No Disponible	Cambios Horarios, Calidad de Energía

Referencia: (International Electrotechnical Commission, 2011).



Impactos Ambientales

Cada tecnología de generación de energía eléctrica tiene sus ventajas y desventajas operativas, innovación, costos, riesgos e impactos ambientales. Dentro de esos impactos ambientales pueden mencionarse los siguientes:

1. Impactos locales:

- Explotación de los suelos: el explotar el recurso
- Agotamiento progresivo de los recursos de origen fósil no renovables.
- Generación de residuos sólidos.
- Contaminación del aire
- Contaminación del suelo y del agua
- Contaminación visual
- Contaminación auditiva

2. Impactos globales:

- Contribución al cambio climático
- Reducción drástica de la capa de ozono
- Incremento en la formación de lluvias ácidas
- Pérdida de los ecosistemas y biodiversidad

Un análisis de ciclo de vida es una herramienta muy útil al momento de determinar los impactos ambientales asociados la producción de energía eléctrica, independientemente del tipo de tecnología. Análisis de ciclo de vida toman en consideración sistemáticamente los procesos requeridos y productos finales para la generación de electricidad, los cuales incluyen la obtención, procesamiento, transporte, almacenamiento y suministro de las materias primas, seguido por la producción y consumo de energía a través de las materias primas, y finalmente la gestión de las emisiones de los residuos. La Figura 2. 56 es una representación visual del ciclo de vida general para cualquier fuente de generación.



Figura 2. 56: Aspectos considerados en un Análisis de Ciclo de Vida para un recurso energético



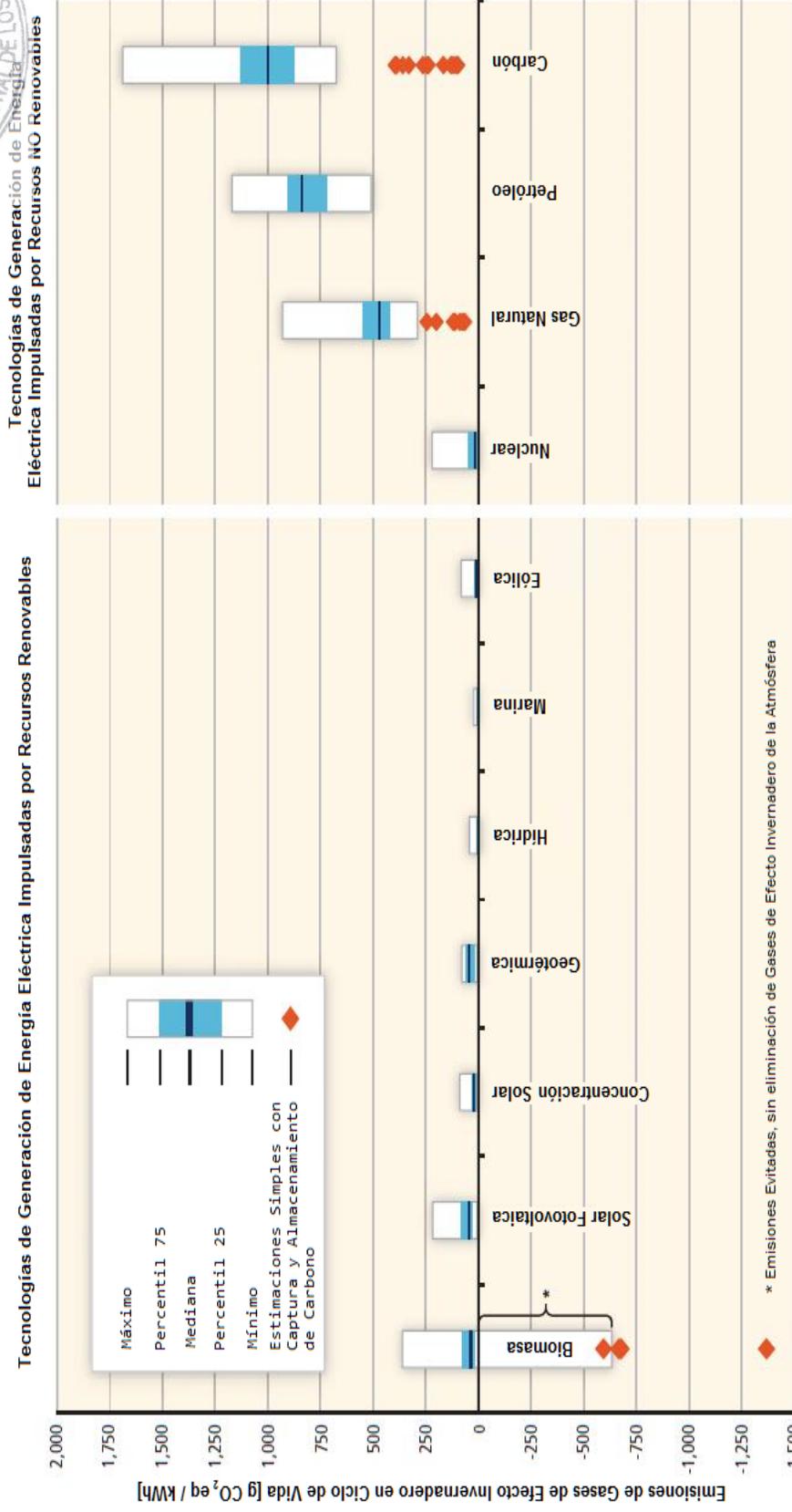
Referencia: (National Renewable Energy Laboratory, 2013).

Basados en los análisis del ciclo de vida presentado en la Figura 2. 57, las tecnologías más responsables por impactos negativos al ambiente son aquellas dependientes de combustibles fósiles como el carbón y derivados del petróleo; seguidamente por las centrales que operan con gas natural y por las centrales nucleares por sus nocivos residuos de índole radiactiva. Por otra parte, tecnologías de generación con recursos renovables presentan huellas de carbono muy bajas.

A pesar de que estas tecnologías renovables no liberan emisiones de gases de efecto invernadero al ambiente como lo hacen las termoeléctricas convencionales, las principales fuentes de huellas de carbono surgen de los procesos de extracción de la materia prima y manufactura de los materiales de construcción. Dentro de los elementos de construcción que contribuyen a las huellas de carbono pueden mencionarse: las aspas de las turbinas de viento para los parques eólicos, los paneles de silicio cristalino para los parques solares fotovoltaicos y los espejos reflectores en centrales de concentración solar.



Figura 2. 57: Huellas de Carbono de diferentes tecnologías de Generación



Referencia: (National Renewable Energy Laboratory, 2011).



3

Información Básica, Criterios y Parámetros

AB



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

A small, handwritten mark or signature in blue ink, located in the bottom right corner of the page.



Capítulo 3 INFORMACIÓN BÁSICA, CRITERIOS Y PARÁMETROS

Pronósticos de Demanda

El Plan Indicativo de Generación 2018 – 2032, utilizó el crecimiento de la demanda analizada en el Tomo I: Estudios Básicos 2018, primera parte del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional.

Como resultado de estos análisis, la Empresa de Transmisión Eléctrica (ETESA) pronostica que la demanda de energía eléctrica crecerá anualmente entre 4.69, 4.92, y 5.08% a corto plazo (2018-2021), para los escenarios Bajo o Pesimista, Conservador o Moderado y el Alto u Optimista, respectivamente. En el Largo Plazo (2022-2032) se estima que estos parámetros se encuentren dentro de los rangos de 4.50 y 4.69% de crecimiento anual sostenido.

Para todo el período de análisis, 2018-2032, los respectivos escenarios de energía eléctrica crecerán anualmente en 4.55, 4.69 y 4.80%. La estrechez del rango de proyecciones entre los tres escenarios, con diferencias menores de 2 a 4 décimas de por ciento, que se perciben no solo en el corto plazo, es consecuente con las leves diferencias en los principales supuestos que subyacen en los escenarios de pronósticos de la energía eléctrica, dentro de un marco

general de factores positivos, que permanecen insertos en los tres escenarios económicos analizados. Dichos escenarios representan alternativas de desarrollo de la economía, realistas y viables, que en las condiciones actuales no son tan diferentes ni mucho menos excluyentes entre sí, que a su vez no permitan desarrollar demandas eléctricas muy dispares entre sí.

Los fundamentos de estos análisis en el corto plazo se encuentran en las premisas tomadas para dichos años, especialmente, aquellas relacionadas con las expectativas favorables; resultantes de las operaciones ampliadas del Canal de Panamá, convergentes con nuevas operaciones aeroportuarias, que se traducen en el perfeccionamiento de la plataforma logística de intercambio comercial global, regional y local. Adicionalmente, se tienen los beneficios de los proyectos estatales de la modernización de la infraestructura física, económica y social, especialmente del área metropolitana, todos los cuales están intrínsecamente relacionadas con las hipótesis de crecimiento económico, utilizadas en el pronóstico de electricidad.



Con respecto al pronóstico de la demanda de potencia eléctrica, ETESA prevé un crecimiento acumulado anual entre 4.00 y 4.39% a corto plazo (2018-2021) y entre 4.08, 4.19 y 4.27% a largo plazo (2021-2031) en los respectivos escenarios pesimista, conservador y optimista. Para todo el periodo de análisis (2018-2032), los resultados esperados se encuentran respectivamente entre 4.06 y 4.30%.

Es conveniente destacar, que las tasas de crecimiento de los pronósticos de generación y potencia, alcanzados en el presente análisis para los tres escenarios alternativos, son significativamente menores con respecto a los estimados presentados anteriormente en los PESIN's, especialmente en los informes de los años 2011-2025 al 2015-2029. Esta disminución de los pronósticos de energía y potencia, a un nivel de 1 a 2 unidades porcentuales, reflejan en parte la reciente tendencia de la economía nacional y de aspectos derivados del reajuste del comercio y de la economía mundial.

A lo interno de nuestra economía, la disminución de tasas de consumo y potencia de energía con respecto al desempeño estimado para años anteriores, son consecuentes con recientes y más realistas expectativas económicas, a nivel estatal y privado, en las que se revalúan la prioridad de necesidades y se enfatiza en la administración de los recursos disponibles. Por lo cual, los plazos de culminación de algunos de los proyectos, fueron prolongados

en el tiempo, o fueron postergados al mediano y el largo plazo, mientras otros han vuelto a las etapas de pre-factibilidad, a la espera de mejores condiciones, para el inicio de su ejecución.

Las actuales proyecciones de energía eléctrica en el largo plazo, van de la mano con las expectativas económicas nacionales, en donde los parámetros de crecimiento de la economía, se acercan al potencial de crecimiento de Panamá. Esperando, que luego de la reducción del impulso reciente de la evolución económica, los periodos subsiguientes se caracterizarán por un proceso económico más ordenado, con tasas de crecimiento del PIB estables, entre 4 a 5%, que se reflejarán en pronósticos de consumo y potencia de energía eléctrica, inferiores al 5%.

Estos nuevos pronósticos están sintonizados, con las actuales perspectivas del crecimiento económico mundial y de la región latinoamericana, los cuales, se han estado reduciendo, en momentos que declinan las economías líderes de Estados Unidos y de Europa Occidental y por consiguiente su demanda internacional de bienes y recursos. Además de esto está la debilidad de las economías emergentes como Brasil, Rusia y al renfoque hacia su mercado doméstico de economías como India y China, ante la fuerte declinación del comercio mundial de bienes manufacturados. Esta declinación y caída del intercambio mundial de materias primas y bienes; y/o en la práctica, la ralentización del comercio





mundial, tiene efectos derivados en las actividades motores de la economía panameña.

En la

Tabla 3. 1 se muestra el resumen de los escenarios medio o Moderado, alto u Optimista y bajo o Pesimista de la proyecciones previstas para el periodo 2018 - 2032.

Tabla 3. 1: Pronóstico de Demanda.

AÑO	Escenario Pesimista				Escenario Moderado				Escenario Optimista			
	Generación		Potencia		Generación		Potencia		Generación		Potencia	
	GWh	Δ%GWh	MW	Δ%MW	GWh	Δ%GWh	MW	Δ%MW	GWh	Δ%GWh	MW	Δ%MW
2011	7722.50	5.93	1286.46	5.38	7722.50	5.93	1286.46	5.38	7722.50	5.93	1286.46	5.38
2012	8359.80	8.25	1386.27	7.76	8359.80	8.25	1386.27	7.76	8359.80	8.25	1386.27	7.76
2013	8722.10	4.33	1443.94	4.16	8722.10	4.33	1443.94	4.16	8722.10	4.33	1443.94	4.16
2014	9150.50	4.91	1503.46	4.12	9150.50	4.91	1503.46	4.12	9150.50	4.91	1503.46	4.12
2015	9939.00	8.62	1612.00	7.22	9939.00	8.62	1612.00	7.22	9939.00	8.62	1612.00	7.22
2016	10278.00	3.41	1618.00	0.37	10278.00	3.41	1618.00	0.37	10278.00	3.41	1618.00	0.37
2017	10533.80	2.49	1657.00	2.41	10533.80	2.49	1657.00	2.41	10533.80	2.49	1657.00	2.41
2018	11053.48	4.93	1713.69	3.42	11060.85	5.00	1714.84	3.49	11070.22	5.09	1716.29	3.58
2019	11564.14	4.62	1786.04	4.22	11669.82	5.51	1802.37	5.10	11711.26	5.79	1808.77	5.39
2020	12131.54	4.91	1866.08	4.48	12205.47	4.59	1877.46	4.17	12252.19	4.62	1884.64	4.19
2021	12651.12	4.28	1938.12	3.86	12765.51	4.59	1955.64	4.16	12843.47	4.83	1967.59	4.40
2022	13238.11	4.64	2019.83	4.22	13378.82	4.80	2041.29	4.38	13434.34	4.60	2049.76	4.18
2023	13885.20	4.89	2109.97	4.46	14046.50	4.99	2134.48	4.57	14120.59	5.11	2145.74	4.68
2024	14499.34	4.42	2194.36	4.00	14695.95	4.62	2224.12	4.20	14849.19	5.16	2247.31	4.73
2025	15107.54	4.19	2277.15	3.77	15441.36	5.07	2327.46	4.65	15531.33	4.59	2341.02	4.17
2026	15963.69	5.67	2396.44	5.24	16267.11	5.35	2441.99	4.92	16410.57	5.66	2463.53	5.23
2027	16703.24	4.63	2497.30	4.21	16972.39	4.34	2537.54	3.91	17133.55	4.41	2561.63	3.98
2028	17428.88	4.34	2595.23	3.92	17723.38	4.42	2639.08	4.00	17911.92	4.54	2667.15	4.12
2029	18156.07	4.17	2692.55	3.75	18472.07	4.22	2739.41	3.80	18673.17	4.25	2769.24	3.83
2030	18902.95	4.11	2791.95	3.69	19255.17	4.24	2843.98	3.82	19514.27	4.50	2882.25	4.08
2031	19685.16	4.14	2895.70	3.72	20106.23	4.42	2957.64	4.00	20338.27	4.22	2991.78	3.80
2032	20535.91	4.32	3008.61	3.90	20954.14	4.22	3069.88	3.79	21268.87	4.58	3115.99	4.15

Nota: El Modelo incluye Autoconsumo de ACP.

Referencia: (ETESA, 2018).

Aunque en la tabla anterior no se muestra la demanda de Minera Panamá, S.A., sí se incluye en los modelos de optimización como demanda fija, el consumo de demanda de Minera Panamá, S.A., el cual se estima según datos del agente en 1857 GWh anuales en energía y 212 MW en potencia.

Pronósticos de Precios de los Combustibles

Según lo predispuesto en la Definición de Políticas y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2018, para la proyección de los precios de los combustibles utilizados en la generación termoeléctrica existente y futura, se considera un escenario

base de precios medios, altos y bajos, aplicándole respectivamente las tendencias de Referencia, ("Reference"), Alta ("High Price") y Baja ("Low Price") de la proyección de combustible estimada por la última versión del "Annual Energy Outlook" de la EIA/DOE.



Estas proyecciones reflejan los eventos globales del mercado del petróleo hasta finales de 2017, tomando en consideración nuevas tecnologías de exploración, el crecimiento en la producción de crudo no tradicionales, y las intempestivas bajas y subidas de los precios mundiales del petróleo crudo.

Para el **Escenario de Referencia**, a partir del 2018, el crecimiento de la demanda de los no miembros de la OCDE- países fuera de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) – empujara el precio del Brent a 106 \$/bbl en el año 2040 (en dólares del 2017). El aumento de los precios del petróleo es compatible con los supuestos del crecimiento de la producción doméstica nacional de petróleo crudo en los Estados Unidos.

El **Escenario de Precios Altos** supone una mayor demanda mundial de productos derivados del petróleo, menos inversión en exploración por la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), y mayores costos de no-OPEP en exploración y desarrollo. Todos estos factores contribuyen a un aumento en el precio promedio del mercado spot de crudo Brent a 212 \$/bbl en 2040, 100% por encima del caso de la referencia. Lo contrario es cierto para el **Escenario de Precios Bajos**: menor demanda fuera de la OCDE, una mayor inversión exploración por la OPEP, y menores costos de no-

OPEP en exploración y desarrollo, hacen que el precio spot del crudo Brent aumenten lentamente a 45 \$/bbl, o sea un 57% por debajo del precio del **Escenario de Referencia** en el año 2040.

Para el año 2032, término de la proyección de la demanda, se alcanzará en el Largo Plazo un precio de 135 \$/bbl, en términos nominales una tasa de crecimiento anual sostenida de 7%. En términos constantes, en los escenarios de Referencia, de Altos y Bajos Precios de los hidrocarburos, se alcanzarán para el año 2032, precios reales del año 2017, de 96, 191 y 39 dólares por barril, con tasas anuales de crecimiento de los precios, para el periodo de pronósticos, de 4, 9 y -2%, respectivamente.

Las últimas previsiones EIA, para los precios del petróleo crudo del Mar del Norte, Brent, a corto plazo son en promedio de 52.43 por barril (\$/bbl) en el año 2017, 54.07 \$/bbl en el año 2018, 58.85 \$/bbl en el año 2019, y 75.10 \$/bbl en el año 2020, precios muy superiores, respectivamente, a los precios proyectados en las ediciones anteriores del EIA. El EIA-DOE supone que los precios del West Texas Intermediate (WTI) promediarán los precios al igual que el Brent en los años 2016 y 2017, basado en la hipótesis de que los dos crudos competirán en el mercado de las refinerías de la Costa del Golfo de Estados Unidos, durante el período de pronóstico, con diferenciales de





transporte similares, a sus respectivos puntos de fijación de precios a ese mercado.

La reciente concepción del EIA sobre los precios para el crudo de petróleo, refleja una noción futura, de la producción y precios del crudo y de los combustibles. Concepción, que se conjetura con base, a la incertidumbre actual del mercado internacional del crudo, de los presentes riesgos geopolíticos, y del efecto en el ámbito económico nacional, en el largo plazo, las señales del mercado, para la búsqueda del equilibrio económico, son hacia “elevados precios del crudo”.

Por lo cual, ETESA, de considerar nuevamente, la variación de los pronósticos de precios de los combustibles utilizados para generación térmica de la electricidad, o en su defecto el precio internacional del crudo, puede recurrir a los pronósticos emitidos por el EIA.

La Secretaría Nacional de Energía propone tres escenarios y define los siguientes criterios para el pronóstico de los precios de combustibles para la generación termoeléctrica:

1. Petróleo crudo:

a) Debe tomarse el valor indicado como punto de partida en el año 2018 para aplicar la tendencia de referencia (“Reference”) de la proyección de combustible estimada por la última versión del “Annual Energy Outlook” de la EIA/DOE y crear un escenario de

precios de referencia en torno a los 59,75 US\$/barril para el crudo Brent publicados por Platts.

- b) Debe tomarse el valor indicado como punto de partida en el año 2018 para aplicar la tendencia de alto crecimiento (“High Price”) de la proyección de combustible estimada por la última versión del “Annual Energy Outlook” de la EIA/DOE y crear un escenario de precios altos en torno a los 65,73 US\$/barril para el crudo Brent publicados por Platts.
- c) Debe tomarse el valor indicado como punto de partida en el año 2018 para aplicar la tendencia de bajo crecimiento (“Low Price”) de la proyección de combustible estimada por la última versión del “Annual Energy Outlook” de la EIA/DOE y crear un escenario de precios bajos en torno a los 53,78 US\$/barril para el crudo Brent publicados por Platts.

2. **Gas natural:** para los tres escenarios tomar el valor indicado como punto de partida en el año 2018 para aplicar las tendencias de Referencia (“Reference”), Alta (“High Price”) y Baja (“Low Price”) de la proyección del “Henry Hub” estimada por la última versión del “Annual Energy Outlook” de la EIA/DOE y crear:

- a) Un escenario de precios de referencia en torno a los 2,88 US\$/10⁶ BTU, más 5,75 US\$/10⁶ BTU por el proceso de licuefacción, transporte y regasificación.





- b) Un escenario de precios altos en torno a los 3,17 US\$/10⁶ BTU, más 5,75 US\$/10⁶ BTU por el proceso de licuefacción, transporte y regasificación.
- c) Un escenario de precios bajos en torno a los 2,60 US\$/10⁶ BTU, más 5,75 US\$/10⁶ BTU por el proceso de licuefacción, transporte y regasificación.
- 3. Carbón:** para el carbón de 11600 BTU / 6450 cal/kg crear:
- a) Un escenario de precios de referencia con un precio de 50,57 US\$/Ton en el Escenario de Precios de Referencia, de acuerdo a la UPME, más 10,75 US\$/Ton por transporte.
- b) Un escenario de precios altos con un precio de 55,62 US\$/Ton en el Escenario de Precios Altos, de acuerdo a la UPME, más 10,75 US\$/Ton por transporte.
- c) Un escenario de precios bajos con un precio de 45,51 US\$/Ton en el Escenario de Precios Bajos, de acuerdo a la UPME, más 10,75 US\$/Ton por transporte.

- 4. Productos derivados del petróleo:** para los tres escenarios tomar el valor indicado para el Diesel Liviano, Bunker C ó "Heavy Fuel Oil (HFO)" y Gas Licuado de Petróleo (Propano), referenciados a los precios Brent publicados por Platts, más 6,00 US\$ /barril por transporte.

Las Tabla 3. 2, Tabla 3. 3 y Tabla 3. 4 presentan las proyecciones anuales promedio de los combustibles utilizados para la generación de energía para los escenarios de precios de referencia, de precios altos y de precios bajos, definidos por la Secretaría Nacional de Energía.





<u>Escenario de Precios de Referencia</u>	
- Crudo Brent publicados por Platts	59,75 US\$/Barril
- Precio del GNL – Henry Hub (con licuefacción, transporte y regasificación)	8,63 US\$/10 ⁶ BTU
- Bunker C ó “Heavy Fuel Oil (HFO)” para Generación Eléctrica (con transporte)	62,32 US\$/Barril
- Diesel Bajo en Azufre para generación eléctrica (con transporte)	89,32 US\$/Barril
- Gas Licuado de Petróleo (Propano) para generación Eléctrica (con transporte)	72,56 US\$/Barril
- Carbón Mineral (con transporte)	61,32 US\$/Ton
<u>Escenario de Precios Altos</u>	
- Crudo Brent publicados por Platts	65,73 US\$/Barril
- Precio del GNL – Henry Hub (con licuefacción, transporte y regasificación)	8,92 US\$/10 ⁶ BTU
- Bunker C ó “Heavy Fuel Oil (HFO)” para Generación Eléctrica (con transporte)	67,95 US\$/Barril
- Diesel Bajo en Azufre para generación eléctrica (con transporte)	97,65 US\$/Barril
- Gas Licuado de Petróleo (Propano) para generación Eléctrica (con transporte)	79,22 US\$/Barril
- Carbón Mineral (con transporte)	66,37 US\$/Ton
<u>Escenario de Precios Bajos</u>	
- Crudo Brent publicados por Platts	53,78 US\$/Barril
- Precio del GNL – Henry Hub (con licuefacción, transporte y regasificación)	8,35 US\$/10 ⁶ BTU
- Bunker C ó “Heavy Fuel Oil (HFO)” para Generación Eléctrica (con transporte)	56,69 US\$/Barril
- Diesel Bajo en Azufre para generación eléctrica (con transporte)	80,99 US\$/Barril
- Gas Licuado de Petróleo (Propano) para generación Eléctrica (con transporte)	65,90 US\$/Barril
- Carbón Mineral (con transporte)	56,26 US\$/Ton



Tabla 3. 2: Proyección de Precios del Combustible – Escenario de Precios Base

Año	Heavy Fuel Oil (HFO)	Distillate Fuel Oil	Coal (bituminous)	Gas Natural CH ₄
	Fuel Oil #6 Búnker C B/. / gal	Fuel Oil #2 Diésel Bajo en Azufre B/. / gal	Carbón (bituminoso) B/. / ton	
2018	1.48	2.13	61.32	0.32
2019	1.66	2.25	63.68	0.35
2020	2.01	2.71	66.88	0.41
2021	2.14	2.90	67.90	0.43
2022	2.16	2.97	67.82	0.43
2023	2.16	3.01	68.06	0.44
2024	2.17	3.03	68.69	0.44
2025	2.18	3.04	69.13	0.45
2026	2.22	3.05	69.54	0.46
2027	2.25	3.07	69.84	0.46
2028	2.26	3.09	69.94	0.46
2029	2.30	3.14	70.38	0.47
2030	2.32	3.17	70.80	0.48
2031	2.37	3.21	71.22	0.48
2032	2.39	3.24	71.42	0.49

Referencia: (Secretaría Nacional de Energía de Panamá / U.S. Department of Energy - Energy Information Administration, 2018) (Tasa de Crecimiento Enero 2018)

Tabla 3. 3: Proyección de Precios del Combustible – Escenario de Precios Altos

Año	Heavy Fuel Oil (HFO)	Distillate Fuel Oil	Coal (bituminous)	Gas Natural CH ₄
	Fuel Oil #6 Búnker C B/. / gal	Fuel Oil #2 Diésel Bajo en Azufre B/. / gal	Carbón (bituminoso) B/. / ton	
2018	1.62	2.33	66.37	0.33
2019	2.16	2.96	72.01	0.41
2020	2.44	3.36	74.64	0.46
2021	2.71	3.76	76.30	0.49
2022	2.82	3.93	76.92	0.50
2023	2.89	4.05	78.05	0.51
2024	2.99	4.18	79.51	0.53
2025	3.08	4.29	80.76	0.55
2026	3.18	4.37	81.80	0.57
2027	3.29	4.52	83.00	0.59
2028	3.33	4.55	83.43	0.60
2029	3.40	4.65	84.47	0.61
2030	3.42	4.70	85.13	0.62
2031	3.48	4.76	85.82	0.63
2032	3.53	4.82	86.49	0.64

Referencia: (Secretaría Nacional de Energía de Panamá / U.S. Department of Energy - Energy Information Administration, 2018) (Tasa de Crecimiento Enero 2018)



Tabla 3. 4: Proyección de Precios del Combustible – Escenario de Precios Bajos

Año	Heavy Fuel Oil (HFO)	Distillate Fuel Oil	Coal (bituminous)	Gas Natural CH ₄
	Fuel Oil #6 Búnker C B/. / gal	Fuel Oil #2 Diésel Bajo en Azufre B/. / gal	Carbón (bituminoso) B/. / ton	
2018	1.35	1.93	56.26	0.31
2019	1.54	2.02	57.91	0.34
2020	1.42	2.08	56.97	0.34
2021	1.30	2.16	55.98	0.32
2022	1.00	2.12	53.10	0.27
2023	0.86	2.12	52.35	0.25
2024	0.87	2.13	52.79	0.26
2025	0.87	2.14	53.05	0.26
2026	0.90	2.11	53.53	0.27
2027	0.91	2.13	53.64	0.27
2028	0.92	2.13	53.53	0.27
2029	0.92	2.16	53.67	0.27
2030	0.93	2.17	53.81	0.27
2031	0.95	2.19	54.11	0.28
2032	0.94	2.21	54.15	0.28

Referencia: (Secretaría Nacional de Energía de Panamá / U.S. Department of Energy - Energy Information Administration, 2018) (Tasa de Crecimiento Enero 2018)

Tabla 3. 5: Proyección de Precios del Combustible en Balboas por Millón de BTU – Escenario de Precios Base

Año	Heavy Fuel Oil (HFO)	Distillate Fuel Oil	Coal (bituminous)	Gas Natural CH ₄
	Fuel Oil #6 Búnker C B/. / MMBTU	Fuel Oil #2 Diésel Bajo en Azufre B/. / MMBTU	Carbón (bituminoso) B/. / MMBTU	
2018	9.70	15.35	2.56	8.63
2019	10.88	16.21	2.65	9.65
2020	13.15	19.53	2.79	11.27
2021	13.95	20.94	2.83	11.71
2022	14.10	21.41	2.83	11.83
2023	14.14	21.71	2.84	11.98
2024	14.20	21.90	2.86	12.13
2025	14.28	21.98	2.88	12.30
2026	14.52	21.99	2.90	12.48
2027	14.69	22.16	2.91	12.63
2028	14.75	22.34	2.91	12.69
2029	15.00	22.68	2.93	12.90
2030	15.19	22.86	2.95	13.01
2031	15.49	23.15	2.97	13.20
2032	15.60	23.37	2.98	13.27

Referencia: (Secretaría Nacional de Energía de Panamá / U.S. Department of Energy - Energy Information Administration, 2018) (Tasa de Crecimiento Enero 2018)



Tabla 3. 6: Proyección de Precios del Combustible en Balboas por Millón de BTU - Escenario de Precios Altos

Año	Heavy Fuel Oil (HFO)	Distillate Fuel Oil	Coal (bituminoso)	Gas Natural
	Fuel Oil #6 Búnker C B./ / MMBTU	Fuel Oil #2 Diésel Bajo en Azufre B./ / MMBTU	Carbón (bituminoso) B./ / MMBTU	CH4 B./ / MMBTU
2018	10.57	16.79	2.77	8.92
2019	14.15	21.35	3.00	11.18
2020	15.93	24.25	3.11	12.48
2021	17.74	27.17	3.18	13.35
2022	18.43	28.36	3.21	13.66
2023	18.87	29.22	3.25	13.96
2024	19.55	30.15	3.31	14.47
2025	20.13	30.94	3.36	14.94
2026	20.76	31.56	3.41	15.42
2027	21.48	32.60	3.46	15.99
2028	21.75	32.82	3.48	16.30
2029	22.20	33.56	3.52	16.63
2030	22.38	33.90	3.55	16.81
2031	22.73	34.36	3.58	17.12
2032	23.08	34.82	3.60	17.42

Referencia: (Secretaría Nacional de Energía de Panamá / U.S. Department of Energy - Energy Information Administration, 2018) (Tasa de Crecimiento Enero 2018)

Tabla 3. 7: Proyección de Precios del Combustible en Balboas por Millón de BTU - Escenario de Precios Bajos

Año	Heavy Fuel Oil (HFO)	Distillate Fuel Oil	Coal (bituminoso)	Gas Natural
	Fuel Oil #6 Búnker C B./ / MMBTU	Fuel Oil #2 Diésel Bajo en Azufre B./ / MMBTU	Carbón (bituminoso) B./ / MMBTU	CH4 B./ / MMBTU
2018	8.82	13.92	2.34	8.35
2019	10.06	14.61	2.41	9.41
2020	9.27	15.02	2.37	9.14
2021	8.52	15.59	2.33	8.70
2022	6.54	15.32	2.21	7.43
2023	5.65	15.27	2.18	6.93
2024	5.68	15.37	2.20	7.02
2025	5.66	15.43	2.21	7.08
2026	5.90	15.23	2.23	7.29
2027	5.96	15.35	2.24	7.33
2028	6.02	15.39	2.23	7.41
2029	6.02	15.58	2.24	7.47
2030	6.05	15.66	2.24	7.50
2031	6.21	15.80	2.25	7.63
2032	6.16	15.93	2.26	7.62

Referencia: (Secretaría Nacional de Energía de Panamá / U.S. Department of Energy - Energy Information Administration, 2018) (Tasa de Crecimiento Enero 2018)



La Tabla 3. 8 muestra el poder calórico para los distintos tipos de combustibles considerados en este estudio.

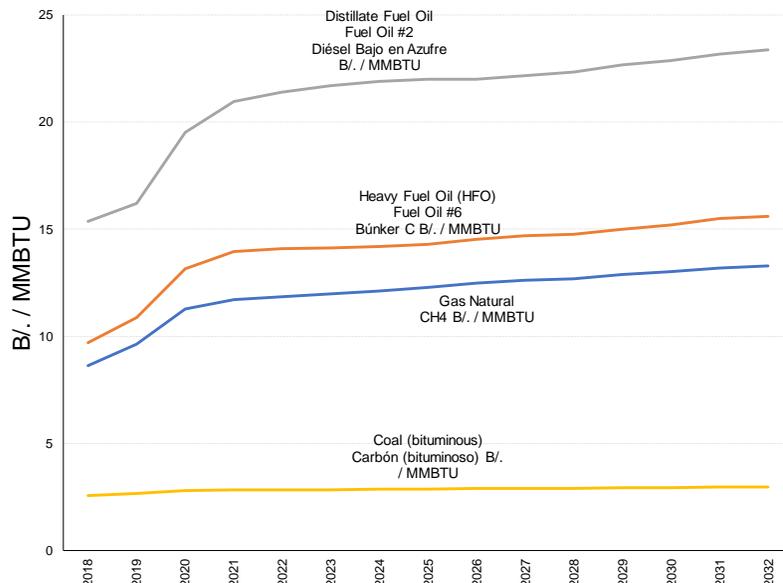
Tabla 3. 8: Poder Calorífico de los Combustibles

Combustibles	Unidad	MJ	kWh	BTU	kcal
Heavy Fuel Oil (HFO)	Barril	6,779.43	1,883.46	6,426,000.00	1,619,352.00
Fuel Oil #6	gal	161.42	44.84	153,000.00	38,556.00
Búnker C	ltr	42.59	11.83	40,369.39	10,173.09
Distillate Fuel Oil	Barril	6,136.94	1,704.96	5,817,000.00	1,465,884.00
Fuel Oil #2	gal	146.12	40.59	138,500.00	34,902.00
Diésel Bajo en Azufre	ltr	41.87	11.63	39,684.81	10,000.57
Coal (bituminoso)	Ton	25,320.00	7,034.40	24,000,000.00	6,048,000.00
Carbón (bituminoso)	lb	12.63	3.51	11,970.07	3,016.46
Gas Natural	m ³	38,665.75	10,742.12	36,650,000.00	9,235,800.00
CH ₄	ft ³	1,095.50	304.35	1,038,390.71	261,674.46

Referencia: (U.S. Department of Energy - U.S. Energy Information Administration)

En el Gráfico 3. 1, Gráfico 3. 2 y Gráfico 3. 3 se muestra la comparación de los combustibles utilizados en este estudio.

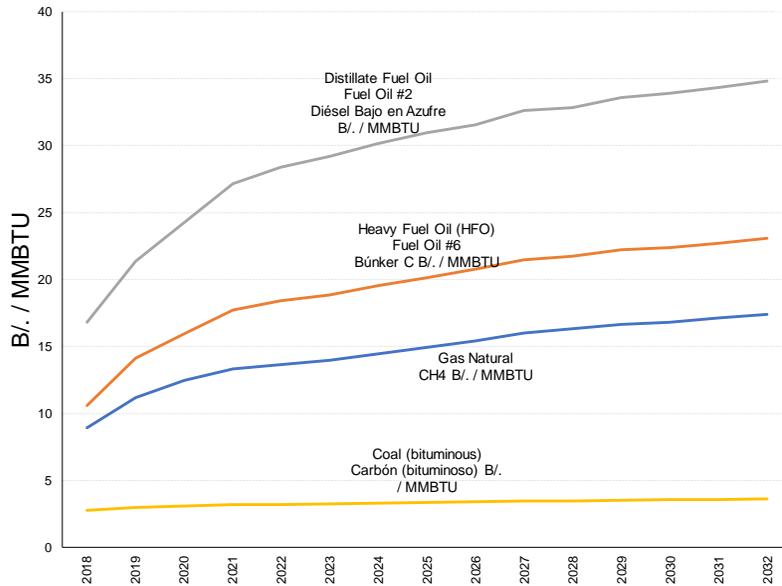
Gráfico 3. 1: Proyección de Precios del Combustible en Balboas por Millón de BTU – Escenario de Precios Base



Referencia: (Secretaría Nacional de Energía de Panamá / U.S. Department of Energy - Energy Information Administration, 2018) (Tasa de Crecimiento Enero 2018)

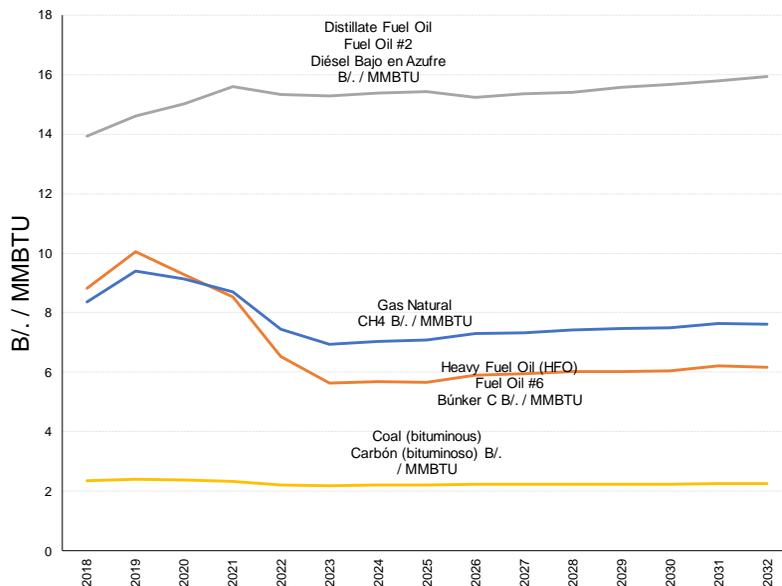


Gráfico 3. 2: Proyección de Precios del Combustible en Balboas por Millón de BTU - Escenario de Precios Altos



Referencia: (Secretaría Nacional de Energía de Panamá / U.S. Department of Energy - Energy Information Administration, 2018) (Tasa de Crecimiento Enero 2018)

Gráfico 3. 3: Proyección de Precios del Combustible en Balboas por Millón de BTU - Escenario de Precios Bajos



Referencia: (Secretaría Nacional de Energía de Panamá / U.S. Department of Energy - Energy Information Administration, 2018) (Tasa de Crecimiento Enero 2018)



Criterios y Parámetros

El presente estudio parte de la base de la definición de las políticas y criterios para la expansión del sistema interconectado nacional, determinados por La Secretaría Nacional de Energía, los cuales establecen los lineamientos para el diseño del Plan de Expansión de Generación para el Sistema Interconectado Nacional, 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; y que la demanda sea satisfecha atendiendo a criterios de uso eficiente de los recursos energéticos.

Criterio de Mínimo Costo

El Plan de Expansión de Generación debe garantizar el abastecimiento de la demanda de energía y potencia a un costo mínimo, traído a valor presente cumpliendo criterios de confiabilidad y calidad de suministro y que a su vez genere un beneficio óptimo¹. Tomando en cuenta el costo de inversión, operación y mantenimiento, además de cualquier otro costo que se genere en el proceso de generación, tales como el costo de la generación de gases de efecto invernadero.

Criterio de Confiabilidad

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; 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. Para el Plan Indicativo de Generación 2018-2032 se utilizará un valor porcentual de reserva por confiabilidad de 3.11%.²

¹ De acuerdo al Artículo 81 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997

² Informe de Confiabilidad 2018 - septiembre 2017 - Centro Nacional de Despacho de Panamá, aprobado mediante la Resolución AN No. 11715-Elec del 19 de octubre de 2017.



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 (Costo de Energía No Suministrada), publicado por la Autoridad de los Servicios Públicos.

Parámetros Técnicos y Económicos

Se establece un horizonte de planificación de 15 años, utilizando costos de mercado para la inversión y una tasa anual de descuento de 12.0%.

Criterios Económicos

La vida económica o útil de las plantas hidroeléctricas se asume en 50 años. Se usará como costo fijo de operación y mantenimiento de las plantas hidroeléctricas valores que varían entre 5 \$/kW-año y 220 \$/kW-año dependiendo de la capacidad de la misma.



4

Sistema de Generación Existente

A small, handwritten signature or set of initials in blue ink, located in the bottom right corner of the page.



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

A handwritten signature or mark in blue ink, located in the bottom right corner of the page.



Capítulo 4

SISTEMA DE GENERACIÓN EXISTENTE

La capacidad instalada del Sistema Interconectado Nacional a finales de mayo de 2018, es de 3352 MW, presentando en comparación la demanda máxima de 1662 MW (no incluye autoconsumo de ACP) para el día 20 de abril de 2018. Se puede observar en la Tabla 4. 1.

Tabla 4. 1: Matriz Energética a mayo de 2018

Recurso	Tecnología	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Firme (MW)
Hidroeléctricas	Hidroeléctrica de Pasada	1194.59	633.49
	Hidroeléctrica de Embalse	560.00	449.61
Termoeléctricas	Motor de Media Velocidad	671.53	560.34
	Motor de Baja Velocidad	81.61	68.67
	Turbina de Gas	228.00	155.70
	Turbina de Vapor	216.15	138.77
Eólico	Aerogeneradores de Eje Horizontal	270.00	0.00
Solar	Solar Fotovoltaica	130.31	0.00
Σ		3352	2006.59

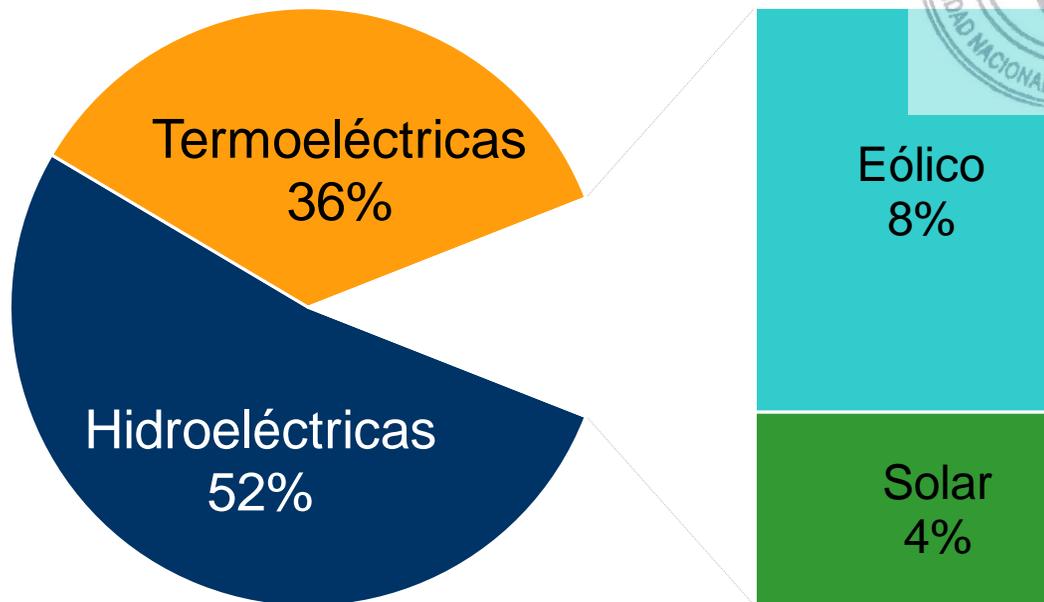
Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2018).

El sistema presenta una instalación de 1754.59 MW que corresponden a centrales hidroeléctricas, 1197.29 MW a centrales termoeléctricas y 270.00 MW a parques eólicos y 130.31 MW solares fotovoltaicas. La distribución porcentual del plantel de generación equivale al 52.34% de capacidad instalada de origen

hidroeléctrico, el 35.72% corresponde al sector termoeléctrico, 8.05% al eólico y 3.89% al sector solar (Gráfico 4. 1). Las cifras mencionadas, no consideran las plantas de la Autoridad del Canal de Panamá (ACP), pequeñas centrales y los sistemas aislados.

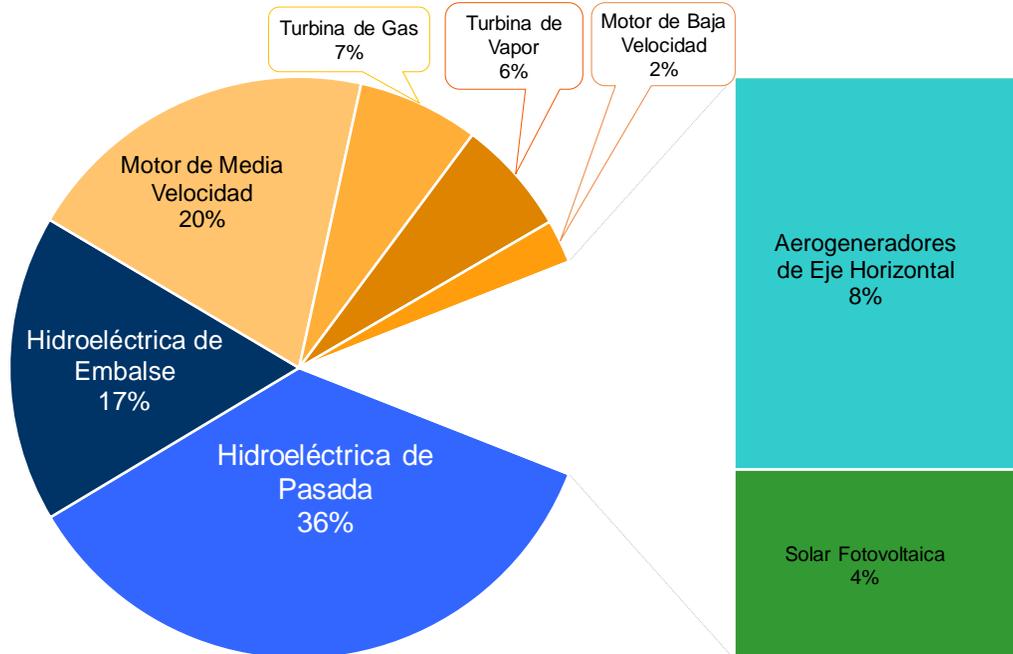


Gráfico 4. 1: Composición Porcentual del Sistema de Generación



Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2018).

Gráfico 4. 2: Composición Porcentual por Tecnología del Sistema de Generación



Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2018).



En el Gráfico 4. 2 se detallan los diferentes agentes existentes con su capacidad instalada (MW).

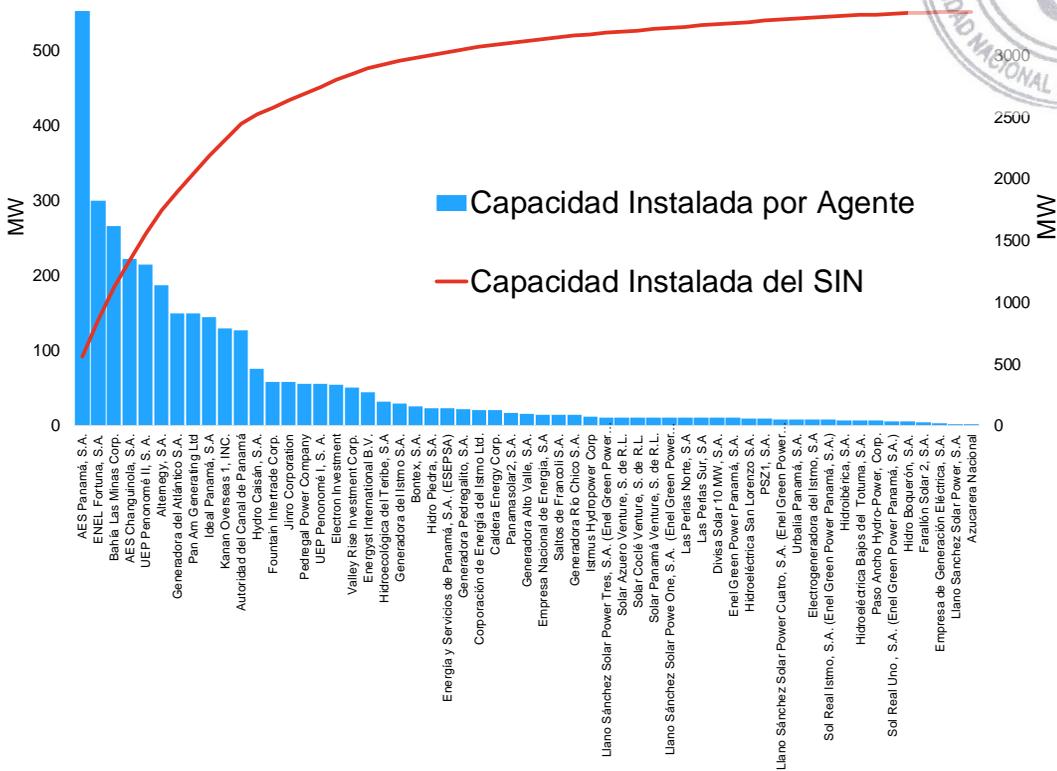
Tabla 4. 2: Capacidad Instalada del Sistema Interconectado Nacional a mayo de 2018

Agente Generador	Capacidad Instalada (MW)	Participación %
AES Changuinola, S.A.	222.17	6.63
AES Panamá, S.A.	553.96	16.53
Alternegy, S.A.	187.38	5.59
Autoridad del Canal de Panamá	127.41	3.80
Azucarera Nacional	0.96	0.03
Bahía Las Minas Corp.	266.15	7.94
Bontex, S.A.	25.60	0.76
Caldera Energy Corp.	19.75	0.59
Corporación de Energía del Istmo Ltd.	20.44	0.61
Divisa Solar 10 MW, S.A.	9.90	0.30
Electrogeneradora del Istmo, S.A.	8.12	0.24
Electron Investment	53.75	1.60
Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	2.40	0.07
Empresa Nacional de Energía, S.A.	13.87	0.41
ENEL Fortuna, S.A.	300.00	8.95
Enel Green Power Panamá, S.A.	9.87	0.29
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	22.49	0.67
Energyst International B.V.	44.48	1.33
Farallón Solar 2, S.A.	3.84	0.11
Fountain Intertrade Corp.	57.90	1.73
Generadora Alto Valle, S.A.	15.50	0.46
Generadora del Atlántico S.A.	150.00	4.47
Generadora del Istmo S.A.	28.68	0.86
Generadora Pedregalito, S.A.	21.00	0.63
Generadora Río Chico S.A.	13.49	0.40
Hidro Boquerón, S.A.	5.25	0.16
Hidro Piedra, S.A.	22.70	0.68
Hidroecológica del Teribe, S.A.	31.31	0.93
Hidroeléctrica Bajos del Totuma, S.A.	6.33	0.19
Hidroeléctrica San Lorenzo S.A.	8.70	0.26
Hidroibérica, S.A.	7.19	0.21
Hydro Caisán, S.A.	75.00	2.24
Ideal Panamá, S.A.	145.03	4.33
Istmus Hydropower Corp	11.00	0.33
Jinro Corporation	57.83	1.73
Kanan Overseas 1, INC.	129.36	3.86
Las Perlas Norte, S.A.	10.00	0.30
Las Perlas Sur, S.A.	10.00	0.30
Llano Sánchez Solar Powe One, S.A. (Enel Green Power Panamá, S.A.)	10.26	0.31
Llano Sánchez Solar Power Cuatro, S.A. (Enel Green Power Panamá, S.A.)	8.22	0.25
Llano Sánchez Solar Power Tres, S.A. (Enel Green Power Panamá, S.A.)	10.78	0.32
Llano Sanchez Solar Power, S.A.	2.00	0.06
Pan Am Generating Ltd	149.40	4.46
Panamasolar2, S.A.	16.00	0.48
Paso Ancho Hydro-Power, Corp.	6.16	0.18
Pedregal Power Company	55.34	1.65
PSZ1, S.A.	8.50	0.25
Saltos de Francoi S.A.	13.70	0.41
Sol Real Istmo, S.A. (Enel Green Power Panamá, S.A.)	7.92	0.24
Sol Real Uno, S.A. (Enel Green Power Panamá, S.A.)	5.28	0.16
Solar Azuero Venture, S. de R.L.	10.50	0.31
Solar Coclé Venture, S. de R.L.	10.50	0.31
Solar Panamá Venture, S. de R.L.	10.50	0.31
UEP Penonomé I, S. A.	55.00	1.64
UEP Penonomé II, S. A.	215.00	6.41
Urbalia Panamá, S.A.	8.15	0.24
Valley Rise Investment Corp.	50.16	1.50
Σ	3352	

Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2018).



Gráfico 4. 3: Capacidad Instalada por Agente a mayo de 2018



Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2018).

Generación Hidroeléctrica

En la actualidad el sistema cuenta con la instalación de 47 centrales hidroeléctricas repartidas en 29 agentes del mercado. La empresa cuya mayor instalación tiene es AES PANAMÁ que cuenta con 482 MW equivalentes al 14.38% de la instalación total del país. Además de esto, cuentan con los derechos de comercialización de la Central Changuinola 1 (222.17 MW). Cabe destacar que, en su mayoría, las centrales hidroeléctricas se encuentran en la región occidental de

la República. En total la provincia de Chiriquí cuenta en la actualidad con 1206.96 MW, instalados, seguido por las provincias de Panamá con 260 MW, Bocas del Toro con 253.48 MW, Veraguas con 27.44 MW y Coclé con 6.71 MW.

La central hidroeléctrica cuya área de embalse es la más grande del país, Fortuna, se encuentra hacia el lado este de la provincia de Panamá, con un total de 350 kilómetros cuadrados. La Central Hidroeléctrica Bayano, la cual está ubicada aproximadamente



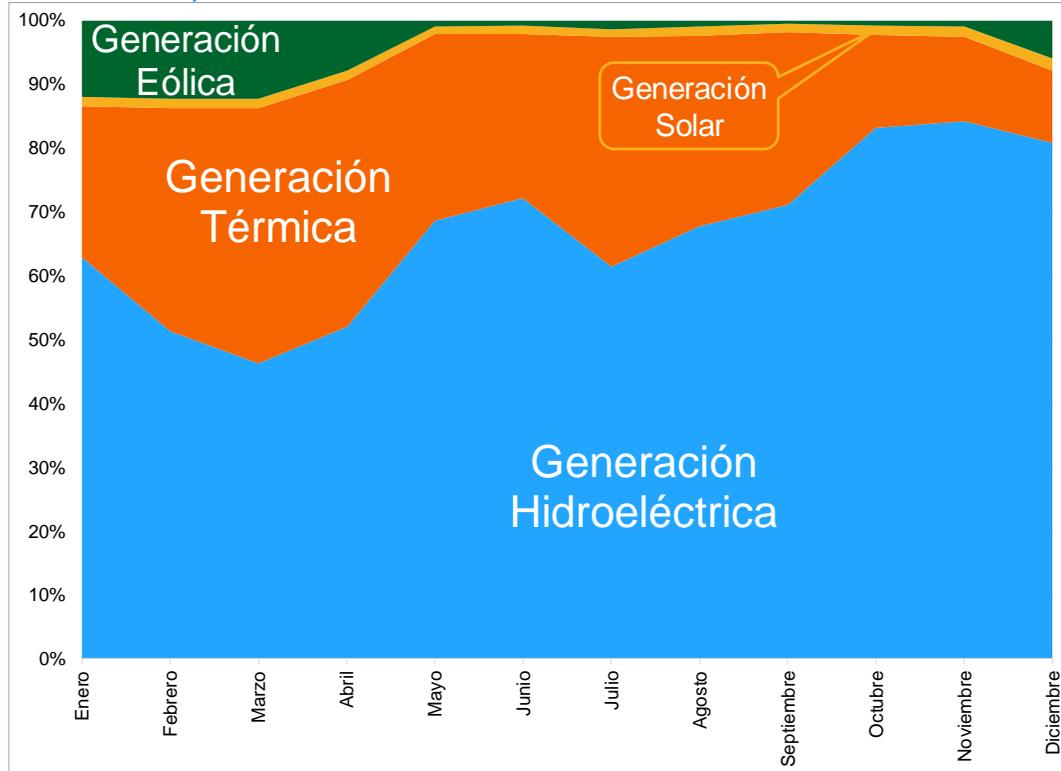
a 80 kilómetros al este de la ciudad de Panamá y aprovecha las aguas fluyentes del Río Bayano, con una instalación de 260 MW genera en promedio 577 GWh anuales. Para el año 2017, la generación alcanzó los 610.07 GWh.

Según cifras del Centro Nacional de Despacho (CND), la energía

proveniente de centrales hidroeléctricas para el año 2017 en promedio, cubrió el 67.1% de la demanda, teniendo en el mes de noviembre el máximo aporte del año con 84.3% y marzo con el mínimo con un 46.3% (Gráfico 4. 4). El aporte total fue de 7079.19 GWh.



Gráfico 4. 4: Comportamiento de la Generación Año 2017



Referencia: (Centro Nacional de Despacho, 2018).

La Tabla 4. 3 muestra el sistema de generación hidroeléctrica existente de las diferentes unidades de generación que forman parte del SIN, con sus capacidades instaladas y sin incluir pequeñas centrales hidroeléctricas y centrales hidroeléctricas autogeneradoras, las cuales se muestran en la Tabla 4. 8.



Tabla 4. 3: Sistema de Generación Hidroeléctrico Existente

Agente Generador	Nombre	Tipo	Unidades	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Media (MW)	Potencia Firme (MW)	Energía Promedio Anual (GWh)
AES Changuinola, S.A.	Changuinola I	Hidroeléctrica de Pasada	2	212.40	209.68	205.26	165.67	971.00
AES Changuinola, S.A.	Mini Chan	Hidroeléctrica de Pasada	1	9.77	9.76	9.47	9.66	75.60
AES Panamá, S.A.	La Estrella	Hidroeléctrica de Pasada	2	47.20	46.30	37.58	16.13	249.00
AES Panamá, S.A.	Los Valles	Hidroeléctrica de Pasada	2	54.76	54.30	52.67	17.63	304.00
AES Panamá, S.A.	Bayano	Hidroeléctrica de Embalse	3	260.00	259.97	227.74	160.12	577.00
AES Panamá, S.A.	Estí	Hidroeléctrica de Pasada	2	120.00	119.98	115.96	112.67	620.00
Alternegy, S.A.	Lorena	Hidroeléctrica de Pasada	2	37.60	33.67	30.82	30.62	168.62
Alternegy, S.A.	Prudencia	Hidroeléctrica de Pasada	2	62.78	62.02	55.86	50.09	273.15
Bontex, S.A.	Gualaca	Hidroeléctrica de Pasada	2	25.60	25.60	23.50	23.04	126.55
Caldera Energy Corp.	Mendre	Hidroeléctrica de Pasada	2	19.75	19.75	18.92	3.92	101.00
Corporación de Energía del Istmo Ltd.	Las Cruces	Hidroeléctrica de Pasada	2	19.47	18.66	18.47	3.17	47.00
Corporación de Energía del Istmo Ltd.	Las Cruces	Hidroeléctrica de Pasada	1	0.97	0.79	0.79	nd	8.78
Electrogeneradora del Istmo, S.A	Mendre II	Hidroeléctrica de Pasada	2	8.12	7.80	6.70	1.56	38.62
Electron Investment	Monte Lirio	Hidroeléctrica de Pasada	3	53.75	53.73	49.16	32.38	273.30
Empresa Nacional de Energía, S.A	Bugaba 2	Hidroeléctrica de Pasada	3	6.33	6.33	5.82	1.36	28.96
Empresa Nacional de Energía, S.A	Bugaba I	Hidroeléctrica de Pasada	3	5.14	5.14	4.18	0.51	20.01
ENEL Fortuna, S.A.	Fortuna	Hidroeléctrica de Embalse	3	300.00	300.00	300.00	289.49	1600.00
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Algarrobos	Hidroeléctrica de Pasada	2	9.86	9.86	8.73	2.41	48.25
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Dolega	Hidroeléctrica de Pasada	3	3.13	3.13	3.04	1.10	16.10
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	La Yeguada	Hidroeléctrica de Pasada	3	7.00	6.60	5.35	3.00	32.14
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	Macho Monte	Hidroeléctrica de Pasada	2	2.50	2.40	2.30	0.80	11.10
Fountain Intertrade Corp.	La Potra (Bajo Frio)	Hidroeléctrica de Pasada	3	27.90	27.60	25.63	8.66	127.48
Fountain Intertrade Corp.	Salsipuedes (Bajo Frio)	Hidroeléctrica de Pasada	3	27.90	27.68	23.93	8.66	127.48
Fountain Intertrade Corp.	La Potra G4 (Bajo Frio)	Hidroeléctrica de Pasada	1	2.10	2.05	2.04	2.10	18.40
Salto de Francol S.A.	Los Planetas 2	Hidroeléctrica de Pasada	2	8.89	6.73	6.83	3.35	45.00
Generadora Alto Valle, S.A.	Cochea	Hidroeléctrica de Pasada	2	15.50	15.49	15.13	3.06	60.70
Generadora del Istmo S.A.	Barro Blanco	Hidroeléctrica de Pasada	2	26.80	26.77	25.01	11.57	116.08
Generadora del Istmo S.A.	Barro Blanco Minicentral	Hidroeléctrica de Pasada	1	1.88	1.83	1.82	nd	15.00
Generadora Pedregalito, S.A.	Pedregalito I	Hidroeléctrica de Pasada	2	21.00	19.90	18.98	2.04	94.40
Generadora Rio Chico S.A.	Pedregalito II	Hidroeléctrica de Pasada	2	13.49	12.52	11.90	0.38	55.15
Hidro Boquerón, S.A.	Macano	Hidroeléctrica de Pasada	3	5.25	5.16	5.00	0.90	20.20
Hidro Piedra, S.A.	RP-490	Hidroeléctrica de Pasada	2	14.30	14.30	13.52	3.37	64.00
Hidroecológica del Teribe, S.A	Bonyic	Hidroeléctrica de Pasada	3	31.31	30.00	27.70	22.22	156.00
Hidroeléctrica Bajos del Totuma, S.A.	Bajo de Totumas	Hidroeléctrica de Pasada	1	6.33	4.20	4.03	2.42	33.10
Hidroeléctrica San Lorenzo S.A.	San Lorenzo	Hidroeléctrica de Pasada	2	8.70	8.26	7.42	1.33	40.48
Hidroibérica, S.A.	El Fraile	Hidroeléctrica de Pasada	3	6.71	6.71	6.17	1.50	32.00
Hidro Piedra, S.A.	La Cuchilla	Hidroeléctrica de Pasada	2	8.40	8.30	7.65	1.31	40.30
Hydro Caisán, S.A.	El Alto	Hidroeléctrica de Pasada	3	75.00	72.84	69.87	22.14	291.16
Ideal Panamá, S.A	Bajo de Mina	Hidroeléctrica de Pasada	2	56.80	56.80	53.68	20.07	263.90
Ideal Panamá, S.A	Baitún	Hidroeléctrica de Pasada	2	85.90	85.90	83.69	31.09	406.40
Ideal Panamá, S.A	Bajo de Mina G3	Hidroeléctrica de Pasada	1	0.60	0.60	0.58	nd	nd
Ideal Panamá, S.A	Baitún G3	Hidroeléctrica de Pasada	1	1.73	1.70	1.65	nd	nd
Istmus Hydropower Corp	Concepción	Hidroeléctrica de Pasada	2	11.00	10.00	9.28	2.49	65.00
Las Perlas Norte, S.A	Las Perlas Norte	Hidroeléctrica de Pasada	2	10.00	10.00	8.20	2.46	65.70
Las Perlas Sur, S.A	Las Perlas Sur	Hidroeléctrica de Pasada	2	10.00	10.00	9.24	2.46	65.70
Paso Ancho Hydro-Power, Corp.	Paso Ancho	Hidroeléctrica de Pasada	2	6.16	6.16	3.73	3.08	37.00
Salto de Francol S.A.	Los Planetas I	Hidroeléctrica de Pasada	3	4.82	4.74	4.51	1.10	24.65
Σ				1755	1732	1630	1083	7855

Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2018).



Generación Termoeléctrica

La matriz energética hasta mayo del 2017 era completada con plantas termoeléctricas que en su gran mayoría estaban localizadas en la provincia de Colón, aproximadamente con un 68% del Plantel Termoeléctrico. En el año 2015 y principios del año 2016 se incorporaron las Barcazas Estrella de Mar I con 72 MW, Santa Inés con 55 MW, la Central Estrella del Norte con 37 MW y la Central Jinro con 58 MW. En total la provincia de Colón cuenta con el 24% de la capacidad instalada del país.

El resto de las plantas termoeléctricas se ubican en las provincias de Panamá y Panamá Oeste. Este grupo está conformado por las plantas Pan-Am, Pacora. En la Tabla 4. 4, se muestran las principales características de las plantas termoeléctricas existentes, sin incluir pequeñas centrales termoeléctricas.

Adicionalmente, al igual que hay pequeñas plantas hidroeléctricas y fotovoltaicas, existen plantas termoeléctricas de capacidades menores, que se detallan en la Tabla 4. 8.

Durante el 2015 se retiraron del Sistema Interconectado Nacional, las plantas termoeléctricas de Capira, Chitré, las turbinas de gas, propiedad de la Empresa de Generación Eléctrica S.A. (EGESA) y los motores de Aggreko International Projects Limited y Soenergy Panamá S. de R.L.

De acuerdo con la nota BLM-DC-049-2017, la empresa Bahía Las Minas Corp. contempla para el 31 de diciembre de 2018 el retiro de las unidades BLM G8, J. Brown G5 y G6, turbinas de gas que operaban con Diésel.

El 5 de abril del 2017 se presentó un siniestro que provocó el retiro forzoso de los motores de las barcazas Estrella del Norte y Santa Inés de Kanan Overseas I, Inc., provocando que estas unidades de generación fueran reemplazadas por la barcaza La Esperanza.

En la Tabla 4. 5 se observa el programa del retiro del sistema las siguientes plantas termoeléctricas.





Tabla 4. 4: Sistema de Generación Termoeléctrico Existente

Agente Generador	Nombre	Tipo	Unidades	Combustible	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Media (MW)
AES Panamá, S.A.	Estrella del Mar (Barcaza)	Motor de Media Velocidad	7	Bunker C (No. 6 fuel oil)	72.00	71.20	65.95
Alternegy, S.A.	Cativa	Motor de Media Velocidad	10	Bunker C (No. 6 fuel oil)	87.00	83.50	62.67
Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores G2	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	10.00	9.70	9.05
Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores G5	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	18.00	17.55	13.77
Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores G9	Motor de Baja Velocidad	1	Bunker C (No. 6 fuel oil)	40.81	38.95	35.75
Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores G10	Motor de Baja Velocidad	1	Bunker C (No. 6 fuel oil)	40.81	38.95	32.92
Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores G8	Motor de Media Velocidad	1	Bunker C (No. 6 fuel oil)	17.80	17.06	13.49
Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G5	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	33.00	33.22	0.00
Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G6	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	33.00	33.22	17.38
Bahía Las Minas Corp.	BLM 8	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	34.00	33.38	19.27
Bahía Las Minas Corp.	BLM Carbón (BLM 2)	Turbina de Vapor	1	Carbón (bituminoso)	36.67	36.67	15.11
Bahía Las Minas Corp.	BLM Carbón (BLM 3)	Turbina de Vapor	1	Carbón (bituminoso)	36.67	36.67	26.96
Bahía Las Minas Corp.	BLM Carbón (BLM 4)	Turbina de Vapor	1	Carbón (bituminoso)	36.67	36.67	30.65
Bahía Las Minas Corp.	BLM 9 Carbón	Turbina de Vapor	1	Carbón (bituminoso)	56.14	38.18	22.06
Energyst International B.V.	Cerro Azul MT XQC1600	Motor de Media Velocidad	23	Diesel (No. 2 fuel oil)	39.56	39.33	39.33
Energyst International B.V.	Cerro Azul MT PM1360	Motor de Media Velocidad	4	Diesel (No. 2 fuel oil)	4.92	4.92	4.64
Generadora del Atlántico S.A.	Termino Colón G1	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	50.00	48.50	48.39
Generadora del Atlántico S.A.	Termino Colón G2	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	50.00	48.50	47.84
Generadora del Atlántico S.A.	Termino Colón G3	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	50.00	48.50	43.99
Jinro Corporation	Jinro Power	Motor de Media Velocidad	34	Bunker C (No. 6 fuel oil)	57.83	55.05	53.25
Kanan Overseas 1, INC.	Barcaza La Esperanza	Motor de Media Velocidad	7	Bunker C (No. 6 fuel oil)	129.36	92.00	92.00
Pan Am Generating Ltd	Panam	Motor de Media Velocidad	6	Bunker C (No. 6 fuel oil)	99.60	96.00	95.04
Pan Am Generating Ltd	Amp. Panam	Motor de Media Velocidad	3	Bunker C (No. 6 fuel oil)	49.80	48.00	46.27
Pedregal Power Company	Pacora	Motor de Media Velocidad	3	Bunker C (No. 6 fuel oil)	55.34	53.55	52.29
Urbalia Panamá, S.A.	Cerro Patacón	Motor de Media Velocidad	3	Gas Metano (Lixiviado de residuos sólidos urbanos)	8.15	3.75	3.75
Valley Rise Investment Corp.	El Giral	Motor de Media Velocidad	4	Bunker C (No. 6 fuel oil)	15.36	15.24	11.20
Valley Rise Investment Corp.	El Giral II	Motor de Media Velocidad	4	Bunker C (No. 6 fuel oil)	34.80	34.28	24.88
Σ					1197	1113	928

Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2018).



Tabla 4. 5: Programa del retiro de unidades Termoeléctricas

No.	Agente Generador	Nombre	Tipo	Unidades	Combustible	Capacidad Instalada (MW)	Fecha de Retiro
1	Bahía Las Minas Corp.	BLM 8	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	34.00	31 de Diciembre de 2018
2	Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G5	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	33.00	31 de Diciembre de 2018
3	Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G6	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	33.00	31 de Diciembre de 2018
4	Kanan Overseas 1, INC.	Santa Ines	Motor de Media Velocidad	10	Bunker C (No. 6 fuel oil)	55.00	5 de Abril de 2017
5	Kanan Overseas 1, INC.	Estrella del Norte I	Motor de Media Velocidad	2	Bunker C (No. 6 fuel oil)	9.80	5 de Abril de 2017
6	Kanan Overseas 1, INC.	Estrella del Norte II	Motor de Media Velocidad	5	Bunker C (No. 6 fuel oil)	27.50	5 de Abril de 2017
Σ						192.30	

Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2018).



Generación Renovable

La diversificación de la matriz energética es uno de los objetivos principales que se tienen en las proyecciones que se tienen como país, ya que no se puede depender tanto de las hidroeléctricas, como en años anteriores, debido a la situación de sequía que cada año se hace más extensa.

A finales del año 2013, la empresa UEP Penonomé I, S.A., instala la primera planta de generación eólica en Panamá, específicamente en la provincia de Coclé, con un total de 55 MW.

UEP Penonomé II, S.A., compañía subsidiaria de Interenergy Holding, con una inversión de 430 millones de dólares, inauguró en abril de 2016 en la provincia de Penonomé el Parque Eólico Penonomé (Laudato Si), nombre inspirado en la encíclica del

papa Francisco) de 215 MW, el más grande de Centroamérica y el Caribe, con 86 aerogeneradores.

En la Tabla 4. 6 se muestran los parques eólicos existentes.

De igual forma, el desarrollo de la generación proveniente de energía solar ha recibido un auge considerable durante los últimos años en el sector eléctrico de Panamá, destacando la entrada en operación de la planta Fotovoltaica San Juan (Chiriquí) con 10MW, propiedad de Enel Green Power Panamá, S.A. y la planta fotovoltaica Divisa Solar de la misma capacidad, propiedad de Divisa Solar 10 MW, S.A.

En la Tabla 4. 7 se muestran las plantas solares existentes.

Tabla 4. 6: Sistema de Generación Eólica Existente

Agente Generador	Nombre	Tipo	Unidades	Capacidad	Energía Promedio
				Instalada (MW)	Anual (GWh)
UEP Penonomé I, S. A.	Nuevo Chagres	Aerogeneradores de Eje Horizontal	22	55	135.00
UEP Penonomé II, S. A.	Rosa de los Vientos Etapa I	Aerogeneradores de Eje Horizontal	21	52.5	147.75
UEP Penonomé II, S. A.	Marañón	Aerogeneradores de Eje Horizontal	7	17.5	47.25
UEP Penonomé II, S. A.	Portobello Ballestillas	Aerogeneradores de Eje Horizontal	13	32.5	87.75
UEP Penonomé II, S. A.	Nuevo Chagres II	Aerogeneradores de Eje Horizontal	25	62.5	168.75
UEP Penonomé II, S. A.	Rosa de los Vientos Etapa II	Aerogeneradores de Eje Horizontal	20	50	135.00
Σ				270	722

Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2018).



Tabla 4. 7: Sistema de Generación Solar Fotovoltaica Existente

Agente Generador	Nombre	Tipo	Unidades	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Energía Promedio Anual (GWh)
Azucarera Nacional	Cocle Solar	Solar Fotovoltaica	1	0.96	0.94	1.63
Divisa Solar 10 MW, S.A.	Divisa Solar	Solar Fotovoltaica	8	9.9	8.16	16.30
Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	Sarigua	Solar Fotovoltaica	2	2.4	2.4	4.35
Empresa Nacional de Energía, S.A	Central Fotovoltaica Bugaba	Solar Fotovoltaica	1	2.4	2.4	3.41
Enel Green Power Panamá, S.A.	Fotovoltaica Chiriquí	Solar Fotovoltaica	7	9.87	9.87	19.17
Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2	Solar Fotovoltaica	1	3.84	3.84	1.63
Hidroibérica, S.A.	El Fraile Solar	Solar Fotovoltaica	1	0.48	0.48	0.83
Llano Sánchez Solar Powe One, S.A. (Enel Green Power Panamá, S.A.)	Milton Solar	Solar Fotovoltaica	1	10.26	10.26	16.62
Llano Sánchez Solar Power Cuatro, S.A. (Enel Green Power Panamá, S.A.)	Vista Alegre	Solar Fotovoltaica	1	8.22	8.22	13.29
Llano Sánchez Solar Power Tres, S.A. (Enel Green Power Panamá, S.A.)	Sol Real	Solar Fotovoltaica	1	10.78	10.78	17.43
Llano Sanchez Solar Power, S.A.	Don Félix	Solar Fotovoltaica	1	2	2	3.26
Panamasolar2, S.A.	Pocrí	Solar Fotovoltaica	1	16	16	32.96
PSZ1, S.A.	El Espinal	Solar Fotovoltaica	1	8.5	8.48	15.02
Sol Real Istmo, S.A. (Enel Green Power Panamá, S.A.)	Sol de David	Solar Fotovoltaica	1	7.92	7.92	12.20
Sol Real Uno, S.A. (Enel Green Power Panamá, S.A.)	Generadora Solar Caldera	Solar Fotovoltaica	1	5.28	5.28	7.81
Solar Azuero Venture, S. de R.L.	Miraflores Los Ángeles	Solar Fotovoltaica	1	10.5	9.31	17.82
Solar Cocle Venture, S. de R.L.	Miraflores Cocle	Solar Fotovoltaica	1	10.5	8.75	20.15
Solar Panamá Venture, S. de R.L.	Miraflores París	Solar Fotovoltaica	1	10.5	8.75	18.67
Σ				130	124	223

Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2018).

Adicionalmente, al igual que hay pequeñas plantas hidroeléctricas y termoeléctricas, existen plantas fotovoltaicas de capacidades menores, que se detallan en la Tabla 4. 8.

Pequeñas Centrales y Auto Generadores

Se define como auto generador a la persona natural o jurídica que produce y consume energía eléctrica en un mismo predio, para atender sus propias necesidades y que no usa, comercializa o transporta su energía con terceros o asociados, pero que puede vender excedentes a otros Agentes del Mercado.

Existen pequeñas centrales generadoras de capacidades menores que están conectadas a la red de distribución o que mantienen un contrato con las mismas. Estas se muestran a continuación en la Tabla 4. 8.



Tabla 4. 8: Pequeñas Centrales y Autogeneradores

Agente Generador	Nombre	Tipo de Planta	Numero de Unidades	Capacidad Instalada (MW)
Arkapol, S.A.	Arkapol	Hidroeléctrica de Pasada	1.00	0.68
Café de Eleta, S.A.	Candela G1	Hidroeléctrica de Pasada	1.00	0.34
Empresas Melo, S.A.	El Salto	Hidroeléctrica de Pasada	2.00	0.73
Empresas Melo, S.A.	Rio Indio	Hidroeléctrica de Pasada	1.00	0.34
Empresas Melo, S.A.	El Sol	Motor de Media Velocidad	1.00	0.4
Empresas Melo, S.A.	La Mesa Fase 1	Solar Fotovoltaica	1.00	1
Generación Solar, S.A.	Proyecto Fotovoltaico Zona Franca Albrook	Solar Fotovoltaica	1.00	0.1
Hidro Panamá, S.A	Antón 1	Hidroeléctrica de Pasada	6.00	1.5
Hidro Panamá, S.A	Antón 2	Hidroeléctrica de Pasada	6.00	1.5
Hidro Panamá, S.A	Antón 3	Hidroeléctrica de Pasada	6.00	1.5
			Σ	8.29

Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2018).

Autoridad del Canal de Panamá

La Autoridad del Canal de Panamá (ACP) como el autogenerador más grande del SIN, cuenta con una capacidad instalada de 223.01 MW, de la cual un 26.90% corresponde a plantas hidroeléctricas y el 73.10% restante a plantas termoeléctricas.

El objetivo principal de la ACP es mantener el funcionamiento constante del Canal de Panamá, por lo que sus transacciones con el Mercado Mayorista se basan en

ofertar sus excedentes de energía y potencia.

De acuerdo con la carta EAE-2017-31 del 21 de febrero de 2017, las unidades 1, 3 y 4 de la central Miraflores fueron retiradas del SIN. La Tabla 4. 9

Tabla 4. 9 detalla las plantas del ACP.



Tabla 4. 9: Plantas de la Autoridad del Canal de Panamá

Nombre	Unidad	Tipo de Planta	Tipo de Combustible	Capacidad Efectiva (MW)	Capacidad Instalada (MW)
Miraflores	2	Turbina de Gas	Diesel (No. 2 fuel oil)	9.80	10.00
Miraflores	5	Turbina de Gas	Diesel (No. 2 fuel oil)	17.73	18.00
Miraflores	6	Motor de Media Velocidad	Bunker C (No. 6 fuel oil)	17.23	17.80
Miraflores	7	Motor de Media Velocidad	Bunker C (No. 6 fuel oil)	17.23	17.80
Miraflores	8	Motor de Media Velocidad	Bunker C (No. 6 fuel oil)	17.23	17.80
Miraflores	9	Motor de Baja Velocidad	Bunker C (No. 6 fuel oil)	39.34	39.34
Miraflores	11	Turbo Compound System	Bunker C (No. 6 fuel oil)		1.47
Miraflores	10	Motor de Baja Velocidad	Bunker C (No. 6 fuel oil)	39.34	39.34
Miraflores	12	Turbo Compound System	Bunker C (No. 6 fuel oil)		1.47
Gatún	1	Hidroeléctrica	Agua	3.00	3.00
Gatún	2	Hidroeléctrica	Agua	3.00	3.00
Gatún	3	Hidroeléctrica	Agua	3.00	3.00
Gatún	4	Hidroeléctrica	Agua	5.00	5.00
Gatún	5	Hidroeléctrica	Agua	5.00	5.00
Gatún	6	Hidroeléctrica	Agua	5.00	5.00
Madden	1	Hidroeléctrica	Agua	12.00	12.00
Madden	2	Hidroeléctrica	Agua	12.00	12.00
Madden	3	Hidroeléctrica	Agua	12.00	12.00
				Σ	223.01
		Σ	%		
Hidroeléctrica		60.00	26.90		
Termoeléctrica		163.01	73.10		

Referencia: (Autoridad del Canal de Panamá, 2018).



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

A small, handwritten mark or signature in blue ink, located in the bottom right corner of the page.



5

Potencial Energético y Generación Futura

AB



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

A small, handwritten mark or signature in blue ink, located in the bottom right corner of the page.



Capítulo 5 POTENCIAL ENERGÉTICO Y GENERACIÓN FUTURA

Las políticas energéticas implementadas durante los últimos años, tienen como objetivo principal diversificar en el corto y mediano plazo la matriz energética vigente, de modo que el país esté debidamente preparado ante cambios en el ámbito nacional (sequías muy prolongadas) o cambios que puedan ocurrir en el plano internacional (alza en los precios de los combustibles fósiles). Al diversificar la matriz energética se busca lograr garantizar el suministro de electricidad en el país, sin tener

que forzar a tomar medidas de ahorro para evitar apagones, como sucedió en años anteriores.

Frente a estos aspectos, se ha planteado desde algunos sectores que las fuentes renovables pueden considerarse como la solución al abastecimiento energético. Pero es necesario medir el impacto de estas nuevas fuentes renovables y valorar los costos que implica la utilización de cada una de estas en el sistema.

Potencial Energético Potencial Eólico

La Secretaría Nacional de Energía de Panamá, ha tomado la iniciativa de propiciar e incentivar la inversión basada en energía eólica mediando la Ley 44 del 5 de abril del 2011, por la cual se 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.

Según datos de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), el país cuenta con un potencial eólico en desarrollo de más 780 MW, siendo

la provincia de Coclé dominante en este aspecto con el 61.15% del potencial eólico identificado; en segundo lugar, está la provincia de Veraguas con el 33.77%; el restante 5.08% corresponde al potencial ubicado en la provincia de Colón.

En la actualidad se cuenta con 10 proyectos identificados de los cuales se han otorgado 7 licencias para la construcción y explotación de este recurso. (Ver Tabla 5. 1)



Tabla 5. 1: Licencias Definitivas para Generación Eólica

No.	Empresa	Proyecto	Provincia	MW	Estatus
1	Parque Eólico Toabré, S.A.	Toabre	Coclé	110.00	Diseño Final - I Fase 66 MW
2	Parque Eólico Toabré, S.A.	Antón	Coclé	105.00	Diseño Final
3	Helium Energy Panamá, S.A.	Viento Sur	Veraguas	150.00	Diseño Final
4	Helium Energy Panamá, S.A.	Escudero	Veraguas	116.00	Diseño Final
5	UEP Penonomé III, S.A.	Portobelo Etapa 2	Coclé	17.25	Diseño Final
6	UEP Penonomé III, S.A.	Nuevo Chagres Etapa 2	Coclé	51.75	Diseño Final
7	Innovent Central America, S.A.	Santa Cruz	Coclé	7.20	Diseño Final
				557.20	

Referencia: (Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, 2018).

De igual manera se tienen 3 trámites de licencias para la explotación de la energía eólica. Un total de 5 empresas dispuestas a invertir en dicho sector de generación. (Ver Tabla 5. 2)

Tabla 5. 2: Licencias Provisionales para Generación Eólica

No.	Empresa	Proyecto	Provincia	MW
1	Innovent Central America, S.A.	Las Honduras	Coclé	134.00
2	Innovent Central America, S.A.	Altiplano	Coclé	56.40
3	Clean Green Energy, S.A.	Viento Norte	Colón	40.00
				230.40

Referencia: (Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, 2018).

A finales del año 2013, se dieron los primeros aportes de energía eólica debido a la instalación del Parque Nuevo Chagres I, propiedad de la empresa UEP Penonomé 1, S.A., que cuenta con 55 MW y aportó al sistema 113.18 GWh en el año 2014.

De igual forma en febrero de 2015 la empresa UEP Penonomé II, S.A. da sus primeros aportes, de su parque de generación Penonomé (Laudato Si) con un aporte total a diciembre de 2015 de 260 GWh.

Potencial Solar

Ambas tecnologías, la fotovoltaica y la de concentración solar, han evolucionado rápidamente en los últimos años. Sin embargo, la tecnología fotovoltaica, única

No obstante que el potencial utilizable es muy atractivo, la discontinuidad característica del viento, imposibilita extender su contribución al sistema sin adicionar respaldos significativos en el sistema. Países con mayor experiencia en estas fuentes recomiendan desarrollar en forma escalonada la penetración eólica, para controlar y compensar los efectos secundarios que provoca en el sistema.

desarrollada hasta el momento en Panamá, ha experimentado un gran desarrollo y ha bajado significativamente su costo de fabricación. Esta situación, aunada



con el aumento general del costo de las otras tecnologías y sus crecientes complicaciones socio ambientales, hacen que la generación fotovoltaica sea competitiva con las tecnologías convencionales.

De igual forma que las fuentes eólicas en Panamá, ha incentivado la explotación de parques solares mediante la aprobación de leyes y normas que rigen este tipo de tecnología. Según datos de la ASEP, el país cuenta con un potencial

fotovoltaico en desarrollo de más 660 MW, y de igual forma la provincia de Chiriquí lidera en el potencial fotovoltaico identificado, 44.17% con respecto al potencial nacional en desarrollo.

En la actualidad se cuenta con 37 proyectos identificados, de los cuales se han otorgado 15 licencias para la construcción y explotación de este recurso.



Tabla 5. 3: Licencias Definitivas Fotovoltaicas

No.	Empresa	Proyecto	Provincia	MW	Estatus
1	Llano Sánchez Solar Power, S.A.	Don Félix (fase II)	Coclé	7.99	(Fase I construida 2 MW, Fase II Pendiente de inicio de Construcción)
2	Tecnisol I, S.A.	Ikako	Chiriquí	10.00	Construcción
3	Tecnisol II, S.A.	Ikako I	Chiriquí	10.00	Construcción
4	Tecnisol III, S.A.	Ikako II	Chiriquí	10.00	Construcción
5	Tecnisol IV, S.A.	Ikako III	Chiriquí	10.00	Construcción
6	Green Electric, S.A.	La Mata	Veraguas	10.00	Diseño
7	Providencia Solar 1, S.A.	Providencia Solar 1	Coclé	9.95	Diseño Final
8	Panasolar Generation, S.A.	Panasolar	Coclé	9.90	Construcción
9	Avanzalia Panamá, S.A.	Penonomé	Coclé	120.00	Diseño Final
10	Sol Real Uno, S.A.	Estrella Solar	Coclé	5.00	Construcción
11	Jagüito Solar 10 MW	Jagüito Solar	Coclé	9.99	Diseño Final
12	Solpac Investment, S.A.	Pacora II	Panamá	3.00	Construcción
13	Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2	Coclé	9.00	Construcción
14	Bajo Frío PV, S.A.	Bajo Frío	Panamá	19.95	Diseño Final
15	Concepto Solar, S.A.	Bejuco Solar	Panamá Oeste	0.96	Construcción
				245.74	

Referencia: (Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, 2018).

De igual manera se tienen 22 Licencias Provisionales para la explotación de la energía fotovoltaica. Un total de 35 empresas dispuestas a invertir en dicho sector de generación. (Ver Tabla 5. 4)



Tabla 5. 4: Licencias Provisionales Fotovoltaicas

No.	Empresa	Proyecto	Provincia	MW
1	Luz Energy International Corp.	Agua Fría	Coclé	10.00
2	Generadora Solar El Puerto, S.A.	Baco Solar	Chiriquí	24.00
3	Fotovoltaica Sajalices, S.A.	Camaronés	Panamá Oeste	20.00
4	Generación Natural de Panamá, S.A.	Cerro Cama Solar	Panamá Oeste	0.50
5	Generación Solar de Occidente, S.A.	Cerro Viejo	Chiriquí	33.71
6	Generadora Solar Boquete, S.A.	Colorado Solar	Chiriquí	36.00
7	Daconan Star Solar, S.A.	Daconan Solar	Veraguas	0.24
8	Ener Solar I, S.A.	Ener Solar I	Chiriquí	19.89
9	Celsolar, S.A.	Gualaca	Chiriquí	25.00
10	Hiperion Solar, S.A.	Hiperion Solar	Chiriquí	19.89
11	Ingenio Solar, S.A.	Ingenio Solar	Coclé	10.00
12	Progreso Solar 20 MW, S.A.	La Esperanza Solar 20 MW	Chiriquí	19.99
13	GED Gersol Dos, S.A.	La Salamanca	Herrera	8.00
14	Generadora de Energía Renovable, S.A.	La Victoria	Herrera	10.00
15	Pima Group, S.A.	Las Palmas	Veraguas	71.52
16	Generadora Solar Austral, S.A.	Madre Vieja Solar	Chiriquí	26.00
17	Celsolar, S.A.	Prudencia	Chiriquí	25.00
18	I Power Corp.	San Enrique	Panamá	10.00
19	Solar Development Panamá, S.A.	Santiago Gen 1	Veraguas	5.00
20	Generadora Solar Barú, S.A.	Yellow Solar	Chiriquí	24.00
21	Prima Solar, S.A.	Prima	Panamá Oeste	9.99
22	Solar Development Panamá, S.A.	Santiago Gen 2	Veraguas	9.90
				418.63

Referencia: (Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, 2018).

La totalidad de los proyectos identificados suman 418.63 MW, siendo la provincia de Chiriquí la que cuenta con el mayor potencial de energía solar, con 10 proyectos identificados.

En mayo de 2015 inició pruebas la central Fotovoltaica San Juan (Chiriquí) con 10 MW, propiedad de Enel Green Power Panamá, S.A., que aportó al Sistema Interconectado 9 GWh a diciembre de 2015. Por otro lado, la planta fotovoltaica Divisa Solar de la misma capacidad, propiedad de Divisa Solar 10 MW, S.A. inició sus pruebas en agosto de 2015 y al cierre de 2015 entregó al sistema 4.8 GWh.

Potencial Hidroeléctrico

Siendo una tecnología con tantos años de desarrollo, no se vislumbran en el futuro grandes cambios tecnológicos que permitan explotar de manera sostenible proyectos que no se pueden desarrollar hoy en día. Si a esto se le suma la creciente

oposición de parte de grupos comunitarios, pueblos originarios y campesinos, hace que las complicaciones socio ambientales a nuevos desarrollos hidroeléctricos limite significativamente las opciones realizables.



Sin duda el potencial hidroeléctrico es el mayor recurso con que cuenta el país. Según datos de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), el país cuenta con 26 concesiones otorgadas (Ver Tabla 5. 5) y 17 en trámite (Ver Tabla 5. 6), de

los cuales suman 496.29 MW y 117.42 MW, respectivamente. Además, se tienen 1754.59 MW instalados.



Tabla 5. 5: Concesiones Otorgadas de Centrales Hidroeléctricas en Diseño y/o Construcción

No.	Empresa	Proyecto	Recurso Aprovechable	Provincia	MW	Estatus
1	Eco-Hidro Paraíso, S.A.	Asturias	Piedra	Chiriquí	4.10	Diseño Final
2	Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Barriles	Barriles	Chiriquí	1.00	Diseño Final
3	Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	Bocas del Toro (Changuinola II)	Changuinola	Bocas del Toro	223.88	Diseño Final
4	Hidro Burica, S.A.	Burica	Chiriquí Viejo	Chiriquí	63.00	En Construcción
5	Café de Eleta, S.A.	Candela 2	Candela	Chiriquí	0.60	Diseño Final
6	Natural Power and Resources, S.A.	Cañazas	Cañazas, Afluente del Río San Pablo	Veraguas	5.94	Diseño Final
7	Navitas Internacional, S.A.	Chuspa	Piedra, Chuspa y Quebrada Sin Nombre	Chiriquí	10.00	En Construcción
8	Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Colorado	Colorado	Chiriquí	5.14	Diseño Final
9	Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Cotito	Cotito	Chiriquí	2.00	Diseño Final
10	Generadora del Istmo, S.A.	Cuesta de Piedra	Macho de Monte	Chiriquí	6.78	Diseño Final
11	Los Naranjos Overseas, S.A.	El Síndigo	Los Valles	Chiriquí	10.00	En Construcción
12	Hidroecológica Gualaquita, S.A.	Gualaquita	Gualaca	Chiriquí	6.70	Diseño Final
13	Darrin Bussiness, S.A.	India Vieja	Los Valles	Chiriquí	2.00	En Construcción
14	Haras Cerro Punta, S.A.	La Garita	Las Nubes	Chiriquí	0.70	Diseño Final
15	Hidronorth Corp.	La Huaca	Chico y Quebrada La Soñadora	Veraguas	4.97	En Construcción
16	Hidroeléctrica Los Estrechos, S.A.	Los Estrechos	Cobre	Veraguas	9.50	Diseño Final
17	Aht, S.A.	Los Trancos	Quebrada Los Trancos, Afluente del Río Santa María	Veraguas	0.80	Diseño Final
18	Estrella del Sur, S.A.	Ojo de Agua	Grande	Coclé	6.50	Diseño Final
19	Electron Investment, S.A.	Pando	Chiriquí Viejo	Chiriquí	32.60	En Construcción
20	Hidroeléctrica Río Piedra, S.A.	Río Piedra	Río Piedras	Colón	9.00	Adecuación del EsIA
21	Desarrollos Hidroeléctricos Corp.	San Andres	Caña Blanca y Quebrada La Paja	Chiriquí	10.00	En Construcción
22	Hidroecológica San Andrés, S.A.	San Andrés II	Gariché	Chiriquí	9.90	Diseño Final
23	Corporación de Energía del Istmo Ltd.	San Bartolo	San Pablo	Veraguas	15.08	Construcción Suspendida
24	Mifita Power, Inc.	Santa María	Santa María	Veraguas	26.00	Diseño Final
25	Panama Hydroelectrical Development Co. S.A.	Santa María 82	Santa María	Veraguas	25.60	Diseño Final
26	Hidroeléctrica Tizingal S.A.	Terra 4 - Tizingal	Chiriquí Viejo	Chiriquí	4.50	Diseño Final
					496.29	

Referencia: (Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, 2018).



Tabla 5. 6: Concesiones para Generación Hidroeléctrica en Trámite

No.	Empresa	Proyecto	Recurso Aprovechable	Provincia	MW
1	Porto Power Inc., S.A.	Acla II	Agua Blanca y Quebrada Caña Blanca, El Bebedero y La Vaca	Chiriquí	5.00
2	Argenta Resources, S.A.	Caña Blanca	Gualaca y Quebrada Los Ángeles	Chiriquí	7.85
3	Aguas Puras de Mantial, S.A.	Agua Clara	Río San Juan	Veraguas	1.47
4	Mifta 52, Inc.	Cerro Gordo	Santa María	Veraguas	39.10
5	Genesis Hydro Power, S.A.	Cerro Grande	Caldera	Chiriquí	4.00
6	Hidroenergía Company Corp.	Cerro La Mina	Corita, Afluente del Río Santa María	Veraguas	6.12
7	Río Power, S.A.	Cerro Viejo	Corita, Afluente del Río Santa María	Veraguas	4.28
8	Porto Power Inc., S.A.	Chiriquí	Chiriquí	Chiriquí	7.92
9	Hidroibérica, S.A.	El Fraile II	Río Grande	Coclé	2.95
10	Empresa Nacional de Energía, S.A.	El Recodo	Fonseca	Chiriquí	9.94
11	Hidro Gariché, S.A.	Gariché	Gariché	Chiriquí	6.47
12	Hidroeléctrica Santo Domingo, S.A.	Gariché 2 - 3	Gariché	Chiriquí	9.60
13	AHB, S.A.	Guayabito	Guayabito	Veraguas	0.90
14	Empresa Nacional de Energía, S.A.	La Herradura	Escarrea	Chiriquí	2.50
15	Fuerza Hidráulica del Caribe, S.A.	Potrerillos	Segundo Brazo y Tercer Brazo del Río Cochea	Chiriquí	4.17
16	Hidroeléctrica Macano II, S.A.	RP-550	Río Piedra	Chiriquí	4.15
17	Hidrogenaciones Terra, S.A.	Terra 5	Chiriquí Viejo	Chiriquí	1.00
					117.42

Referencia: (Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, 2018).

Para el Plan de Expansión del Sistema de Generación, se deben considerar los proyectos hidroeléctricos más factibles que permitan disminuir el impacto de los precios de los derivados del petróleo a nivel mundial y promuevan el desarrollo racional y sustentable de los recursos naturales del país.

La última re-evaluación realizada por ETESA, indica el potencial resultante de los mejores esquemas de aprovechamientos en las cuencas de

los Ríos Changuinola, Teribe, Santa María y San Pablo. En cuanto a la inclusión de los esquemas de proyectos micro, mini y medianos, podemos indicar que el listado o catálogo de estudios hidroeléctricos cuenta con un potencial hídrico disponible inventariado aproximadamente de 2000 MW. En el Anexo 9 se puede ver la topología de estos proyectos.

Potencial Termoeléctrico Turba

En 1985, con el apoyo de la Agencia para el Desarrollo Internacional (AID), se localizó un depósito importante de turba de buena calidad y potencial (Juncia-hierba-helecho-pastos, especies del tipo sagitaria y otras,

bosque pantanoso, ninfeácea sagitaria, rizóforo, en transición), cerca de Changuinola, provincia de Bocas del Toro en el noroeste de la República de Panamá.



El depósito de turba de Changuinola ocupa una zona de más 80 km² con un espesor promedio de 8 m. Del análisis de su geometría y composición, se estimó la cantidad del recurso de turba utilizable para combustible en alrededor de 118.0 millones de toneladas métricas (con un contenido de humedad de 35%).

Esta cantidad de turba es considerable, comparada con niveles mundiales. Es suficiente para abastecer de combustible a una planta de energía de 30 MW por un período de más de 30 años. En la Tabla 5. 7 se presentan los resultados de las características físico-químicas del material.



Tabla 5. 7: Resultados de los Ensayos de la Turba

Características	
Contenido de fibra	26% de fibra, 58% hémico, 16% sáprico (región central)
Carbón fijo	34% (promedio del peso seco)
Materia volátil	62% (promedio del peso seco)
Ceniza	4% (promedio del peso seco)
Materia orgánica	96% (promedio del peso seco)
Humedad	85% a 95% (variación aproximada)
Valor calorífico	10,000 Btu/lb(promedio en seco) / 8,824 a 11,310 Btu/lb variación
PH	3.5 a 4.8 (variación aproximada)
Densidad del Total	0.1g/cm ³ (aprox.)
Contenido de madera	Despreciable
Absorbencia	De 1400% a 2400% (aprox.)
Temperatura de fusión de la ceniza	2270 °F T en condiciones reductoras
	2310 °F T en condiciones de oxidación
	2640 °F fluido condiciones reductoras
	2670 °F condiciones de oxidación

Referencia: (IRHE, 1985).

Combustibles Fósiles

Panamá tiene la gran desventaja de no contar con combustibles fósiles. Debido a esto, se tiene una alta dependencia de la volatilidad y variaciones drásticas de los precios de los combustibles. Esta situación ha impulsado a los estamentos del

sector energético a promover políticas para incentivar la explotación del potencial renovable con que cuenta el país, sin embargo, por cuestiones de seguridad del sistema siempre es necesario mantener plantas termoeléctricas que



brindan el respaldo a este tipo de fuentes.

Según datos de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), se tienen 3 licencias definitivas para

Generación Termoelectrica y 2 licencias provisionales para Generación Termoelectrica.



Tabla 5. 8: Licencias Definitivas para Generación Termoelectrica

No.	Empresa	Proyecto	Provincia	MW	Tipos de Combustible	Estatus
1	Gas Natural Atlántico S de R.L.	Costa Norte	Colón	381.00	Gas Natural, Diesel	Construcción
2	Panamá NG Power, S.A.	Telfers	Colón	670.00	Gas Natural, Diesel	Diseño Final
3	Martano Inc.	Gas to Power Panama (GTPP)	Colón	400.00	Gas Natural, Diesel	Construcción
				1451.00		

Referencia: (Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, 2018).

Tabla 5. 9: Licencias Provisionales para Generación Termoelectrica

No.	Empresa	Proyecto	Provincia	MW	Tipos de Combustible
1	Energyst Rental Solutions Corp.	El Sánchez	Coclé	99.62	Diesel Liviano, Gas Natural
2	Tropitèrmica, S.A.	Tropitèrmica	Colón	5.05	Diesel
				104.67	

Referencia: (Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, 2018).

Metano

La empresa URBALIA S.A., administradora del relleno en Cerro Patacón, tienen previsto generar energía por medio de biogás que son generados por los residuos sólidos que provienen de los distritos de Panamá, San Miguelito y Arraiján, el cual tiene la aprobación de los

Estudios de Impacto Ambiental (EIA) de la Autoridad Nacional del Ambiente (ANAM), para llevar a cabo la construcción de la planta de electricidad.

Sistema de Generación Futura Proyectos Eólicos

Aunque Panamá apenas ha empezado a incursionar en el área de las energías renovables, avanza apresuradamente, lo que se evidencia en el interés mostrado por

parte de inversionistas, que ha venido en aumento en cuanto al desarrollo de la energía eólica.

En el Plan Indicativo de Generación se han considerado la inclusión de



proyectos eólicos, alcanzando una capacidad adicional de generación de 864.40 MW, proyectos que se optimizarán de acuerdo a la metodología para la obtención de un

Plan de Expansión de mínimo costo. A continuación en la Tabla 5. 10 se muestran las principales características de estos proyectos.

Tabla 5. 10: Proyectos Eólicos Considerados

Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Energía Promedio Anual (GWh)	Costo Fijo O&M (B./kW-Año)	Valor de Inversión (P.Bruta) (B./kW)	Vida Útil (Años)
UEP Penonomé II, S. A.	Penonome III	69.00	203.30	130.43	1594.20	25.00
Parque Eólico Toabré, S.A.	Toabré Etapa 1	60.00	318.20	37.50	1980.00	30.00
Helium Energy Panamá	Viento Sur	115.20	235.20	70.00	1850.00	25.00
	Eólico Zona Chiriquí 01	19.80	63.77	19.00	2200.00	25.00
	Eólico Zona Chiriquí 02	25.00	48.73	14.58	1920.00	20.00
	Eólico Zona Coclé 01	22.00	383.71	37.50	1800.00	30.00
	Eólico Zona Coclé 02	105.00	294.34	37.50	1800.00	30.00
	Eólico Zona Coclé 03	74.00	207.44	37.50	1500.00	20.00
	Eólico Zona Coclé 04	80.00	309.00	25.00	2000.00	30.00
	Eólico Zona Coclé 05	22.00	383.71	37.50	1800.00	30.00
	Eólico Zona Panamá 01	32.00	89.70	37.50	1600.00	20.00
	Eólico Zona Panamá 02	136.00	381.24	37.50	1500.00	20.00
	Eólico Zona Veraguas 01	104.40	257.19	70.00	1940.00	25.00
	Eólico Zona Veraguas 02	111.60	368.63	70.00	2020.00	25.00
	Eólico Zona Veraguas 04	108.00	387.89	184.00	1613.00	25.00
		864.40	3175.53			

Nota: Los costos presentados están basados en la información suministrada por los promotores de proyectos eólicos existentes y futuros en Panamá.

Referencia: (ETESA).

Proyectos Fotovoltaicos

Los inversionistas han mostrado su interés creciente en este tipo de tecnología debido a los cambios realizados a las reglas del mercado eléctrico, y al hecho que el costo de fabricación ha bajado significativamente en los últimos años, hecho que se observa en la gran cantidad de proyectos con licencia definitiva o provisional otorgada por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP).

En el Plan Indicativo de Generación se han considerado la inclusión de proyectos fotovoltaicos, con una posible expansión de 906.81 MW adicionales de energía proveniente de fuente solar. En la Tabla 5. 11 se presenta un listado de estos proyectos considerados.



Tabla 5. 11: Proyectos Solares Considerados

Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Energía Promedio Anual (GWh)	Costo Fijo O&M (B./kW-Año)	Valor de Inversión (P. Bruta) (B./kW)	Vida Útil (Años)
Tecnisol I, S.A.	IKAKO	10.00	14.44	47.00	1430.00	40.00
Tecnisol II, S.A.	IKAKO I	10.00	14.44	47.00	1430.00	40.00
Concepto Solar, S.A.	Bejuco Solar	0.96	1.66	2.85	1500.00	45.00
Sol Real Uno, S.A. (Enel Green Power Panamá, S.A.)	Estrella Solar	4.79	7.74	10.50	1310.02	25.00
Solpac Investment, S.A.	Pacora II Etapa 1	3.00	5.00	16.25	1125.00	25.00
Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2	7.08	15.27	250.00	1500.00	40.00
Avanzalia Panamá S.A.	Solar Penonomé Etapa 1	60.00	123.33	80.00	3000.00	40.00
Celsolar, S.A.	Celsia Solar Gualaca	17.30	30.30	11.00	950.00	25.00
Celsolar, S.A.	Celsia Solar Prudencia	21.42	37.00	11.00	950.00	25.00
Avanzalia Panamá S.A.	Solar Penonomé Etapa 2	60.00	123.33	80.00	3000.00	40.00
Llano Sanchez Solar Power, S.A.	Don Félix Etapa 2	7.99	13.04	10.50	1374.97	30.00
Jagüito Solar 10 MW, S.A.	Jagüito Solar	9.99	16.30	30.00	1841.84	30.00
Green Electric, S.A.	La Mata	10.00	16.67	10.50	1375.00	30.00
Generadora de Energía Renovable, S.A	Campo Solar La Victoria	10.00	16.95	10.50	1375.00	30.00
Panasolar Generation, S.A.	Panasolar Generation	9.90	19.00	17.60	1000.00	25.00
Bajo Frío PV S.A.	Bajo Frío Solar	19.95	N/D	10.50	1374.99	30.00
Tecnisol III, S.A.	IKAKO II	10.00	14.44	47.00	1430.00	40.00
Tecnisol IV, S.A.	IKAKO III	10.00	14.44	47.00	1430.00	40.00
	Solar Zona Chiriquí 01	10.00	17.00	8.00	1150.00	30.00
	Solar Zona Chiriquí 02	30.00	52.36	9.10	1100.00	25.00
	Solar Zona Chiriquí 03	10.00	17.67	25.00	1300.00	25.00
	Solar Zona Chiriquí 08	19.89	41.86	49.00	1030.02	40.00
	Solar Zona Chiriquí 09	19.89	41.86	49.00	1030.00	40.00
	Solar Zona Chiriquí 10	19.89	41.86	49.00	1030.00	40.00
	Solar Zona Chiriquí 11	19.89	38.86	49.00	1030.00	40.00
	Solar Zona Chiriquí 12	10.00	17.00	16.25	1125.00	25.00
	Solar Zona Chiriquí 13	19.80	37.02	30.00	2000.00	40.00
	Solar Zona Chiriquí 14	9.90	22.19	30.00	2000.00	40.00
	Solar Zona Chiriquí 15	19.80	40.91	30.00	2000.00	20.00
	Solar Zona Chiriquí 16	19.80	40.39	30.00	2000.00	40.00
	Solar Zona Chiriquí 17	19.99	32.10	60.00	1820.01	30.00
	Solar Zona Chiriquí 18	46.00	68.20	120.00	1815.00	30.00
	Solar Zona Chiriquí 19	52.00	114.95	140.00	1815.00	30.00
	Solar Zona Chiriquí 20	71.00	114.95	190.00	1815.07	30.00
	Solar Zona Herrera 01	8.00	13.38	11.20	800.00	30.00
	Solar Zona Coclé 02	40.00	64.00	11.20	1000.00	30.00
	Solar Zona Coclé 04	9.00	15.27	250.00	1500.00	40.00
	Solar Zona Coclé 08	9.95	15.50	5.11	674.97	40.00
	Solar Zona Coclé 09	5.00	8.40	11.20	800.00	30.00
	Solar Zona Coclé 10	10.00	20.21	19.21	1240.00	40.00
	Solar Zona Coclé 12	9.99	16.21	11.20	800.00	30.00
	Solar Zona Coclé 13	9.90	18.51	30.00	2000.00	20.00
	Solar Zona Coclé 14	10.00	22.95	5.50	1090.00	25.00
	Solar Zona Coclé 15	10.00	22.95	5.50	1090.00	25.00
	Solar Zona Coclé 16	20.00	45.90	5.50	1090.00	25.00
	Solar Zona Coclé 17	9.95	21.90	18.00	1519.36	25.00
	Solar Zona Panamá Oeste 02	20.00	35.00	20.00	1500.00	25.00
	Solar Zona Coclé 19	9.95	21.90	18.00	1520.00	25.00
	Solar Zona Coclé 20	9.96	15.17	18.00	1520.00	25.00
	Solar Zona Coclé 21	9.95	21.90	18.00	1520.00	25.00
	Solar Zona Coclé 22	9.95	21.90	18.00	1520.00	25.00
	Solar Zona Coclé 23	5.00	8.19	25.00	1400.00	25.00
	Solar Zona Coclé 24	10.00	20.21	42.00	1240.00	40.00
	Solar Zona Coclé 25	30.00	66.63	42.10	1535.00	40.00
	Solar Zona Panamá 02	4.00	6.60	16.25	1125.00	25.00
	Solar Zona Panamá 03	10.00	16.60	16.25	1350.00	25.00
	Solar Zona Panamá Oeste 01	10.00	17.20	16.25	1125.00	25.00
	Σ	906.81	1651.95			

Referencia: (ETESA).



Turba

Al no existir al presente, ningún proyecto vigente con la disponibilidad de información técnica y económica para el desarrollo del proyecto y basado en los criterios establecidos por la SNE a través de la Definición de Políticas y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2018, se omite la inserción de este recurso como fuente de generación eléctrica a considerarse en este estudio.

Otros Proyectos de Generación

Proyectos de generación comercial y tecnológicamente maduros como la nuclear, solar por concentración solar y geotérmica han sido implementados en diferentes partes del mundo; sin embargo, debido al alto costo de inversión asociado a la tecnología, riesgos al ambiente y/o bajo potencial de explotación del recurso, dichas tecnologías no son muy llamativas para ser introducidas en el país.

Otros proyectos de generación eléctrica tales como la solar espacial, eólica en altamar, con ejes verticales, con turbinas de viento flotantes, y marina se encuentran en fase experimental y, si bien han pasado las pruebas con resultados muy prometedores, no son viables a nivel comercial. Por consiguiente, transcurrirán varios años antes de que tales tecnologías lleguen a incursionar el mercado eléctrico panameño.

Proyectos Hidroeléctricos

Para la modelación de los proyectos hidroeléctricos candidatos, se toman en cuenta diferentes factores que determinan la inclusión o no en el Plan de Expansión de Generación, basado en el nivel de estudio de reconocimiento, prefactibilidad, factibilidad, contratación y construcción de los mismos.

Aun cuando se analizaron diversos proyectos que cuentan con concesión, muchos no fueron tomados en cuenta ya que no tenían la conducencia de aguas de la ANAM, o porque los promotores no entregaron la información completa que permitiera caracterizar y modelar el proyecto.

La Tabla 5. 12 muestra las características generales de los proyectos hidroeléctricos candidatos, considerados en la actualización en el Plan Indicativo de Generación 2018.



Tabla 5. 12: Proyectos Hidroeléctricos Considerados

Agente Generador	Nombre	Tipo	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Firme (MW)	Energía Promedio Anual (GWh)	Costo Fijo O&M (B./MW-Año)	Valor de Inversión (P-Bruta) (B./KW)	Vida Útil (Años)
Argenta Resources Corp.	Caña Blanca	Hidroeléctrica de Pasada	7.78	7.78	0.78	26.80	125.00	3856.04	50.00
Bocas del Toro Energía, S.A.	Bocas del Toro (Changuinola II)	Hidroeléctrica de Embalse	214.76	210.94	180.89	1008.00	12.50	3800.00	50.00
Bocas del Toro Energía, S.A.	Bocas del Toro Minicentral (Changuinola II)	Hidroeléctrica de Pasada	13.70	12.95	12.95	112.00	12.50	3800.00	50.00
Corporación de Energía del Istmo Ltd.	San Bartolo	Hidroeléctrica de Pasada	19.44	19.44	5.64	68.00	58.71	3425.93	50.00
Corporación de Energía del Istmo Ltd.	San Bartolo Minicentral	Hidroeléctrica de Pasada	1.00	1.00	0.00	8.00	58.71	3400.00	50.00
Desarrollos Hidroeléctricos Corp.	San Andrés	Hidroeléctrica de Pasada	9.89	9.57	2.54	34.06	45.00	8388.41	50.00
Electron Investment	Pando	Hidroeléctrica de Pasada	37.00	33.30	25.13	170.80	60.00	2616.22	50.00
Empresa Nacional de Energía, S.A	La Herradura	Hidroeléctrica de Pasada	5.48	5.20	1.03	20.70	160.00	3354.03	50.00
Empresa Nacional de Energía, S.A	El Recodo	Hidroeléctrica de Pasada	10.01	10.00	3.25	49.30	120.00	3391.30	50.00
Estrella del Sur, S.A.	Ojo de Agua	Hidroeléctrica de Pasada	6.45	6.45	1.94	33.34	75.00	3286.82	50.00
Hidro Burica, S.A.	Burica	Hidroeléctrica de Pasada	65.30	63.00	22.31	280.96	2700.00	3078.10	50.00
Hidroecológica San Andrés, S.A.	San Andrés II	Hidroeléctrica de Pasada	7.61	7.61	2.25	35.33	140.00	4383.71	50.00
Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Barriles	Hidroeléctrica de Pasada	1.00	1.00	0.13	3.73	70.00	3196.00	50.00
Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Colorado	Hidroeléctrica de Pasada	6.74	6.74	1.94	30.39	55.25	1338.72	50.00
Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Celito	Hidroeléctrica de Pasada	5.00	5.00	4.00	21.50	55.25	2761.80	50.00
Hidroeléctrica Río Piedra, S.A.	Río Piedra	Hidroeléctrica de Pasada	9.00	9.00	2.70	20.00	55.00	3288.89	50.00
Hidroeléctrica Tizngal S.A.	Tizngal	Hidroeléctrica de Pasada	4.64	4.64	2.55	33.30	80.00	3876.80	50.00
Hidronorth Corp.	La Huaca	Hidroeléctrica de Pasada	11.62	11.62	0.17	44.40	65.00	3614.46	50.00
Hydro Caisán, S.A.	El Alto G4	Hidroeléctrica de Pasada	1.17	1.11	n/d	9.70	12.80	1923.08	50.00
Los Naranjos Overseas, S.A.	El Sndigo	Hidroeléctrica de Pasada	10.00	10.00	1.28	57.94	31.25	2100.00	50.00
Navitas Internacional, S.A.	Chuspa	Hidroeléctrica de Pasada	8.80	8.80	2.30	46.23	75.00	3068.18	50.00
Panama Hydroelectrical Development Co. S.A.	Santa María 82	Hidroeléctrica de Pasada	28.35	28.35	8.51	91.97	25.00	3703.70	50.00
		Σ	485	474	282	2206			

Nota: Los costos presentados están basados en la información suministrada por los promotores de proyectos Hidroeléctricos existentes y futuros en Panamá.
Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2018).





Proyectos Termoeléctricos

El catálogo de plantas generadoras termoeléctricas, consideradas para su inclusión en el Plan de Expansión, contempla las centrales más eficientes y atractivas económicamente en el mercado actual, además a los proyectos termoeléctricos en desarrollo con licencia vigente de explotación otorgada por la ASEP, o con contratos de suministro recientemente acordados con las distribuidoras.

La Tabla 5. 13 y Tabla 5. 14 presentan las características generales de los proyectos termoeléctricos candidatos contemplados en este estudio.



Proyectos de Almacenamiento

Proyectos de almacenamiento de energía eléctrica como los descritos en el capítulo 2 no son considerados en el sistema de Panamá, puesto que su desarrollo en la región no ha alcanzado un nivel de maduración adecuado para que sea una tecnología atractiva al mercado.

Para que se considere una nueva tecnología se debe procurar que resulte adecuada técnica y económicamente para prestar un servicio concreto en relación con la cobertura de la demanda eléctrica. Todas las tecnologías son necesarias, ya que se complementan para suministrar de la forma más adecuada posible (en términos de coste y seguridad de suministro) la energía que demandan los consumidores en cada momento. No obstante, estas tecnologías por encontrarse en las primeras etapas de desarrollo presentan costos elevados de inversión que los hacen poco competitivos en el mercado eléctrico panameño.



Tabla 5. 13: Proyectos Termoelectrónicos Candidatos Identificados

Agente Generador	Nombre	Tipo	Combustible	Unidades	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Consumo Especifico de Combustible	Costo Variable O&M (B. / MWh-Año)	Costo Fijo O&M (B./KW-Año)	Valor de Inversión (P.Bruta) (B./KW)	Vida Útil (Años)
Consortio ENERGY/ST Panama Internacional	Energyst El Sánchez	Motor de Media Velocidad	Diesel (No. 2 fuel oil)	26	44.33	44.33	68.6041 gal/MMWh	96.88	206.16	789.53	30.00
Gas Natural Atlántico S de RL	Costa Norte I	Ciclo Combinado	Gas Natural	4	381.00	381.00	6.89679 MMBTU/MMWh	1.55	30.80	1338.58	40.00
Marraro Inc.	Gas To Power Panamá G/PPP	Ciclo Combinado	Gas Natural	6	458.10	424.70	6.1892 MMBTU/MMWh	3.80	17.00	1058.72	40.00
Minera Panamá, S.A.	Cobre Panamá - PACO Power Plant	Turbina de Vapor	Carbón (bituminoso)	2	300	274	9.351 MMBTU/MMWh	29.43	5.63	2335.34	30.00
Panamá NG Power, S.A	Trailers	Ciclo Combinado	Gas Natural	3	670.00	656.16	5.6433 MMBTU/MMWh	2.77	18.60	1194.03	25.00
Los valores de consumo específico este basados en el LCV (Lower Calorific Value), salvo la Central de Generación Costa Norte el consumo específico de combustible está en HHV (high heating value)											
* Excedentes no firmes de Minera Panamá, S.A. (Autogenerador) estimado en 70 MW al SIN											

Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2018).

Tabla 5. 14: Proyectos Termoelectrónicos Candidatos Genéricos

Nombre	Tipo	Combustible	Unidades	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Consumo Especifico de Combustible	Costo Variable O&M (B. / MWh-Año)	Costo Fijo O&M (B. / KW-Año)	Valor de Inversión (P.Bruta) (B. / KW)	Vida Útil (Años)
Carbonera (Fluidized bed combustion, FBC)	Turbina de Vapor	Carbón (bituminoso)	2	350.00	297.50	8.956 MMBTU/MMWh	40.00	52.67	4000.00	40.00
CC CNL A	Ciclo Combinado	Gas Natural	4	400.00	400.00	6.150 MMBTU/MMWh	3.80	18.60	1300.00	40.00
Turbina de Gas Aeroderivada (Diesel) 50A	Turbina de Gas Aeroderivada	Gas Natural	1	50.00	50.00	60.600 gal/MMWh	4.70	5.00	1000.00	30.00
Turbina de Gas Aeroderivada (Diesel) 50B	Turbina de Gas Aeroderivada	Gas Natural	1	50.00	50.00	60.600 gal/MMWh	4.70	5.00	1000.00	30.00
Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 50A	Turbina de Gas Aeroderivada	Gas Natural	1	50.00	50.00	8.880 MMBTU/MMWh	4.70	5.00	1200.00	30.00
Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 50B	Turbina de Gas Aeroderivada	Gas Natural	1	50.00	50.00	8.880 MMBTU/MMWh	4.70	5.00	1200.00	30.00
Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 100A	Turbina de Gas Aeroderivada	Gas Natural	1	100.00	100.00	7.746 MMBTU/MMWh	4.70	5.00	1000.00	30.00
Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 100B	Turbina de Gas Aeroderivada	Gas Natural	1	100.00	100.00	7.746 MMBTU/MMWh	4.70	5.00	1000.00	30.00
Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 150A	Turbina de Gas Aeroderivada	Gas Natural	1	150.00	150.00	9.341 MMBTU/MMWh	4.70	5.00	900.00	30.00
Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 150B	Turbina de Gas Aeroderivada	Gas Natural	1	150.00	150.00	9.341 MMBTU/MMWh	4.70	5.00	900.00	30.00
Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250A	Turbina de Gas Aeroderivada	Gas Natural	1	250.00	250.00	8.250 MMBTU/MMWh	4.70	5.00	1000.00	30.00
Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250B	Turbina de Gas Aeroderivada	Gas Natural	1	250.00	250.00	8.250 MMBTU/MMWh	4.70	5.00	1000.00	30.00
Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250C	Turbina de Gas Aeroderivada	Gas Natural	1	250.00	250.00	8.250 MMBTU/MMWh	4.70	5.00	1000.00	30.00

Nota: Los costos presentados están basados en la información suministrada por los promotores de proyectos termoelectrónicos existentes y futuros en Panamá.

Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2018).





6

Metodología del Estudio

AB

ANEXO VIII

(De la foja 701 a la foja 800)

República de Panamá

AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución AN No. 13310 -Elec

Panamá, 23 de abril de 2019

“Por la cual se incorpora a la Resolución AN No.13131-Elec de 15 de febrero de 2019 y su modificación, el Anexo B que contiene el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional, correspondiente al año 2018, presentado por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.”



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

A handwritten signature or mark in blue ink, located in the bottom right corner of the page.

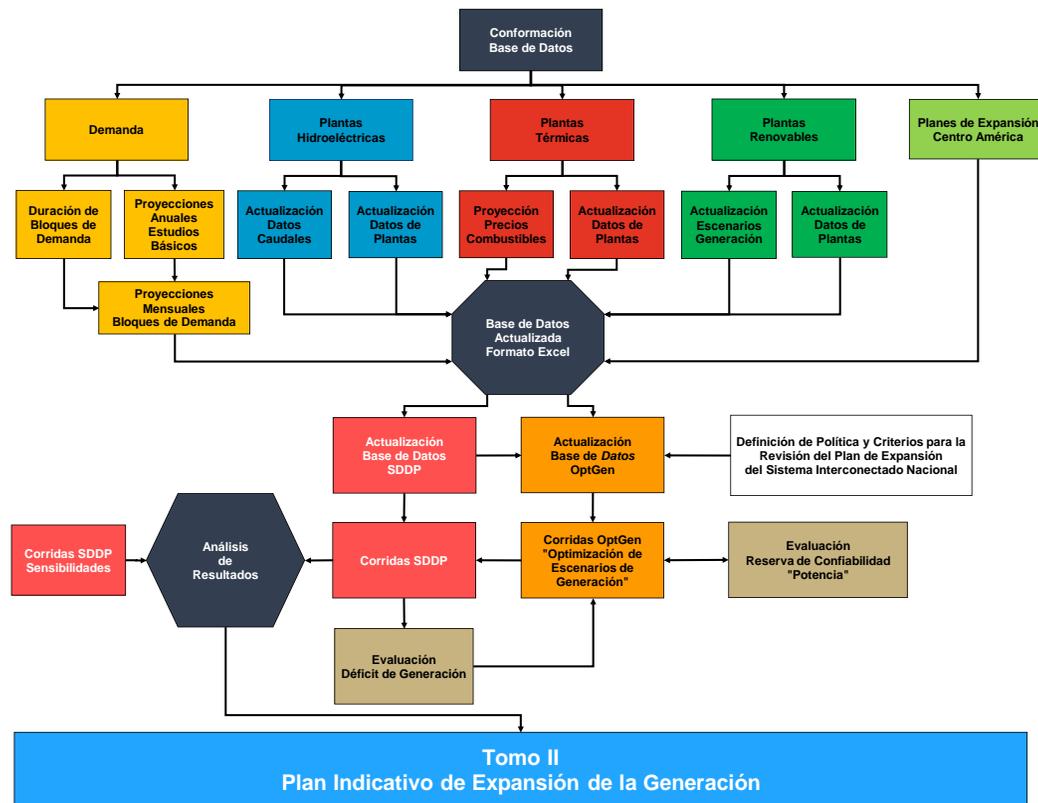


Capítulo 6 METODOLOGÍA DEL ESTUDIO

El Plan Indicativo de Generación tiene como punto de partida la información técnica y económica del parque de generación existente y de los proyectos con mayor potencial para realizarse. Cabe señalar que la decisión de la ampliación de la generación en Panamá, es decisión de la inversión privada. El Estado, a través de la ASEP, otorga las licencias y concesiones a los proyectos de generación.

El Gráfico 6. 1 presenta de manera resumida la metodología general de realización del Plan Indicativo de Generación.

Gráfico 6. 1: Metodología general de realización del Plan Indicativo de Generación



Referencia: (ETESA).

Handwritten signature or initials.



La realización del Plan Indicativo de Generación del Sistema Interconectado Nacional se ejecuta de la siguiente forma:

- *Solicitud de información a los agentes en enero de 2018.*
- *Establecimiento de los criterios de la SNE.*
- *Establecimiento de parámetros técnico-económicos (tasas de descuento, períodos de análisis, series hidrológicas, niveles de tolerancias, etc.).*
- *Definición de los bloques de demanda a partir de la demanda horaria del año 2017 y del histórico.*
- *Preparación de la base de datos.*
- *Definición de escenarios a analizar.*
- *Obtención de planes de mínimo costo.*
- *Estrategias de expansión.*
- *Simulaciones detalladas para validar y ajustar los planes de expansión.*

Herramientas de Simulación

OPTGEN-SDDP versión 7.2.11b, herramienta computacional de la empresa brasileña PSR para la planificación y optimización de las inversiones en la expansión de la generación e interconexiones de sistemas de energía.

SDDP (Stochastic Dual Dynamic Programming), versión 15.0.1. Este programa, también de PSR, utiliza la denominada programación dinámica dual estocástica para simular el comportamiento de un sistema interconectado, incluyendo líneas de transmisión (opción que no se utiliza en este trabajo, con excepción de lo relativo a la capacidad máxima de las interconexiones).

En el presente estudio, estas herramientas se utilizan de manera complementaria.

Plantas Eólicas y Solares

En los estudios las plantas eólicas y solares se modelaron como fuente renovable tanto en el OPTGEN como en el SDDP.

Período de Estudio

Para la definición y optimización de planes con el OPTGEN y el SDDP, el horizonte del estudio se realizó para un lapso de 15 años, 2018-2032, con un año de extensión. El período 2018-2022 es fijo y no está sujeto a optimización.

Hidrología

La hidrología fue tratada de manera estocástica a partir de los registros históricos de caudales.



Demanda

Para esta versión del PESIN solamente se utilizó un escenario de demanda: el escenario de crecimiento medio de demanda, con tasas de crecimiento anual de 4.69% en energía 4.20% en potencia; esto es debido a que las tasas de crecimiento para los escenarios de demanda optimista y pesimista son relativamente próximas y no representan una variación significativa (Ver Capítulo 3).

Bloques de Demanda

Los bloques de demanda fueron determinados a partir de la curva de duración de carga del año 2017, el cual consiste en el ordenamiento descendiente de los valores registrados de demanda horaria y su aporte porcentual a la carga total del sistema. Se usaron cinco bloques de demanda. La duración de los bloques se muestra a continuación:

- Demanda Pico: 3.69%
- Demanda Alta: 18.17%
- Demanda Media: 31.24%
- Demanda Baja: 31.50%
- Demanda Mínima: 15.40%.

Sistema de Generación Existente

(Ver Capítulo 4).

Proyectos de Generación Futuros

(Ver Capítulo 5)

Simulaciones

Se realizaron varias simulaciones con el fin de obtener un plan de expansión de mínimo costo que considerara diversas tecnologías como alternativas de expansión del sistema de generación.

La simulación del despacho se utiliza para validar el criterio de confiabilidad, además de obtener los parámetros técnicos y económicos del despacho que se incluyen en la descripción y el análisis de los resultados obtenidos con cada plan.

Para realizar el análisis que abarca este estudio, se utiliza el modelo

SDDP en modo operativo Coordinado. En la Tabla 6. 1 se presentan los parámetros de las corridas SDDP. Cabe anotar que cuando se hacen análisis de sistemas interconectados, existen tres modos operativos para el SDDP: Aislado (cada sistema se optimiza por separado), Integrado (se optimiza el despacho de todos los sistemas interconectados) y Coordinado (se optimiza cada sistema por separado y en la fase de simulación se toman en cuenta intercambios económicos con los países vecinos).



Debido a la forma en que está estructurado el Mercado Eléctrico Regional (MER), es necesario utilizar el modo Coordinado del modelo. Adicionalmente, se consideraron los límites de intercambio entre los

diferentes países antes y después del inicio de operaciones del proyecto SIEPAC.



Tabla 6. 1: Parámetros de las Corridas SDDP

Descripción	Valor
Sistemas	Panamá
	Costa Rica
	Nicaragua
	Honduras
	El Salvador
	Guatemala
Objetivo del Estudio	Política Operativa
Tipo de Estudio	Coordinado
Tamaño de la Etapa	Meses
Caudales	Series sintéticas
Programa de Mantenimiento	Representado
Configuración	Dinámica
Representación de la Red Eléctrica	Sin Red Sólo Intercambios
Fecha Inicial	Enero 2018
Horizonte del Estudio (meses)	180
Número de Series para Simulación	100.00
Número de Discretaciones	100
Numero de Bloques de Demanda	5.00
Numero de Años Adicionales	1
Tasa de Descuento (% a.a.)	12.00
Costo de Deficit (US \$ / MWh)	1850

Referencia: (ETESA).

En este análisis operativo se contempló la utilización de los planes de expansión nacionales aprobados por cada uno de los países de la región.

Estos cronogramas de expansión se presentan en los siguientes cuadros, que son el resultado de las simulaciones de optimización de los sistemas de los países centroamericanos, utilizando los planes de expansión suministrados por los países centroamericanos. También se consideró el inicio de operaciones de todos los tramos que componen el primer circuito del proyecto SIEPAC.



Tabla 6. 2: Plan de Expansión de Costa Rica

Año	Nombre de Proyecto	Capacidad Instalada (MW)	Hidro	Solar	Eólico	Bunker	Geotérmico
2018	Valle Escondido	5.00		5.00			
2018	Los Negros II (ESPH)	28.00	28.00				
2019	Pailas 2	55.00					55.00
2023	Borinquen 1	55.00					55.00
2023	Capacidad Temporal Contratada	60.00				60.00	
2024	Capacidad Temporal Contratada	65.00				65.00	
2026	Capacidad Temporal Contratada	(60.00)				(60.00)	
2026	Capacidad Temporal Contratada	(65.00)				(65.00)	
2030	Borinquen 2	55.00					55.00
2031	Renovables 150MW	150.00			150.00		
2031	Renovable 50MW	50.00	50.00				
2032	Renovable 50MW	50.00			50.00		
2032	Renovable 20MW	20.00		20.00			
		Hidro	78.00				
		Solar	25.00				
		Eólico	200.00				
		Bunker	0.00				
		Geotérmico	165.00				
		Total	468.00				

Nota: No se considera la central hidroeléctrica Diquís. Según declaraciones del Director de Planificación y Desarrollo Eléctrico del ICE al diario El País de Costa Rica el 21 de abril de 2018, el proyecto se retrasaría hasta el año 2030, lo que provoca una incertidumbre en el proyecto, razón por la cual no es considerada.

Referencia: (Instituto Costarricense de Electricidad, 2017).

Tabla 6. 3: Plan de Expansión de El Salvador

Año	Nombre de Proyecto	Capacidad Instalada (MW)	Hidro	Solar	Eólico	Carbón	GNL
2018	La Trinidad	34.00		34.00			
2019	Las Mesas SFV	50.00		50.00			
2019	Térmico Carbón	100.00				100.00	
2019	Capella Solar	100.00		100.00			
2019	Eco Solar	9.90		9.90			
2019	Sonsonate Energía	10.00		10.00			
2020	Ventus	50.00			50.00		
2020	Chaparral	65.70	65.70				
2023	Energía del Pacífico	380.00					380.00
2029	Cimarrón	261.00	261.00				
		Hidro	326.70				
		Solar	203.90				
		Eólico	50.00				
		Carbón	100.00				
		GNL	380.00				
		Total	1060.60				

Referencia: (Consejo Nacional de Energía, 2018).



Tabla 6. 4: Plan de Expansión de Guatemala

Año	Nombre de Proyecto	Capacidad Instalada (MW)	Hidro	Solar	Eólico	Geotérmico
2019	Oxec II	45.00	45.00			
2019	Las Cumbres	31.50			31.50	
2020	GDRs Hidro I	10.00	10.00			
2021	GDRs Hidro II	10.00	10.00			
2022	Renace IV	64.00	64.00			
2022	Manantial IV	12.00	12.00			
2023	Pojom II	20.00	20.00			
2033	San Andrés	10.80	10.80			
2024	Geo Jut I	50.00				50.00
2025	GDRs Hidro III	10.00	10.00			
2025	Solar SRO I	30.00		30.00		
2025	Geo Gua	25.00				25.00
2027	Hidro AV I	66.00	66.00			
2027	Geo Zac	20.00				20.00
2027	Geo SRO	50.00				50.00
2027	Geo Jut II	25.00				25.00
2028	GDRs Hidro IV	10.00	10.00			
2028	Solar SRO II	30.00		30.00		
2028	Eólica Gua	25.00			25.00	
		Hidro	257.80			
		Solar	60.00			
		Eólico	56.50			
		Geotérmico	170.00			
		Total	544.30			

Nota: La interconexión México-Guatemala se modela como parte del Sistema de Guatemala.

Referencia: (Ministerio de Energía y Minas, 2018).



Tabla 6. 5: Plan de Expansión de Honduras

Año	Nombre de Proyecto	Capacidad Instalada (MW)	Hidro	Solar	Eólico	Biomasa	Bunter	Diesel
2018	Granja Solar San Lorenzo	10.00		10.00				
2018	Fotovoltaica Fray Lázaro	4.00		4.00				
2018	Proyectos en Los Prados (Primera Etapa)**	28.00		28.00				
2018	Pacific Solar	28.01		28.01				
2018	Chachaguala	13.90	13.90					
2018	Churune	3.25	3.25					
2018	Pencaligüe	23.20	23.20					
2018	Santa Lucía (Cuyagual)	6.10	6.10					
2018	Petacón	11.90	11.90					
2018	Chinchayote (Grupo Terra)	45.00			45.00			
2018	Ampliación de Vientos de San Marcos	12.00			12.00			
2018	BECOSA (Completa 90 MW ya tiene 60 MW existente)	90.00						90.00
2018	ENERSA (Nuevo Contrato)	227.00					227.00	
2018	LUFUSSA III (Nuevo Contrato)	240.00					240.00	
2018	Comercial LAEISZ Litoral (Nuevo Contrato)	70.00						70.00
2018	Comercial LAEISZ Juticalpa (Nuevo Contrato)	7.00						7.00
2018	Patuca 3	100.00	100.00					
2018	Elcosa	(80.00)					(80.00)	
2018	Green Valley	(14.44)					(14.44)	
2018	Eicatex	(21.00)					(21.00)	
2018	ENVASA	(20.00)						(20.00)
2018	La Grecia	(12.00)				(12.00)		
2018	Nacional de Ingenieros diesel	(20.00)						(20.00)
2018	Enersa (anterior contrato)	(200.00)					(200.00)	
2018	Ampliación ENERSA (anterior contrato)	(30.00)					(30.00)	
2018	Ampliación Lufussa 1 (anterior contrato)	(33.50)					(33.50)	
2018	Lufussa 3 (anterior contrato)	(210.00)					(210.00)	
2018	Comercial LAEISZ Litoral (anterior contrato)	(20.00)						(20.00)
2018	LAEISZ Juticalpa (anterior contrato)	(5.00)						(5.00)
2019	Manzanilla	21.90		21.90				
2019	San Alejo	2.10	2.10					
2019	Río Frio (Sesecapa)	4.20	4.20					
2019	Los Planes (HIDROCEP)	2.00	2.00					
2019	EMCE II (nuevo contrato)	50.00					50.00	
2019	LUFUSSA II (nuevo contrato)	70.00					70.00	
2019	Lufussa 2 (anterior contrato)	(77.00)					(77.00)	
2019	Emce 2 (anterior contrato)	(55.00)					(55.00)	
2019	Celsur carbón***	(16.00)						(16.00)
2019	Río Blanco	(5.00)	(5.00)					
2019	Tres Valles	(7.80)				(7.80)		

Referencia: (Empresa Nacional de Energía Eléctrica, 2018).



Tabla 6. 6: Plan de Expansión de Honduras (continuación)

Año	Nombre de Proyecto	Capacidad Instalada (MW)	Hidro	Solar	Eólico	Biomasa	Bunker	Diesel
2020	Río Molo	3.92	3.92					
2020	El Tornillito	160.00	160.00					
2020	Zacapa	(0.50)	(0.50)					
2020	Eecopalsa	(4.60)				(4.60)		
2021	Ciclo combinado*	350.00						350.00
2021	Comercial LAEISZ Litoral (Nuevo contrato)	(70.00)						(70.00)
2021	Comercial LAEISZ Juticalpa (Nuevo contrato)	(7.00)						(7.00)
2021	Lufussa 2 (Nuevo contrato)	(70.00)					(70.00)	
2021	Emce 2 (Nuevo contrato)	(50.00)					(50.00)	
2021	Cececapa	(2.90)	(2.90)					
2021	Mangungo I	(1.20)	(1.20)					
2021	La Esperanza	(12.80)	(12.80)					
2021	IHSA	(4.00)				(4.00)		
2021	CAHSA	(25.80)				(25.80)		
2022	Cisne	(0.70)	(0.70)					
2023	Tablón	20.00	20.00					
2024	Llanitos	98.00	98.00					
2024	Chumbagua	(14.00)				(14.00)		
2024	Babilonia	(4.00)	(4.00)					
2025	Jicatuyo	173.00	173.00					
2025	Celsur bagazo***	(16.00)				(16.00)		
2025	Yojoa	(0.60)	(0.60)					
2026	Becosa	(90.00)						(90.00)
2026	Gloria	(5.80)	(5.80)					
2027	Ciclo combinado*	350.00						350.00
2027	Patuca 2A	150.00	150.00					
2027	HGPC	(43.00)				(43.00)		
2027	Coronado	(6.00)	(6.00)					
2028	Enersa (Nuevo contrato)	(227.00)					(227.00)	
2028	Lufussa 3 (Nuevo contrato)	(240.00)					(240.00)	
2029	Patuca 2	270.00	270.00					
2029	Peña Blanca	(0.90)	(0.90)					
2029	Matarrás I	(1.80)	(1.80)					
2030	Yodeco	(1.00)				(1.00)		
2030	Palmasa	(1.70)				(1.70)		
		Hidro	999.37					
		Solar	91.91					
		Eólico	57.00					
		Biomasa	(129.90)					
		Bunker	(720.94)					
		Diesel	(45.00)					
		Carbón	(36.00)					
		GNL	700.00					
		Total	916.44					

■ Retiro de Unidades

* Planta Indicativa

** En la subestación Los Prados se instalarían cinco proyectos solares (Energías Solares, Generaciones Energéticas, Fotovoltaica Sureña, Fotosol, Prados)

*** Celsur bagazo y Celsur carbón se refieren a la misma planta, en zafra genera con bagazo y fuera de zafra genera con carbón, actualmente ya no genera con carbón

Referencia: (Empresa Nacional de Energía Eléctrica, 2018).



Tabla 6. 7: Plan de Expansión de Nicaragua

Año	Nombre de Proyecto	Capacidad Instalada (MW)	Hidro	Solar	Eólico	Biomasa	Geotérmico
2018	CASUR (Ingenio)	24.00				24.00	
2018	Solar 2	12.00		12.00			
2018	Eólico 1	40.00			40.00		
2019	GNL-300MW (100 Export.)	300.00					300.00
2019	Solar 3	12.00		12.00			
2019	Eólico 1	23.00			23.00		
2020	Biomasa 2	30.00				30.00	
2020	Solar 4	12.00		12.00			
2021	Hidro 1	100.00	100.00				
2022	Biomasa 3	25.50				25.50	
2023	Geotérmico 1	35.00					35.00
2023	Hidro 3	21.00	21.00				
2024	Hidro 4	22.00	22.00				
2025	Biomasa 4	28.50				28.50	
2025	Geotérmico 2	25.00					25.00
2026	Solar 5	26.00		26.00			
2026	Eólico 2	40.00			40.00		
2027	Geotérmico 3	25.00					25.00
2027	Hidro 2	150.00	150.00				
2028	Eólico 3	40.00			40.00		
2029	Biomasa 5	30.00				30.00	
2029	Geotérmico 2	25.00					25.00
2030	Geotérmico 3	25.00					25.00
		Hidro	293.00				
		Solar	62.00				
		Eólico	143.00				
		Biomasa	138.00				
		Geotérmico	135.00				
		GNL	300.00				
		Total	1071.00				

Referencia: (Ministerio de Energía y Minas, 2017).



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco



7



Escenarios de Expansión

AB



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

A small, handwritten mark or signature in blue ink, located in the bottom right corner of the page.



Capítulo 7 ESCENARIOS DE EXPANSIÓN

La revisión del Plan Indicativo de Generación abarca el periodo de expansión 2018 – 2032, y se desarrolla a partir de un escenario considerado como Referencia, el cual se basa en los lineamientos y criterios indicados por la Secretaría Nacional de Energía, el cual es un escenario tendencial cuyo objetivo sería dar continuidad a las tendencias de la demanda y políticas públicas de los últimos años. Se analizan escenarios, los cuales consideran un crecimiento de la demanda medio o moderado.

En un escenario de este tipo parece altamente probable que, como respuesta al comportamiento de la demanda y de las políticas energéticas de los últimos años, se espera que el comportamiento de los inversionistas siga en auge durante los próximos años.

Las premisas básicas para la elaboración del programa de expansión radican en considerar la diversificación de las fuentes de generación como proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos de similar tecnología a las existentes en el sistema, así como proyectos que utilizan gas natural licuado, proyectos eólicos y plantas fotovoltaicas. Igualmente, se contempla la ampliación de la capacidad de intercambio con la región centroamericana producto del inicio de operación del proyecto SIEPAC.



Escenario Referencia

De la metodología descrita en el capítulo 6 de este documento, se ha obtenido este escenario donde se consideran:

- *Proyectos renovables que incluyen hidroeléctricos, eólicos y solares con licencia o concesión definitiva o en trámite.*
- *Proyectos termoeléctricos que incluyen los combustibles convencionales [Bunker C ó "Heavy Fuel Oil (HFO)" y Diésel], 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 2022.*

El cronograma de Expansión se presenta en la Tabla 7. 2.

En este escenario se instalan 2393.52 MW adicionales a la capacidad actual instalada, de los cuales el 18% corresponden a plantas hidroeléctricas (423.36 MW), el 65% a plantas termoeléctricas (1553.43 MW) y 17% lo componen plantas renovables no convencionales con 416.73 MW, plantas eólicas (244.20 MW), plantas solares (172.53 MW). Tomando en

cuenta la potencia instalada actualmente y los retiros programados, el resultado sería un total de 5745 MW de capacidad instalada al final del periodo de estudio, observándose que para todos los años la oferta supera la demanda proyectada.

Tabla 7. 1: Costos del escenario Referencia

Costo	Escenario Referencia
Inversión	3073.68
Déficit	0.00
Operación	2775.38
Ambiental	545.98
Total	6395.04

Referencia: (ETESA, 2018).



Tabla 7. 2: Cronograma de Expansión del Escenario Referencia

Mes	Año	Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Hidro	Solar	Eólico	Bunker	Diesel	Carbon	GNL
4	2018	Gas Natural Atlántico S de R.L.	Costa Norte I	381.00							381.00
6	2018	Soi Real Uno, S.A. (Enel Green Power Panamá, S.A.)	Estrella Solar	4.79		4.79					
6	2018	Concepto Solar, S.A.	Bejuco Solar	0.96		0.96					
7	2018	Tecnisol I, S.A.	IKAKO	10.00		10.00					
7	2018	Tecnisol III, S.A.	IKAKO II	10.00		10.00					
7	2018	Minera Panamá, S.A.	Cobre Panamá - PACO Power Plant	150.00**						150.00*	
8	2018	Solpac Investment, S.A.	Pacora II Etapa 1	3.00		3.00					
10	2018	Tecnisol II, S.A.	IKAKO I	10.00		10.00					
10	2018	Minera Panamá, S.A.	Cobre Panamá - PACO Power Plant	300.00**						150.00*	
11	2018	Tecnisol IV, S.A.	IKAKO III	10.00		10.00					
12	2018	Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G5	(33.00)					(33.00)		
12	2018	Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G6	(33.00)					(33.00)		
12	2018	Bahía Las Minas Corp.	BLM 8	(34.00)					(34.00)		
1	2019	UEP Penonomé II, S.A.	Penonome III	69.00			69.00				
1	2019	Llano Sanchez Solar Power, S.A.	Don Félix Etapa 2	7.99		7.99					
1	2019	Electron Investment	Pando	37.00		37.00					
1	2019	Hydro Caisán, S.A.	El Alto G4	1.17		1.17					
6	2019	Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2	0.96		0.96					
6	2019	Desarrollos Hidroeléctricos Corp.	San Andrés	9.89		9.89					
12	2019	Jagüito Solar 10 MW, S.A.	Jagüito Solar	9.99		9.99					
1	2020	Navitas Internacional, S.A.	Chuspa	8.80		8.80					
5	2020	Parque Eólico Toabré, S.A.	Toabré Etapa 1	60.00			60.00				
6	2020	Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2	1.82		1.82					
6	2020	Avanzalía Panamá S.A.	Solar Penonomé Etapa 1	60.00		60.00					
11	2020	Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Colorado	6.74		6.74					458.10
11	2020	Martano Inc.	Gas To Power Panamá GTPP	458.10							
1	2021	Celsolar, S.A.	Celsia Solar Gualaca	17.30		17.30					
1	2021	Farallón Solar 2, S.A.	Celsia Solar Prudencia	21.42		21.42					
6	2021	Avanzalía Panamá S.A.	Farallón Solar 2	7.08		7.08					
7	2021	Panamá NG Power, S.A.	Solar Penonomé Etapa 2	60.00		60.00					
1	2022	Helium Energy Panamá	Telfers	670.00			115.20				670.00
1	2022	Consorcio ENERGYST Panama International	Viento Sur	115.20					44.33		
3	2022	Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Energyst El Sánchez	44.33							
7	2022	Hidro Burica, S.A.	Cotto	5.00		5.00					
7	2022	Hidro Burica, S.A.	Burica	65.30		65.30					
1	2026	Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Barriles	1.00		1.00					
1	2026	Bocas del Toro Energía, S.A.	Bocas del Toro (Changuinola II)	214.76		214.76					
1	2026	Bocas del Toro Energía, S.A.	Bocas del Toro Minicentral (Changuinola II)	13.70		13.70					
				Hidro	363		64		300		0
				Solar	233		233		0		0
				Eólico	244		129		115		0
				Bunker	0		0	2022-2026	0	2027-2032	0
				Diesel	0		0		0		0
				Carbon	44		0		44		0
				GNL	0		0		0		0
				Total	1509		1509		459		0
				Total	2394		1934		459		0

** Excedentes no firmes de Minera Panamá, S.A. (Autogenerador) estimado en 70 MW al SIN Retiro de Unidades

Nota: La central de generación Costa Norte, se encuentra en pruebas desde abril de 2018, su fecha de operación comercial está programada para septiembre de 2018.

Referencia: (ETESA, 2018).



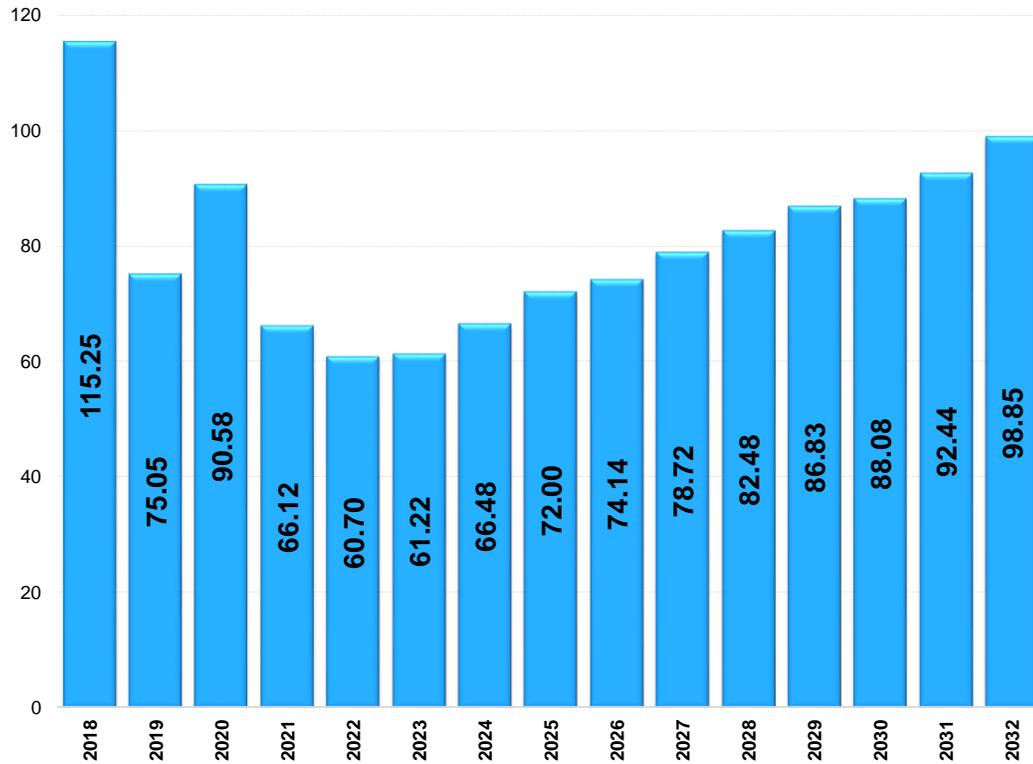


El Gráfico 7. 1 presenta el comportamiento del CMS de darse las condiciones establecidas en el caso Referencia. Se observa que, con el ingreso de centrales de gas natural a partir del año 2018, se aprecia una tendencia considerable a la baja del CMS entre los años 2018 y 2022, alcanzando una reducción de

un 12% promedio del costo marginal del sistema en los cuatro años siguientes a la entrada de GNL.

A partir del 2023 el costo marginal del sistema aumenta en promedio un 5% anual, comportamiento que se da debido al incremento esperado del precio de los combustibles.

Gráfico 7. 1: Costo Marginal de Demanda de Panamá del Escenario Referencia



Referencia: (ETESA, 2018).

La entrada de los proyectos de GNL cuyo costo operativo disminuye sustancialmente el costo marginal hace que Panamá presente una oferta de energía a precios económicamente competitivos

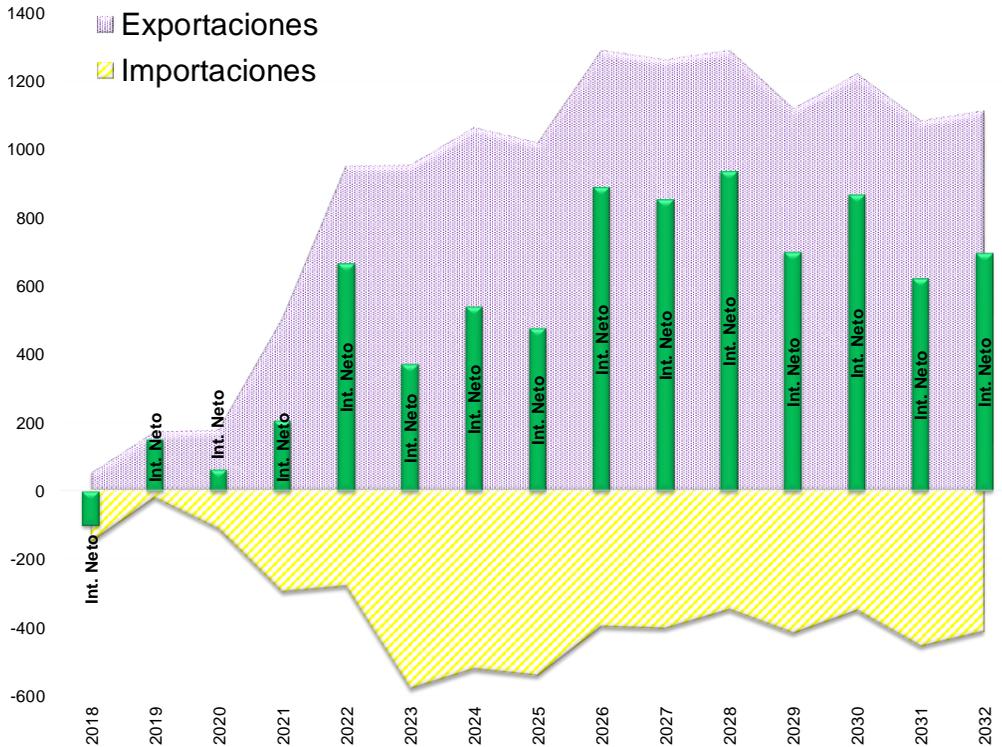
incentivando así los intercambios de energía con Centroamérica, aprovechando de esta manera la incorporación del proyecto SIEPAC cuya capacidad de intercambio es de 300 MW, una vez se completen los



refuerzos necesarios. Se presentan intercambios promedios superiores a los 1000 GWh anuales en el periodo

comprendido del 2022 al 2032, como se observa en el Gráfico 7. 2.

Gráfico 7. 2: Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario Referencia



Referencia: (ETESA, 2018).

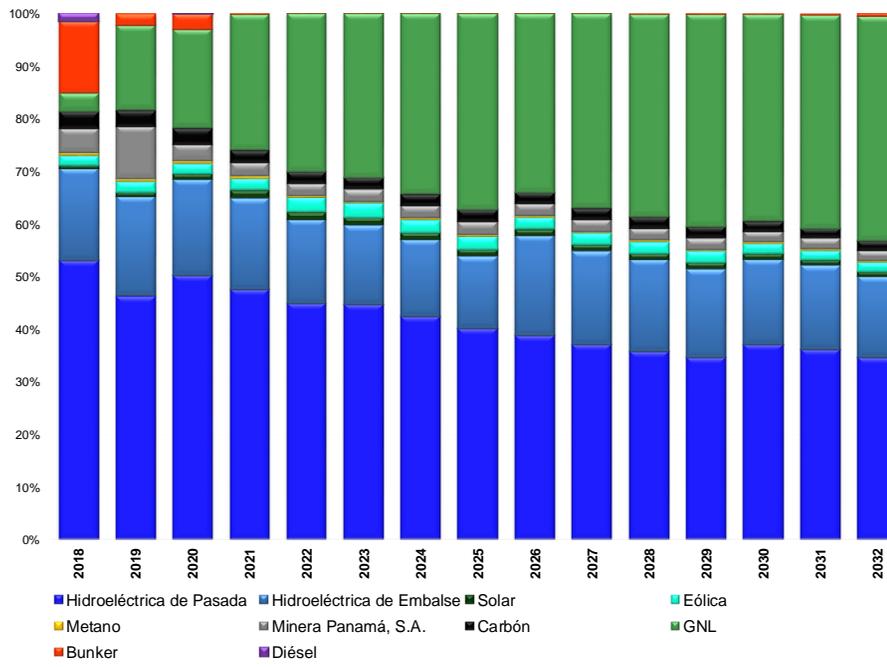
En el Gráfico 7. 3 se puede apreciar la composición de la generación del sistema, quedando en evidencia los grandes aportes y dependencia que se tendría del plantel hidroeléctrico en los primeros años de análisis. Además, se muestra que para el año 2018 la generación termoeléctrica vuelve a ser representativa, aumentando sustancialmente los aportes de energía, luego de la entrada en operación de las plantas termoeléctricas del 2018 al 2021

principalmente. De igual forma se observa que la generación a partir de Bunker C y Diésel, prácticamente desaparece a partir del año 2021.

Cabe resaltar que la producción de Minera Panamá, S.A. incluye su consumo interno, el cual se estima según datos del agente en 1857 GWh anuales.

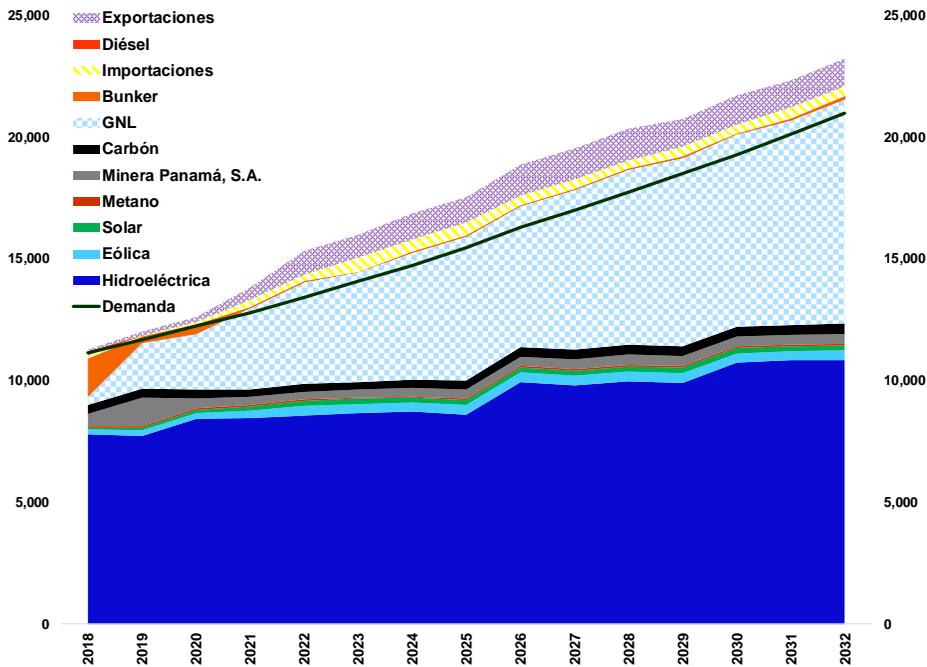


Gráfico 7. 3: Porcentaje de Participación de Generación del Escenario Referencia



Referencia: (ETESA, 2018).

Gráfico 7. 4: Generación vs Demanda del Escenario Referencia



Referencia: (ETESA, 2018).



Escenario Alternativo I

Los proyectos candidatos de generación considerados en este escenario incluyen proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos de tecnologías similares con las que contamos en la actualidad, así como proyectos de gas natural licuado, además de una alta penetración de fuentes de generación eólica y solar, de forma idealista, para la que se tomarán en cuenta las diversas tecnologías renovables utilizadas actualmente. El cronograma de expansión de este escenario se

presenta en las Tabla 7. 4 y Tabla 7. 5.

Para este escenario se agregan 2821.45 MW de capacidad al sistema actual, donde el 15% corresponde a proyectos hidroeléctricos (413.93 MW), el 53% corresponde a plantas termoeléctricas (1509.10 MW) y el 32% restante en proyectos renovables (Eólicos – 347.00 MW, Solar – 551.42 MW). En la Tabla 7. 3 se muestra el resumen de los costos de dicho escenario.

Tabla 7. 3: Costos del Escenario Alternativo I

Costo	Escenario Referencia	Escenario Alternativo I
Inversión	3073.68	3542.24
Déficit	0.00	0.00
Operación	2775.38	2663.26
Ambiental	545.98	530.86
Total	6395.04	6736.37
	Diferencia	-5.07%

Referencia: (ETESA, 2018).

Cabe destacar que para garantizar el suministro confiable de la demanda de energía se tendría la necesidad de contar con plantas de respaldo. Esto se debe a que estas tecnologías se caracterizan por ser variables y fuertemente dependiente de las condiciones climáticas diarias, por esto no pueden proveer electricidad de manera continua, por lo que requiere el complemento de otras tecnologías que permitan una rápida respuesta ante contingencias, y compensar las oscilaciones poco predecibles de la generación renovable no convencional.

El aumento de la generación renovable también conlleva a la necesidad de incrementar la capacidad del sistema de transmisión. Esto se debe a que se necesitan transmitir mayores flujos de electricidad ante la posible falta de energía causada por la disponibilidad incierta de los generadores intermitentes.

Dichas plantas y costos no son considerados en este escenario.



Tabla 7. 4: Plan de Expansión del Escenario Alternativo I

Mes	Año	Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Hidro	Solar	Eólico	Bunker	Diesel	Carbon	GN
4	2018	Gas Natural Atlántico S de R.L.	Costa Norte I	381.00						381.00	
6	2018	SolReal Uno, S.A. (Enel Green Power Panamá, S.A.)	Estrella Solar	4.79		4.79					
6	2018	Concepto Solar, S.A.	Bejuco Solar	0.96		0.96					
7	2018	Tecnisol I, S.A.	IKAKO	10.00		10.00					
7	2018	Tecnisol III, S.A.	IKAKO II	10.00		10.00					
7	2018	Minera Panamá, S.A.	Cobre Panamá - PACO Power Plant	150.00**						150.00*	
8	2018	Solpac Investment, S.A.	Pacora II Etapa 1	3.00		3.00					
10	2018	Tecnisol II, S.A.	IKAKO I	10.00		10.00					
10	2018	Minera Panamá, S.A.	Cobre Panamá - PACO Power Plant	300.00**						150.00*	
11	2018	Tecnisol IV, S.A.	IKAKO III	10.00		10.00					
12	2018	Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G5	(33.00)					(33.00)		
12	2018	Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G6	(33.00)					(33.00)		
12	2018	Bahía Las Minas Corp.	BLM 8	(34.00)					(34.00)		
1	2019	Electron Investment	Pando	37.00	37.00						
1	2019	Hydro Caisán, S.A.	El Alto G4	1.17	1.17						
1	2019	Jagüito Solar 10 MW, S.A.	Jagüito Solar	9.99		9.99					
6	2019	Llano Sanchez Solar Power, S.A.	Don Félix Etapa 2	7.99		7.99					
6	2019	Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2	0.96		0.96					
6	2019	Desarrollos Hidroeléctricos Corp.	San Andres	9.89	9.89						
7	2019	Providencia Solar 1, S.A.	Providencia Solar 1, S.A.	9.95		9.95					
7	2019	Providencia Solar 1, S.A.	Solar Zona Panamá 02	4.00		4.00					
10	2019	Green Electric, S.A.	La Mata	10.00		10.00					
1	2020	UEP Penonomé II, S.A.	Penonome III	69.00		69.00					
1	2020	Navitas Internacional, S.A.	Chuspa	8.80	8.80						
1	2020	Helium Energy Panamá	Viento Sur	115.20			115.20				
1	2020	Bajo Frio PV S.A.	Eólico Zona Veraguas 04	108.00			108.00				
1	2020	Parque Eólico Toabré, S.A.	Bajo Frio Solar	19.95			19.95				
5	2020	Parque Eólico Toabré, S.A.	Toabré Etapa 1	60.00			60.00				
6	2020	Avanzalla Panamá S.A.	Farallón Solar 2	1.92		0.96					
6	2020	Avanzalla Panamá S.A.	Solar Penonomé Etapa 1	60.00		60.00					
11	2020	Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Colorado	6.74	6.74						
11	2020	Martano Inc.	Gas To Power Panamá GTPP	458.10						458.10	
1	2021	Celsolar, S.A.	Celsia Solar Gualaca	17.30		17.30					
1	2021	Celsolar, S.A.	Celsia Solar Prudencia	21.42		21.42					
6	2021	Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2	7.08		5.16					
6	2021	Avanzalla Panamá S.A.	Solar Penonomé Etapa 2	60.00		60.00					
7	2021	Panamá NG Power, S.A.	Telfers	670.00						670.00	

Nota: La central de generación Costa Norte, se encuentra en pruebas desde abril de 2018, su fecha de operación comercial está programada para septiembre de 2018.

Referencia: (ETESA, 2018).



Tabla 7. 5: Plan de Expansión del Escenario Alternativo I (continuación)

Mes	Año	Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Hidro	Solar	Eólico	Bunker	Diesel	Carbón	GNL
1	2022		Eólico Zona Chiriquí 01	19.80			19.80				
1	2022		Solar Zona Coclé 12	9.99		9.99					
1	2022		Solar Zona Chiriquí 19	52.00		52.00					
3	2022	Hydroeléctrica Barriles, S.A.	Cotto	5.00	5.00						
7	2022	Hydro Burica, S.A.	Burica	65.30	65.30						
7	2022	Hydroeléctrica Barriles, S.A.	Barriles	1.00	1.00						
1	2023	Empresa Nacional de Energía, S.A	La Herradura	5.48	5.48						
1	2023	Los Naranjos Overseas, S.A.	El Sindigo	10.00	10.00						
6	2023		Eólico Zona Coclé 01	22.00			22.00				
1	2024	Corporación de Energía del Istmo Ltd.	San Bartolo	19.44	19.44						
1	2024	Corporación de Energía del Istmo Ltd.	San Bartolo Minicentral	1.00	1.00						
1	2024		Solar Zona Coclé 04	9.00		9.00					
1	2024		Solar Zona Herrera 01	8.00		8.00					
1	2025	Empresa Nacional de Energía, S.A	El Recodo	10.01	10.01						
1	2026	Bocas del Toro Energía, S.A.	Bocas del Toro (Changuinola II)	214.76	214.76						
1	2026	Bocas del Toro Energía, S.A.	Bocas del Toro Minicentral (Changuinola II)	13.70	13.70						
1	2027		Eólico Zona Coclé 05	22.00			22.00				
1	2028	Hydroeléctrica Tizingal S.A.	Tizingal	4.64	4.64						
1	2029		Solar Zona Chiriquí 20	71.00		71.00					
1	2030		Solar Zona Chiriquí 18	46.00		46.00					
1	2030		Solar Zona Coclé 09	5.00		5.00					
1	2030		Solar Zona Coclé 23	5.00		5.00					
				Hidro	414		64		346		5
				Solar	551	345	79		127		127
				Eólico	347	283	42		22		22
				Bunker	0	0	0		0		0
				Diesel	0	0	0		0		0
				Carbón	0	0	0		0		0
				GNL	1509	1509	0		0		0
				Total	2821	2201	466		466		154

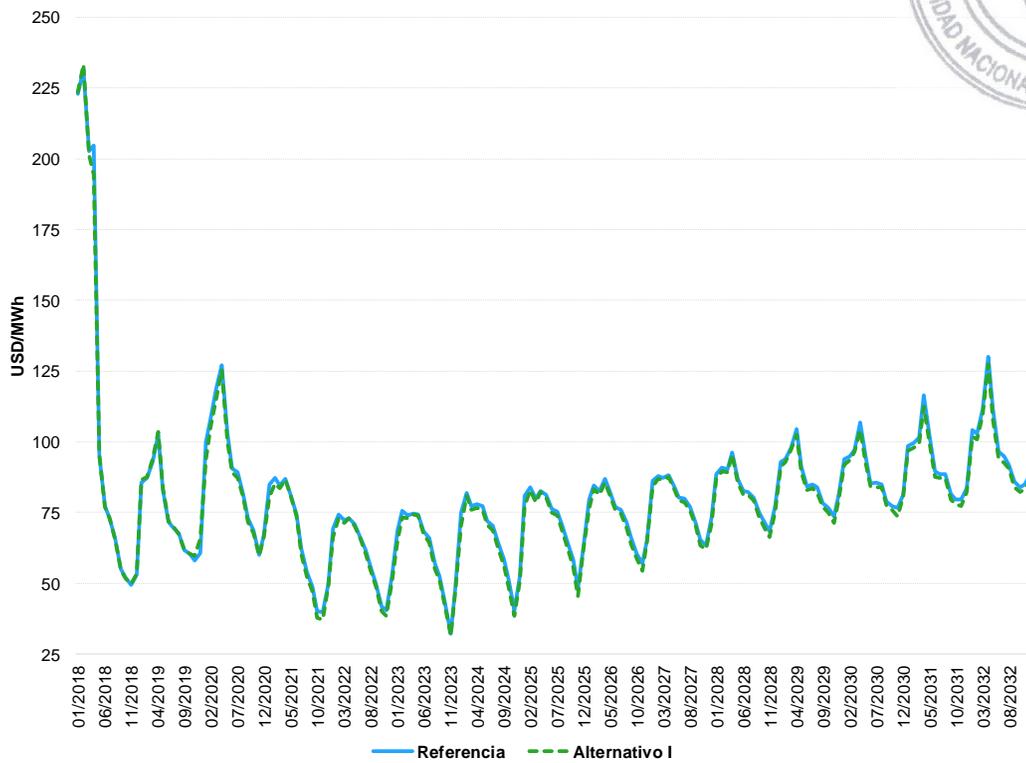
** Excedentes no firmes de Minera Panamá, S.A. (Autogenerador) estimado en 70 MW al SIN Retiro de Unidades

Referencia: (ETESA, 2018).





Gráfico 7. 5: Costo Marginal de Panamá del Escenario Alternativo I



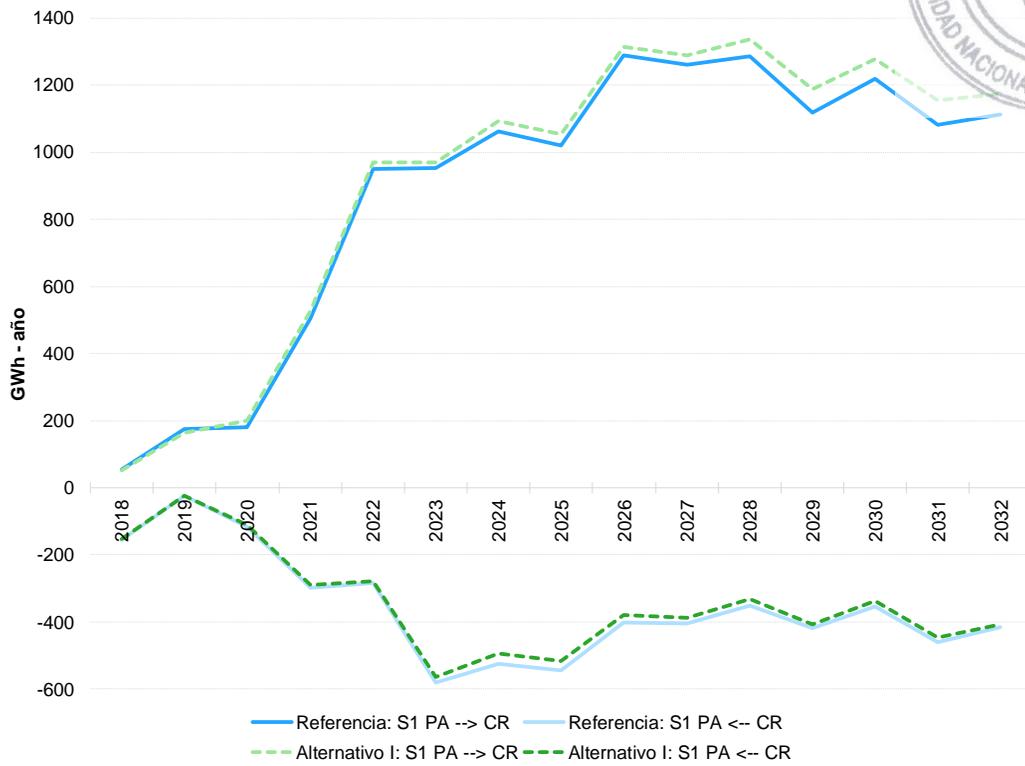
Referencia: (ETESA, 2018).

En el Gráfico 7. 5 se muestra el comportamiento que tendría el CMS en comparación con el escenario de Referencia, dando como resultado una disminución a partir del 2020 (prácticamente imperceptibles), ya que las fuentes renovables tienen costos operativos mínimos. La energía producida con estas fuentes no presenta estabilidad en el tiempo, por lo tanto, se dependería mucho de las interconexiones y plantel

termoeléctrico de rápida respuesta, para garantizar el suministro de energía. Sin embargo, el principal beneficio de este escenario se da en la disminución de costos operativos, ya que la generación de energía con combustibles fósiles presentaría una disminución producto de esta energía renovable.



Gráfico 7. 6: Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario Alternativo I



Referencia: (ETESA, 2018).

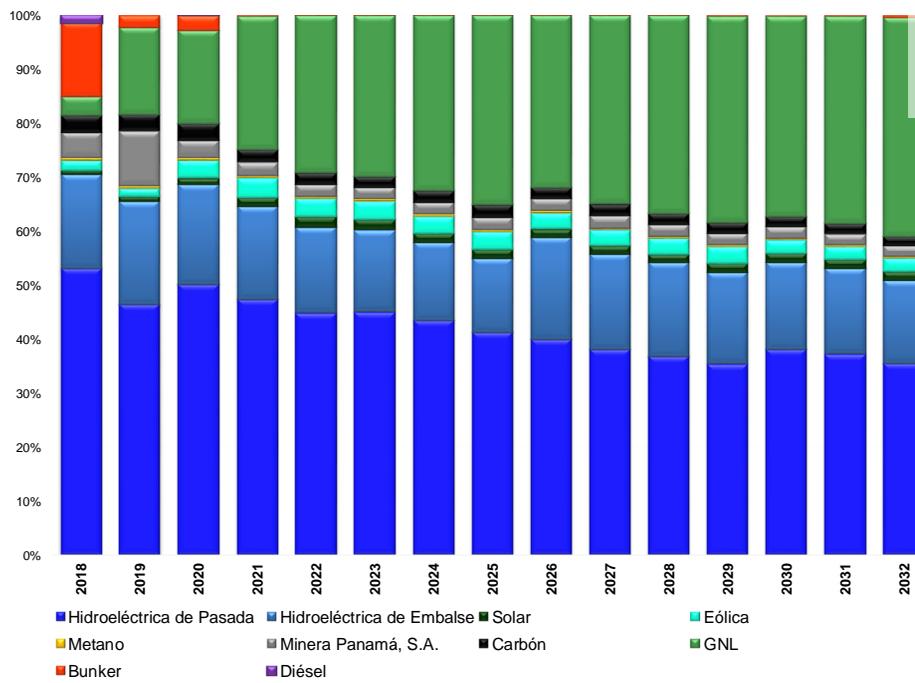
En el Gráfico 7. 6 se puede apreciar que al igual que el Escenario Referencia, las exportaciones aumentan producto de fuentes de costos variables nulos, lo que provocaría altos niveles de intercambio hacia Centroamérica.

percibir el aumento de la generación renovable no convencional con respecto al escenario de referencia. Es importante destacar que la generación proveniente de carbón tendría una disminución respecto al Escenario Referencia.

La participación de la generación se muestra en el Gráfico 7. 7. Se puede

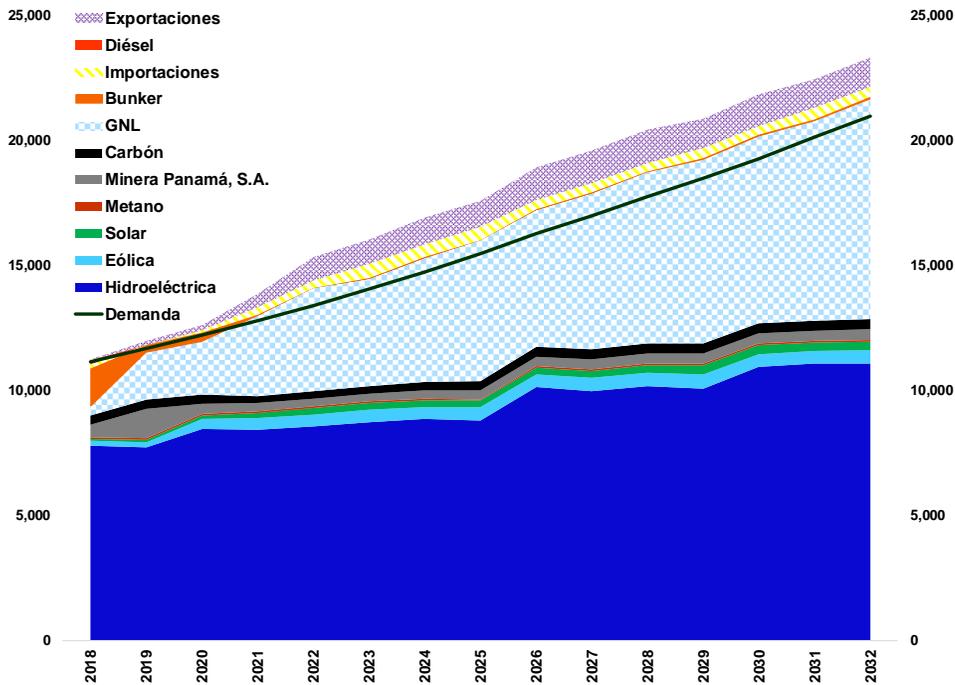


Gráfico 7. 7: Participación de Generación del Escenario Alternativo I



Referencia: (ETESA, 2018).

Gráfico 7. 8: Generación vs Demanda del Escenario Alternativo I



Referencia: (ETESA, 2018).



Escenario Alternativo II

En este escenario, al igual que los anteriores, se consideran proyectos hidroeléctricos, termoeléctricos y de fuentes renovables similares a los que se contemplan en la actualidad, y se considera un pronóstico de demanda alta al igual que una tendencia alta en el precio de los combustibles, buscando obtener las fuentes que suplirían la matriz eléctrica de generación de manera óptima.

Este Plan de Expansión de Generación se presenta en las Tabla 7. 7 y Tabla 7. 8.

El cronograma de expansión obtenido para este escenario incorpora 3052 MW de capacidad al sistema actual, donde el 13% corresponde a proyectos hidroeléctricos (411.5 MW), un 36 % a proyectos renovables (Eólicos – 507.8 MW, Solar – 578.9 MW) y el 51% restante corresponde a plantas termoeléctricas (1553.4 MW).

Tabla 7. 6: Costos del Escenario Alternativo II

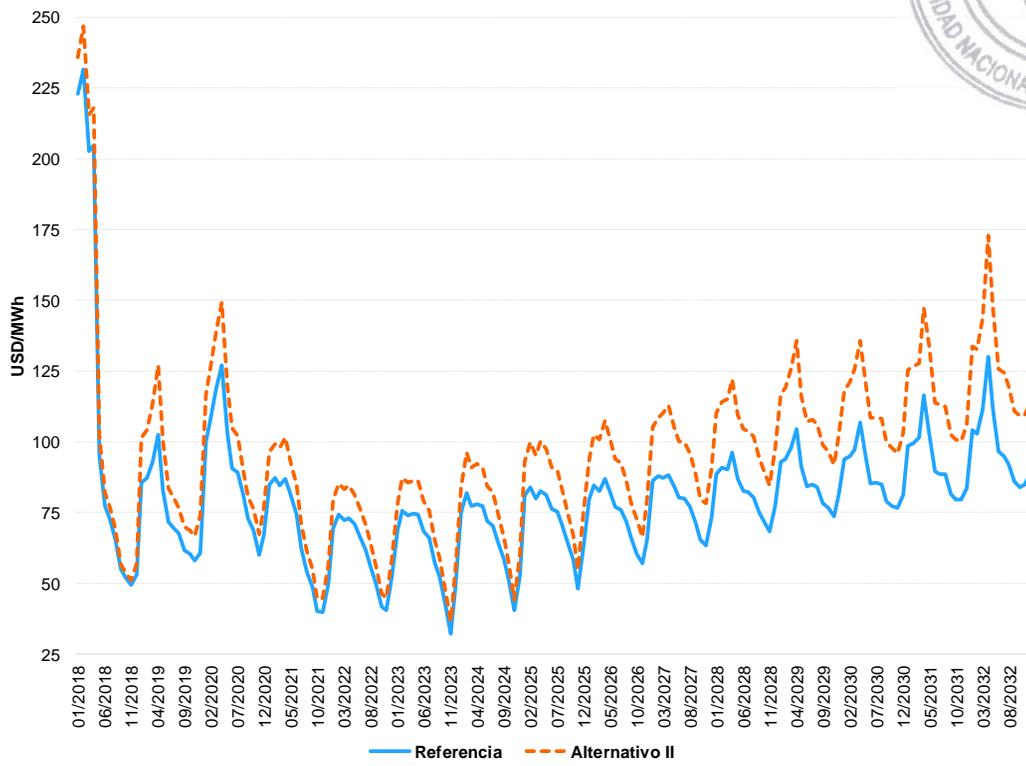
Costo	Escenario Referencia	Escenario Alternativo II
Inversión	3073.68	3497.58
Déficit	0.00	0.00
Operación	2775.38	3258.99
Ambiental	545.98	541.73
Total	6395.04	7298.30
	Diferencia	-12.38%

Referencia: (ETESA, 2018).

Realizando una comparación del CMS del caso de referencia vs el presente escenario se aprecia que cambios considerables se dan desde el año 2019, específicamente en los meses de época seca. Esta situación se presenta porque se tiene una mayor dependencia de plantas de generación termoeléctrica para suplir la demanda eléctrica, debido a la limitación de centrales hidroeléctricas; a su vez, el aumento en los precios de los combustibles provoca un aumento en los costos de operación de las centrales termoeléctricas. Los posibles costos marginales del sistema resultado del Escenario Alternativo II pueden apreciarse en el Gráfico 7. 9.



Gráfico 7. 9: Costos Marginales de Panamá del Escenario Alternativo II



Referencia: (ETESA, 2018).



Tabla 7. 7: Plan de Expansión del Escenario Alternativo II

Mes	Año	Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Hidro	Solar	Eólico	Bunker	Diesel	Carbon	GN
4	2018	Gas Natural Atlántico S de R.L.	Costa Norte I	381.00						381.00	
6	2018	SolReal Uno, S.A. (Enel Green Power Panamá, S.A.)	Estrella Solar	4.79		4.79					
6	2018	Concepto Solar, S.A.	Bejuco Solar	0.96		0.96					
7	2018	Tecnisol I, S.A.	IKAKO	10.00		10.00					
7	2018	Tecnisol III, S.A.	IKAKO II	10.00		10.00					
7	2018	Minera Panamá, S.A.	Cobre Panamá - PACO Power Plant	150.00**						150.00*	
8	2018	Solpac Investment, S.A.	Pacora II Etapa 1	3.00		3.00					
10	2018	Tecnisol II, S.A.	IKAKO I	10.00		10.00					
10	2018	Minera Panamá, S.A.	Cobre Panamá - PACO Power Plant	300.00**						150.00*	
11	2018	Tecnisol IV, S.A.	IKAKO III	10.00		10.00					
12	2018	Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G5	(33.00)					(33.00)		
12	2018	Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G6	(33.00)					(33.00)		
12	2018	Bahía Las Minas Corp.	BLM 8	(34.00)					(34.00)		
1	2019	UEP Penonomé II, S.A.	Penonome III	69.00			69.00				
1	2019	Llano Sanchez Solar Power, S.A.	Don Félix Etapa 2	7.99		7.99					
1	2019	Electron Investment	Pando	37.00		37.00					
1	2019	Hydro Caisán, S.A.	EI/Alto G4	1.17		1.17					
1	2019	Generadora de Energía Renovable, S.A.	Campo Solar La Victoria	10.00		10.00					
1	2019	Photovoltaics Investments Corp.	Ecosolar	10.00		10.00					
1	2019	Providencia Solar 1, S.A.	Providencia Solar 1, S.A.	9.95		9.95					
6	2019	Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2	0.96		0.96					
6	2019	Desarrollos Hidroeléctricos Corp.	San Andrés	9.89		9.89					
12	2019	Jaguito Solar 10 MW, S.A.	Jaguito Solar	9.99		9.99					
1	2020	Navitas Internacional, S.A.	Chuspa	8.80		8.80					
1	2020	Green Electric, S.A.	La Mata	10.00		10.00					
5	2020	Parque Eólico Toabré, S.A.	Toabré Etapa 1	60.00			60.00				
6	2020	Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2	1.92			1.92				
6	2020	Avanzalla Panamá S.A.	Solar Penonomé Etapa 1	60.00		60.00					
11	2020	Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Colorado	6.74		6.74					
11	2020	Martano Inc.	Gas To Power Panamá GTPP	458.10						458.10	
1	2021	Celsolar, S.A.	Celsia Solar Gualaca	17.30		17.30					
1	2021	Celsolar, S.A.	Celsia Solar Prudencia	21.42		21.42					
1	2021	Bajo Frio PV S.A.	Bajo Frio Solar	19.95		19.95					
1	2021	Panasolar Generation, S.A.	Panasolar Generation	9.90		9.90					
6	2021	Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2	7.08		5.16					
6	2021	Avanzalla Panamá S.A.	Solar Penonomé Etapa 2	60.00		60.00					
7	2021	Panamá NG Power, S.A.	Telfers	670.00							670.00

Nota: La central de generación Costa Norte, se encuentra en pruebas desde abril de 2018, su fecha de operación comercial está programada para septiembre de 2018.

Referencia: (ETESA, 2018).



Tabla 7. 8: Plan de Expansión del Escenario Alternativo II (continuación)

Mes	Año	Agente Generador		Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Fuente de Energía										
		Hidro	Solar			Eólico	Bunker	Diesel	Carbón	GNL						
1	2022	Helium Energy Panamá		Viento Sur	115.20											
1	2022	Consorcio ENERGYST Panama International		Energyst El Sánchez	44.33					44.33						
3	2022	Hydroeléctrica Barriles, S.A.		Cofito	5.00	5.00										
7	2022	Hydro Burica, S.A.		Burica	65.30	65.30										
7	2022	Hydroeléctrica Barriles, S.A.		Barriles	1.00	1.00										
1	2023	Empresa Nacional de Energía, S.A		La Herradura	5.48	5.48										
1	2023	Empresa Nacional de Energía, S.A		EIR.ecodo	10.01	10.01										
1	2024	Corporación de Energía del Istmo Ltd.		San Bartolo	19.44	19.44										
1	2024	Corporación de Energía del Istmo Ltd.		San Bartolo Minicentral	1.00	1.00										
1	2024			Eólico Zona Veraguas 04	108.00					108.00						
1	2024			Eólico Zona Veraguas 02	111.60					111.60						
1	2025	Hydrocológica San Andrés, S.A.		San Andrés II	7.61	7.61										
1	2025	Hydroeléctrica Tizingal S.A.		Tizingal	4.64	4.64										
1	2025			Solar Zona Herrera 01	8.00		8.00									
1	2026	Bocas del Toro Energía, S.A.		Bocas del Toro (Changuinola II)	214.76	214.76										
1	2026	Bocas del Toro Energía, S.A.		Bocas del Toro Minicentral (Changuinola II)	13.70	13.70										
1	2027			Eólico Zona Coclé 05	22.00					22.00						
1	2028			Solar Zona Chiriquí 09	19.89		19.89									
1	2028			Solar Zona Chiriquí 20	71.00		71.00									
1	2028			Solar Zona Coclé 13	9.90		9.90									
1	2030			Eólico Zona Coclé 01	22.00				22.00							
1	2030			Solar Zona Coclé 25	30.00		30.00									
1	2030			Solar Zona Chiriquí 19	52.00		52.00									
1	2030			Solar Zona Chiriquí 18	46.00		46.00									
1	2031			Solar Zona Coclé 24	10.00		10.00									
1	2031			Solar Zona Chiriquí 16	19.80		19.80									
1	2031			Solar Zona Coclé 10	10.00		10.00									
						Hidro	412		64							
						Solar	579		302							
						Eólico	508		129							
						Bunker	0		0							
						Diesel	44		0							
						Carbón	0		0							
						GNL	1509		1509							
						Total	3052		2004							
							412	64	348							
							579	302	8							
							508	129	335							
							0	0	0							
							44	0	44							
							0	0	0							
							1509	1509	0							
							3052	2004	735							

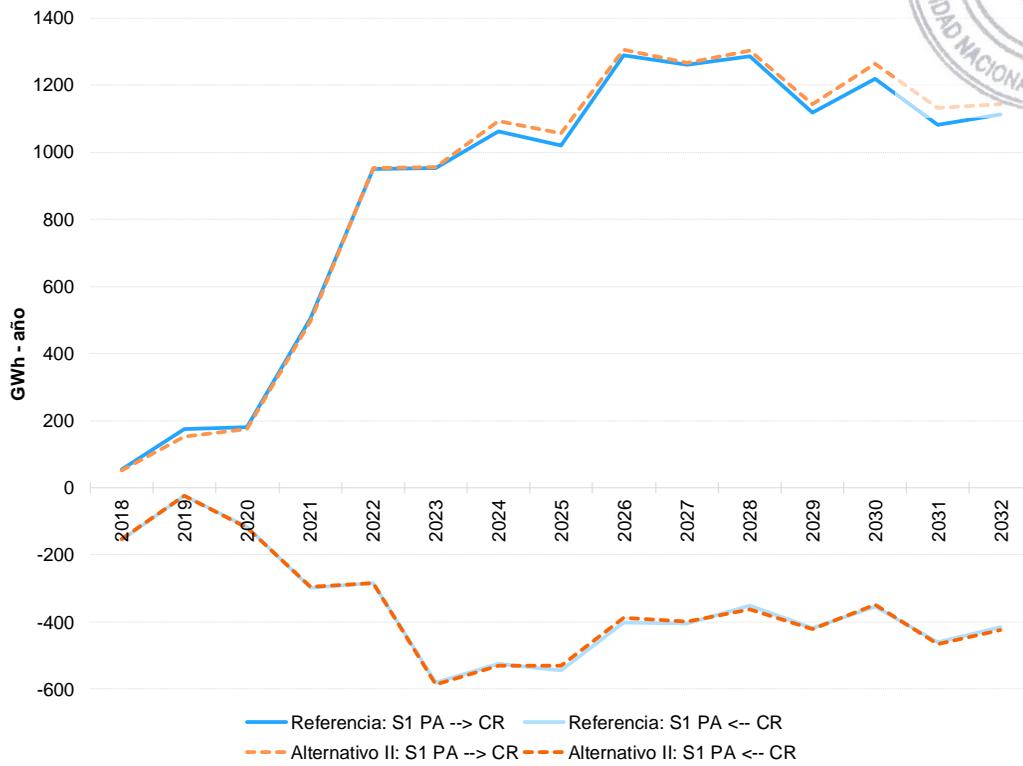
** Excedentes no firmes de Minera Panamá, S.A. (Autogenerador) estimado en 70 MW al SN Retiro de Unidades

Referencia: (ETESA, 2018).





Gráfico 7. 10: Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario Alternativo II



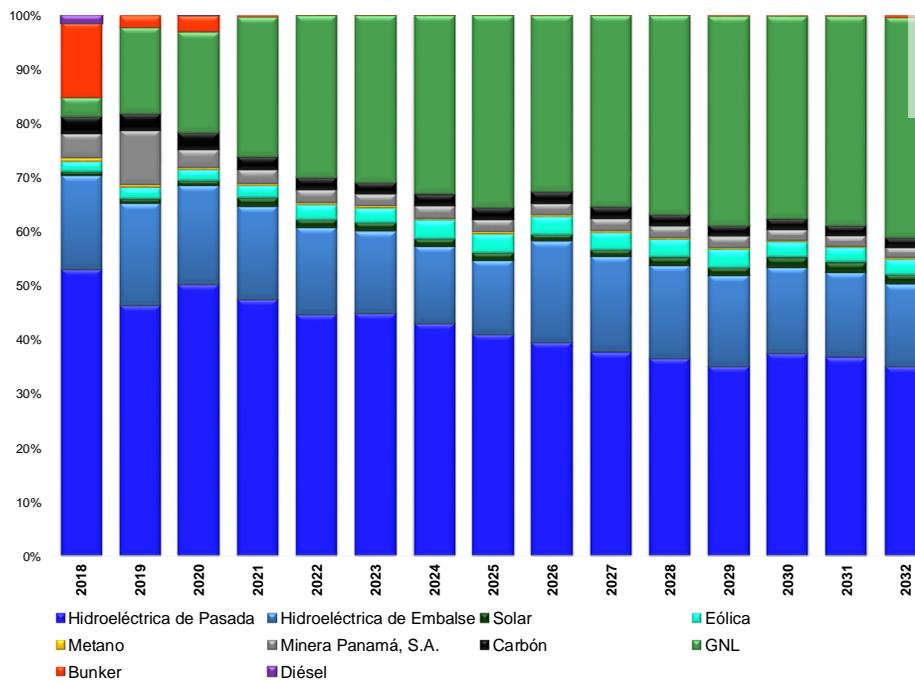
Referencia: (ETESA, 2018).

Al igual que los escenarios anteriores los costos de energía, hacen que Panamá presente una oferta de energía a precios económicamente competitivos incentivando así los intercambios de energía con Centroamérica aprovechando de esta manera la incorporación del proyecto SIEPAC, como se observa en el Gráfico 7. 10.

En el Gráfico 7. 11 se muestra la participación de la generación del sistema, apreciándose un aumento sustancial en la generación termoeléctrica a centrales de gas natural. Parte de esta generación en el caso de referencia era aportada por la central Bocas del Toro Energía a partir del año 2026.

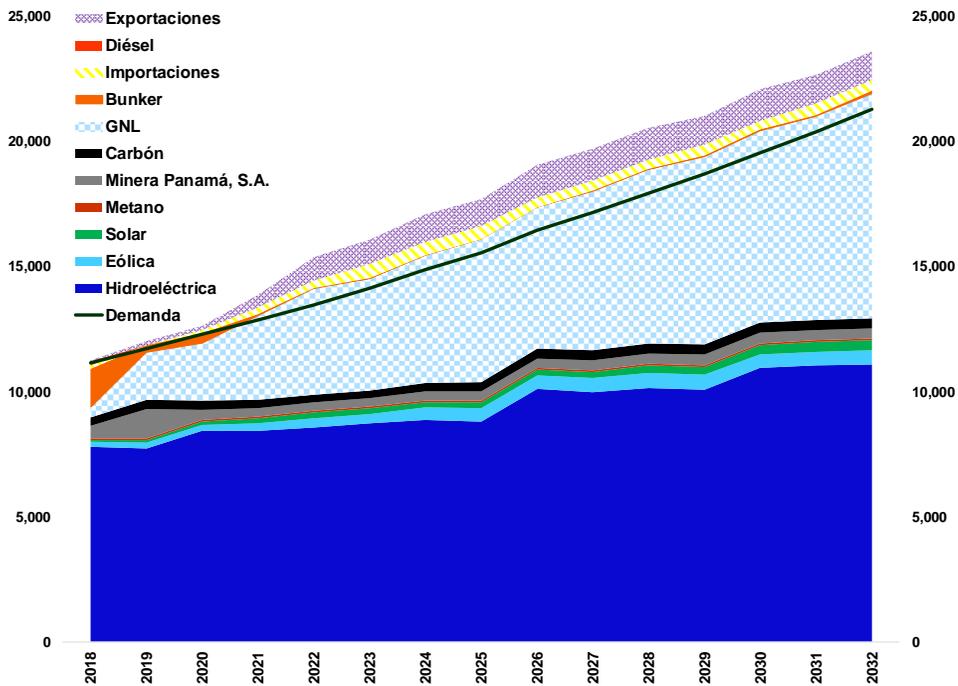


Gráfico 7. 11: Participación de Generación del Escenario Alternativo II



Referencia: (ETESA, 2018).

Gráfico 7. 12: Generación vs Demanda del Escenario Alternativo II



Referencia: (ETESA, 2018).



Escenario Alternativo III

En este escenario, en contraste al anterior, se contempla un pronóstico de demanda baja y una tendencia baja en el precio de los combustibles, con la finalidad de observar la influencia de estas proyecciones en el comportamiento del sistema.

Este Plan de Expansión de Generación se presenta en la Tabla 7. 10.

El cronograma de expansión obtenido para este escenario incorpora 2000 MW de capacidad al sistema actual, donde el 9% corresponde a proyectos hidroeléctricos (188.9 MW), un 15 % a proyectos renovables (Eólicos – 129 MW, Solar – 172.5 MW) y el 75% restante corresponde a plantas termoeléctricas (1509.1 MW).

Tabla 7. 9: Costos del Escenario Alternativo III

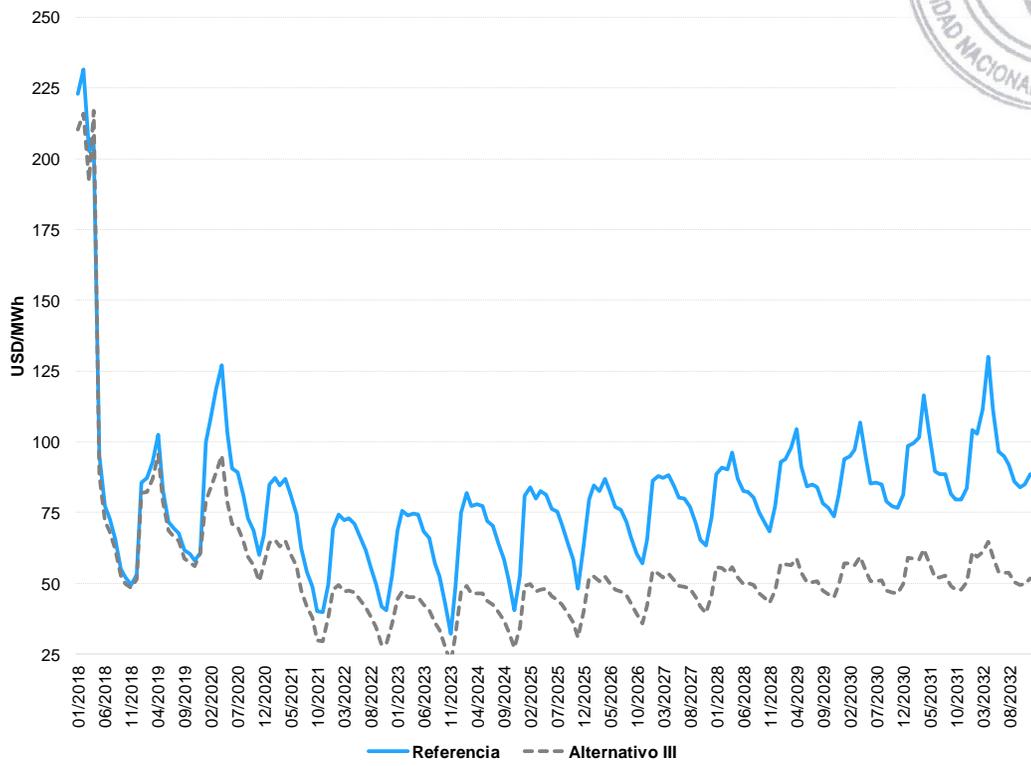
Costo	Escenario Referencia	Escenario Alternativo III
Inversión	3073.68	2686.52
Déficit	0.00	0.00
Operación	2775.38	1982.55
Ambiental	545.98	541.01
Total	6395.04	5210.08
	Diferencia	22.74%

Referencia: (ETESA, 2018).

Realizando una comparación del CMS del caso de referencia vs el presente escenario se aprecia que cambios considerables se dan a partir del año 2020, con la entrada de proyectos de energía renovable y un ciclo combinado de gas natural reduce la generación de a base de combustóleo, produciendo una reducción de los costos marginales; adicionalmente, una menor demanda energética y un bajo precio en los combustibles ocasionan una disminución en los costos operativos de las centrales termoeléctricas. Los posibles costos marginales del sistema resultado del Escenario Alternativo III pueden apreciarse en el Gráfico 7. 13.



Gráfico 7. 13: Costos Marginales de Panamá del Escenario Alternativo III



Referencia: (ETESA, 2018).



Tabla 7. 10: Plan de Expansión del Escenario Alternativo III

Mes	Año	Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Hidro	Solar	Eólico	Bunker	Diesel	Carbon	GNL
4	2018	Gas Natural Atlántico S de R.L.	Costa Norte I	381.00							381.00
6	2018	Sol Real Uno , S.A. (EnelGreen Power Panamá, S.A.)	Estrella Solar	4.79		4.79					
6	2018	Concepto Solar, S.A.	Bejuco Solar	0.96		0.96					
7	2018	Tecnisol I, S.A.	IKAKO I	10.00		10.00					
7	2018	Tecnisol III, S.A.	IKAKO II	10.00		10.00					
7	2018	Minera Panamá, S.A.	Cobre Panamá - PACO Power Plant	150.00**						150.00*	
8	2018	Solpac Investment, S.A.	Pacora II Etapa 1	3.00		3.00					
10	2018	Tecnisol II, S.A.	IKAKO I	10.00		10.00					
10	2018	Minera Panamá, S.A.	Cobre Panamá - PACO Power Plant	300.00**						150.00*	
11	2018	Tecnisol IV, S.A.	IKAKO III	10.00		10.00					
12	2018	Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G5	(33.00)					(33.00)		
12	2018	Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G6	(33.00)					(33.00)		
12	2018	Bahía Las Minas Corp.	BLM 8	(34.00)					(34.00)		
1	2019	UEP Penonomé II, S.A.	Penonome III	69.00			69.00				
1	2019	Liano Sanchez Solar Power, S.A.	Don Félix Etapa 2	7.99		7.99					
1	2019	Electron Investment	Pando	37.00		37.00					
1	2019	Hydro Caisán, S.A.	EiAlto G4	1.17		1.17					
6	2019	Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2	0.96		0.96					
6	2019	Desarrollos Hidroeléctricos Corp.	San Andres	9.89		9.89					
12	2019	Jagüito Solar 10 MW, S.A.	Jagüito Solar	9.99		9.99					
1	2020	Navitas Internacional, S.A.	Chuspa	8.80		8.80					
5	2020	Parque Eólico Toabré, S.A.	Toabré Etapa 1	60.00		60.00					
6	2020	Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2	1.92		1.92					
6	2020	Avanzalla Panamá S.A.	Solar Penonomé Etapa 1	60.00		60.00					
11	2020	Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Colorado	6.74		6.74					458.10
11	2020	Martano Inc.	Gas To Power Panamá GTPP	458.10							
1	2021	Celsolar, S.A.	Celsia Solar Guialaca	17.30		17.30					
1	2021	Celsolar, S.A.	Celsia Solar Prudencia	21.42		21.42					
6	2021	Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2	7.08		7.08					
6	2021	Avanzalla Panamá S.A.	Solar Penonomé Etapa 2	60.00		60.00					
7	2021	Panamá NG Power, S.A.	Telfers	670.00							670.00
7	2022	Hidro Burica, S.A.	Burica	65.30		65.30					
				Hidro	189		124				0
				Solar	173		173				0
				Eólico	129		129				0
				Bunker	0		0	2022-2026			0
				Diesel	0		0				0
				Carbon	0		0				0
				GNL	1509		1509				0
				Total	1999.53		1934				0

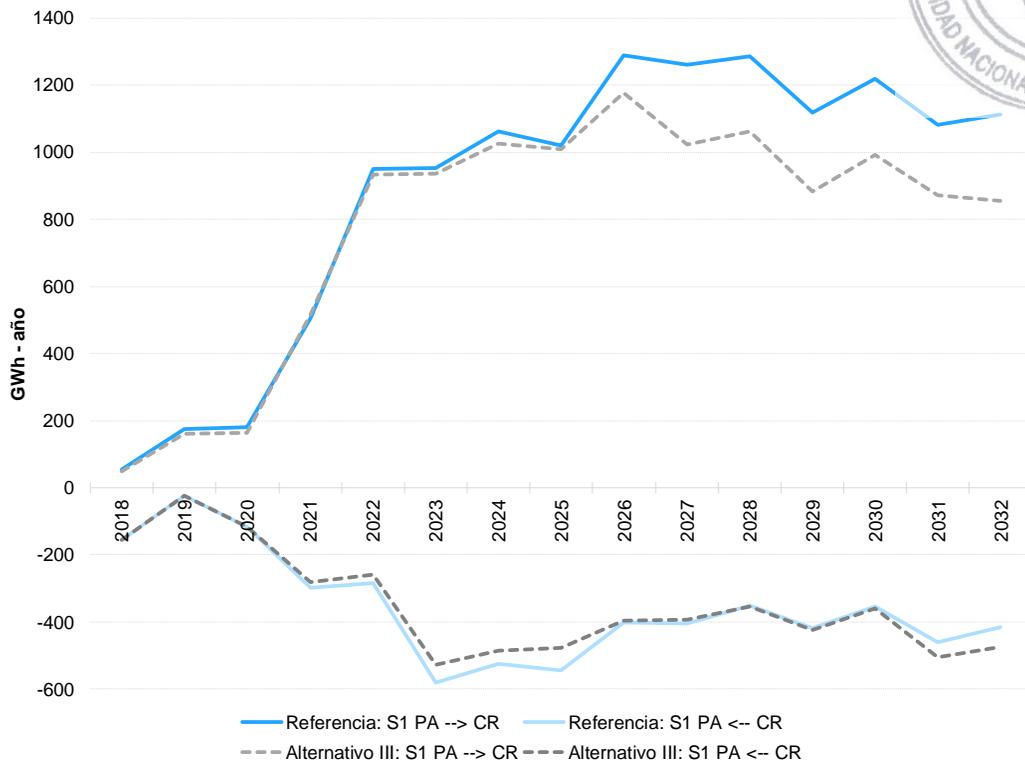
** Excedentes no firmes de Minera Panamá, S.A. (Autogenerador) estimado en 70 MW al SIN Retiro de Unidades

Nota: La central de generación Costa Norte, se encuentra en pruebas desde abril de 2018, su fecha de operación comercial está programada para septiembre de 2018.
Referencia: (ETESA, 2018).





Gráfico 7. 14: Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario Alternativo III



Referencia: (ETESA, 2018).

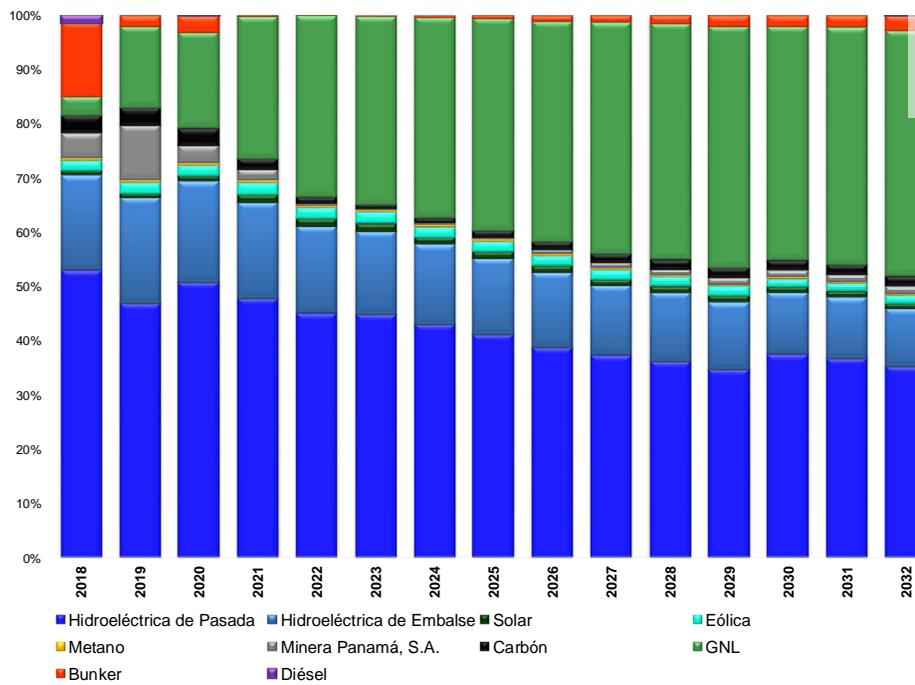
Al igual que los escenarios anteriores los costos de energía, hacen que Panamá presente una oferta de energía a precios económicamente competitivos incentivando así los intercambios de energía con Centroamérica aprovechando de esta manera la incorporación del proyecto SIEPAC, como se observa en el Gráfico 7. 14. Sin embargo, se observa que a partir del año 2026 el

nivel de exportaciones disminuye con respecto al escenario de referencia.

En el Gráfico 7. 15 se muestra la participación de la generación del sistema, apreciándose un aumento sustancial en la generación termoeléctrica a centrales de gas natural y de búnker, principalmente en los últimos ocho años.

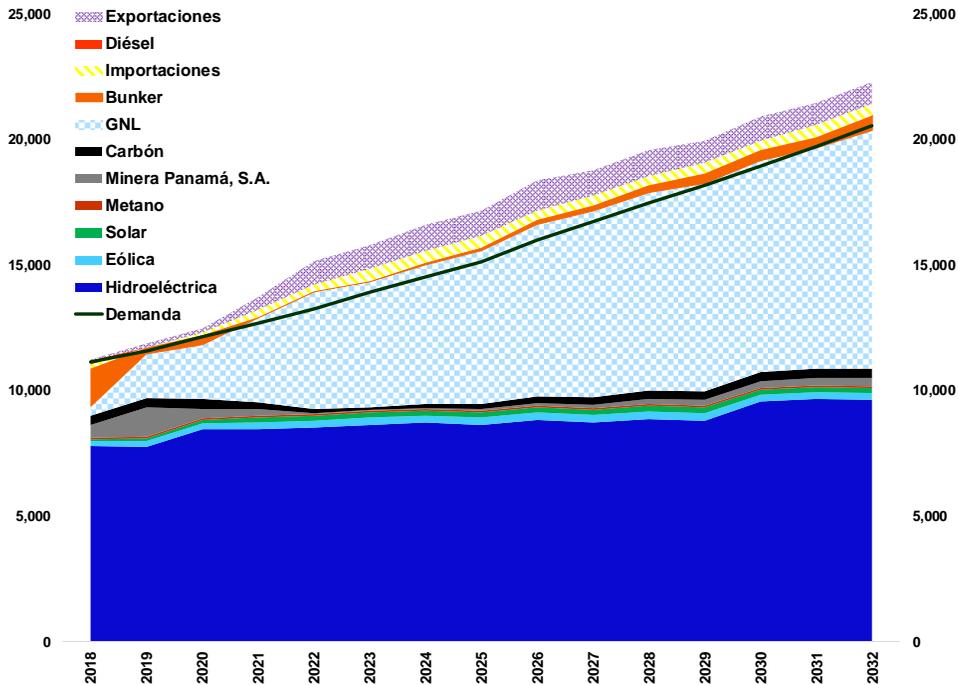


Gráfico 7. 15: Participación de Generación del Escenario Alternativo III



Referencia: (ETESA, 2018).

Gráfico 7. 16: Generación vs Demanda del Escenario Alternativo III



Referencia: (ETESA, 2018).



Escenario Alternativo IV

En este escenario se utiliza las mismas proyecciones de demanda y de precios de combustibles del escenario de Referencia, y supone que las turbinas y los ciclos combinados del plantel futuro de gas natural (Telfer y Martano) compiten, a partir del año 2022.

Este Plan de Expansión de Generación se presenta en las Tabla 7. 12 y Tabla 7. 13.

El cronograma de expansión obtenido para este escenario incorpora 2642 MW de capacidad al sistema actual, donde el 17% corresponde a proyectos hidroeléctricos (437.64 MW), un 24 % a proyectos renovables (Eólicos – 355.8 MW, Solar – 295.4 MW) y el 59% restante corresponde a plantas termoeléctricas (1553.4 MW).

Tabla 7. 11: Costos del Escenario Alternativo IV

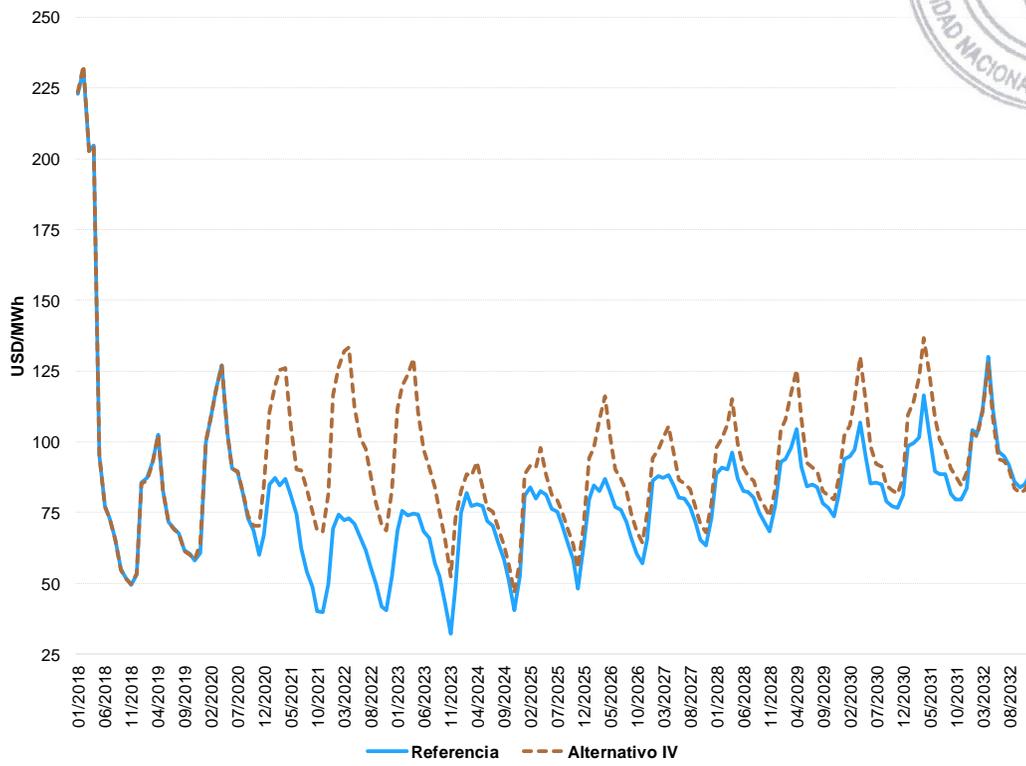
Costo	Escenario Referencia	Escenario Alternativo IV
Inversión	3073.68	2695.04
Déficit	0.00	0.00
Operación	2775.38	2541.82
Ambiental	545.98	511.13
Total	6395.04	5747.99
	Diferencia	11.26%

Referencia: (ETESA, 2018).

Realizando una comparación del CMS del caso de referencia vs el presente escenario se aprecia que el costo marginal no muestra variación alguna sino hasta el año 2021; a partir del año 2024 (fecha en que ingresa la central Telfers) el CMS vuelve a tener el comportamiento similar al del escenario de referencia, aunque ligeramente superior; con la entrada de la central Martano para el año 2032, el CMS de los dos escenarios vuelve a ser igual. Los posibles costos marginales del sistema resultado del Escenario Alternativo II pueden apreciarse en el Gráfico 7. 17.



Gráfico 7. 17: Costos Marginales de Panamá del Escenario Alternativo IV



Referencia: (ETESA, 2018).



Tabla 7. 12: Plan de Expansión del Escenario Alternativo IV

Mes	Año	Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Hidro	Solar	Eólico	Bunker	Diesel	Carbon	GN
4	2018	Gas Natural Atlántico S de R.L.	Costa Norte I	381.00							381.00
6	2018	Sol Real Uno , S.A. (Enel Green Power Panamá, S.A.)	Estrella Solar	4.79		4.79					
6	2018	Concepto Solar, S.A.	Bejuco Solar	0.96		0.96					
7	2018	Tecnisol I, S.A.	IKAKO	10.00		10.00					
7	2018	Tecnisol III, S.A.	IKAKO II	10.00		10.00					
7	2018	Minera Panamá, S.A.	Cobre Panamá - PACO Power Plant	150.00**						150.00*	
8	2018	Solpac Investment, S.A.	Pacora II Etapa 1	3.00		3.00					
10	2018	Tecnisol II, S.A.	IKAKO I	10.00		10.00					
10	2018	Minera Panamá, S.A.	Cobre Panamá - PACO Power Plant	300.00**						150.00*	
11	2018	Tecnisol IV, S.A.	IKAKO III	10.00		10.00					
12	2018	Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G5	(33.00)					(33.00)		
12	2018	Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G6	(33.00)					(33.00)		
12	2018	Bahía Las Minas Corp.	BLM 8	(34.00)					(34.00)		
1	2019	UEP Penonomé II, S.A.	Penonome III	69.00			69.00				
1	2019	Llano Sanchez Solar Power, S.A.	Don Félix Etapa 2	7.99		7.99					
1	2019	Electron Investment	Pando	37.00	37.00						
1	2019	Hydro Caisán, S.A.	EiAlto G4	1.17	1.17						
1	2019	Photovoltaics Investments Corp.	Ecosolar	10.00		10.00					
1	2019	Providencia Solar 1, S.A.	Providencia Solar 1, S.A.	9.95		9.95					
6	2019	Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2	0.96		0.96					
6	2019	Desarrollos Hidroeléctricos Corp.	San Andres	9.89	9.89						
12	2019	Jaguito Solar 10 MW, S.A.	Jaguito Solar	9.99		9.99					
1	2020	Navitas Internacional, S.A.	Chuspa	8.80	8.80						
1	2020	Empresa Nacional de Energía, S.A.	La Herradura	5.48	5.48						
1	2020	Bajo Frio PV S.A.	Bajo Frio Solar	19.95		19.95					
1	2020	Generadora de Energía Renovable, S.A.	Campo Solar La Victoria	10.00		10.00					
5	2020	Parque Eólico Toabré, S.A.	Toabré Etapa 1	60.00			60.00				
6	2020	Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2	1.92							
6	2020	Avanzalla Panamá S.A.	Solar Penonomé Etapa 1	60.00		60.00					
11	2020	Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Colorado	6.74	6.74						
1	2021	Celsolar, S.A.	Celsia Solar Gualaca	17.30		17.30					
1	2021	Celsolar, S.A.	Celsia Solar Prudencia	21.42		21.42					
1	2021	Los Naranjos Overseas, S.A.	EiSindigo	10.00	10.00						
1	2021		Solar Zona Cocle 09	5.00		5.00					
1	2021		Solar Zona Herrera 01	8.00		8.00					
6	2021	Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2	7.08		7.08					
6	2021	Avanzalla Panamá S.A.	Solar Penonomé Etapa 2	60.00		60.00					
1	2022	Helium Energy Panamá	Viento Sur	115.20	115.20						

Nota: La central de generación Costa Norte, se encuentra en pruebas desde abril de 2018, su fecha de operación comercial está programada para septiembre de 2018.
Referencia: (ETESA, 2018).





Tabla 7. 13: Plan de Expansión del Escenario Alternativo IV (continuación)

Mes	Año	Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Retiro de Unidades						
					Hidro	Solar	Eólico	Bunker	Diesel	GNL	
1	2022	Consorcio ENERGYT Panama International	Energyst El Sánchez	44.33							
3	2022	Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Cofito	5.00	5.00				44.33		
7	2022	Hidro Burica, S.A.	Burica	65.30	65.30						
7	2022	Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Barriles	1.00	1.00						
1	2024	Panamá NG Power, S.A	Telfers	670.00							670.00
1	2027	Bocas del Toro Energía, S.A.	Bocas del Toro (Changuinola II)	214.76	214.76						
1	2027	Bocas del Toro Energía, S.A.	Bocas del Toro Minicentral (Changuinola II)	13.70	13.70						
1	2029	Corporación de Energía del Istmo Ltd.	San Bartolo	19.44	19.44						
1	2029	Corporación de Energía del Istmo Ltd.	San Bartolo Minicentral	1.00	1.00						
1	2030	Martano Inc.	Eólico Zona Veraguas 02	111.60		111.60					
1	2032	Empresa Nacional de Energía, S.A	Gas To Power Panamá GTPP	458.10							458.10
1	2032	Empresa Nacional de Energía, S.A	EIR ecodo	10.01	10.01						
1	2032	Panama Hydroelectrical Development Co. S.A.	Santa Maria 82	28.35	28.35						
				Hidro	438						287
				Solar	295						0
				Eólico	356						112
				Bunker	0						0
				Diesel	44						0
				Carbón	0						0
				GNL	1509						458
				Total	2642						857

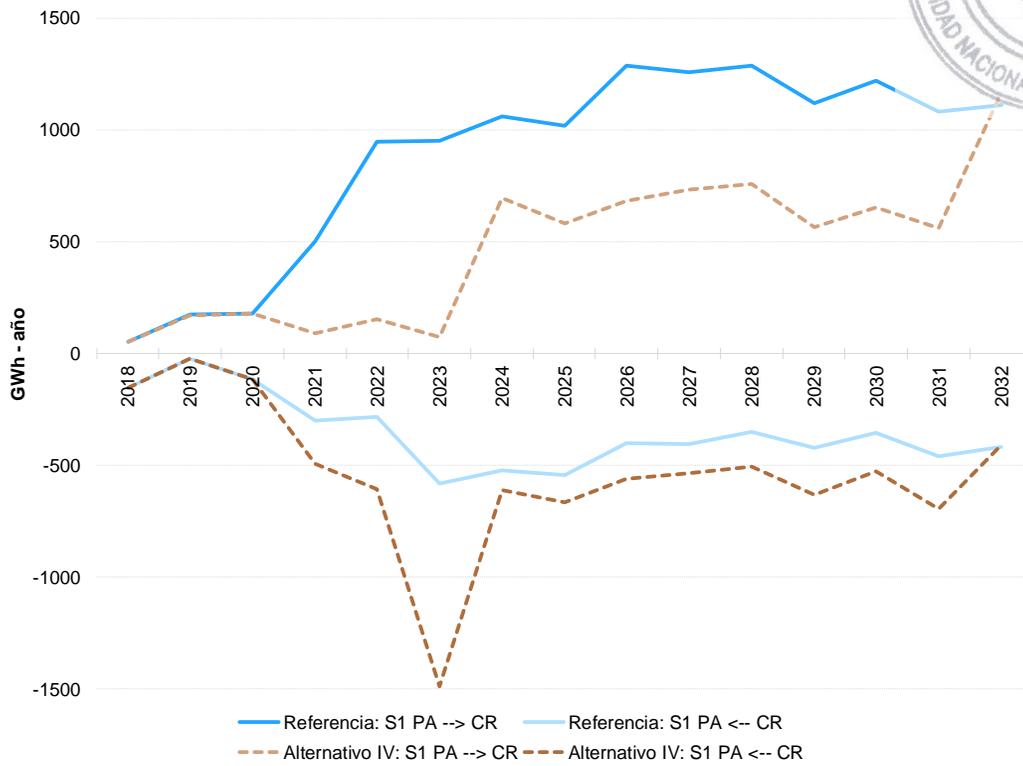
** Excedentes no firmes de Minera Panamá, S.A. (Autogenerador) estimado en 70 MW al SN

Referencia: (ETESA, 2018).





Gráfico 7. 18: Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario Alternativo IV



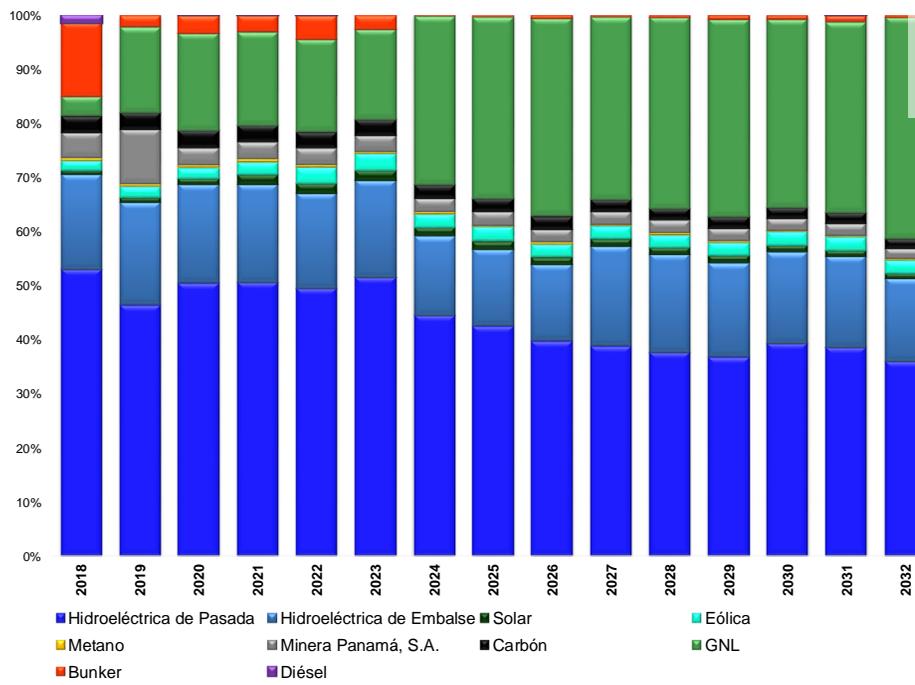
Referencia: (ETESA, 2018).

Al igual que los escenarios anteriores los costos de energía, hacen que Panamá presente una oferta de energía a precios económicamente competitivos incentivando así los intercambios de energía con Centroamérica aprovechando de esta manera la incorporación del proyecto SIEPAC, como se observa en el Gráfico 7. 18.

En el Gráfico 7. 19 se muestra la participación de la generación del sistema, apreciándose un aumento sustancial en la generación termoeléctrica a centrales de búnker producto de la ausencia de los proyectos Telfers y Martano para los primeros años, hasta el año 2024.

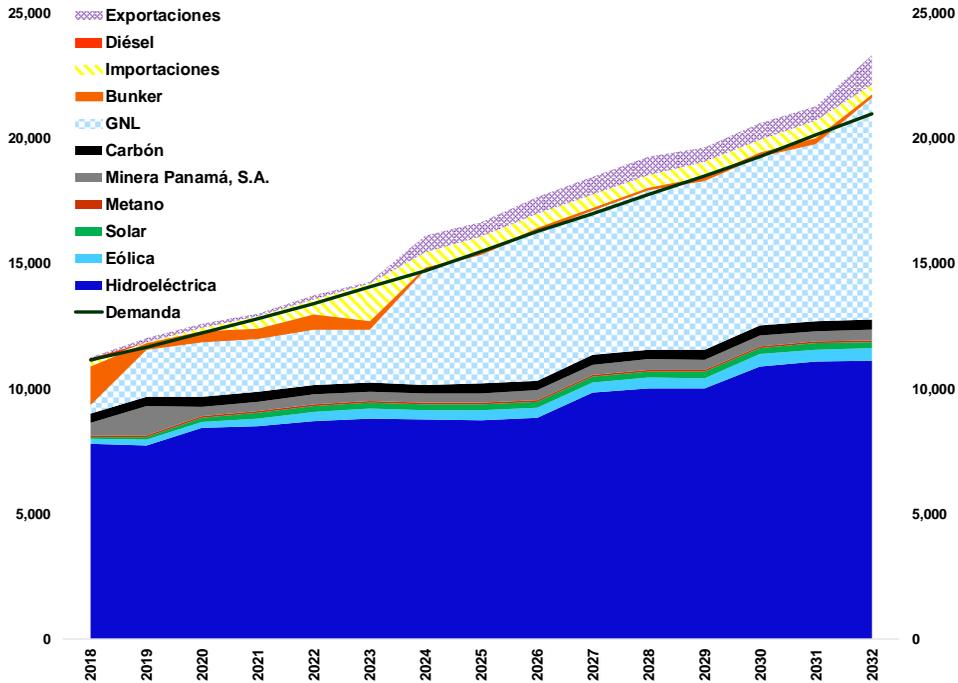


Gráfico 7. 19: Participación de Generación del Escenario Alternativo IV



Referencia: (ETESA, 2018).

Gráfico 7. 20: Generación vs Demanda del Escenario Alternativo IV



Referencia: (ETESA, 2018).



Análisis de las Sensibilidades

Con la finalidad de evaluar el comportamiento del Escenario Referencia, se elaboraron distintas sensibilidades, mediante las cuales se evaluará la robustez de la propuesta de expansión. Análisis que pueden dar señales para la toma de decisiones y políticas de Estado, de forma tal que garantizan el suministro de energía y potencia, cumpliendo con los criterios de Calidad, Seguridad y Confiabilidad establecidos. Dichas sensibilidades se muestran en la Tabla 7. 14.



744



Tabla 7. 14: Sensibilidades Analizadas

Agente Generador	Nombre	Fuente	Capacidad Instalada (MW)	Escenario Referencia		Sensibilidades										
				Mes	Año	A	B	C	D	E	F					
Gas Natural Atlantico S de R.L.	Costa Norte I	Gas Natural	381.00	4	2018											
Soi Real Uno , S.A. (Enel Green Power Panamá, S.A.)	Estrella Solar	Solar Fotovoltaica	4.79	6	2018											
Concepto Solar, S.A.	Bejuco Solar	Solar Fotovoltaica	0.96	6	2018											
Tecnisol I, S.A.	IKAKO	Solar Fotovoltaica	10.00	7	2018											
Tecnisol III, S.A.	IKAKO II	Solar Fotovoltaica	10.00	7	2018											
Minera Panamá, S.A.	Cobre Panamá - PACO Power Plant	Carbon (bituminoso)	150.00*	7	2018											
Sozac Investment, S.A.	Pacora II Etapa 1	Solar Fotovoltaica	3.00	8	2018											
Tecnisol II, S.A.	IKAKO I	Solar Fotovoltaica	10.00	10	2018											
Minera Panamá, S.A.	Cobre Panamá - PACO Power Plant	Carbon (bituminoso)	300.00**	10	2018											
Tecnisol IV, S.A.	IKAKO III	Solar Fotovoltaica	10.00	11	2018											
Bahia Las Minas Corp.	J. Brown G5	Diesel (No. 2 fuel oil)	(63.00)	12	2018											
Bahia Las Minas Corp.	J. Brown G6	Diesel (No. 2 fuel oil)	(33.00)	12	2018											
Bahia Las Minas Corp.	BLM 8	Diesel (No. 2 fuel oil)	(34.00)	12	2018											
UEP Penonomé II, S.A.	Penonomé III	Eólica	69.00	1	2019											
Llano Sanchez Solar Power, S.A.	Don Félix Etapa 2	Solar Fotovoltaica	7.99	1	2019											
Electron Investment	Pando	Hidroeléctrica de Pasada	37.00	1	2019											
Hydro Caisán, S.A.	El Alto G4	Hidroeléctrica de Pasada	1.17	1	2019											
Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2	Solar Fotovoltaica	0.96	6	2019											
Desarrollos Hidroeléctricos Corp.	San Andrés	Hidroeléctrica de Pasada	9.89	6	2019											
Jaguito Solar-10 MW, S.A.	Jaguito Solar	Hidroeléctrica de Pasada	9.99	12	2019											
Navitas Internacional, S.A.	Chuspa	Eólica	8.80	1	2020											
Parque Eólico Toabré, S.A.	Toabré Etapa 1	Eólica	60.00	5	2020											
Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2	Solar Fotovoltaica	1.92	6	2020											
Avanzalla Panamá S.A.	Farallón Solar 2	Solar Fotovoltaica	60.00	6	2020											
Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Colorado	Hidroeléctrica de Pasada	6.74	11	2020											
Martano Inc.	Gas To Power Panamá GTTP	Gas Natural	488.10	11	2020											
Celsolar, S.A.	Celsia Solar Gualaca	Solar Fotovoltaica	17.30	1	2021											
Celsolar, S.A.	Celsia Solar Prudencia	Solar Fotovoltaica	21.42	1	2021											
Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2	Solar Fotovoltaica	7.08	6	2021											
Avanzalla Panamá S.A.	Solar Penonomé Etapa 2	Solar Fotovoltaica	60.00	6	2021											
Panamá NG Power, S.A.	Telfers	Gas Natural	670.00	7	2021											
Helium Energy Panamá	Viento Sur	Eólica	115.20	1	2022											
Consorcio ENERGYST Panama International	Energyst El Sánchez	Diesel (No. 2 fuel oil)	44.33	1	2022											
Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Coito	Hidroeléctrica de Pasada	5.00	3	2022											
Hidro Burica, S.A.	Burica	Hidroeléctrica de Pasada	65.30	7	2022											
Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Barriles	Hidroeléctrica de Pasada	1.00	7	2022											
Bocas del Toro Energía, S.A.	Bocas del Toro (Changuinola II)	Hidroeléctrica de Pasada	214.76	1	2026											
Bocas del Toro Energía, S.A.	Bocas del Toro Minicentral (Changuinola II)	Hidroeléctrica de Pasada	13.70	1	2026											

** Excedentes no firmes de Minera Panamá, S.A. (Autogenerador) estimado en 70 MW al SIN Retiro de Unidades

Nota: La central de generación Costa Norte, se encuentra en pruebas desde abril de 2018, su fecha de operación comercial está programada para septiembre de 2018.
Referencia: (ETESA, 2018).





Sensibilidad A

En esta sensibilidad se analizan los efectos de una proyección optimista (alta) de los precios de combustibles fósiles en la operación del sistema. Para la construcción de esta sensibilidad se utilizó la misma

proyección de costos de los combustibles (carbón, bunker y diésel) en todos los países.



Tabla 7. 15: Costos de Sensibilidad A

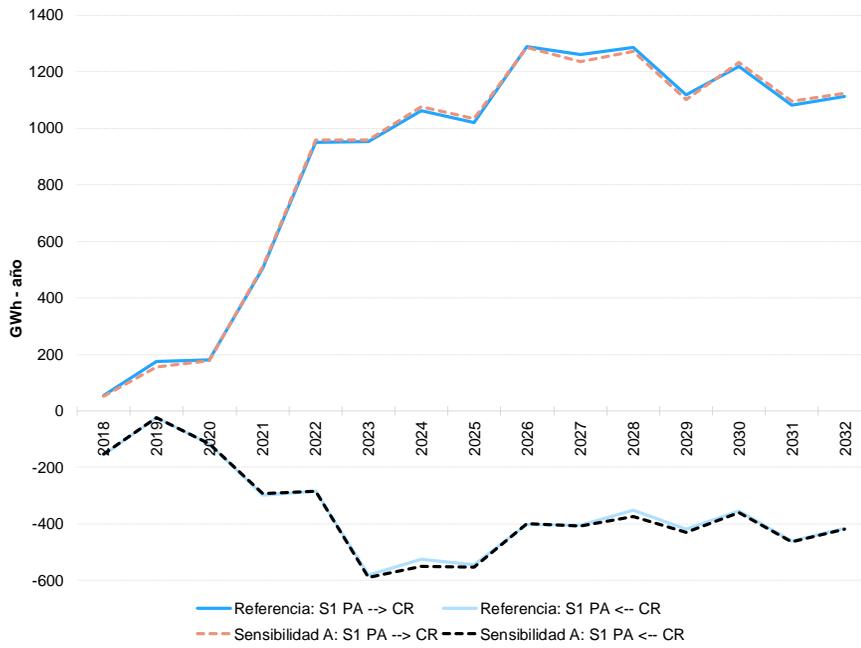
Costo	Escenario Referencia	Sensibilidad A
Inversión	3073.68	3073.68
Déficit	0.00	0.00
Operación	2775.38	3310.73
Ambiental	545.98	546.29
Total	6395.04	6930.70
	Diferencia	-7.73%

Referencia: (ETESA, 2018).

En cuanto a los intercambios entre Panamá y el resto de Centroamérica, como indica el Gráfico 7. 21, se presentan exportaciones de energía similares o inferiores en la mayoría de los años evaluados, producto de mayores costos ocasionados por el incremento de combustibles fósiles. Es necesario resaltar el hecho de que al considerar una variación en los precios de los combustibles fósiles solamente y debido a que la matriz energética de los otros países incluye plantas similares a la de Panamá, se producen variaciones en el comportamiento de las exportaciones e importaciones de energía con respecto al caso original en algunos años, pero insignificantes.



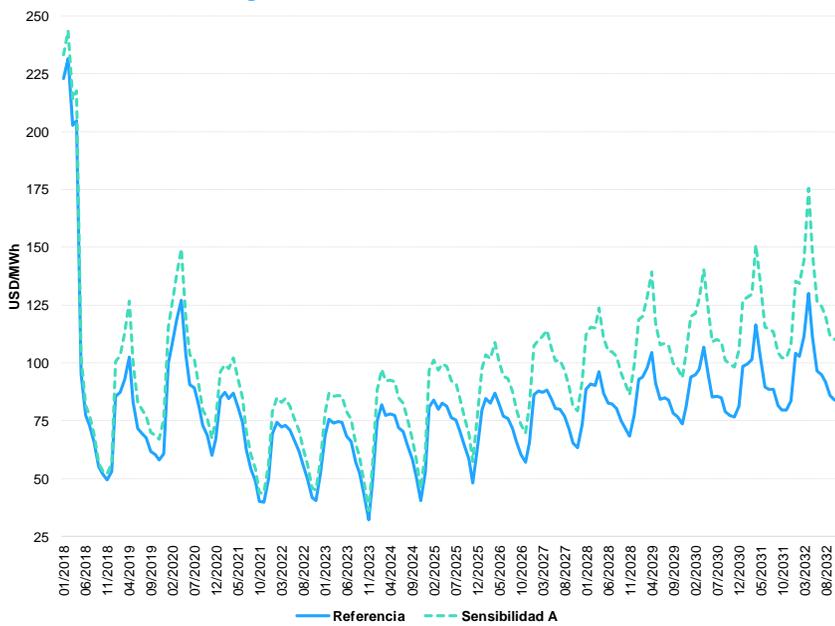
Gráfico 7. 21: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad A



Referencia: (ETESA, 2018).

Como se puede apreciar en el Gráfico 7. 22, los costos marginales resultan superiores a los del caso original. La diferencia entre ambos es mayor para todos los años del estudio.

Gráfico 7. 22: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad A

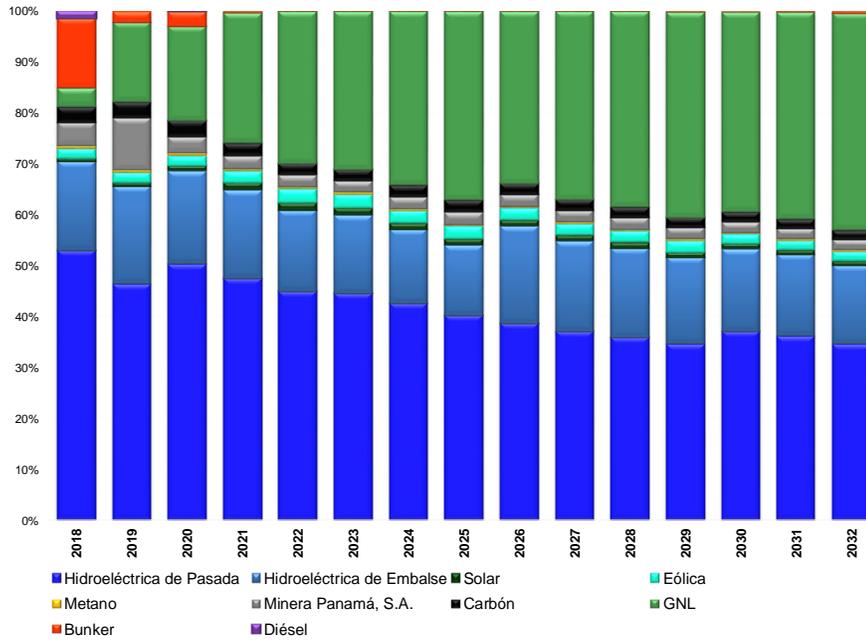


Referencia: (ETESA, 2018).



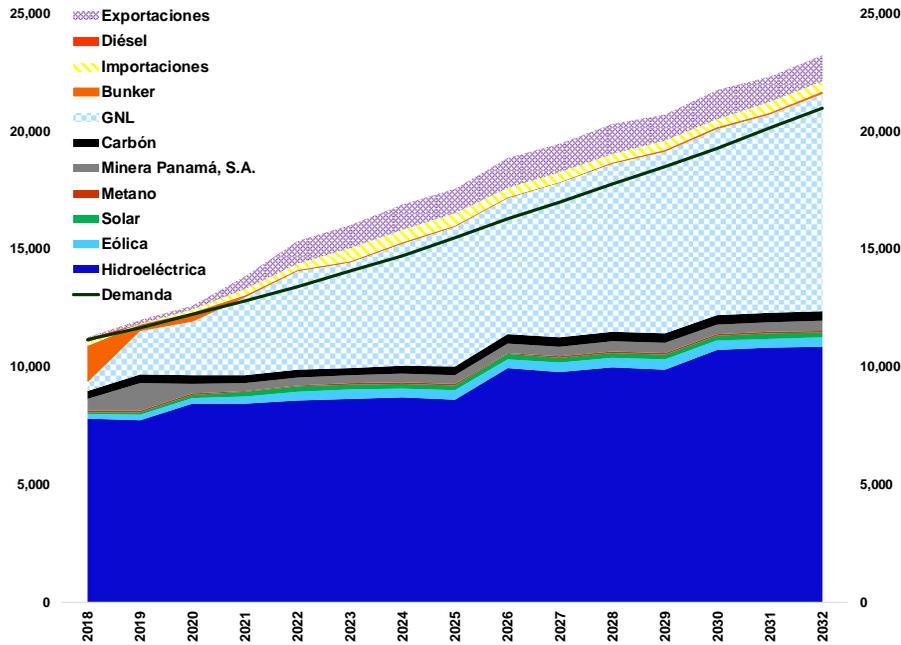
En el Gráfico 7. 23 se muestra el comportamiento de la matriz energética del sistema de darse esta sensibilidad.

Gráfico 7. 23: Participación de Generación de la Sensibilidad A



Referencia: (ETESA, 2018).

Gráfico 7. 24: Generación vs Demanda de la Sensibilidad A



Referencia: (ETESA, 2018).



Sensibilidad B

En esta sensibilidad se considera una proyección de precios de combustibles bajos en el sistema de generación en Panamá.

Tomado en cuenta las constantes y drásticas variaciones que tiene el precio de los combustibles derivados del petróleo a causa de la especulación, el exceso de crudo en el mercado por nuevos actores (Irán,

fracking), inversiones paralizadas, países emergentes en crisis y temor a una nueva crisis global u otras situaciones que pudieran conllevar una disminución en el precio del combustible, se evalúa en este escenario el efecto que tendría este hecho en el sistema eléctrico de Panamá.

Tabla 7. 16: Costos de Sensibilidad B

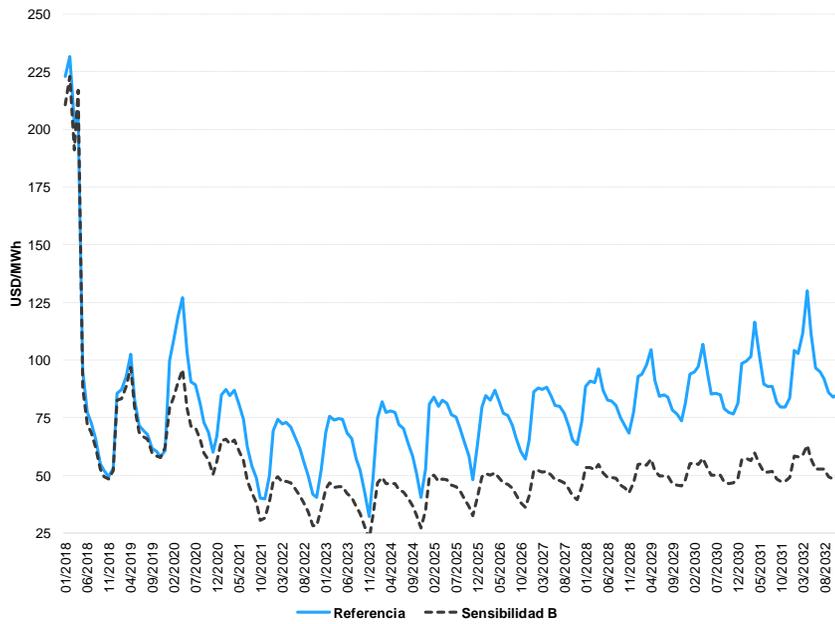
Costo	Escenario Referencia	Sensibilidad B
Inversión	3073.68	3073.68
Déficit	0.00	0.00
Operación	2775.38	1930.03
Ambiental	545.98	531.13
Total	6395.04	5534.84
	Diferencia	15.54%

Referencia: (ETESA, 2018).

El Gráfico 7. 25 refleja una reducción del CMS a partir del año 2020, con la entrada de grandes proyectos termoeléctricos a base de gas natural. Al considerar una proyección de precios de combustibles bajos en comparación con el Escenario de Referencia, los costos operativos de las centrales termoeléctricas disminuyen, efecto reflejado en el despacho donde al ser estas más competitivas que las demás centrales termoeléctricas, conllevan a una reducción en el costo marginal del sistema.



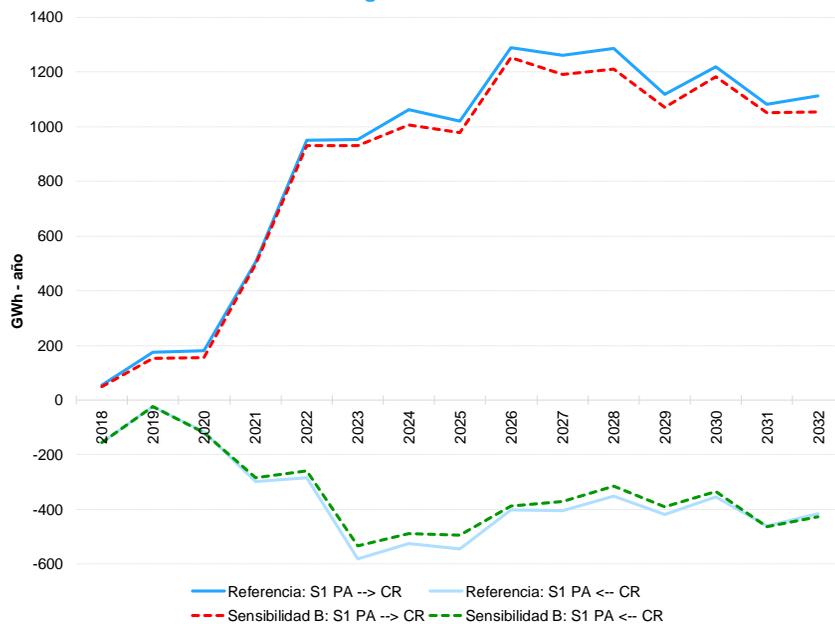
Gráfico 7. 25: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad B



Referencia: (ETESA, 2018).

La reducción en el CMS, no provoca cambios considerables en el comportamiento de los intercambios de energía con respecto al escenario de Referencia. (ver Gráfico 7. 26).

Gráfico 7. 26: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad B

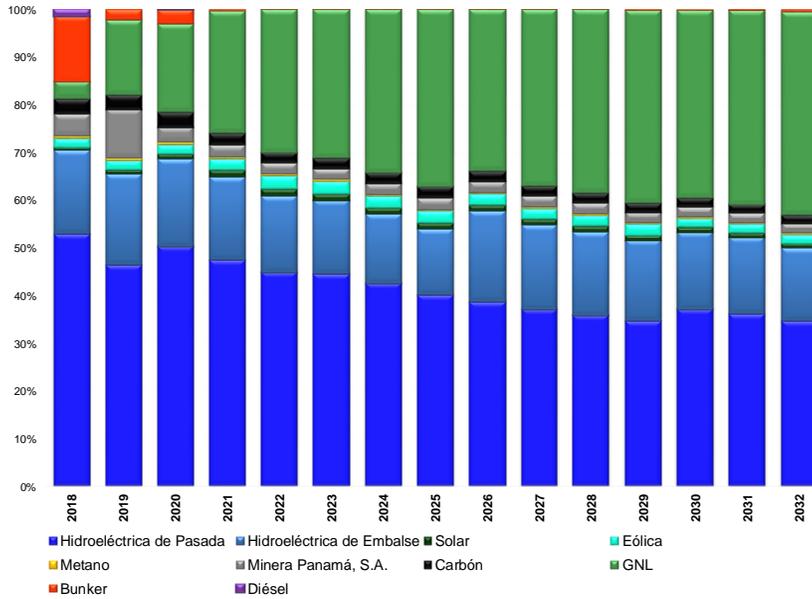


Referencia: (ETESA, 2018).



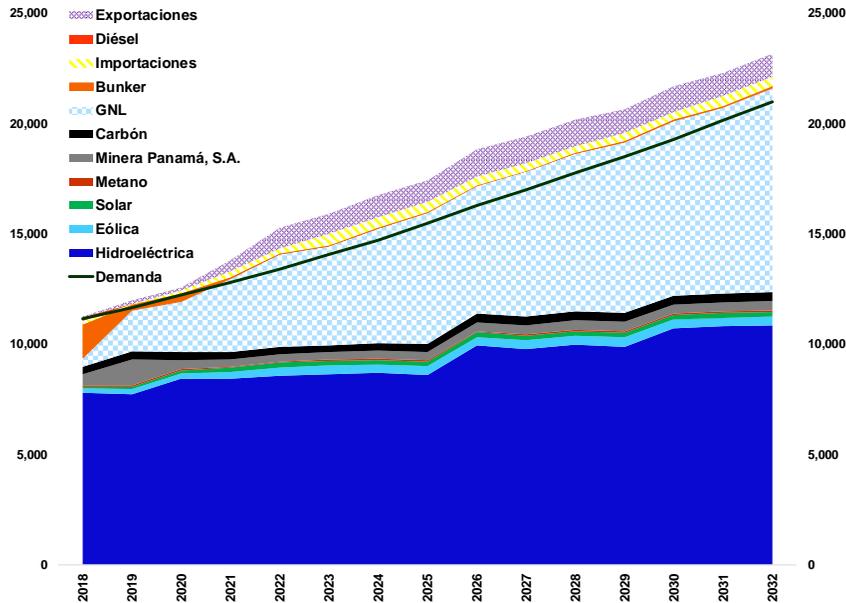
La participación de la generación de este escenario se aprecia en el Gráfico 7. 27. Al igual que todos los casos la participación de la generación hidroeléctrica abarca la mayor parte de la energía generada en el país en los primeros años de estudio. Una vez entren en operación las usinas de gas natural la generación toma protagonismo en la matriz energética.

Gráfico 7. 27: Participación de Generación de la Sensibilidad B



Referencia: (ETESA, 2018).

Gráfico 7. 28: Generación vs Demanda de la Sensibilidad B



Referencia: (ETESA, 2018).



Sensibilidad C



Esta sensibilidad analiza el atraso de un año, la fecha de entrada en operación comercial de todo proyecto del Plan de Corto Plazo de 20 MW o mayor.

Dado la gran cantidad de atrasos que se han dado históricamente en cuanto a la entrada en operación de los proyectos de generación, se contempla estudiar la situación que tendría el sistema al no contar con la energía esperada en la fecha establecida en el periodo de corto plazo.

Tabla 7. 17: Costos de Sensibilidad C

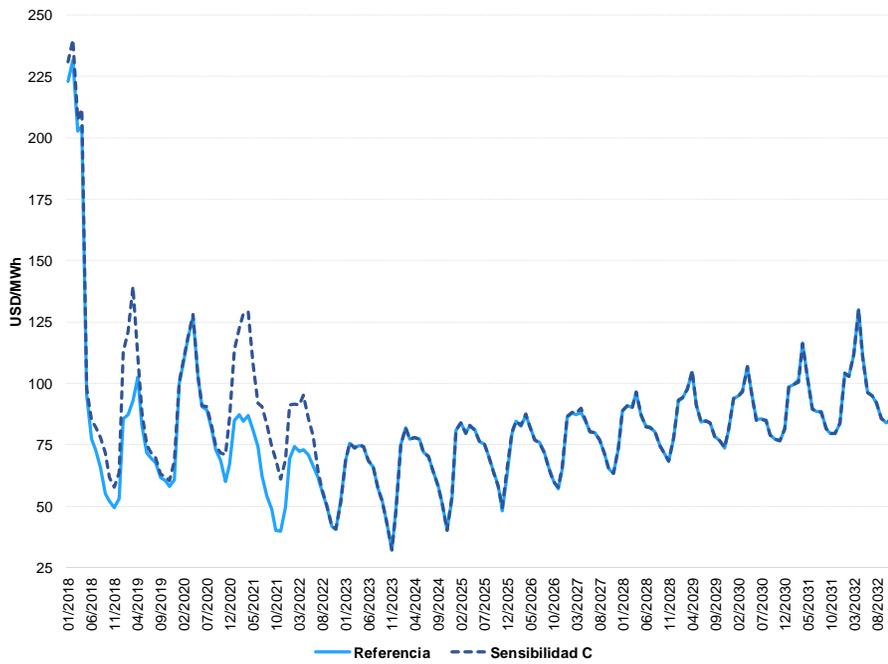
Costo	Escenario Referencia	Sensibilidad C
Inversión	3073.68	2819.69
Déficit	0.00	0.00
Operación	2775.38	2785.76
Ambiental	545.98	549.77
Total	6395.04	6155.21
	Diferencia	3.90%

Referencia: (ETESA, 2018).

De acuerdo a lo esperado, el costo marginal aumenta en el periodo de corto plazo, debido a que al no contar con energía proveniente de estos proyectos retrasados se deben cubrir con energía principalmente termoeléctrica. Una vez ingresan los proyectos retrasados, el comportamiento del CMS se reestablece y es igual al del Escenario de Referencia, tal como puede apreciarse en la Gráfico 7. 29.

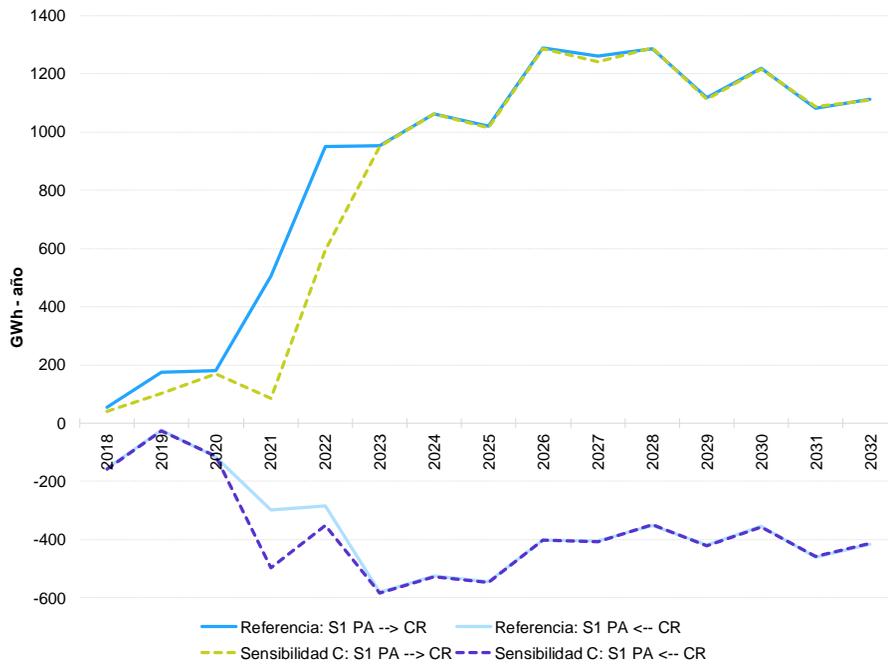


Gráfico 7. 29: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad C



Referencia: (ETESA, 2018).

Gráfico 7. 30: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad C

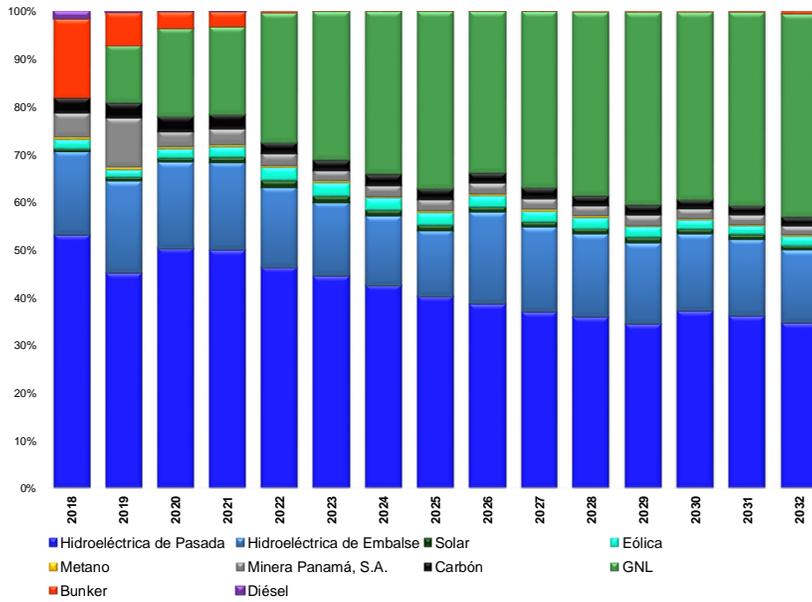


Referencia: (ETESA, 2018).



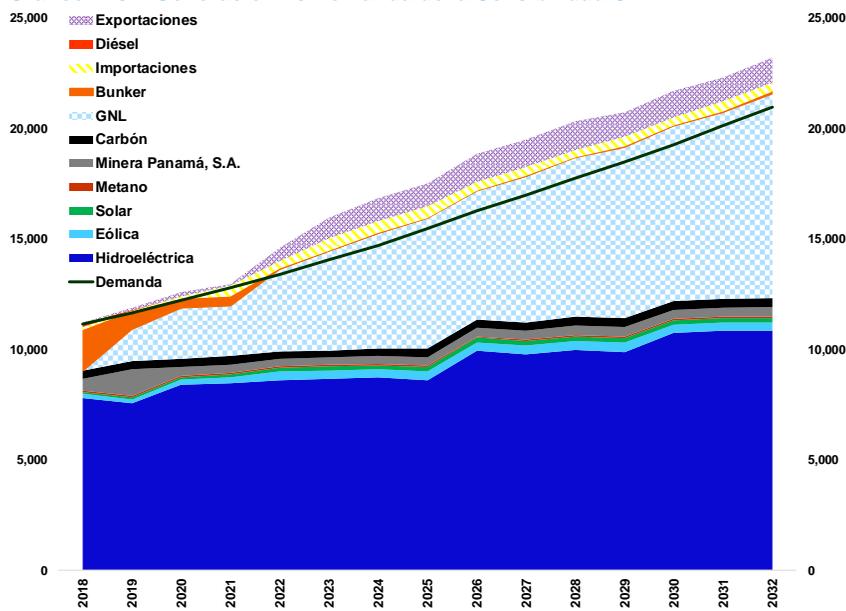
La influencia del retraso en los proyectos en los intercambios puede observarse en el Gráfico 7. 30; en el Gráfico 7. 31 se muestra el comportamiento de la matriz energética del sistema de darse esta sensibilidad.

Gráfico 7. 31: Participación de Generación de la Sensibilidad C



Referencia: (ETESA, 2018).

Gráfico 7. 32: Generación vs Demanda de la Sensibilidad C



Referencia: (ETESA, 2018).



Sensibilidad D

En esta sensibilidad se considera la inclusión del segundo circuito del proyecto SIEPAC a partir del año 2025, incrementando en 300 MW la capacidad de intercambio con países centroamericanos para una capacidad total de intercambio de 600 MW.

Ante la posibilidad de incrementar la capacidad de intercambio con los países centroamericanos se desea observar el comportamiento del costo marginal del sistema, los intercambios de energía y el porcentaje de participación de la generación bajo estas condiciones.



Tabla 7. 18: Costos de Sensibilidad D

Costo	Escenario Referencia	Sensibilidad D
Inversión	3073.68	3073.68
Déficit	0.00	0.00
Operación	2775.38	2921.25
Ambiental	545.98	565.65
Total	6395.04	6560.58
	Diferencia	-2.52%

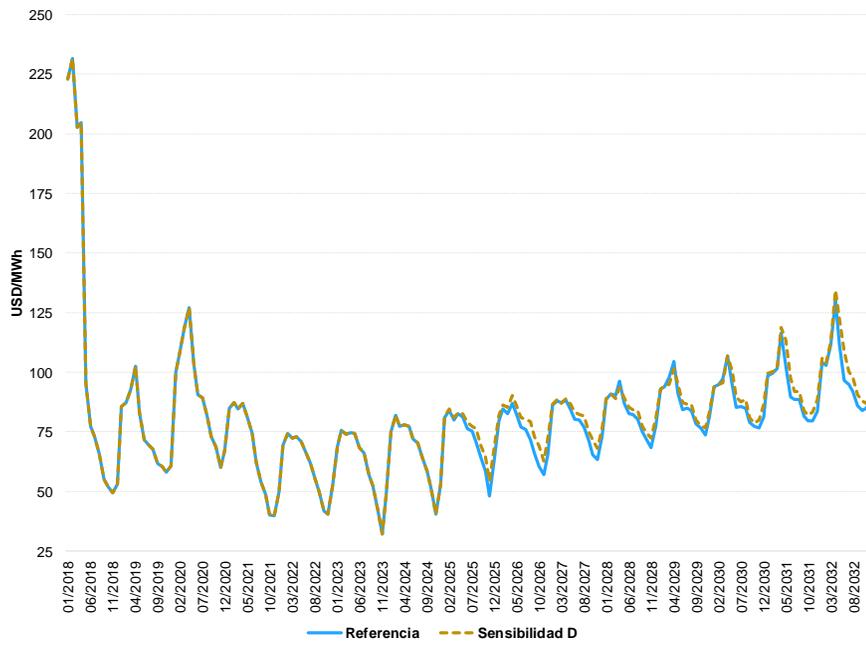
Referencia: (ETESA, 2018).

En el (Gráfico 7. 33) se puede apreciar el comportamiento del CMS. Con esta sensibilidad D, se puede observar un ligero incremento del costo marginal a partir de la fecha donde entra este proyecto de interconexión. La gran cantidad de energía excedente en el sistema nacional permite aumentar la exportación y suplir la demanda adicional sin que se observe un aumento considerable en el Costo Marginal de Demanda, lo que demuestra la robustez del Plan ya que se logra suplir el requerimiento a satisfacción.

Los intercambios muestran un aumento en el periodo del 2025 al 2031 de prácticamente el doble de las transacciones. Este comportamiento se muestra en el Gráfico 7. 34.

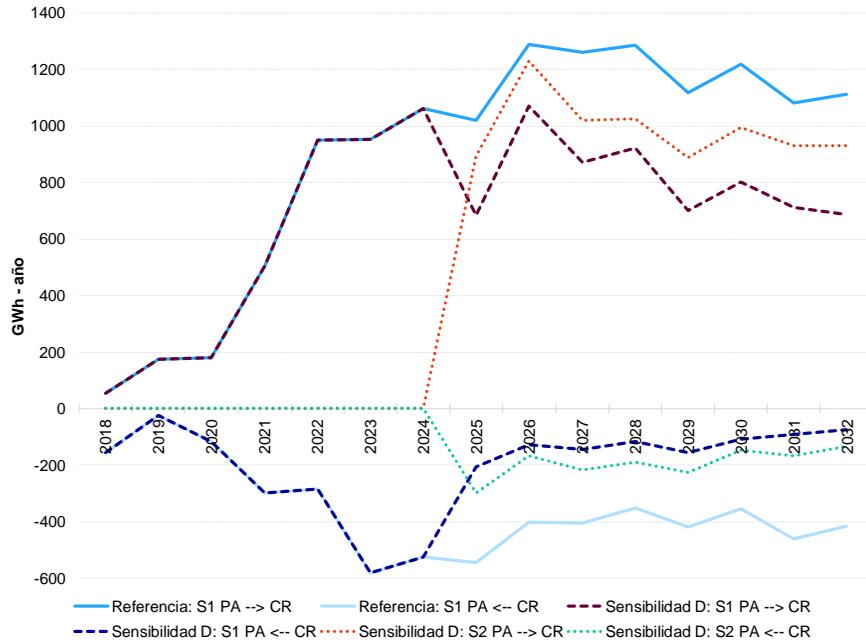


Gráfico 7. 33: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad D



Referencia: (ETESA, 2018).

Gráfico 7. 34: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad D



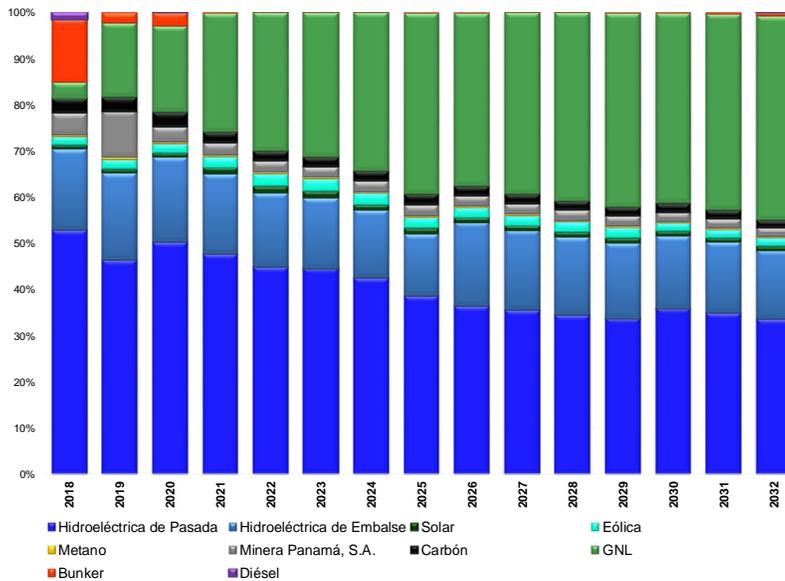
Referencia: (ETESA, 2018).



En el Gráfico 7. 35 se presenta la participación de la generación para la presente sensibilidad. Como se puede observar, el porcentaje correspondiente a gas natural aumenta en el periodo 2025 – 2032,

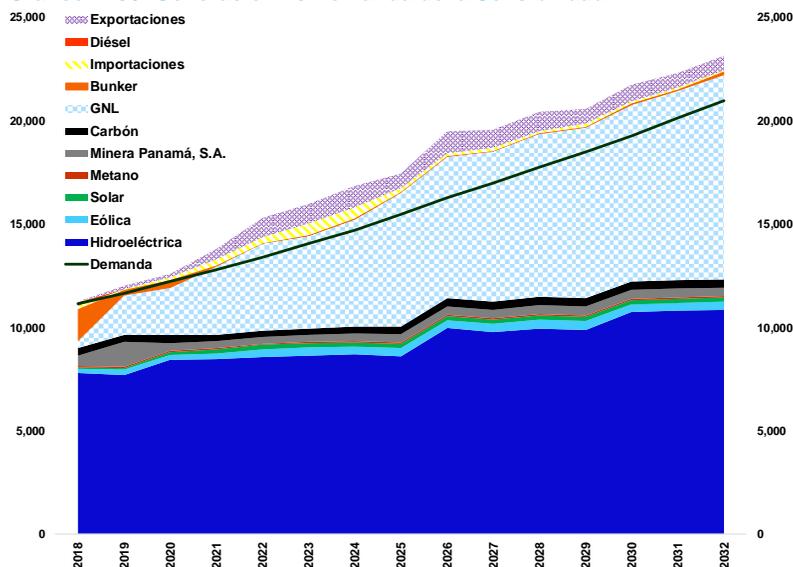
permitiendo mejorar el factor de planta de las centrales a base de gas natural.

Gráfico 7. 35: Participación de Generación de la Sensibilidad D



Referencia: (ETESA, 2018).

Gráfico 7. 36: Generación vs Demanda de la Sensibilidad D



Referencia: (ETESA, 2018).



Sensibilidad E

Esta sensibilidad consistió en evaluar el impacto que supone el que no se desarrolle la central termoeléctrica Telfers, de modo que se evalúe el impacto de esta planta en el Plan de Expansión de Generación.

Se procedió a realizar esta sensibilidad de modo que se evalúe el impacto de no darse la entrada de este proyecto, por tratarse de un proyecto de gran envergadura para el sistema eléctrico es importante analizar el resultado que tendría el sistema al no contar con la energía esperada.



Tabla 7. 19: Costos de Sensibilidad E

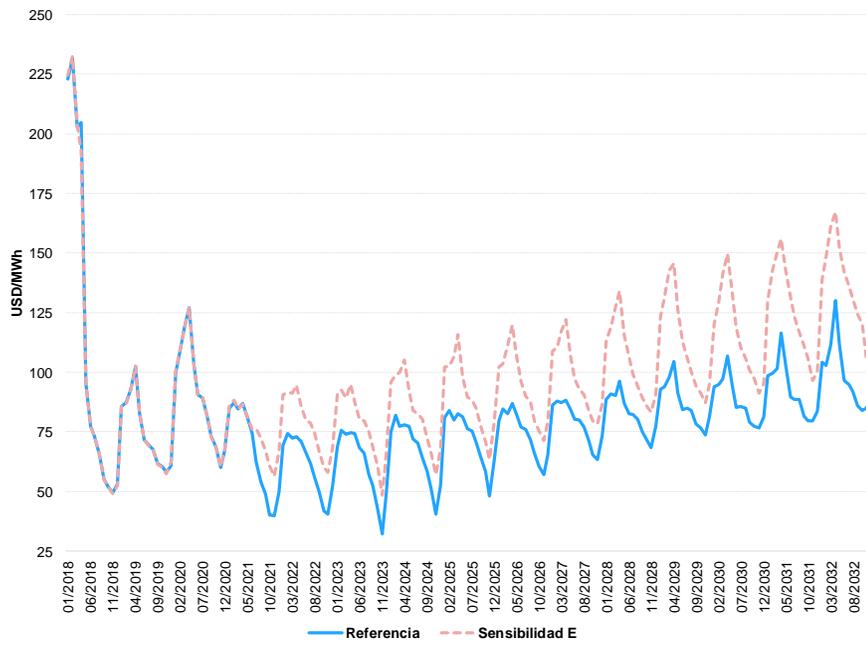
Costo	Escenario Referencia	Sensibilidad E
Inversión	3073.68	2607.47
Déficit	0.00	0.00
Operación	2775.38	2586.36
Ambiental	545.98	501.65
Total	6395.04	5695.49
	Diferencia	12.28%

Referencia: (ETESA, 2018).

El resultado de esta sensibilidad muestra que no darse la entrada de esta central el CMS presentaría un aumento en los años donde se esperaba contar con la energía de la central termoeléctrica Telfers, esto se explica debido a que al no estar presente la planta en el despacho de generación, sería suplantada por plantas térmicas, con un costo variable mucho mayor, lo que provoca el aumento de los costos marginales en el periodo 2021 a 2032.(ver Gráfico 7. 37).

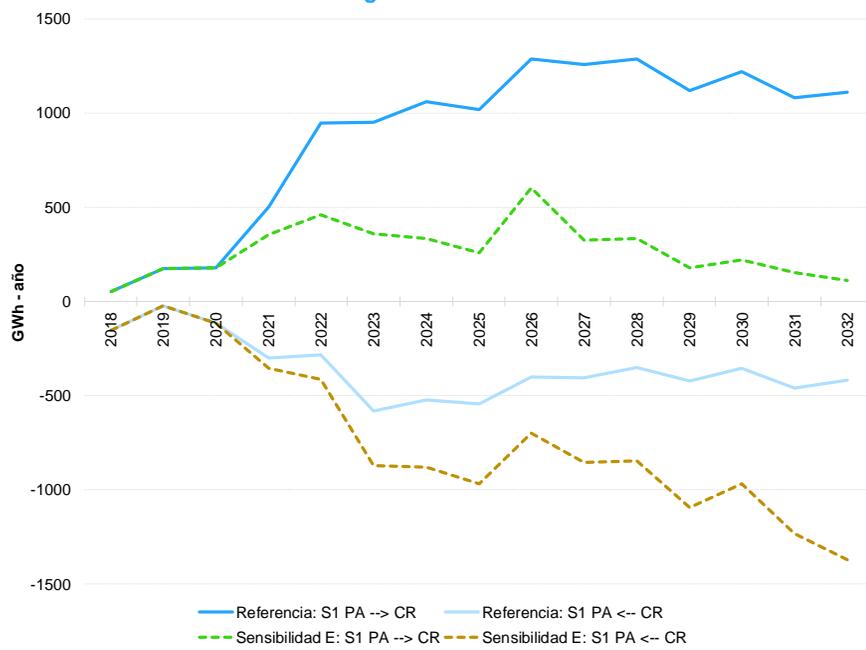


Gráfico 7. 37: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad E



Referencia: (ETESA, 2018).

Gráfico 7. 38: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad E



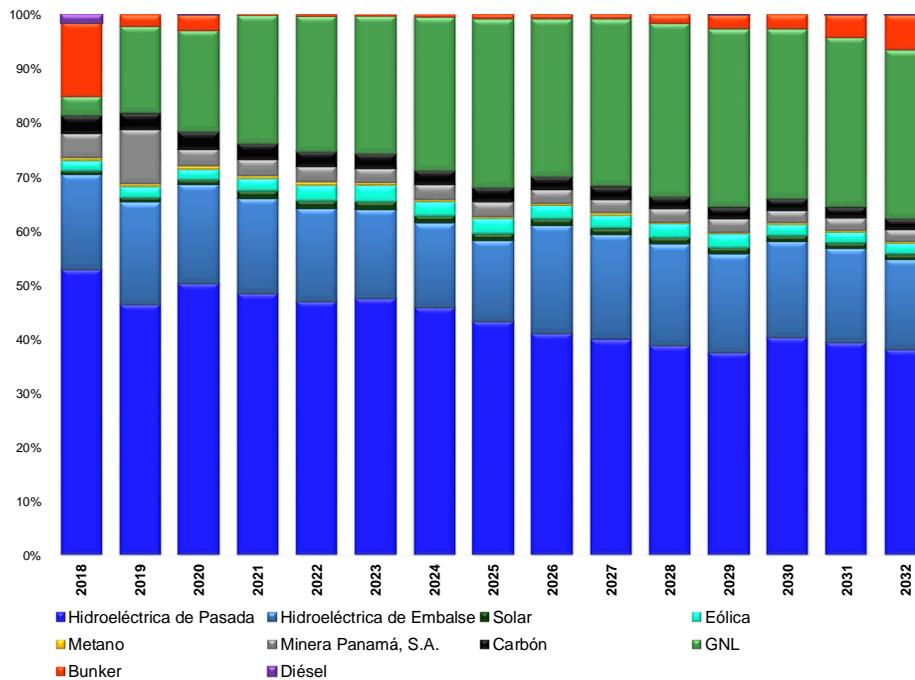
Referencia: (ETESA, 2018).



Al igual que con los costos marginales, los intercambios muestran un comportamiento esperado de una reducción en el periodo del 2021 al 2032, sin embargo no tiene efectos en la condición de exportador neto, este comportamiento se muestra en el Gráfico 7. 38.

En el Gráfico 7. 39 se presenta la participación de la generación para la presente sensibilidad. Como se puede observar, el porcentaje correspondiente a gas natural se reduce a partir del año 2021 con respecto al Escenario de Referencia, mientras que el porcentaje de participación de centrales a base de búnker aumenta.

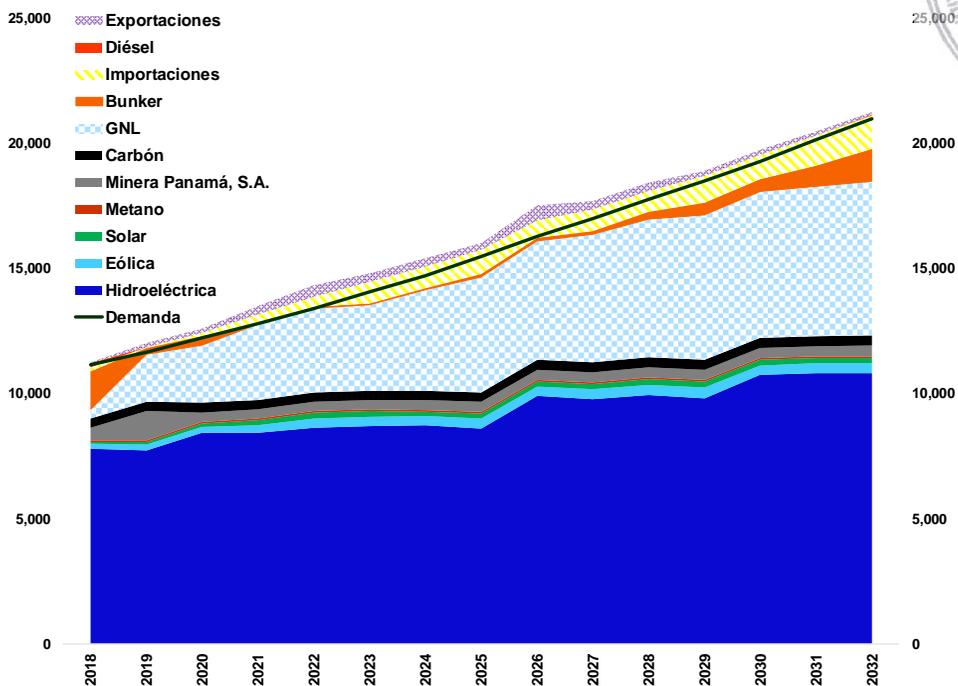
Gráfico 7. 39: Participación de Generación de la Sensibilidad E



Referencia: (ETESA, 2018).



Gráfico 7. 40: Generación vs Demanda de la Sensibilidad E



Referencia: (ETESA, 2018).

Sensibilidad F

Esta sensibilidad consistió en evaluar el impacto que supone que no se han llevado a término la central termoeléctrica Gas To Power Panamá GTPP y la central termoeléctrica Telfers, de modo que se evalúe el impacto de esta planta en el Plan de Expansión de Generación.

Se procedió a realizar esta sensibilidad de modo que se evalúe el impacto de no darse la entrada de ninguno de estos proyectos, por tratarse de proyectos de gran envergadura para el sistema eléctrico es importante analizar el resultado que tendría el sistema al no contar con la energía esperada.



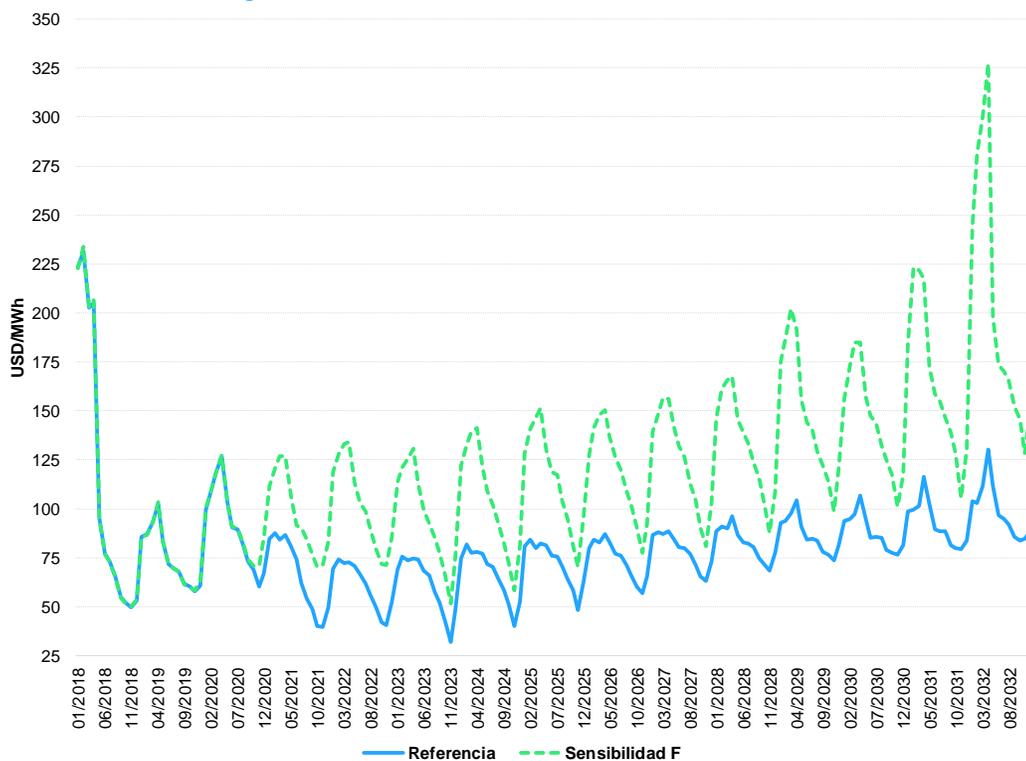
Tabla 7. 20: Costos de Sensibilidad F

Costo	Escenario Referencia	Sensibilidad F
Inversión	3073.68	2302.54
Déficit	0.00	1.31
Operación	2775.38	2493.01
Ambiental	545.98	481.04
Total	6395.04	5277.91
	Diferencia	21.17%

Referencia: (ETESA, 2018).

El resultado de esta sensibilidad muestra que al no concretarse el ingreso de estas centrales el CMS presentaría un aumento considerable a partir de los años donde no se cuenta con la energía esperada de la central termoeléctrica Gas To Power Panamá GTPP (Martano) y la central termoeléctrica Telfers; esto se explica debido a que al no estar presente la planta en el despacho de generación, sería suplantada por plantas térmicas, con un costo variable mucho mayor, lo que provoca el aumento de los costos marginales a partir del año 2020 .(ver Gráfico 7. 41)

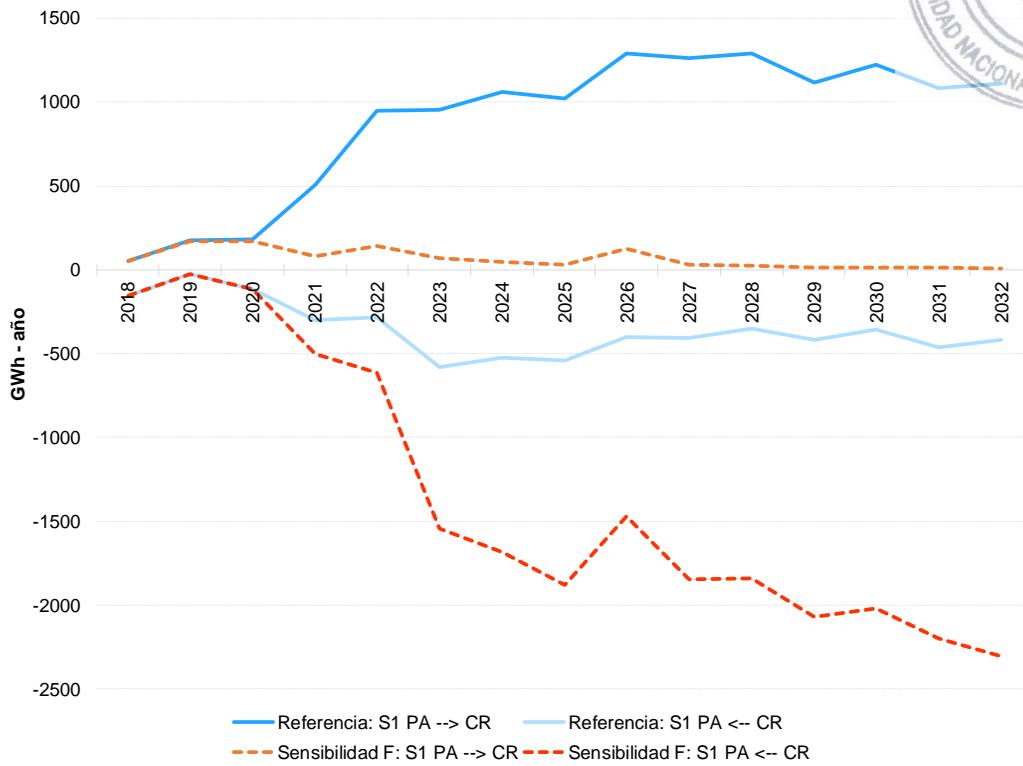
Gráfico 7. 41: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad F



Referencia: (ETESA, 2018).



Gráfico 7. 42: Intercambios de Energía con Centroamérica de la Sensibilidad F



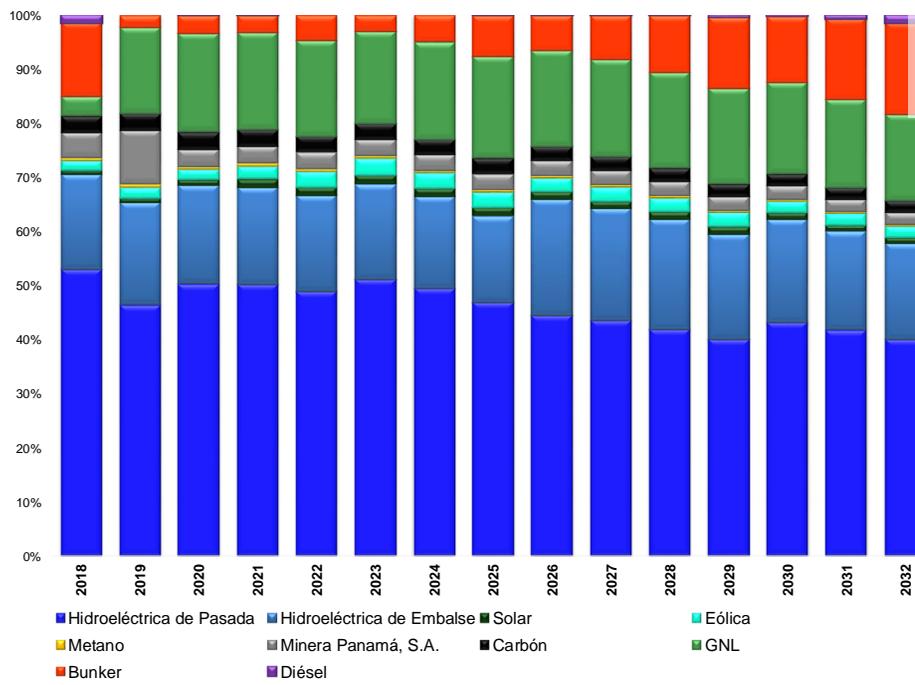
Referencia: (ETESA, 2018).

Al igual que con los costos marginales, los intercambios muestran un comportamiento esperado de una reducción en el periodo del 2020 al 2032, el efecto de estas centrales en los intercambios es considerable, ya que el sistema dejaría de ser exportador neto y pasaría a ser importador neto; este comportamiento se muestra en el Gráfico 7. 42.

En el Gráfico 7. 43 se presenta la participación de la generación para la presente sensibilidad. Como se puede observar, el porcentaje correspondiente a gas natural reduce considerablemente en el periodo 2020 – 2032 con respecto al Escenario de Referencia.

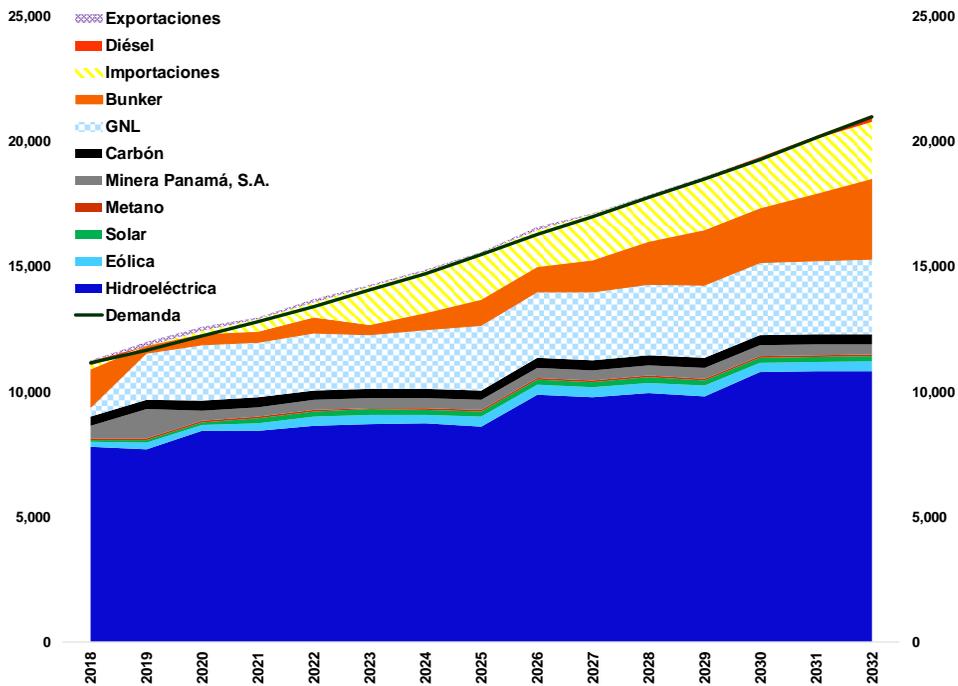


Gráfico 7. 43: Participación de Generación de la Sensibilidad F



Referencia: (ETESA, 2018).

Gráfico 7. 44: Generación vs Demanda de la Sensibilidad F



Referencia: (ETESA, 2018).



Resumen

Como se pudo apreciar los planes de demanda media no presentan diferencias apreciables en el período de corto plazo. En las Tabla 7. 21 y Tabla 7. 22 se presenta la comparación de un plan con respecto al otro.

En la Tabla 7. 23 se muestran los costos de Inversión, Operación, Déficit y costo ambiental (Emisiones de CO2) de los cinco escenarios analizados, además de la diferencia en costo total de cada uno de los planes con respecto al Escenario de Referencia.

Como puede observarse, el Escenario Alternativo III es el de menor costo, dado que, al considerar un pronóstico de demanda baja y una tendencia a la baja en los precios de los combustibles, el sistema actual más inversiones menores en nuevas plantas de generación, serían suficientes para suplir los requerimientos en todo el período de estudio.

Analizando los costos de inversión de los escenarios, presentan diferentes probabilidades de ocurrencia, resultando que el costo del escenario de Referencia sería la media de los costos de los planes, razón por la cual se toma este plan como el de referencia para el Plan Indicativo de Generación 2018-2032.

El costo de inversión del Escenario Alternativo I es 5% mayor al Escenario de Referencia por tratarse de un escenario donde se explota gran cantidad del potencial renovable

con que cuenta el país. El Escenario Alternativo I en comparación con el Escenario de Referencia presenta costos operativos menores, lo cual es un resultado esperado ya que al contar con generación renovable adicional se reduce la participación de la generación térmica.

En resumen, podemos mencionar, que, con base en los análisis realizados, el Escenario Referencia, al ser un escenario Business As Usual (BAU), el comportamiento del sistema presenta en general un panorama tendencial para la implementación de nuevas plantas de generación, donde puede observarse que las plantas termoeléctricas a base de gas natural, consideradas para la expansión en este plan, tienen altos factores de uso.

La incorporación al plantel de generación de fuentes nuevas y renovables, no es valorada en todo su impacto, debido a que la metodología utilizada en estos análisis, no contempla todos los beneficios imputables al Proyecto, como es la disminución de gases que provocan el cambio climático. De asignarle adicionales beneficios indirectos a los proyectos renovables, le permitirían representar resultados con una mayor valoración a los beneficios ambientales de este tipo de tecnologías, hecho que se alinea con los recientes acuerdos de la 2015 "United Nations Climate Change Conference", COP 21.





Tabla 7. 21: Comparación de Planes de Demanda Media

Proyecto	Capacidad Instalada (MW)	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Costa Norte I	381.00	4	4	4	4		
Estrella Solar	4.79	6	6	6	6		
Bejuco Solar	0.96	6	6	6	6		
IKAKO	10.00	7	7	7	7		
IKAKO II	10.00	7	7	7	7		
Cobre Panamá - PACO Power Plant	300*	7	7	7	7		
Pacora II Etapa 1	3.00	8	8	8	8		
IKAKO I	10.00	10	10	10	10		
IKAKO III	10.00	11	11	11	11		
J. Brown G5	33.00	12	12	12	12		
J. Brown G6	33.00	12	12	12	12		
BLM 8	34.00	12	12	12	12		
Penonome III	69.00		1	1	1	1	
Don Félix Etapa 2	7.99		1	1	1	1	
Pando	37.00		1	1	1	1	
El Alto G4	1.17		1	1	1	1	
Providencia Solar 1, S.A.	9.95		7	1	1		
Ecosolar	10.00		1	1			
Campo Solar La Victoria	10.00		1				
Farallón Solar 2	7.08		6	6	6	6	6
San Andres	9.89		6	6	6	6	6
Jagüito Solar	9.99		12	1	12	12	
Chuspa	8.80			1	1	1	1
La Mata	10.00			1	1	1	1
Toabré Etapa 1	60.00		10				
Solar Penonomé Etapa 1	60.00			5	5	5	5
Colorado	6.74			6	6	6	6
Gas To Power Panamá GTPP	458.10			11	11	11	11
Bajo Frio Solar	19.95			1			
Celsia Solar Gualaca	17.30				1	1	1
Celsia Solar Prudencia	21.42				1	1	1
Burica	65.30					7	7
Panasolar Generation	9.90					7	7
Solar Penonomé Etapa 2	60.00				6	6	6
Telfers	670.00				7	7	7
Viento Sur	115.20			1			
Energyst El Sánchez	44.33					1	1
Cotito	5.00					3	3
Barriles	1.00					7	7
La Herradura	5.48				1		
El Recodo	10.01						1
San Bartolo	19.44						1
San Bartolo Minicentral	1.00						1
Eólico Zona Veraguas 02	111.60						
Eólico Zona Veraguas 04	108.00			1			
Solar Zona Herrera 01	8.00					1	
Tzingal	4.64						
San Andrés II	7.61						
Bocas del Toro (Changuinola II)	214.76						
Bocas del Toro Minicentral (Changuinola II)	13.70						
Eólico Zona Coclé 05	22.00						
Solar Zona Chiriquí 20	71.00						
Solar Zona Chiriquí 09	19.89						
Solar Zona Coclé 13	9.90						
Solar Zona Chiriquí 19	52.00					1	
Eólico Zona Coclé 01	22.00						6
Solar Zona Chiriquí 18	46.00						
Solar Zona Coclé 25	30.00						
Solar Zona Coclé 24	10.00						
Solar Zona Chiriquí 16	19.80						
Solar Zona Coclé 10	10.00						
El Sindigo	10.00						
Solar Zona Coclé 09	5.00				1		
Santa María 82	28.35				1		
Solar Zona Panamá 02	4.00						
Eólico Zona Chiriquí 01	19.80		7				
Solar Zona Coclé 12	9.99					1	
Solar Zona Coclé 04	9.00					1	
Solar Zona Coclé 23	5.00						
Escenario Referencia	MW x año	429.75	136.00	594.60	773.88	230.83	2023
Escenario Alternativo I	MW x año	429.75	90.95	906.75	773.88	153.09	37.48
Escenario Alternativo II	MW x año	429.75	165.95	604.60	803.73	230.83	15.48
Escenario Alternativo III	MW x año	429.75	136.00	594.60	773.88	65.30	
Escenario Alternativo IV	MW x año	429.75	155.95	171.93	126.88	230.83	

* Excedentes no firmes de Minera Panamá, S.A. (Autogenerador) estimado en 70 MW al SIN

■ Retiro de Unidades

Nota: La central de generación Costa Norte, se encuentra en pruebas desde abril de 2018, su fecha de operación comercial está programada para septiembre de 2018.

Referencia: (ETESA, 2018).



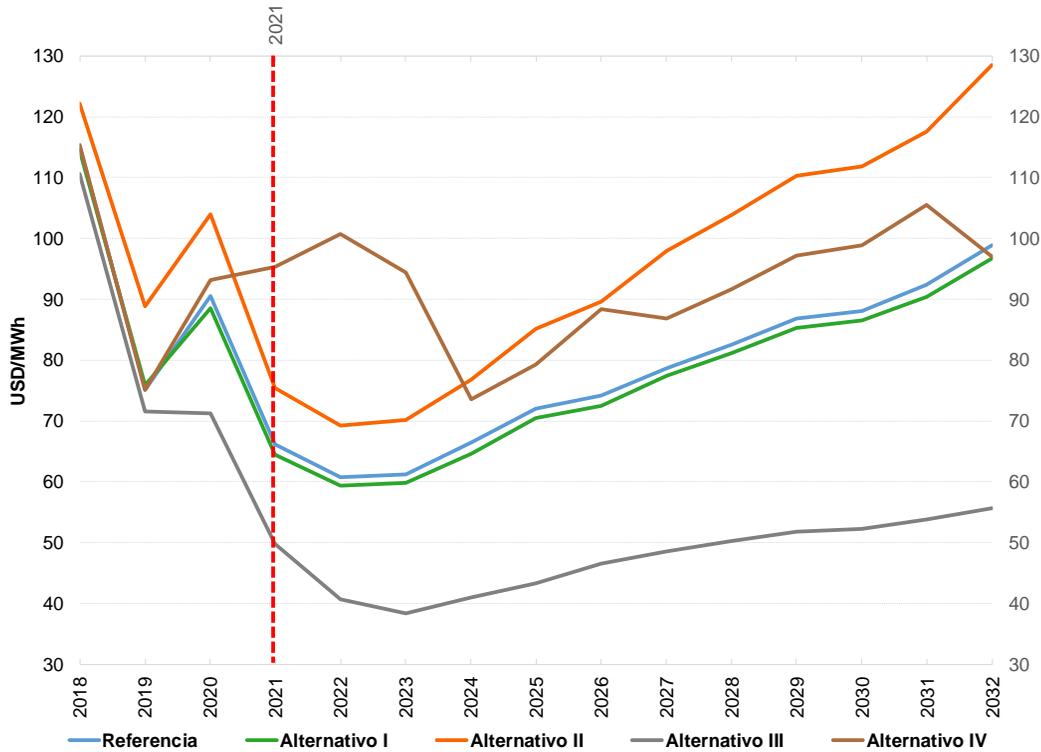
Tabla 7. 23: Comparación de Costos por Escenario

Costo	Escenario Referencia	Escenario Alternativo I	Escenario Alternativo II	Escenario Alternativo III	Escenario Alternativo IV
Inversión	3073.68	3542.24	3497.58	2686.52	2695.04
Déficit	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Operación	2775.38	2663.26	3258.99	1982.55	2541.82
Ambiental	545.98	530.86	541.73	541.01	511.13
Total	6395.04	6736.37	7298.30	5210.08	5747.99
	Diferencia	-5.07%	-12.38%	22.74%	11.26%

Referencia: (ETESA, 2018).

Cabe destacar que el Escenario Alternativo I requiere una cierta cantidad de plantas de reserva, por el hecho de la naturaleza intermitente de las energías renovables no convencionales, implicaciones ambientales que se escapan de este estudio. Es importante señalar que ninguna de estos costos adicionales son reconocidos actualmente en la normativa del Mercado Eléctrico Nacional.

Gráfico 7. 45: Comparación de los Costos Marginales por Escenarios



Referencia: (ETESA, 2018).



El Gráfico 7. 45 muestra la comparación en los CMS de los cinco escenarios estudiados, y en él se puede apreciar la variación que existe entre unos y otros. El comportamiento del costo marginal en los escenarios de Referencia y Alternativo I es parecido; a pesar de considerar en el escenario Alternativo I un mayor uso de fuentes renovables, al existir un mayor excedente de energía en comparación con el Escenario de Referencia, no tiene mayores impactos en los costos marginales ya que la mayoría de dicho excedente sería exportado hacia el MER.

En la Tabla 7. 24 se presentan los costos de las sensibilidades estudiadas. En dicho cuadro se puede apreciar que la sensibilidad de menor costo es la Sensibilidad F, donde se estudia el comportamiento del sistema si no se llegan a ejecutar los proyectos termoeléctricos de gas natural Telfers y Martano, inversiones en el tiempo que al ser traído al valor presente resultan mucho menores.

Tabla 7. 24: Comparación de Costos Escenario Referencia vs Sensibilidades

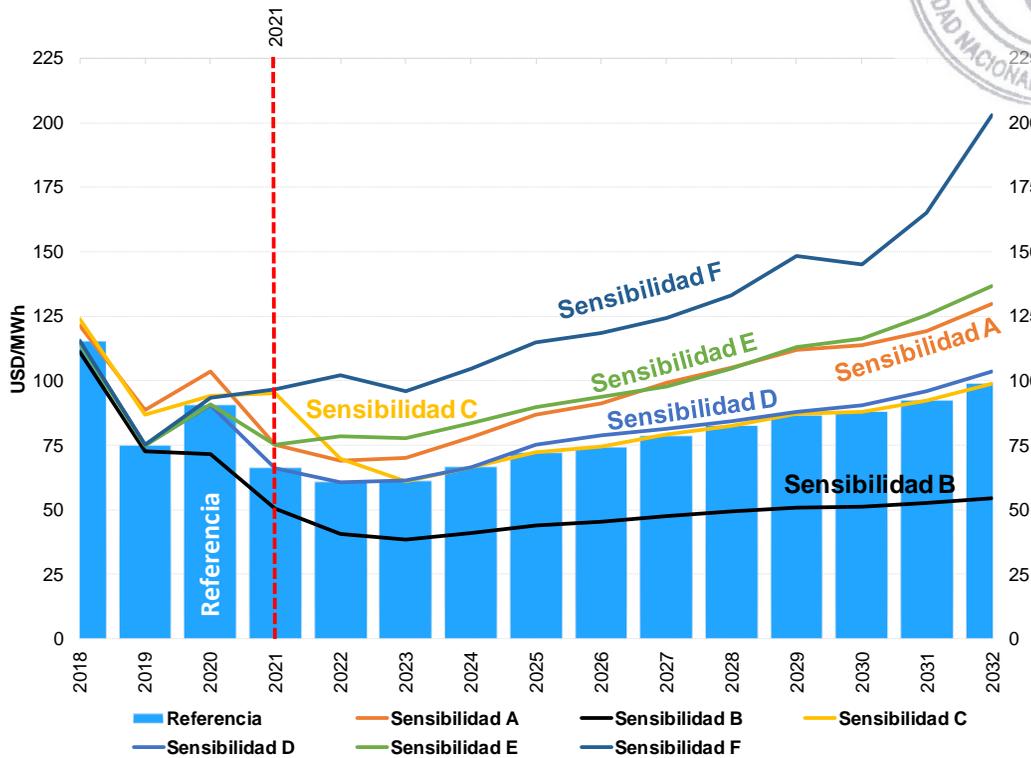
Costo	Escenario Referencia	Sensibilidad A	Sensibilidad B	Sensibilidad C	Sensibilidad D	Sensibilidad E	Sensibilidad F
Inversión	3073.68	3073.68	3073.68	2819.69	3073.68	2607.47	2302.54
Déficit	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.31
Operación	2775.38	3310.73	1930.03	2785.76	2921.25	2586.36	2493.01
Ambiental	545.98	546.29	531.13	549.77	565.65	501.65	481.04
Total	6395.04	6930.70	5534.84	6155.21	6560.58	5695.49	5277.91
Diferencia		-7.73%	15.54%	3.90%	-2.52%	12.28%	21.17%

Referencia: (ETESA, 2018).

El Gráfico 7. 46 muestra el resultado de los CMS de todas las sensibilidades estudiadas versus el Escenario de Referencia, donde se aprecia que el aumento en el precio del combustible, o la ausencia de los grandes proyectos de gas natural, la central termoeléctrica Gas To Power Panamá GTPP y la central termoeléctrica Telfers (Sensibilidades A, E y F) presentan aumentos de los costos marginales considerables, mientras la Sensibilidad C, atraso de los proyectos mayores de 20 MW en el corto plazo, solo tiene repercusiones en el periodo 2019 - 2023. Por otro lado, la Sensibilidad B se aprecia que los CMS se reducen considerablemente producto de los bajos costos operativos, derivados del pronóstico de combustibles bajos, lo que alcanza diferencias de 30% en promedio a lo largo del periodo de estudio con respecto al de Referencia.



Gráfico 7. 46: Comparación de los Costos Marginales por Sensibilidades



Referencia: (ETESA, 2018).

Variaciones en el Plan Indicativo de Generación 2018-2032

En la presente versión del Plan Indicativo de la Expansión de la Generación se hizo una actualización del cronograma de entrada en operación de los proyectos de Generación en los primeros cuatro años del horizonte del estudio (Corto Plazo). La información base utilizada fue el “Plan indicativo de Generación 2017-2031”, los “Estudios Básicos 2018-2032”, la “Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2018” de la Secretaría Nacional de Energía, y la información suministrada por los agentes generadores en febrero de 2018. Dicha actualización fue realizada según el Procedimiento para la Elaboración del Plan Indicativo de Generación, establecido por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.



Nuevos Proyectos de Generación

Con respecto al Plan de Expansión aprobado el 13 de diciembre de 2017 mediante la Resolución AN No. 11907-Elec, se han incorporado los siguientes proyectos de generación dentro de las opciones de expansión:

Tabla 7. 25: Nuevos Proyectos de Generación considerados

Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Energía Promedio Anual (GWh)	Costo Fijo O&M (B./kWh-Año)	Valor de Inversión (P.Bruta) (B./kW)	Vida Útil (Años)
Concepto Solar, S.A.	Bejuco Solar	0.96	1.66	2.85	1500.00	45.00
Celsolar, S.A.	Celsia Solar Gualaca	17.30	30.30	11.00	950.00	25.00
Celsolar, S.A.	Celsia Solar Prudencia	21.42	37.00	11.00	950.00	25.00
Generadora de Energía Renovable, S.A	Campo Solar La Victoria	10.00	16.95	10.50	1375.00	30.00
Bajo Frio PV S.A.	Bajo Frio Solar	19.95	N/D	10.50	1374.99	30.00
	Solar Zona Chiriquí 18	46.00	68.20	120.00	1815.00	30.00
	Solar Zona Chiriquí 19	52.00	114.95	140.00	1815.00	30.00
	Solar Zona Chiriquí 20	71.00	114.95	190.00	1815.07	30.00
	Solar Zona Herrera 01	8.00	13.38	11.20	800.00	30.00
		Σ 246.63	397.39			

Referencia: (ETESA).

Proyectos de Generación Finalizados

Desde mayo de 2017 hasta diciembre de 2017 están disponibles para el despacho los siguientes proyectos de Generación:

Tabla 7. 26: Proyectos de Generación del Plan de Expansión 2017-2031 en Operación

Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)
Llano Sánchez Solar Powe One, S.A. (Enel Green Power Panamá, S.A.)	Milton Solar	10.26
Llano Sánchez Solar Power Cuatro, S.A. (Enel Green Power Panamá, S.A.)	Vista Alegre	8.22
Salto de Francolí S.A.	Los Planetas 2	8.89
Llano Sánchez Solar Power Tres, S.A. (Enel Green Power Panamá, S.A.)	Sol Real	10.78
PSZ1, S.A.	El Espinal	8.50
Llano Sanchez Solar Power, S.A.	Don Félix Etapa 2	7.99
Panamasolar2, S.A.	Pocrí	16.00

Referencia: (ETESA).

Atrasos de Proyectos de Generación

Con respecto al Plan de Expansión aprobado el 13 de diciembre de 2017 se tienen atrasos en algunos proyectos de generación considerados en el corto plazo. Cabe señalar que estas fechas son producto de la retroalimentación con los agentes generadores, además de información compartida por la Autoridad de los Servicios Públicos en cuanto al avance real de los proyectos.



Tabla 7. 27: Proyectos de Generación con Retrasos en sus fechas de operación

Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	
Green Electric, S.A.	La Mata	10.00	22
Sol Real Uno , S.A. (Enel Green Power Panamá, S.A.)	Estrella Solar	4.79	5
Minera Panamá, S.A.	Cobre Panamá - PACO Power Plant	300*	6
Desarrollos Hidroeléctricos Corp.	San Andres	9.89	7
Jagüito Solar 10 MW, S.A.	Jagüito Solar	9.99	12
Navitas Internacional, S.A.	Chuspa	8.80	12
Parque Eólico Toabré, S.A.	Toabré Etapa 1	60.00	12
Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Colorado	6.74	22
Martano Inc.	Gas To Power Panamá GTPP	458.10	5
Panamá NG Power, S.A	Telfers	670.00	12
Consorcio ENERGYST Panama International	Energyst El Sánchez	44.33	37
Hidro Burica, S.A.	Burica	65.30	30

Referencia: (Autoridad Nacional de los Servicios Públicos / Información de Agentes Panamá 2018).

Adelantos de Proyectos de Generación

Adicionalmente, con respecto al Plan de Expansión de diciembre de 2017 se tienen adelantos en la fecha de entrada de algunos proyectos de Generación que no se tenían en cuenta en el corto Plazo.

Tabla 7. 28: Proyectos de Generación con Adelantos en sus fechas de operación

Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)
TECNISOL I, S.A.	IKAKO	10.00
TECNISOL III, S.A.	IKAKO II	10.00
Solpac Investment, S.A.	Pacora II Etapa 1	3.00
TECNISOL II, S.A.	IKAKO I	10.00
TECNISOL IV, S.A.	IKAKO III	10.00
UEP Penonomé II, S. A.	Penonome III	69.00
Providencia Solar 1, S.A.	Providencia Solar 1, S.A.	9.95
Photovoltaics Investments Corp.	Ecosolar	10.00

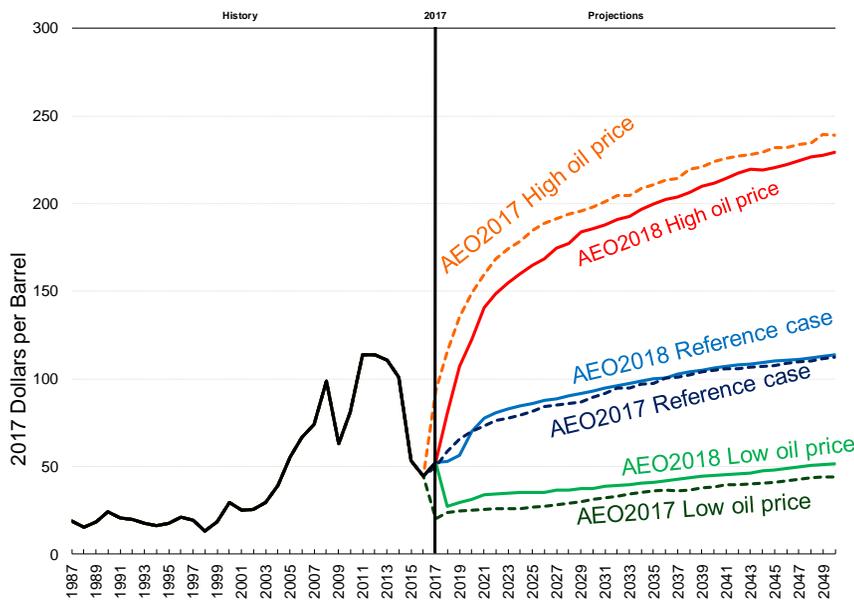
Referencia: (Autoridad Nacional de los Servicios Públicos / Información de Agentes Panamá 2018).



Proyecciones de Precios de los Combustibles

Con respecto al Plan Indicativo de Generación 2017-2031, el presente plan presenta variaciones considerables en las proyecciones de los precios de combustibles, las cuales responden a las variaciones de las tendencias del "Annual Energy Outlook 2018" con respecto del "Annual Energy Outlook 2017". Cabe señalar que en el Plan indicativo de Generación 2017-2031 solamente se utilizó la tendencia alta del "Annual Energy Outlook 2017", a diferencia del presente plan que considera las tres tendencias del "Annual Energy Outlook 2018".

Gráfico 7. 47: Comparación de proyecciones de precios de combustibles



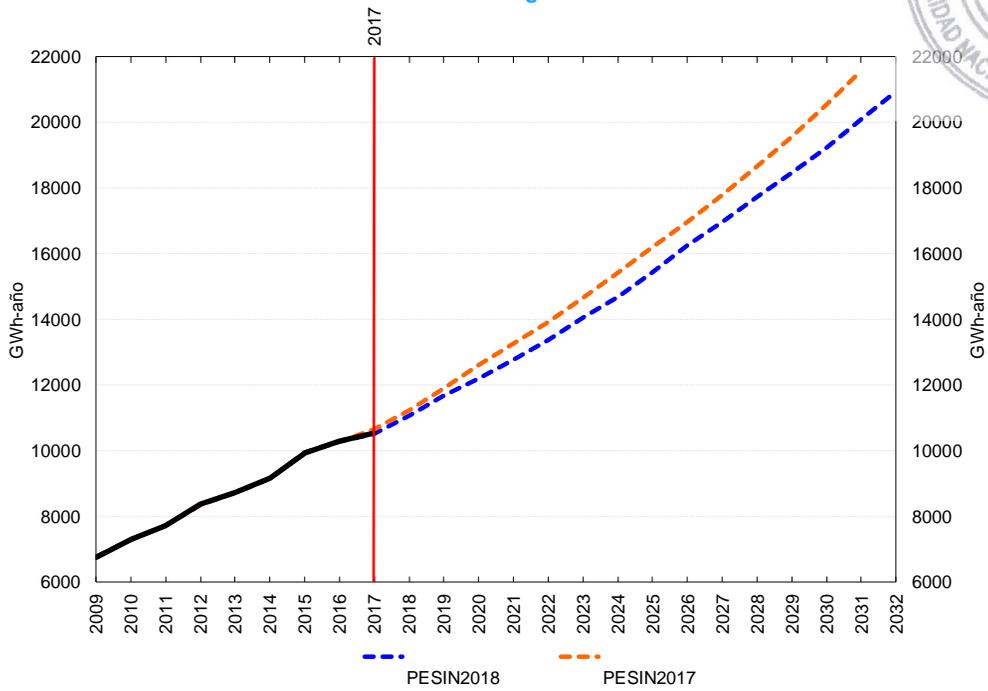
Referencia: (U.S. Department of Energy - Energy Information Administration).

Pronósticos de Potencia y Energía

Al comparar el pronóstico de Energía y Potencia del Plan Indicativo de Generación 2017-2031, el presente plan utiliza una proyección que se desvió en más del -4% promedio anual de las cifras del pronóstico anterior.

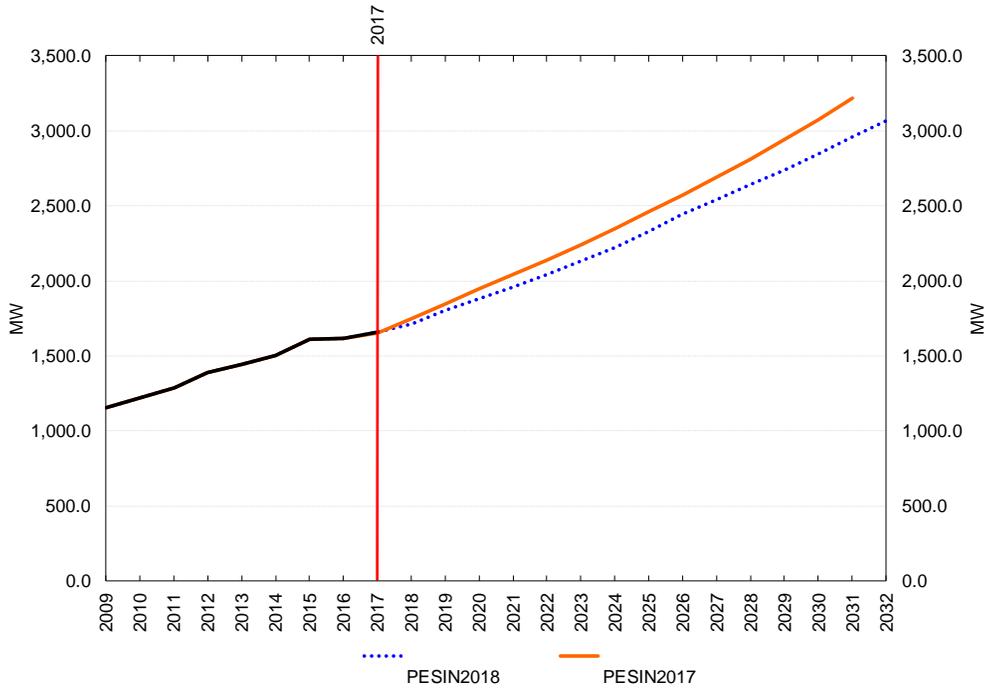


Gráfico 7. 48: Variación en los Pronósticos de Energía



Referencia: (ETESA).

Gráfico 7. 49: Variación en los Pronósticos de Potencia



Referencia: (ETESA).



Resumen

En general, el presente Plan Indicativo de la Expansión de la Generación, al considerar un pronóstico de precios de combustibles menores con respecto del Plan aprobado en diciembre de 2017, y de igual manera el comportamiento de la demanda en los pronósticos realizados son menores en comparación a los del plan anterior, estos parámetros influyen directamente en la optimización del plan actual, ya que el considerable número de proyectos que se estima que entren en operación en el corto plazo, serían suficientes para suplir las necesidades en el periodo de estudio.

Otro punto a considerar en el presente Plan Indicativo de la Expansión de la Generación 2018-2032 con respecto plan de diciembre de 2017, es que se utiliza un requerimiento de reserva de 3.11 % para la confiabilidad del suministro, con respecto al Plan Indicativo de la Expansión de la Generación 2017-2031 que se utilizó un requerimiento de reserva de 8.35 % para la confiabilidad del suministro; por consiguiente, la reserva de confiabilidad de suministro es 5.24% más baja, aunado a la disminución promedio de 4% en los pronósticos de demanda, la desviación en la demanda de un plan respecto al otro alcanza en promedio una disminución superior del 9%.

Por todo lo expuesto anteriormente, es necesario mencionar que las diferencias en los resultados, están directamente influenciados, por las variaciones del Plan Indicativo de la Expansión de la Generación 2018-2032, con respecto plan de diciembre de 2017.



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

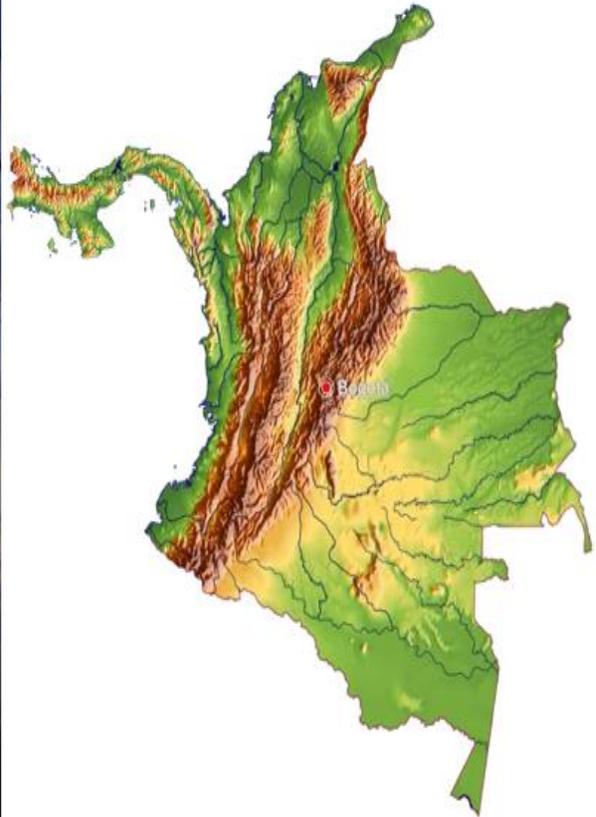
A small, handwritten mark or signature in blue ink, located in the bottom right corner of the page.



isa



INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA COLOMBIA PANAMÁ S.A. - ICP.



8

INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA COLOMBIA - PANAMÁ (ICP)

AB



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco



Capítulo 8 INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA COLOMBIA - PANAMÁ (ICP)

En esta sección, se analiza el comportamiento que tendría el sistema nacional con la inyección de 400 MW de intercambio proveniente de Colombia en enero de 2024, con el objeto de observar el comportamiento que presentaría tanto el costo marginal como las exportaciones e importaciones, producto de la integración del Mercado Andino.

Objetivo

La interconexión eléctrica entre Colombia y Panamá es un proyecto fundamental para la consolidación del mercado eléctrico regional; su objetivo es integrar la Comunidad Andina con Mesoamérica, quien ya

cuenta con un mercado organizado a través de la red SIEPAC (Sistema de Interconexión Eléctrica de los países de América Central).

Descripción del Proyecto:

El proyecto consiste en una línea de transmisión eléctrica en tecnología de corriente directa (HVDC) 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).



Figura 8. 1: Trazado previsto de la interconexión entre Panamá II y Cerromatoso



Referencia: ICP.

En la Figura 8. 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.



Unidad Ejecutora:

La empresa Interconexión Eléctrica Colombia-Panamá S.A. (ICP) es responsable de viabilizar, construir y operar el proyecto de interconexión entre ambos países. ICP tiene como accionistas principales a

Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. (ISA) de Colombia y a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) de Panamá.



Beneficios del Proyecto

La interconexión eléctrica permite el acceso a fuentes de generación más económicas, disponibles al otro lado de la frontera (contribuyendo a la optimización del uso de los recursos energéticos disponibles), aumenta la confiabilidad del sistema (proveyendo más opciones de generación para

atender el crecimiento de la demanda), constituye una fuente de apoyo para los dos países ante situaciones de emergencia, permite reducir emisiones de carbono debido a la sustitución de combustibles fósiles, y genera ingresos a los países por exportación de energía.

Ventajas Técnicas del Proyecto

El desarrollo de la interconexión eléctrica supone un reto técnico importante dadas las especiales características de la región, la distancia entre los puntos de conexión y las condiciones de los sistemas.

En contraposición a la solución tradicional en corriente alterna, la alternativa en corriente directa - HVDC no introduce modos de oscilación inter-área y contribuye a mejorar los amortiguamientos

existentes, además de las ventajas técnicas de control de las transferencias de potencia entre los países, y los beneficios asociados en términos de costos de inversión e impacto ambiental.

Tratándose de una nueva tecnología para la región (ampliamente usada en el resto del mundo), se han realizado todos los estudios eléctricos de detalle, y se cuenta con los pre diseños y las especificaciones básicas del proyecto y los equipos.



Ventajas Económicas del Proyecto

La integración de las regiones conduce a la optimización de recursos y la asignación eficiente de costos, lo cual incide de forma positiva en el desarrollo social y económico de los países. De manera particular, la interconexión ofrece a Colombia y Panamá una alternativa de exportación de energía que permite aprovechar su oferta disponible y brindar mayores oportunidades de negocio para todos los agentes de la cadena productiva.

A través de la interconexión, cada país tendrá acceso a fuentes de generación económicas (disponibles al otro lado de la frontera), lo cual contribuirá a la reducción de los costos de energía en el mediano plazo y al ahorro de combustible. El proyecto permitirá además mejorar la calidad en la prestación del servicio, fortalecer la confiabilidad de los sistemas y asegurar una asistencia recíproca en caso de emergencia.

Duración de la Ejecución del Proyecto

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

Figura 8. 2: Cronograma esperado en función de estudios y aprobaciones.



Referencia: ICP.



Simulación

Las simulaciones de la operación y expansión de los sistemas se realizaron con el Modelo SDDP, utilizando la base de datos de Panamá - Centroamérica y de Colombia, las cuales se modificaron e integraron para representar el escenario de interés y las opciones estudiadas de la capacidad del Proyecto de Interconexión Colombia - Panamá.

Los resultados se procesaron para obtener los intercambios de electricidad y los Costos Marginales de Demanda (CMS). Se procesaron resultados medios y probabilísticos obtenidos de las simulaciones realizadas bajo 100 series hidrológicas igualmente probables a

nivel mensual durante el período de estudio.

Para la representación del mercado eléctrico de Colombia, ETESA y UPME han venido trabajando de manera coordinada en los análisis de expansión, simulando el proyecto de interconexión eléctrica desde cada país, bajo criterios homologados. Además de la base de datos unificada, las dos entidades establecieron un criterio común para el cálculo y evaluación del proyecto asociados a la demanda, con el propósito de identificar las obras requeridas en cada país y su inclusión en el plan de expansión.

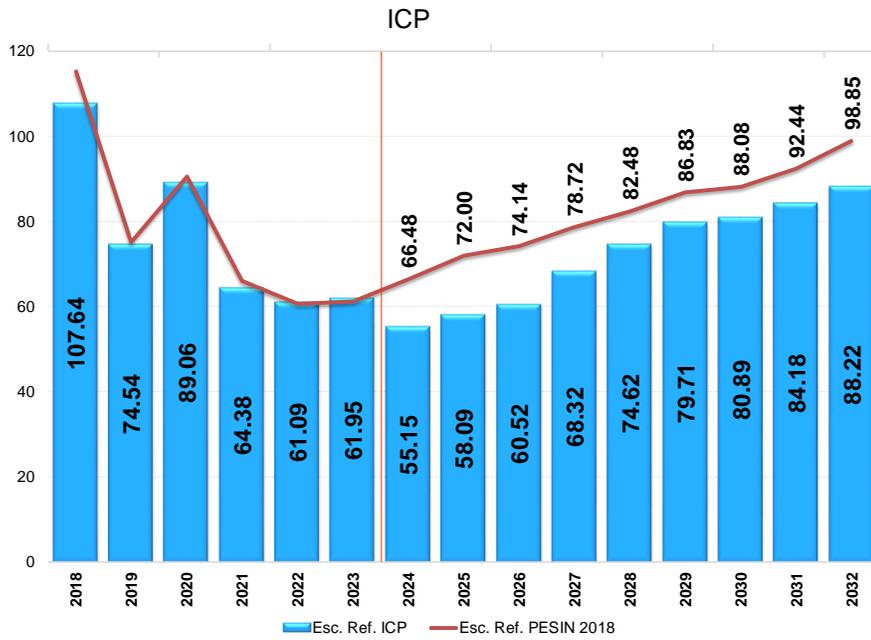
Escenario con Colombia

La realización de simulaciones de los sistemas interconectados de Colombia - Panamá - Resto de Centroamérica con el propósito de obtener una actualización de los análisis energéticos del proyecto de Interconexión Eléctrica Colombia - Panamá y de sus beneficios bajo la opción de capacidad de transporte 400 MW, considerando enero de 2024 como su fecha de entrada en operación.

Como se muestra en el Gráfico 8. 1 y Gráfico 8. 2, la entrada en operación del Proyecto de Interconexión Colombia-Panamá con una capacidad de intercambio de 400 MW produce una variación en el CMS, producto del intercambio con la entrada de esta interconexión, el cual permitiría unir el Sistema Andino y Centroamericano. Se puede observar claramente la reducción del costo marginal.

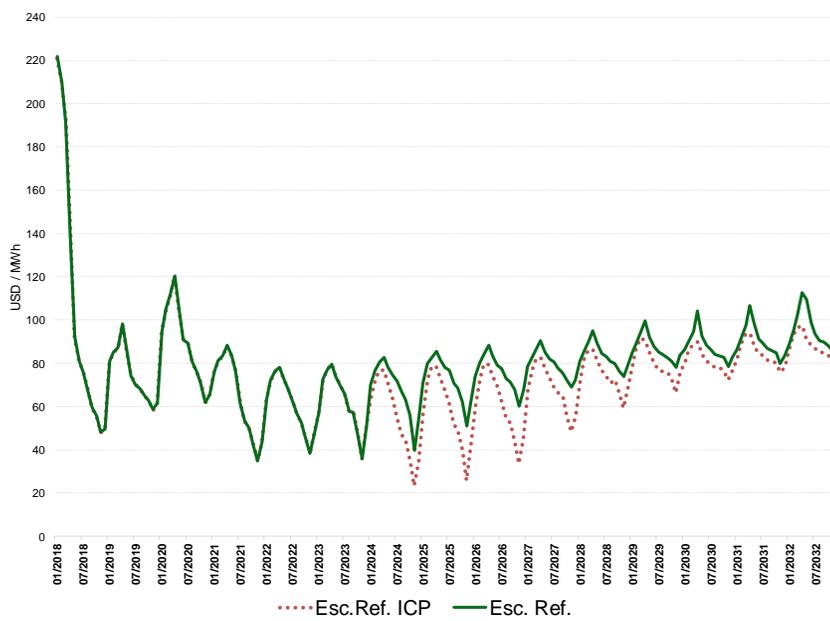


Gráfico 8. 1: Costos Marginales de Panamá del Escenario de Referencia Vs Escenario con Colombia.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2018

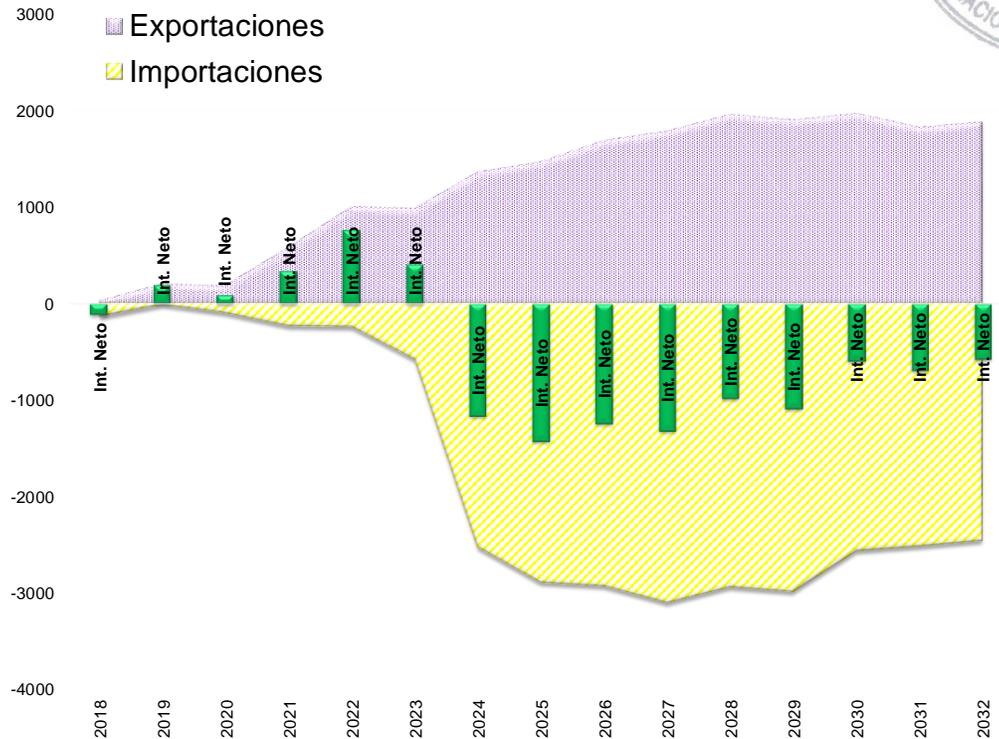
Gráfico 8. 2: Costos Marginales Mensuales de Panamá del Esc. de Referencia Vs Esc. Ref. con Colombia.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2018



Gráfico 8. 3: Intercambios del Escenario Ref. con Colombia



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2018

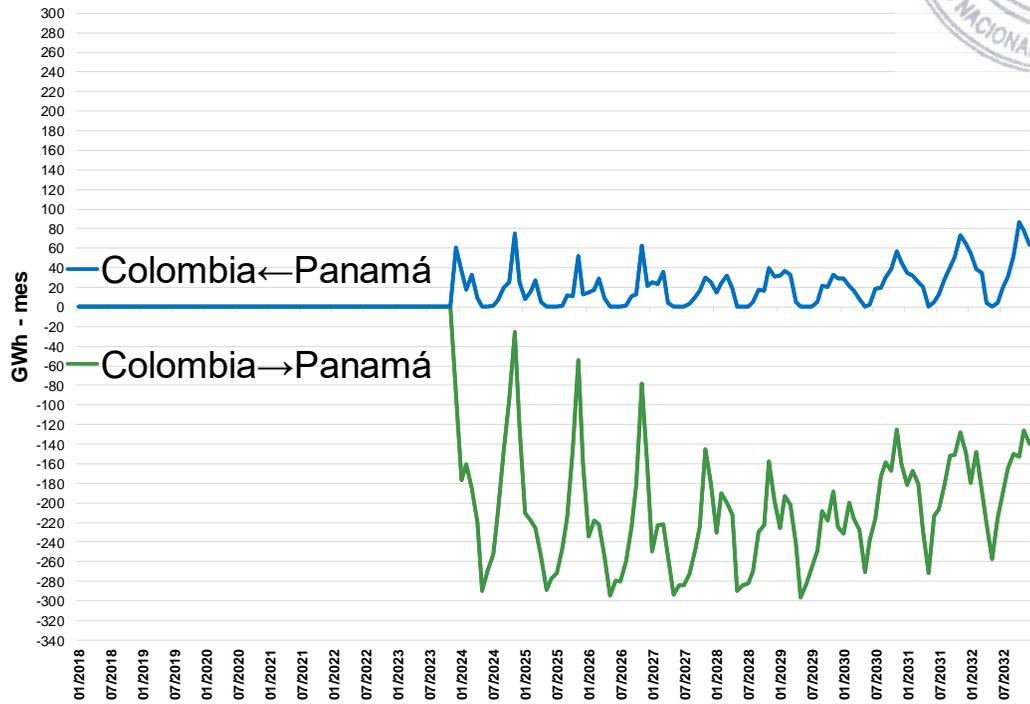
Panamá tendría un estatus de importador de energía, una vez entre en operación la Interconexión Colombia-Panamá, sin embargo gran parte de esta energía se exporta hacia Centro América, como se muestra en el Gráfico 8. 3.

El Gráfico 8. 4 ilustra la estacionalidad de estas transferencias. La variabilidad de los regímenes hidrológicos hace que la magnitud de las transferencias sea una variable aleatoria. Los intercambios promedio tanto de Colombia hacia Panamá como de

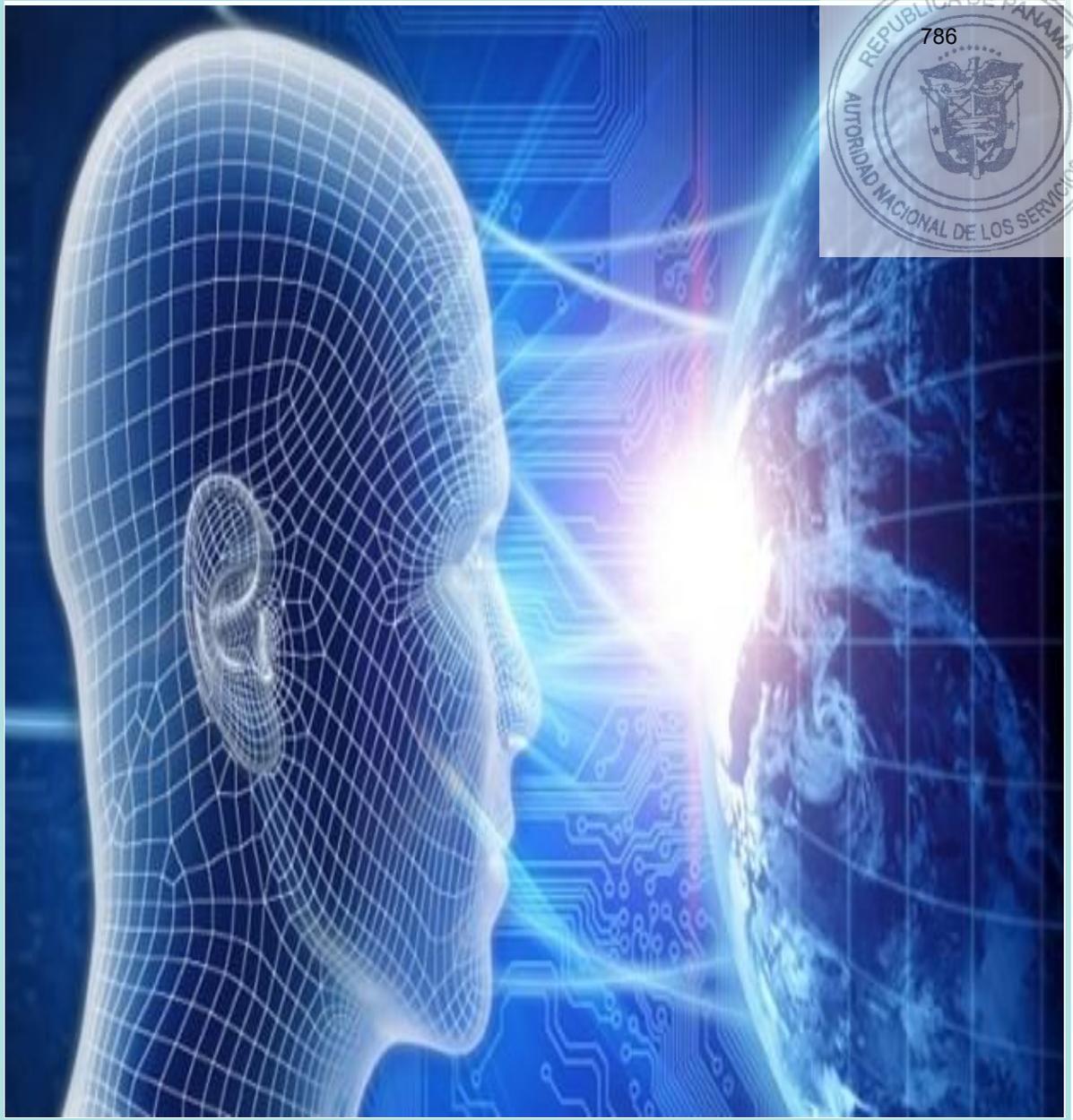
Panamá hacia Colombia, así como el rango de valores que pueden llegar a tener con probabilidades asociados a ellos. De igual forma, esto puede ser el resultado de la instalación de grandes plantas hidroeléctricas en la región centroamericana, como es el caso de la central Diquis en Costa Rica la cual puede representar grandes volúmenes de energía para intercambio en las épocas lluviosas. Debemos destacar que dentro de un mismo año pueden darse intercambios en ambos sentidos.



Gráfico 8. 4: Intercambios Mensuales PA-CO del Escenario con Colombia.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2018



9

Conclusiones

A small, handwritten signature or initials in the bottom right corner of the page.



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

A small, handwritten mark or signature in blue ink, located in the bottom right corner of the page.



Capítulo 9 CONCLUSIONES

Las políticas energéticas a nivel global tienen como retos principales, la garantía del suministro energético ante los crecientes efectos inmediatos del cambio climático. Panamá viene desarrollando avances muy importantes con respecto a ambos temas.

El Plan Indicativo de Generación muestra el comportamiento esperado de las decisiones de inversión de los agentes privados. Por esta razón los escenarios de expansión de generación contemplan los proyectos que informaron los agentes generadores en febrero de 2018.

Es importante garantizar la diversificación de la matriz energética incentivando la instalación de fuentes de generación eficiente y económicamente factible, es decir, nuevas fuentes renovables y no convencionales que contribuyan a la disminución en el CMS.

Basados en los análisis y proyecciones del modelo, bajo los cuales se realiza el Plan Indicativo de Generación, se hace innegable que, en el periodo de corto plazo la inserción no controlada de tantos proyectos hidroeléctricos, renovables no convencionales en fase de construcción o en etapa avanzada de desarrollo y proyectos termoeléctricos de gas natural, impide la optimización del plantel en expansión en dicho periodo.

Se incorpora el Gas Natural a la Matriz energética Nacional, el cual, además de ser una fuente no tradicional, es un recurso no renovable pero que es más económico que el búnker y Diésel, con el que se pueden obtener precios finales de energía muy competitivos; por otro lado, con respecto al carbón, la ventaja de que las emisiones de efecto invernadero del gas natural son menores a las producidas en el proceso de generación de energía eléctrica con carbón.

Con el ingreso de plantas renovables no convencionales de tipo fotovoltaico y eólicas, como en el Escenario Alternativo I, se debe considerar que, por confiabilidad y seguridad del sistema en el despacho de las plantas eólicas y solares, requieren de cierto nivel de reserva de potencia, la cual eventualmente debe contar con plantas termoeléctricas de respuesta inmediata, las cuales suelen ser de bajos costos de inversión, pero con muy elevados costos operativos. Conceptos, no totalmente contemplados en las herramientas informáticas utilizadas, en la simulación de este análisis económico de mínimo costo.

Las sensibilidades planteadas son aquellas consideradas de mayor importancia ante cambios imprevistos en el Plan de Expansión. En especial, al posible impacto en los proyectos



en el corto Plazo, como el atraso en la incorporación de los proyectos de mayor magnitud y variaciones en los precios de los combustibles.

Adicionalmente se estudia un incremento de precios significativos a la proyección de combustible utilizada en los análisis del estudio; y la sensibilidad ante la probabilidad de que no se lleve a término las centrales termoeléctricas Telfers y Martano.

Se analizaron todos los escenarios con la interconexión con Centroamérica, considerando la interconexión con una capacidad de 300 MW a partir del año 2020. Adicional se consideró el análisis de una sensibilidad contemplando el segundo circuito del proyecto SIEPAC con el inicio en el año 2025, se incrementan 300 MW más a la capacidad de intercambio.

Es necesario hacer notar que, aunque existen considerables incertidumbres sobre los planes de expansión de los otros países centroamericanos, es obvio el beneficio para Panamá de la interconexión regional, ya que como

se ha observado, le ofrece respaldo en épocas de baja confiabilidad y durante eventos imprevistos de gran magnitud. Además, la interconexión regional permite mejorar la rentabilidad de algunas empresas nacionales al exportar excedentes importantes de energía eléctrica.

Se analizó un escenario con la interconexión con Colombia, considerando la interconexión con una capacidad de 400 MW a partir del año 2024. Este proyecto, muestra tener un impacto importante, tanto en nuestro país, como a nivel regional, actual. Desde junio de 2017 se han realizado talleres con el Grupo de Trabajo conformado para este fin por un Equipo Consultor, planificadores y autoridades de los dos países (ASEP, SNE, ETESA de Panamá, y CREG, UPME de Colombia), junto con ISA y ETESA, producto de lo cual se han evaluado y analizado diferentes Esquemas de Armonización, y se han generado recomendaciones sobre el esquema más conveniente para el desarrollo del proyecto.





REFERENCIAS



- Aptelligent. (26 de Octubre de 2016). *Li-ion Batteries in the Hot Seat (A Primer on the Science of Exploding Smartphones)*. Obtenido de <http://www.apelligent.com/2016/10/li-ion-batteries-hot-seat-primer-science-exploding-smartphones/>
- Ars Technica. (31 de Enero de 2017). *A look at the new battery storage facility in California built with Tesla Powerpacks*. Obtenido de <https://arstechnica.com/information-technology/2017/01/a-look-at-the-new-battery-storage-facility-in-california-built-with-tesla-powerpacks/>
- Autoridad del Canal de Panamá. (Mayo de 2018).
- Autoridad Nacional de los Servicios Públicos / Información de Agentes Panamá 2018. (s.f.).
- Autoridad Nacional de los Servicios Públicos. (25 de Abril de 2018). *Listado de Concesiones*. Obtenido de http://www.asep.gob.pa/images/electricidad/concesiones_licencias/conce_otorgadas_tramite.pdf
- Autoridad Nacional de los Servicios Públicos. (25 de Abril de 2018). *Listado de Licencias*. Obtenido de http://www.asep.gob.pa/images/electricidad/concesiones_licencias/resumen_eolico_termico.pdf
- Canary Systems. (Agosto de 2016). *Project Profile: Rocky Mountain Pumped Storage Hydroelectric Plant*. Obtenido de <http://canarysystems.com/2016/08/project-profile-rocky-mountain-pumped-storage-hydroelectric-plant/>
- Centro Nacional de Despacho - Panamá. (2016). *Informe de Confiabilidad 2017*. Panamá.
- Centro Nacional de Despacho - Panamá. (2017). *Informe de Confiabilidad 2018*. Panamá.
- Centro Nacional de Despacho. (Enero de 2018). *Informe de Generación Mensual - 2017*. Obtenido de https://www.cnd.com.pa/informes.php?cat=2&tipo_informe=14&ano=2017
- Chemical Glossary. (29 de Agosto de 2017). *Lead-acid battery*. Obtenido de <https://glossary.periodni.com/glossary.php?en=lead-acid+battery>



- Consejo Nacional de Energía. (2018). Plan Indicativo de la Expansión de la Generación Eléctrica de El Salvador 2018-2035. El Salvador.
- Department of Energy - Global Energy Storage Database. (Octubre de 2017). *Okinawa Yanbaru Seawater Pumped Storage Power Station*. Obtenido de <https://www.energystorageexchange.org/projects/816>
- Deutsche Welle. (15 de Junio de 2016). *Hydrogen and wind: Allies for sustainable energy*. Obtenido de <http://www.dw.com/en/hydrogen-and-wind-allies-for-sustainable-energy/a-19330382>
- Dustmann, C.-H. (10 de Marzo de 2004). *Advances in ZEBRA batteries*. Obtenido de <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775303009418>
- Empresa Nacional de Energía Eléctrica. (Febrero de 2018). Plan de Expansión - Escenario sin Carbón de Noviembre de 2016 (modificado en febrero de 2018). Honduras.
- Energy BC. (2016). *Wind Power*. Obtenido de <http://www.energybc.ca/wind.html>
- Energy Technology Systems Analysis Programme & International Renewable Energy Agency. (Marzo de 2016). *Wind Power - Technology Brief*. Obtenido de https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2016/IRENA-ETSAP_Tech_Brief_Wind_Power_E07.pdf
- Energy.gov - Office of Energy Efficiency & Renewable Energy. (Agosto de 2013). *Concentrating Solar Power Tower Plant Illustration*. Obtenido de <https://www.energy.gov/eere/solar/downloads/concentrating-solar-power-tower-plant-illustration>
- Energy.gov - Office of Energy Efficiency & Renewable Energy. (Agosto de 2013). *Dish/Engine System Concentrating Solar Power Basics*. Obtenido de <https://www.energy.gov/eere/solar/articles/dishengine-system-concentrating-solar-power-basics>
- Energy.gov - Office of Energy Efficiency & Renewable Energy. (Agosto de 2013). *Linear Concentrator System Basics for Concentrating Solar Power*. Obtenido de <https://www.energy.gov/eere/solar/articles/linear-concentrator-system-basics-concentrating-solar-power>
- ETESA. (s.f.).
- ETESA. (2018). *Plan de Expansión 2018, Tomo I: Estudios Básicos*.
- ETESA. (Mayo de 2018). Revisión del Plan de Expansión 2018. Panamá.



- ETESA. (s.f.). *Plan de Expansión 2017, Tomo I: Estudios Básicos / Plan de Expansión 2018, Tomo I: Estudios Básicos*. Panamá.
- ETESA. (s.f.). *Plan de Expansión 2017, Tomo II: Plan Indicativo de Generación 2017-2031 / Plan de Expansión 2018, Tomo II: Plan Indicativo de Generación 2018-2032*. Panamá.
- European Commission. (2015). *2014 Joint Research Centre Geothermal Energy Status Report*. Obtenido de http://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC93338/jrc%20geothermal%20report_final.pdf
- Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems. (s.f.). *Power to Gas*. Obtenido de <https://www.ise.fraunhofer.de/en/business-areas/hydrogen-technologies/hydrogen-production-by-water-electrolysis/power-to-gas.html>
- Huang, Y., Chen, H., Zhang, X., Keatley, P., Huang, M., Vorushylo, I., . . . Hewitt, N. (Mayo de 2017). *Techno-economic Modelling of Large Scale Compressed Air Energy Storage Systems*. Obtenido de https://www.researchgate.net/publication/317305678_Techno-economic_Modelling_of_Large_Scale_Compressed_Air_Energy_Storage_Systems?_sg=98g6HIPX22Wy_OuHwHQyzCREIMuObcwOi-W3TD0HKjWISWAILegmERoSO9kl8Edv5o1s86lvDHTozAmMMRHbaaZqv1WmhiEWw
- Hydrostor. (2018). *Advanced Compressed Air Energy Storage*. Obtenido de <https://www.hydrostor.ca/>
- IBM. (20 de Abril de 2012). *IBM Battery 500 - IBM creates breathing, high-density, light-weight lithium-air battery*. Obtenido de <http://www.extremetech.com/computing/126745-ibm-creates-breathing-high-density-light-weight-lithium-air-battery>
- Información de Agentes Panamá. (Mayo de 2018).
- Inhabitat. (28 de Marzo de 2012). *Altaeros Energies' Floating Wind Turbines Tap Into Strong High Altitude Winds*. Obtenido de <https://inhabitat.com/altaeros-energies-floating-wind-turbines-tap-into-strong-high-altitude-winds/altaeros-energies-1/>
- Instituto Costarricense de Electricidad. (Mayo de 2017). *Plan de Expansión de la Generación Eléctrica*. Costa Rica.
- International Electrotechnical Commission. (2011). *Electrical Energy Storage*. Obtenido de <http://www.iec.ch/whitepaper/pdf/iecWP-energystorage-LR-en.pdf>



- International Renewable Energy Agency. (Junio de 2014). *Wave Energy Technology Brief*. Obtenido de http://www.irena.org/documentdownloads/publications/wave-energy_v4_web.pdf
- IRHE. (1985). Estudios de Turba.
- Japan Space Systems. (2013). *SSPS : Space Solar Power System*. Obtenido de http://www.jspacesystems.or.jp/en_project_ssps/
- Jóhannesson, T., & Chatenay, C. (Marzo de 2014). *Direct Use of Geothermal Resources*. Obtenido de <https://orkustofnun.is/gogn/unu-gtp-sc/UNU-GTP-SC-18-20.pdf>
- Kawasaki. (2018). *Battery Energy Storage System - GIGACELL - Frequently Asked Questions*. Obtenido de http://global.kawasaki.com/en/energy/solutions/battery_energy/questions/index.html
- Kim, K. J., Park, M.-S., Kim, Y.-J., Kim, J. H., Dou, S., & Skyllas-Kazacos, M. (9 de Junio de 2015). *A technology review of electrodes and reaction mechanisms in vanadium redox flow batteries*. Obtenido de <http://pubs.rsc.org/en/content/articlelanding/2015/ta/c5ta02613j/unauth#!divAbstract>
- Leadbetter, J., & Swan, L. G. (15 de Octubre de 2012). *Selection of battery technology to support grid-integrated renewable electricity*. Obtenido de <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775312009500>
- Ministerio de Energía y Minas. (Enero de 2017). Plan de Expansión de la Generación Eléctrica de 2016-2030. Nicaragua.
- Ministerio de Energía y Minas. (2018). Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación 2018-2032. Guatemala.
- Murata. (s.f.). *The Structure and Principle of Electrical Double Layer Capacitor*. Obtenido de <https://www.murata.com/en-us/products/capacitor/edlc/techguide/principle>
- National Renewable Energy Laboratory. (2011). *Life Cycle Assessment Harmonization*. Obtenido de <https://www.nrel.gov/analysis/life-cycle-assessment.html>
- National Renewable Energy Laboratory. (2012). *Renewable Electricity Futures Study Volume 2 - Renewable Electricity Generation and Storage Technologies*. Obtenido de <https://www.nrel.gov/docs/fy12osti/52409-2.pdf>



- National Renewable Energy Laboratory. (Enero de 2013). *Life Cycle Greenhouse Gas Emissions from Electricity Generation*. Obtenido de <https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/57187.pdf>
- National Renewable Energy Laboratory. (2017). *Solar Photovoltaic Technology Basics*. Obtenido de <https://www.nrel.gov/workingwithus/re-photovoltaics.html>
- Neoen - Hornsdale Power Reserve. (24 de Enero de 2018). *Hornsdale Power Reserve*. Obtenido de <https://hornsdalepowerreserve.com.au/>
- New Energy and Fuel. (15 de Junio de 2010). *Wind to Fertilizer Construction Begins*. Obtenido de <https://newenergyandfuel.com/http://newenergyandfuel.com/2010/06/15/wind-to-fertilizer-construction-begins/>
- Nomura, S. (2015). *Store Electricity! - Opening of Energy Technology by Zero Electrical Resistance*. Obtenido de <http://www.meiji.ac.jp/cip/english/frontline/nomura/index.html>
- Nuclear Power. (2014). *BWR - Boiling Water Reactor*. Obtenido de <https://www.nuclear-power.net/bwr-boiling-water-reactor/>
- Nuclear Power. (2014). *Nuclear Power Plant*. Obtenido de <https://www.nuclear-power.net/nuclear-power-plant/>
- Okot, D. K. (Octubre de 2013). *Review of Small Hydropower Technology*. Obtenido de <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032113003092>
- Powerthru. (2016). *Carbon Fiber Flywheel Technology for Government Applications*. Obtenido de http://www.powerthru.com/carbon_fiber_flywheel_technology.html
- Save The Earth. (Diciembre de 2016). *The Limitless Power of Geothermal Energy*. Obtenido de <https://savetheearth.coop/blog/power-geothermal-energy/>
- Scottish Renewables. (Agosto de 2016). *The Benefits of Pumped Storage Hydro to the UK*. Obtenido de https://www.researchgate.net/publication/312098425_The_Benefits_of_Pumped_Storage_Hydro_to_the_UK?_sg=3C5eh1Y9_mxzl_ifRNKuPnI7IXgv9sUpaATDLjpgTdH754UEnPQeTC3EmZv3OX5HlwQVQqSZTgtif4sM7KOCrUcNbD2A8MEXOA



- Secretaría Nacional de Energía de Panamá / U.S. Department of Energy - Energy Information Administration. (2018). Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2018. Panamá, Panamá.
- Storage Battery Solutions, LLC. (2018). *Stationary / Standby Power*. Obtenido de <http://www.sbsbattery.com/products-services/by-application/stationary-standby-power.html>
- The Agency for Science, Technology and Research. (14 de Enero de 2017). *A breath of fresh air: Improving zinc-air batteries*. Obtenido de <https://www.sciencedaily.com/releases/2017/01/170114191153.htm>
- The National Academies of The National Academies Press. (2013). *Induced Seismicity Potential in Energy Technologies*. Obtenido de <https://www.nap.edu/read/13355/chapter/6>
- The USGS Water Science School. (Abril de 2017). Obtenido de <https://water.usgs.gov/edu/wuhy.html>
- U.S. Department of Energy - Energy Information Administration. (s.f.). Annual Energy Outlook 2017 / Annual Energy Outlook 2018.
- U.S. Department of Energy - U.S. Energy Information Administration. (s.f.).
- U.S. Energy Information Administration. (Abril de 2017). *Hydropower Explained - Ocean Thermal Energy Conversion*. Obtenido de https://www.eia.gov/energyexplained/index.php?page=hydropower_ocean_thermal_energy_conversion
- U.S. Energy Information Administration. (Marzo de 2017). *Wind Explained - Types of Wind Turbines*. Obtenido de https://www.eia.gov/energyexplained/index.php?page=wind_types_of_turbines
- University of Bristol. (s.f.). *Tidal lagoons and offshore wind*. Obtenido de <https://www.bristol.ac.uk/cabot/research/casestudies/2017/tidal-lagoons.html>
- University of Southern California. (10 de Noviembre de 2010). *Get That "Just Right" Feel: Incorporating Phase Change Materials Into Textiles*. Obtenido de <http://illuminate.usc.edu/2/get-that-34just-right-34feel-incorporating-phase-change-materials-into-textiles/>
- Wang, B., & Bauer, S. (27 de Abril de 2017). *Compressed air energy storage in porous formations: a feasibility and deliverability study*. Obtenido de



<https://pubs.geoscienceworld.org/pg/article/23/3/306/519394/compressed-air-energy-storage-in-porous-formations>

Windpower Engineering & Development. (28 de Abril de 2014). *Underwater compressed-air storage making good progress*. Obtenido de <https://www.windpowerengineering.com/business-news-projects/underwater-compressed-air-storage-making-good-progress/>



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

A small, handwritten mark or signature in blue ink, located in the bottom right corner of the page.



Tomo III - Anexo - 1
Plan de Inversiones
2018-2026



EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S. A.
PLAN DE INVERSIÓN
PROYECTOS DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN
(MILES DE B.)

Table with columns: DESCRIPCIÓN, Contrato, hasta 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, 2051, 2052, 2053, 2054, 2055, 2056, 2057, 2058, 2059, 2060, 2061, 2062, 2063, 2064, 2065, 2066, 2067, 2068, 2069, 2070, 2071, 2072, 2073, 2074, 2075, 2076, 2077, 2078, 2079, 2080, 2081, 2082, 2083, 2084, 2085, 2086, 2087, 2088, 2089, 2090, 2091, 2092, 2093, 2094, 2095, 2096, 2097, 2098, 2099, 2100. Rows include various transmission projects like 'PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO', 'REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO', 'REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO', and 'PLAN DE PLANTA GENERAL'.

Handwritten signature or initials.