República de Panamá

AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución AN No. 22195 -Elec Panamá, 16 de octubre de 2026

"Por la cual se aprueba el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional correspondiente al año 2025, presentado por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA)"

TOMO IV

Pág. 601 a pág. 800

REPÚBLICA DE PANAMÁ 601 AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

A. PROGRAMACIÓN DINÁMICA DUAL ESTOCÁSTICA

A.1 Formulación del problema

El despacho hidrotérmico multi-etapa se plantea como un problema de *programación dinámica estocástica*, caracterizado por la siguiente ecuación recursiva:

$$\alpha(v_{t-1}, a_{t-1}) = E\{ Min\,[z_t(e_t) + \alpha_{t+1}(v_t, a_t)]\} \quad \text{(A.1)}$$

$$\text{s.t.} \quad v_t(i) + s_t(i) + u_t(i) - \sum_{m \in M_i}[s_t(m) + u_t(m)] = v_{t-1}(i) + a_t(i)$$

$$0 \le v_t(i) \le \overline{v}_t(i)$$

$$0 \le u_t(i) \le \overline{u}_t(i)$$

$$e_t(i) = \rho(i) u_t(i)$$

$$i = 1, \ldots, I$$

donde i índice de las centrales hidroeléctricas (I = número de centrales) y $z_t(e_t)$ representa el costo operativo asociado a la generación hidroeléctrica e_t, esto es:

$$z_t(e_t) = Min \sum_{j=1}^{J} c(j) g_t(j) + c_\delta \delta_t \quad \text{(A.2)}$$

$$\text{s.a} \quad \sum_{j=1}^{J} g_t(j) + \sum_{i=1}^{I} e_t(j) + \delta_t = d_t$$

$$0 \le g_t(j) \le \overline{g}_t(j) \qquad j = 1, \ldots, J$$

donde j índice de las térmicas (J = número de térmicas).

En teoría, el procedimiento recursivo (A.1) podría ser resuelto a través de un algoritmo de programación dinámica estocástica (PDE). Sin embargo, el esfuerzo computacional del algoritmo PDE tradicional crece exponencialmente con el número de variables de estado del problema.

Debido a esto, se utiliza la técnica de programación dinámica estocástica dual (SDDP), que permite obtener los mismos resultados de la PDE tradicional, sin la necesidad de discretización del espacio de estados. El algoritmo SDDP es un proceso iterativo de construcción de una aproximación de la función de costo futuro, cuya precisión depende de dos parámetros: el tamaño de la muestra de estados (L) y el número de escenarios condicionados utilizados en el cálculo de la función de costo futuro (N).

A.2 Pasos del algoritmo SDDP

A.2.1 Selección del conjunto inicial de estados

En la primera iteración se requieren L estados iniciales. Para cada etapa t el estado (v_{t-1}^l, a_{t-1}^l) representa las condiciones iniciales de almacenamiento y afluencias, para $l = 1, \ldots, L$.

602

A.2.1.1 Estados iniciales de almacenamiento

El estado inicial de almacenamiento para la etapa $t = 1$ es un dato conocido, igual a v_n para cada uno de los L estados. Los estados iniciales de almacenamiento $\{v_{t-1}^l\}, l = 1,\ldots,L$ y $t = 2,\ldots,T$ se obtienen dividiendo la capacidad del embalse en L valores. Por ejemplo, si $L = 5$, los estados de almacenamiento serían 100%, 75%, 50%, 25% y 0%.

A.2.1.2 Estados iniciales de afluencias

La condición hidrológica inicial a_0 es un dato conocido. Los estados iniciales de afluencias anteriores $\{a_{t-1}^l\}, l = 1,\ldots,L$ se obtienen generando un conjunto de L secuencias hidrológicas para las etapas $t = 2,\ldots,T$. El proceso de generación consiste en sortear aleatoriamente un vector de ruidos ξ_t^l con distribución Lognormal de tres parámetros y calcular el vector de afluencias para la etapa t, secuencia l como:

$$a_t^l = \Phi_{t-1} \times a_{t-1}^l + \Lambda_t \times \xi_t^l \qquad \text{(A.3)}$$

Las matrices Φ_{t-1} and Λ_t contienen los parámetros del modelo estocástico de afluencias. Φ_{t-1} representa la relación entre las afluencias de una misma central en etapas consecutivas (correlación temporal), mientras Λ_t representa la relación entre todas las afluencias del sistema en la misma etapa (correlación espacial). En esta presentación de la metodología se utiliza un modelo auto-regresivo de orden 1, con el objetivo de simplificar la notación. Se observa que la utilización de modelos de orden mayor que 1 no compromete la eficiencia de la metodología SDDP.

A.2.2 Cálculo de la función aproximada de costo futuro

La aproximación de la función de costo futuro se construye a través de una recursión en el sentido inverso del tiempo. Para cada etapa t y para cada estado (v_{t-1}^l, a_{t-1}^l) el siguiente proceso se repite.

A.2.2.1 Generación de N escenarios de afluencias condicionadas

Se generan N escenarios de afluencias condicionadas a la afluencia a_{t-1}^l, como se muestra a continuación:

$$a_t^{ln} = \Phi_{t-1} \times a_{t-1}^l + \Lambda_t \times \xi_t^n \qquad \text{para } n = 1,\ldots,N \qquad \text{(A.4)}$$

donde Φ_{t-1} y Λ_t son los parámetros del modelo estocástico de afluencias para la etapa t, y el vector ξ_t^n se obtiene por un sorteo aleatorio de una distribución Lognormal.

A.2.2.2 Solución del problema operativo

Sea v_{t-1}^l el vector de almacenamientos iniciales y a_t^{ln} uno de los vectores de afluencias condicionadas producido en el paso A.2.2.1. Se resuelve entonces el problema operativo para la etapa t:

603

$$
\begin{aligned}
w_t^{ln} = \; & Min\; z_t(e_t) \;+\; \alpha_{t+1} && \text{(A.5)}\\
\text{s.t.} \quad & v_t(i) + s_t(i) + u_t(i) - \textstyle\sum_{m\in M_i}[s_t(m) + u_t(m)] = v_{t-1}^{l}(i) + a_t^{ln}(i) && \pi_{v_{t-1}}^{ln}(i)\\
& 0 \le v_t(i) \le \overline{v}_t(i) && \pi_{\overline{v}_t}^{ln}(i)\\
& 0 \le u_t(i) \le \overline{u}_t(i) && \pi_{\overline{u}_t}^{ln}(i)\\
& e_t(i) = \rho(i)u_t(i)\\
& \alpha_{t+1} - \textstyle\sum_{i=1}^{I}\phi_{v_t}^{p}(i) \times v_t(i) \ge \sum_{i=1}^{I}\phi_{a_t}^{p}(i) \times a_t^{ln}(i) + r_t^{p} && \pi_{\alpha_{t+1}}^{ln}(p)\\
& \alpha_{t+1} \ge 0\\
& \qquad \text{para } i = 1,\ldots,I;\ \text{para } j = 1,\ldots,J;\ \text{para } p = 1,\ldots,P(t)
\end{aligned}
$$

donde $P(t)$ es el número de aproximaciones de la función de costo futuro en la etapa t. Inicialmente $P(t) = 0$.

A.2.2.3 Cálculo de las derivadas

Después de la solución del problema (A.5) para cada uno de los escenarios de afluencias condicionadas, se calculan las derivadas de la función objetivo con respecto a las condiciones iniciales $\left(v_{t-1}^{l}, a_{t-1}^{l}\right)$.

El vector $\partial w_t^{ln}/\partial v_{t-1}^{l}$ representa la variación del costo operativo con respecto a los almacenamientos iniciales. Como estos almacenamientos sólo aparecen en la ecuación de balance hídrico, se tiene:

$$\partial w_t^{ln}/\partial v_{t-1}^{l} = \pi_{v_{t-1}}^{ln} \qquad \text{(A.6)}$$

donde $\pi_{v_{t-1}}^{ln}$ es el multiplicador Simplex asociado a la ecuación de balance hídrico del problema (A.5).

La variación del costo operativo con respecto a las afluencias anteriores, $\partial w_t^{ln}/\partial a_{t-1}^{l}$, se obtiene de la siguiente manera. Aunque a_{t-1}^{l} no aparezca en el lado derecho del problema (A.5), se utiliza la regla de la cadena para obtener la derivada:

$$\frac{\partial w_t^{ln}}{\partial a_{t-1}^{l}} = \frac{\partial w_t^{ln}}{\partial a_t^{ln}} \times \frac{\partial a_t^{ln}}{\partial a_{t-1}^{l}} \qquad \text{(A.7)}$$

Dado que a_t^{ln} aparece en la ecuación de balance hídrico y en las restricciones de costo futuro, se tiene:

$$\frac{\partial w_t^{ln}}{\partial a_t^{ln}} = \pi_{v_{t-1}}^{ln}(i) + \textstyle\sum_{p=1}^{p}\phi_{a_t}^{p} \times \pi_{a_{t+1}}^{ln}(p) \qquad \text{(A.8)}$$

604

Para obtener el término $\partial a_t^{ln}/\partial a_{t-1}^{l}$ se substituye a_t^{ln} por la expresión (A.4) del modelo estocástico de afluencias. Derivando, se tiene:

$$\partial a_t^{ln}/\partial a_{t-1}^{l} = \Phi_{t-1} \quad \text{(A.9)}$$

La derivada deseada se calcula como el producto de las dos expresiones anteriores, es decir:

$$\frac{\partial w_t^{ln}}{\partial a_{t-1}^{l}} = \left[\pi_{v_{t-1}}^{ln}(i) + \sum_{p=1}^{p} \phi_{a_t}^{p} \times \pi_{a_{t+1}}^{ln}(p)\right] \times \Phi_{t-1} \quad \text{(A.10)}$$

Por simplicidad de notación, se define:

$$\phi_{a_{t-1}}^{ln} = \frac{\partial w_t^{ln}}{\partial a_{t-1}^{l}} \quad \text{(A.11)}$$

A.2.2.4 Cálculo de la aproximación de la función de costo futuro

Después de la solución de los N problemas correspondientes a los N escenarios condicionados al estado $\left(v_{t-1}^{l}, a_{t-1}^{l}\right)$ y calculadas las derivadas con respecto a las condiciones iniciales para cada escenario n, el valor esperado de estas derivadas está dado por:

$$\phi_{v_{t-1}}^{l} = \frac{1}{N}\sum_{n=1}^{N} \pi_{v_{t-1}}^{ln} \quad \text{(A.12)}$$

$$\phi_{a_{t-1}}^{l} = \frac{1}{N}\sum_{n=1}^{N} \phi_{a_{t-1}}^{ln} \quad \text{(A.13)}$$

y el valor esperado de la función objetivo es:

$$w_t^{l} = \frac{1}{N}\sum_{n=1}^{N} w_t^{ln} \quad \text{(A.14)}$$

Una aproximación de la función de costo futuro de la etapa anterior $t-1$ se obtiene a través de la linealización del valor esperado w_t^{l} alrededor del estado inicial $\left(v_{t-1}^{l}, a_{t-1}^{l}\right)$:

$$\alpha_{t-1}^{l}(v_{t-1}^{l}, a_{t-1}^{l}) \geq w_t^{l} + \phi_{v_{t-1}}^{l} \times (v_{t-1} - v_{t-1}^{l}) + \phi_{a_{t-1}}^{l} \times (a_{t-1} - a_{t-1}^{l}) \quad \text{(A.15)}$$

Separando los valores conocidos de las variables de decisión y agregando los términos, se tiene:

$$\alpha_{t-1}^{l}(v_{t-1}^{l}, a_{t-1}^{l}) \geq \phi_{v_{t-1}}^{l} \times v_{t-1} + \phi_{a_{t-1}}^{l} \times a_{t-1} + r_{t-1}^{l} \quad \text{(A.16)}$$

donde r_{t-1}^{l} es un término constante dado por:

$$r_{t-1}^{l} = w_t^{l} - \phi_{v_{t-1}}^{l} \times v_{t-1}^{l} - \phi_{a_{t-1}}^{l} \times a_{t-1}^{l} \quad \text{(A.17)}$$

605

A.2.2.5 Actualización de la función de costo futuro de la etapa anterior

El procedimiento presentado en A.2.2.4 produce un híperplano que aproxima la función de costo futuro de la etapa anterior $t-1$ alrededor del estado inicial (v_{t-1}^l, a_{t-1}^l). Este proceso se repite para cada estado l ., con $l = 1,\ldots,L$. De esta forma generamos L aproximaciones de la función de costo futuro para la etapa $t-1$. Estos L nuevos híperplanos son añadidos al problema de la etapa anterior, por lo tanto $P(t-1) \leftarrow P(t-1) + L$.

A.2.3 Cálculo del límite inferior

El problema operativo se resuelve ahora para la primera etapa $t = 1$. Los tramos de la función de costo futuro para esta etapa fueron obtenidos como se mostró en la sección A.2.2. El valor esperado del costo operativo a lo largo del período de planeamiento se calcula como:

$$\underline{w} = \frac{1}{L}\sum_{l=1}^{L} w_1^l \qquad \text{(A.18)}$$

donde:

$\underline{w}$ valor esperado del costo operativo

w_1^l valor óptimo del problema operativo de la primera etapa dado el volumen inicial v_0 y el vector de afluencias a_1^l:

$$w_1^l = \; Min \sum_{j=1}^{J} c_1(j) g_1(j) + c_\delta \delta_t + \alpha_1 \qquad \text{(A.19)}$$

sujeto a las restricciones operativas etc.

Si el procedimiento presentado en las secciones A.2.1 y A.2.2 se aplicara a todos los estados (v_{t-1}^l, a_{t-1}^l), posibles del sistema, el costo operativo promedio calculado en (A.18) seria por definición la solución óptima del problema estocástico. Como el número total de estados es excesivamente elevado, se aplica el procedimiento a un subconjunto de L estados. Por lo tanto, las funciones de costo futuro $\{\alpha_1\}$ calculadas son aproximaciones de las funciones verdaderas. En particular, dado que la aproximación de la función de costo futuro no incluye todos los tramos, el valor $\underline{w}$ en (A.18) es un límite inferior para la solución óptima.

A.2.4 Cálculo del límite superior

El cálculo del límite superior se basa en la observación de que el costo esperado resultante de la simulación operativa del sistema para cualquier función de costo futuro no puede ser inferior al valor óptimo. El proceso consiste en una simulación en el sentido directo del tiempo para una muestra de tamaño L. El procedimiento de simulación se presenta a continuación.

A.2.4.1 Estados iniciales de almacenamiento

Para la etapa $t = 1$ se considera el vector de volúmenes iniciales v_o.

606

A.2.4.2 Estados iniciales de afluencias

Los estados iniciales de afluencias para las etapas $t = 1, \ldots, T$ y para los escenarios $l = 1, \ldots, L$ son los mismos que se sortearan en la sección A.2.1.2.

A.2.4.3 Simulación operativa

Para cada etapa t y para cada estado inicial (v_{t-1}^l, a_{t-1}^l) se resuelve el problema operativo:

$$
\begin{aligned}
w_t^l \;=\;& Min\, z_t(e_t) \;+\; \alpha_{t+1} && \text{(A.20)}\\
\text{s. a:}\quad & v_t(i) + s_t(i) + u_t(i) - \textstyle\sum_{m \in M_i}[s_t(m) + u_t(m)] = v_{t-1}^l(i) + a_t^l(i)\\
& 0 \;\le\; v_t(i) \le \overline{v}_t(i)\\
& 0 \;\le\; u_t(i) \le \overline{u}_t(i)\\
& e_t(i) \;=\; \rho(i) u_t(i)\\
& \alpha_{t+1} - \textstyle\sum_{i=1}^{I} \phi_{v_t}^p(i) \times v_t(i) \;\ge\; \sum_{i=1}^{I} \phi_{a_t}^p(i) \times a_t(i) \;+\; r_t^p\\
& \alpha_{t+1} \;\ge\; 0\\
& \text{para } i \;=\; 1, \ldots, I; \text{ para } j \;=\; 1, \ldots, J; \text{ para } p \;=\; 1, \ldots, P(t)
\end{aligned}
$$

donde $P(t)$ es el número de aproximaciones de la función de costo futuro en la etapa t obtenidas en el proceso recursivo presentado en A.2.2. El siguiente valor está asociado a la solución de este problema:

$$z_t^l \;= w_t^l - \alpha_t^l \qquad \text{(A.21)}$$

donde w_t^l es el valor óptimo de la solución y w_t^l es el valor de la variable de costo futuro en la solución óptima. En otras palabras, z_t^l representa el costo operativo en la etapa t, sin costo futuro.

A.2.4.4 Actualización del estado inicial de almacenamiento

Para las etapas t, $t = 2, \ldots, T$, actualice los estados iniciales de almacenamiento utilizando el vector de almacenamientos finales v_{t-1}^l obtenido en la solución del problema operativo de la etapa $t - 1$ para el l-ésimo escenario.

A.2.4.5 Obtención del límite superior

Después de la solución del problema (A.20) para cada estado inicial (v_{t-1}^l, a_{t-1}^l) y para cada etapa se calcula:

$$\overline{w} = \frac{1}{L} \textstyle\sum_{l=1}^{L} z^l \qquad \text{(A.22)}$$

donde z^l es el costo operativo total de la secuencia l:

607

$$z^l = \sum_{t=1}^{T} z_t^l \quad \text{(A.23)}$$

A.2.5 Verificación de la optimalidad

El límite superior estimado en (A.22) se basa en una muestra de L secuencias de afluencias. Por lo tanto, hay una incertidumbre alrededor de esta estimación, que depende de la desviación estándar del estimador:

$$\sigma_w = \sqrt{\frac{1}{L^2} \sum_{l=1}^{L} (z^l - \overline{w})^2} \quad \text{(A.24)}$$

El intervalo de confianza (95%) para $\overline{w}$ es:

$$[\overline{w} - 1.96\sigma_w;\ \overline{w} + 1.96\sigma_w] \quad \text{(A.25)}$$

Si el límite inferior $\underline{w}$ está en el intervalo (A.25), se llegó a la solución óptima y el algoritmo termina. En caso contrario, se debe mejorar la aproximación de las funciones de costo futuro y por lo tanto repetir el procedimiento presentado en la sección A.2.2. Los nuevos estados de almacenamiento son los volúmenes (v_{t-1}^l) producidos en la simulación operativa presentada en la sección A.2.4. Los estados de afluencias (a_{t-1}^l) siguen iguales.

608

B. MODELO ESTOCÁSTICO DE CAUDALES

B.1 Objetivo

En este Anexo se describe el modelo estocástico de caudales utilizados en el modelo SDDP. El modelo busca caracterizar, de la forma más realista y simple posible:

- la dependencia de una secuencia de caudales afluentes a un embalse con el ciclo anual y con su propio histórico reciente;
- la naturaleza de la distribución del vector de ruidos en cada intervalo de tiempo;
- la naturaleza de la interdependencia entre las afluencias a los diferentes embalses.

El modelo de caudales es capaz de determinar y aplicar diferentes órdenes de autocorrelación para cada período del modelo. En este texto, se procura simplificar la representación matemática del modelo, considerando el tipo AR(1). Esperamos que esto haga más fácil la comprensión del modelo. El modelo de caudales afluentes a un embalse se describe en la Sección B.2, incluyendo procedimientos para la estimación de los parámetros del modelo autoregresivo, caracterización de la distribución de ruidos, y testes para verificar si el modelo es adecuado.

La sección B.3 describe como se modela y estima la relación entre los caudales afluentes a diferentes embalses.

El modelo genera series sintéticas de caudales que son utilizadas en la fase *forward* del algoritmo del SDDP, o en la simulación de la operación del sistema. El modelo de caudales también genera secuencias de caudales condicionadas, utilizadas en la fase *backward* del algoritmo. La Sección B.4 describe como el programa SDDP genera secuencias sintéticas de caudales para el modelo y estima los parámetros.

B.2 Modelación en una variable para secuencias de caudales afluentes a un único embalse

B.2.1 El Modelo ARP(1)

B.2.1.1 Introducción

Los parámetros que caracterizan las secuencias de caudales (media, desviación estándar, asimetría y correlación temporal) generalmente presentan un comportamiento periódico a lo largo del año. Estas secuencias se pueden analizar por modelos autoregresivos periódicos, ARP. En este texto se asume un modelo autoregresivo de orden 1 para cada período, es decir, toda la información de correlación entre caudales presente y pasada está contenida en la correlación con el período anterior. En este modelo, la autocorrelación se reduce exponencialmente en la medida que el número de períodos autoregresivos lineales aumenta.

Usaremos la siguiente notación para describir el modelo:

m para períodos, $m = 1, 2, \ldots s$ donde s es el número de etapas del año ($s = 12$ para series mensuales, $s = 52$ para series semanales)

609

T para años, $T = 1, 2, \ldots, N$ donde N es el número de años

t índice de las etapas, $t = 1, 2, \ldots, s \times N$,

Z_t secuencia estacional de la etapa t

μ_m media estacional del período m

σ_m desviación estándar del período m

ϕ_m parámetro autoregresivo (de orden l) para el período m

a_t ruidos con media cero y varianza $\theta^2(t)$

Una autocorrelación de orden 1 en cada período significa que en cada período los caudales están relacionados a los caudales del período anterior por la ecuación:

$$\left(\frac{Z_t - \mu_m}{\sigma_m}\right) = \phi_m \left(\frac{Z_{t-1} - \mu_{m-1}}{\sigma_{m-1}}\right) + a_t$$

$$\left(\frac{Z_t - \mu_m}{\sigma_m}\right) = \phi_m \left(\frac{Z_{t-1} - \mu_{m-1}}{\sigma_{m-1}}\right) + a_t \qquad \text{(B.1)}$$

donde a_t no depende de Z_{t-1}, Z_{t-2} etc.

B.2.1.2 Relación entre el parámetro autoregresivo y la correlación de caudales

La siguiente ecuación muestra que con un modelo autoregresivo de primer orden, el parámetro autoregresivo de cada período es el mismo que el coeficiente de correlación (de primer orden) del período correspondiente.

Denominaremos $\rho^m(k)$, la correlación entre Z_t y Z_{t-k} para t perteneciente al período m:

$$\rho^m(k) = E\left[\left(\frac{Z_t - \mu_m}{\sigma_m}\right)\left(\frac{Z_{t-k} - \mu_{m-k}}{\sigma_{m-k}}\right)\right] \qquad \text{(B.2)}$$

El conjunto de funciones de autocorrelación $\rho^m(k)$ de los períodos $m = 1, \ldots, s$ describen la estructura con dependencia temporal de las series de caudales. Substituyendo la ecuación (B.2) en (B.1), se obtiene:

$$\rho^m(k) = E\left[\left(\frac{Z_t - \mu_m}{\sigma_m}\right)\left(\frac{Z_{t-k} - \mu_{m-k}}{\sigma_{m-k}}\right)\right] + E\left[a_t\left(\frac{Z_{t-k} - \mu_{m-k}}{\sigma_{m-k}}\right)\right] \qquad \text{(B.3)}$$

En función de la independencia de los ruidos con respecto al histórico, el segundo término del lado derecho de la ecuación es cero. Así:

$$\rho^m(k) = \phi_m \rho^{m-1}(k-1) \qquad \text{para } k \geq 1$$

$$\rho^m(k) = \phi_m \phi_{m-1} \rho^{m-2}(k-1) \qquad \text{para } k \geq 2 \qquad \text{(B.4)}$$

610

Si aplicamos la misma relación continuamente y observamos que $\rho^m(k-k) = \rho^m(0) = 1$, obtenemos:

$$\rho^m(k) = \phi_m \phi_{m-1} \cdots \phi_{m-k+1} \tag{B.5}$$

En el caso particular en que $k = 1$, tenemos la siguiente relación:

$$\rho^m(1) = \phi_m \tag{B.6}$$

Por lo tanto, en un modelo ARP(1), el parámetro autoregresivo φ_m es idéntico a la correlación entre los caudales del período m y el período $m-1$. Por eso podemos expresar la varianza del ruido en términos de los parámetros autoregresivos.

B.2.1.3 El vector de ruidos transformados

La generación de secuencias de caudales que serán usadas por el modelo SDDP requiere el conocimiento de los parámetros y de la forma de la distribución asociada a los caudales. En particular, es necesario determinar los parámetros de la distribución de ruidos de los caudales. Estos parámetros no están directamente relacionados a los caudales anteriores por medio de las autocorrelaciones.

Si asumimos que el ruido tiene una distribución Lognormal, con media 0, varianza $\theta^2(t)$ y un límite inferior ψ_t, entonces sabemos de la teoría Estadística, que $a_t - \psi_t$ tiene distribución Lognormal con media $-\psi_t$ y varianza $\theta^2(t)$. Si transformamos estas variables $a_t - \psi_t$, aplicando sus logaritmos, las variables resultantes tienen una distribución normal. Así, precisamos determinar los parámetros de la distribución Normal desde los parámetros calculados de los caudales observados. Inicialmente obtenemos la varianza de los ruidos en términos del parámetro autoregresivo.

Como a_t tiene media cero:

$$\begin{aligned}
Var(a_t) &= E(a_t^2) \\
&= E\left[\left(\frac{Z_t-\mu_m}{\sigma_m}\right) - \phi_m\left(\frac{Z_{t-1}-\mu_{m-1}}{\sigma_{m-1}}\right)\right]^2 \\
&= E\left[\left(\frac{Z_t-\mu_m}{\sigma_m}\right)^2\right] + \phi_m^2 E\left[\left(\frac{Z_{t-1}-\mu_{m-1}}{\sigma_{m-1}}\right)^2\right] - 2\phi_m E\left[\left(\frac{Z_t-\mu_m}{\sigma_m}\right)\left(\frac{Z_{t-1}-\mu_{m-1}}{\sigma_{m-1}}\right)\right] \\
&= \rho^m(0) + \phi_m^2 \rho^{m-1}(0) - 2\phi_m \rho^m(1) \\
&= 1 + \phi_m^2 - 2\phi_m^2 \\
&= 1 - \phi_m^2
\end{aligned}$$

Por lo tanto:

$$\theta^2(t) = 1 - \phi_m^2 \tag{B.7}$$

611

Los caudales no pueden ser negativos, lo que implica un límite inferior para a_t, ψ_t. Definiremos ψ_t por el manejo de la ecuación (B.1). Z_t será positivo si:

$$a_t > -\frac{\mu_m}{\sigma_m} - \phi_m \left(\frac{Z_{t-1} - \mu_{m-1}}{\sigma_{m-1}}\right) = \psi_t \qquad \text{(B.8)}$$

Ahora vamos a deducir los parámetros de las distribuciones normales $\log(a_t - \psi_t)$, es decir, la media μ_v y la varianza σ_v^2. Los valores de μ_v y σ_v^2 se pueden deducir por la función generadora de momentos de $a_t - \psi_t$. Por simplicidad de notación, dejaremos de lado el índice del tiempo t. También asumiremos el índice λ para simplificar la notación.

La función densidad de probabilidad de a_t, que tiene distribución Lognormal de 3 parámetros $(\psi_t, \mu_v, \sigma_v)$ es:

$$f_{a_t} = \frac{1}{(a_t - \psi_t)\sqrt{2\pi}\sigma_v} e^{-0.5\left(\frac{\log(a_t - \psi_t) - \mu_v}{\sigma_v}\right)^2} \quad \text{para } a_t \geq \psi_t \qquad \text{(B.9)}$$

donde:

$$\mu_v = E(\log(a_t - \psi_t)) \qquad \text{(B.10)}$$

$$\sigma_v = \sqrt{E[\log(a_t - \psi_t) - \mu_v]^2} \qquad \text{(B.11)}$$

La función de probabilidad (B.9) tiene las siguientes estadísticas:

Media:

$$\mu_v = \psi_t + e^{\mu_v + \frac{\sigma_v^2}{2}} \qquad \text{(B.12)}$$

Varianza:

$$\theta^2 = e^{2(\mu_v + \sigma_v^2)} - e^{2\mu_v + \sigma_v^2} \qquad \text{(B.13)}$$

Llamando la variable auxiliar $\lambda = e^{\sigma_v^2}$ trabajando con el segundo momento B.13, se obtiene:

$$\theta^2 = e^{2\mu_v} e^{\sigma_v^2}\left(e^{\sigma_v^2} - 1\right)$$

$$= e^{2\mu_v}\lambda(\lambda - 1)$$

Entonces tenemos que:

$$e^{2\mu_v} = \frac{\theta^2}{\lambda(\lambda - 1)}$$

Aplicando el logaritmo:

$$\mu_v = 0.5 \log\left(\frac{\theta^2}{\lambda(\lambda - 1)}\right) \qquad \text{(B.14)}$$

612

y

$$\sigma_v^2 = \log(\lambda) \tag{B.15}$$

A partir de los momentos de primer orden (B.12), de la distribución Lognormal, se tiene:

$$-\psi_t = e^{\mu_v + \frac{\sigma_v^2}{2}}$$

Aplicando logaritmo:

$$\log(-\psi_t) = \mu_v + \frac{\sigma_v^2}{2} \tag{B.16}$$

Substituyendo (B.14) y (B.15) en el lado derecho de (B.16)

$$= 0.5 \log\left(\frac{\theta^2}{\lambda(\lambda-1)}\right) + 0.5\log\,\lambda$$

$$= 0.5 \log\theta^2 - 0.5\log\left(\lambda(\lambda-1)\right) + 0.5\log\,\lambda$$

$$= 0.5 \log\theta^2 - 0.5\log\lambda - 0.5\log\left(\lambda-1\right) + 0.5\log\lambda$$

$$= 0.5 \log\left(\frac{\theta^2}{\lambda-1}\right)$$

Exponenciando ambos lados:

$$-\psi_t = \sqrt{\frac{\theta^2}{\lambda-1}}$$

$$\psi_t^2 = \frac{\theta^2}{\lambda-1}$$

Entonces:

$$\lambda = \frac{\theta^2}{\psi_t^2} + 1 \tag{B.17}$$

Sustituyendo (B.17) en (B.14) y (B.15) obtenemos expresiones para μ_v y σ_v^2 en términos de la varianza y del límite inferior de los ruidos. Estas son utilizadas en la generación sintética de caudales.

Consideraremos ahora la dependencia explícita con t. La variable $V_t = (log(a_t - \psi_t) - \mu_v)/\sigma_v$ es llamada ruido transformado.

B.2.2 Modelo de ajuste

El modelo de caudales permite la adopción de diferentes órdenes de regresión que se aplican a cada período. Box y Jenkins propusieron una metodología para el ajuste de modelos ARIMA de series temporales, que también se pueden aplicar a los modelos PAR(p). En este análisis, la selección del modelo se divide en tres partes.

613

El primer paso, llamado *identificación* del modelo, consiste en la selección de un orden inicial para el modelo, basado en los estimadores de las funciones autoregresivas obtenidas desde el histórico. El segundo paso es la *estimación* de los parámetros del modelo, y el tercer paso es llamado *verificación* del modelo, donde testes estadísticos son utilizados para comprobar si las hipótesis adoptadas por el teste anterior son adecuadas. Si esto no se verifica se debe retornar al primer paso, hasta que los resultados sean satisfactorios.

B.2.3 Verificación del modelo

Se puede testar el modelo PAR(1) en cuanto a la independencia y normalización de las afluencias y por "outliers".

B.2.3.1 Independencia de los ruidos

Esta hipótesis se puede comprobar por el cálculo de la autocorrelación estacional de los ruidos transformados, como:

$$r_v^{(m)}(j) = \frac{N^{-1}\left(\sum_{i=1}^{N} V_{(i-1)s+m} V_{(i-1)s+m-j}\right)}{\sigma_v^{(m)} \sigma_v^{(m-j)}} \qquad \text{(B.18)}$$

Si el modelo fuera adecuado, $r_v^{(m)}(j)$ tiene una distribución aproximadamente Normal con media cero y varianza menor que N^{-1}. Las estadísticas de Portmanteau,

$$Q_{m,L} = N \sum_{j=1}^{L} \left(r_v^{(m)}(j)\right)^2 + L(L+1)/2N \qquad \text{(B.19)}$$

son asintóticamente independientes y tienen una distribución χ^2 con $(L-1)$ grados de libertad. Un valor (significativamente) alto de $Q_{m,L}$ indica que la modelación del período m no es adecuada. En este caso, se debe intentar variar el orden del modelo (aumentando el orden desde 1) hasta que los ruidos sean independientes. En este proceso, se puede analizar las funciones de autocorrelación parciales de la muestra.

El modelo también deberá ser probado para todo el conjunto, usando la estadística:

$$Q_L = \sum_{m=1}^{s} Q_{m,L} \qquad \text{(B.20)}$$

donde Q_L tiene una distribución χ^2 con $s(L-1)$ grados de libertad.

B.2.3.2 Ruidos normalizados

Esta hipótesis puede ser verificada a través del cálculo de la asimetría estacional:

$$\gamma_v^m = N^{-1} \sum_{i=1}^{N} \left(V_{(i-1)s+m}\right)^3 \qquad \text{(B.21)}$$

Por tener el estimador de la asimetría una distribución aproximadamente normal, con media cero y varianza $6N^{-1}$, la hipótesis que la *distribución transformada* tiene una distribución

614

Normal es rechazada (con nivel de significancia α) siempre que $|\gamma_v^m| > Z_{n_\alpha}\sqrt{6N^{-1}}$, donde n_α es el límite superior del intervalo de confianza para un α dado, de una distribución Normal patrón.

B.2.3.3 Puntos fuera de la curva

El cálculo de la secuencia histórica $\{V_1, V_2, \ldots.\}$ caracteriza como "sospechoso" cualquier valor Z_t que resulte en un valor V_t fuera del intervalo de confianza de 99% de una distribución Normal.

B.3 Modelo multivariado para múltiples embalses

Sea:

$$V_t = [V_t(1), V_t(2), \ldots, V_t(j)] \tag{B.22}$$

un conjunto de ruidos transformados espacialmente dependientes, donde $V_t(1)$ corresponde a la primera estación hidrológica, $V_t(2)$ la segunda, y así en adelante, para j estaciones.

El modelo espacial está representado por:

$$V_t = AW_t \tag{B.23}$$

donde W_t es un vector con j componentes, todos con distribución Normal estándar, e independientes entre si. La matriz A, conocida como matriz de carga se calcula por la siguiente ecuación:

$$AA' = Cov(V_t) = \Sigma \tag{B.24}$$

donde A' es la transpuesta de A y $Cov(V_t)$ es la matriz de covarianza de V_t, llamada Σ, la que se estima desde las observaciones simultaneas de $V_t(1), V_t(2), \ldots, V_t(j)$.

Una manera de resolver (B.24) es por descomposición en autovectores de Σ:

$$\Sigma = X\Lambda X'$$

donde Λ es una matriz diagonal con los autovalores y X es una matriz de autovectores. Así,

$$A = X\Lambda^{1/2}$$

B.4 Generación sintética de caudales

La generación de caudales en un período cualquiera m se hace tomando una muestra, en cada tiempo t, con j variables dependientes de distribución Normal estándar, donde j es el número de plantas hidráulicas del estudio: $\widetilde{W}_t(1), \widetilde{W}_t(2), \ldots, \widetilde{W}_t(j)$.

615

El vector de ruidos transformado con dependencia espacial $\tilde{V}_t = [\tilde{V}_t(1), \tilde{V}_t(2), \ldots, \tilde{V}_t(j)]$ se calcula por la ecuación (B.23), es decir, $\tilde{V}_t = A\tilde{W}_t$. Cada ruido $\tilde{V}_t(i), i = 1, \ldots, J_i^{\tilde{V}}$ recibe una transformación específica para resultar en el ruido $\tilde{a}_t(i)$ del modelo autoregresivo periódico.

$$\tilde{a}_t(i) = \exp\left(\tilde{V}_t(i) \times \tilde{\sigma}_v + \tilde{\mu}_v\right) + \tilde{\Psi}_t \qquad \text{(B.25)}$$

donde $\tilde{\mu}_v, \tilde{\sigma}_v$ y $\tilde{\Psi}_t$ están relacionados a los residuos sintéticos de la misma manera que μ_v, σ_v y Ψ_t están a los ruidos reales (ecuaciones (B.14) y (B.15) y (B.8) respectivamente).

La variable normalizada para cada local satisface la ecuación autoregresiva específica de la variable local i:

$$\tilde{X}_t(i) = \varphi_m \tilde{X}_{t-1}(i) + \tilde{a}_t(i) \qquad \text{(B.26)}$$

El caudal sintético $\tilde{Z}_t(i)$ satisface:

$$\tilde{Z}_t(i) = \tilde{X}_t(i)\sigma_m(i) + \mu_m(i) \qquad \text{(B.27)}$$

donde $\mu_m(i)$ y $\sigma_m(i)$ corresponden a la media y desviación estándar de la muestra de los caudales reales afluentes al embalse i en el período m.

En el programa SDDP, es necesario que sean simultáneamente generados un conjunto de caudales sintéticos. En la etapa de optimización, es necesario que estas secuencias tengan un límite inferior común en cada paso de tiempo. Estas secuencias se llamarán secuencias separadas de $\tilde{Z}_t(t,k), k = 1, \ldots, K$.

En la práctica, debido a la naturaleza iterativa de los cálculos, se utiliza el siguiente procedimiento. En cada instante de tiempo se calcula:

$$\tilde{\Psi}_t(i,k) = -\frac{\mu_m(i)}{\sigma_m(i)} - \varphi_m(i)\frac{\tilde{Z}_{t-1}(i,k) - \mu_{m-1}(i)}{\sigma_{m-1}(i)}$$

El valor máximo de los límites inferiores calculados para las secuencias individuales es el límite inferior común. Matemáticamente, se hacía:

$$\tilde{\Psi}_t(i) = max_{k=1}^{K} \tilde{\Psi}_t(i,k)$$

De esta manera se calculan los parámetros $\tilde{\lambda}, \tilde{\mu}_v$ y $\tilde{\sigma}_v$ por:

$$\tilde{\lambda}(t,i,k) = 1 + \frac{1-\varphi_m(i)^2}{\tilde{\Psi}_t(i,k)^2}$$

$$\tilde{\mu}_v(t,i,k) = 0.5\log\frac{1-\varphi_m(i)^2}{\tilde{\lambda}(t,i,k)\left(\tilde{\lambda}(t,i,k)-1\right)}$$

$$\tilde{\sigma}_v(t,i,k) = \sqrt{\log\tilde{\lambda}(t,i,k)}$$

Finalmente se calculan los caudales sintéticos como:

616

$$\tilde{Z}_t(i,k) = \sigma_m(i)\left(\exp[\tilde{\mu}_v(t,i,k) + \tilde{\sigma}_v(t,i,k)\tilde{V}_t(i)] + \tilde{\Psi}_t(i,k)\right)$$

Es necesaria la existencia de un punto inicial, esto es un valor de $\tilde{Z}_{t-1}$ para el primero instante de tiempo. En algunos casos, este valor puede ser conocido, como en el caso de la simulación de continuidad de una secuencia de caudales reales. Caso contrario, se puede asumir un valor arbitrario, por ejemplo $\tilde{Z}_{t-1} = \mu_{m-1}$.

B.1 Representación de variables climáticas exógenas

Esta versión permite incorporar información climáticas exógenas, que pueden ser utilizadas para modelar, por ejemplo, la influencia de fenómenos climáticos como el Él Niño en los caudales.

B.1.1.1 Eligiendo el factor de ponderación

Utilizando la misma notación de la sección do B.2.1 y definiendo, $M_{t,m}$ como una secuencia escalar de mediciones históricas para un determinado índice y $\tilde{M}_m$ una previsión de este índice para el período m, podemos definir una secuencia de pesos, $w_{t,m}$, de tal manera que:

$$w_{t,m} = e^{-k|M_{t,m} - \tilde{M}_m|}$$

Donde k es um factor de ponderación arbitrado. El factor k define la velocidad de decaimiento, aumentando o disminuyendo el impacto de la variable climática en los parámetros del modelo de caudales. Un valor muy pequeño disminuye el impacto de la variable climática en el modelo, mientras que con un valor alto la tendencia es súper-ajustar los parámetros del modelo para las observaciones especificas relacionadas al índice climático, eliminando la influencia de los datos históricos adicionales en el modelo de caudales.

Idealmente, se debe evitar situaciones límites, es decir, es importante adoptar un factor que pondere de forma correcta la influencia de la variable climática y también preserve las propiedades estadísticas del histórico de caudales en los escenarios sintéticos que serán utilizados en el modelo SDDP. El valor *default* para el fector de ponderación es 1. Sin embargo, el usuario tiene la opción de eligir otros valores, permitiendo aumentar o reducir el efecto de fenómenos climáticos sobre los escenarios de caudales sintéticos generados para el modelo SDDP.

B.1.2 Modelo de ajuste

El peso acumulado en cada etapa puede ser definido por:

$$W_m = \sum_t w_{t,m}$$

De esta forma las estadísticas básicas del histórico de caudales serian redefinidas de forma a considerar la ponderación definida:

$$\mu_m = \frac{\sum Z_{t,m} \cdot w_{t,m}}{W_m}$$

617

$$\sigma_m = \sqrt{\left(\frac{\sum(Z_{t,m} - \mu_m)^2 \cdot w_{t,m}}{W_m}\right)}$$

La serie estacionaria, x_t, se define de forma similar al modelo PAR(p) convencional, sin embargo, considera las estadísticas ponderadas:

$$x_{t,m} = \frac{Z_{t,m} - \mu_m}{\sigma_m}$$

El modelo para estimar los parámetros de los modelos PAR(p) para los aportes de caudales del SDDP tiene como base el método de mínimo cuadrados. De esta forma, para incorporar el efecto del fenómeno Él Niño en la estimación de los coeficientes autoregresivos es necesario adoptar la metodología de mínimos cuadrados ponderados. La ecuación autoregresiva para la secuencia normalizada de la serie de orden L será dada por:

$$x_t = \sum_{l=1}^{L} \varphi_{m,l} x_{t-l} + a_t$$

Los coeficientes autoregresivos para cada etapa m se formulan, por meio da abordagem de mínimos quadrados ponderados, como um problema de minimización de la variancia de los residuos:

$$\arg_{\Phi} Min\ \theta^2(m)$$

Representando la variancia de forma ponderada, se puede escribir el problema de forma que:

$$\arg_{\Phi} Min\ \theta^2(m) = Min \sum_{t} \frac{w_{t,m}\left(x_{t,m} - \sum_{l=1}^{lmax} \varphi_{m,l} x_{t-l,m}\right)^2}{W_m}$$

Después de calculados los coeficientes autoregresivos considerando el efecto de la variáble climática, el procedimiento para generación de los aportes de caudales a través del modelo estocástico de generación de escenarios sintéticos del SDDP es identico al especificado en las secciones anteriores.

REPÚBLICA DE PANAMÁ
618
AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

ANEXO VI

TOPOLOGÍA DE LOS PROYECTOS

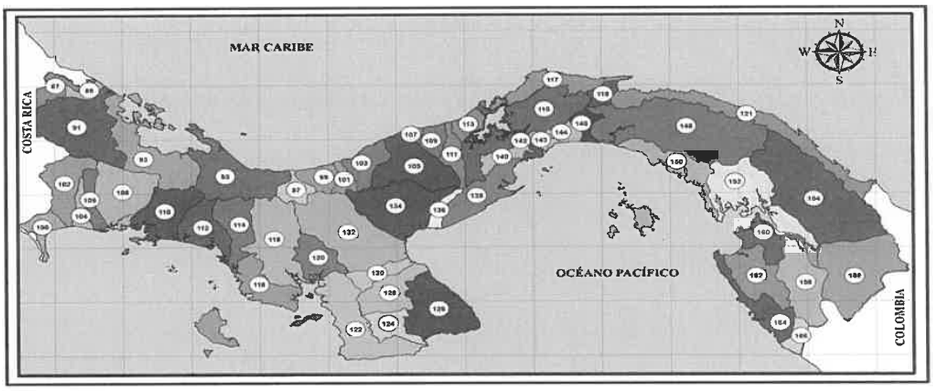
619

ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

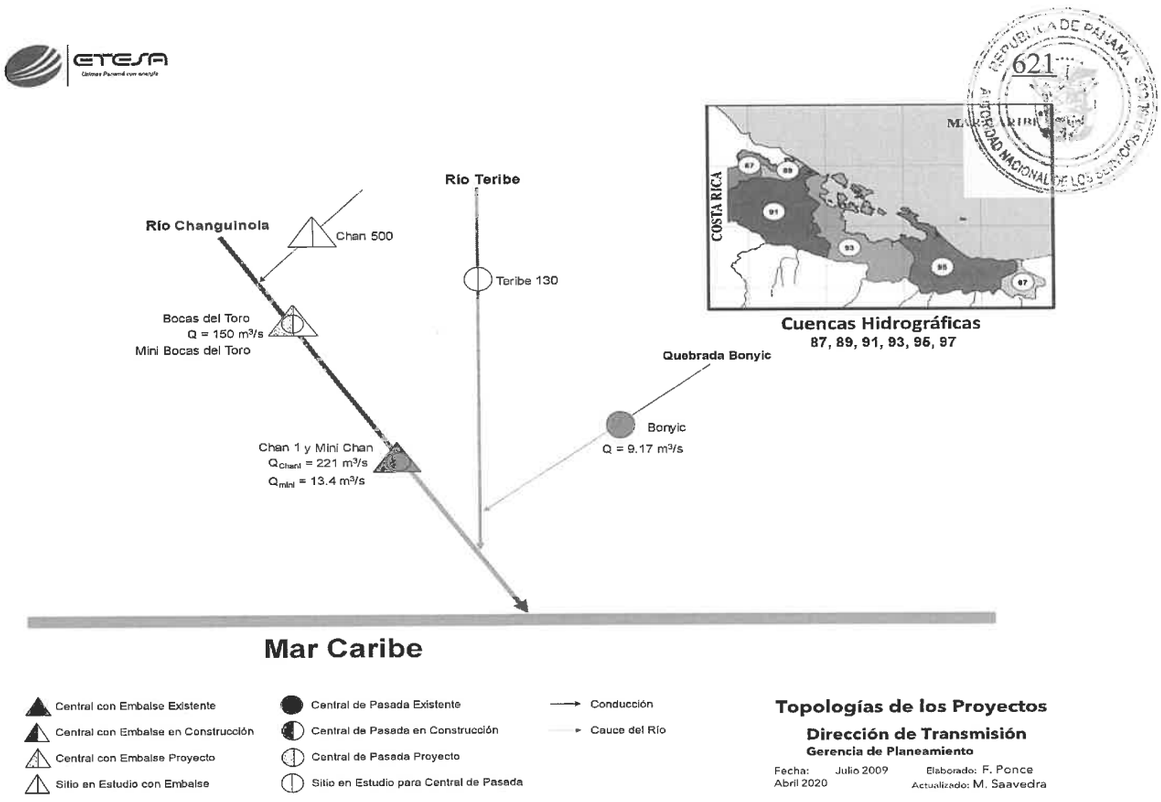
Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

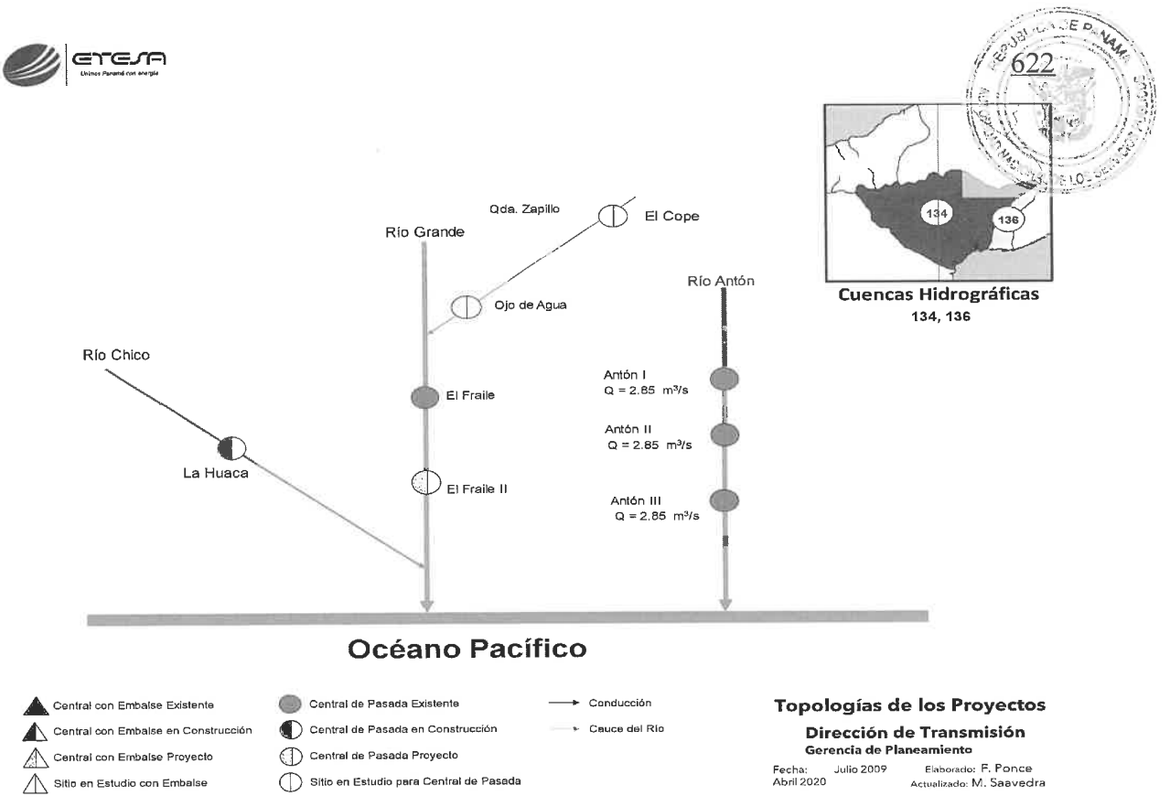
REPÚBLICA DE PANAMÁ
620
AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

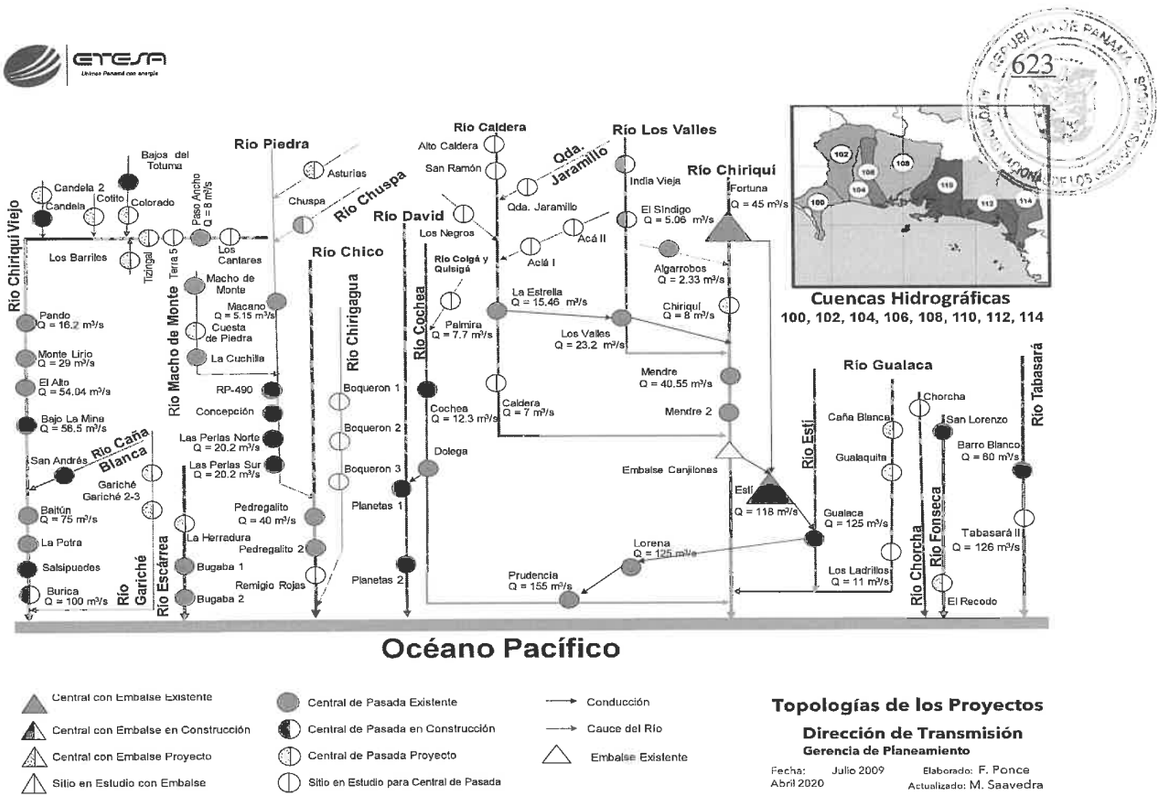
Topologías de los Proyectos



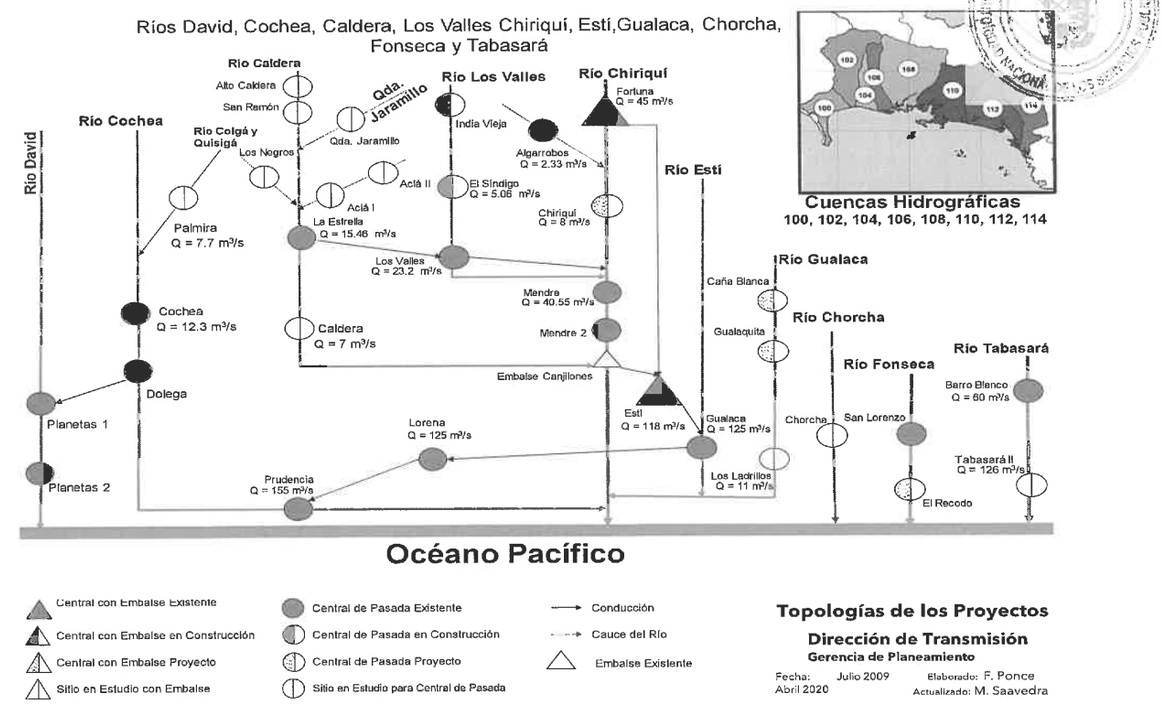
Dirección de Ingeniería
Gerencia de Planeamiento
Plan Indicativo de Generación 2025 - 2039


ETESA
621
Río Changuinola
Chan 500
Río Teribe
Teribe 130
Bocas del Toro
Q = 150 m³/s
Mini Bocas del Toro
Quebrada Bonyic
Bonyic
Q = 9.17 m³/s
Chan 1 y Mini Chan
Q_Chan1 = 221 m³/s
Q_mini = 13.4 m³/s
COSTA RICA
87
89
91
93
95
97
Cuencas Hidrográficas
87, 89, 91, 93, 95, 97
Mar Caribe
Central con Embalse Existente
Central con Embalse en Construcción
Central con Embalse Proyecto
Sitio en Estudio con Embalse
Central de Pasada Existente
Central de Pasada en Construcción
Central de Pasada Proyecto
Sitio en Estudio para Central de Pasada
Conducción
Cauce del Río
Topologías de los Proyectos
Dirección de Transmisión
Gerencia de Planeamiento
Fecha: Julio 2009
Abril 2020
Elaborado: F. Ponce
Actualizado: M. Saavedra

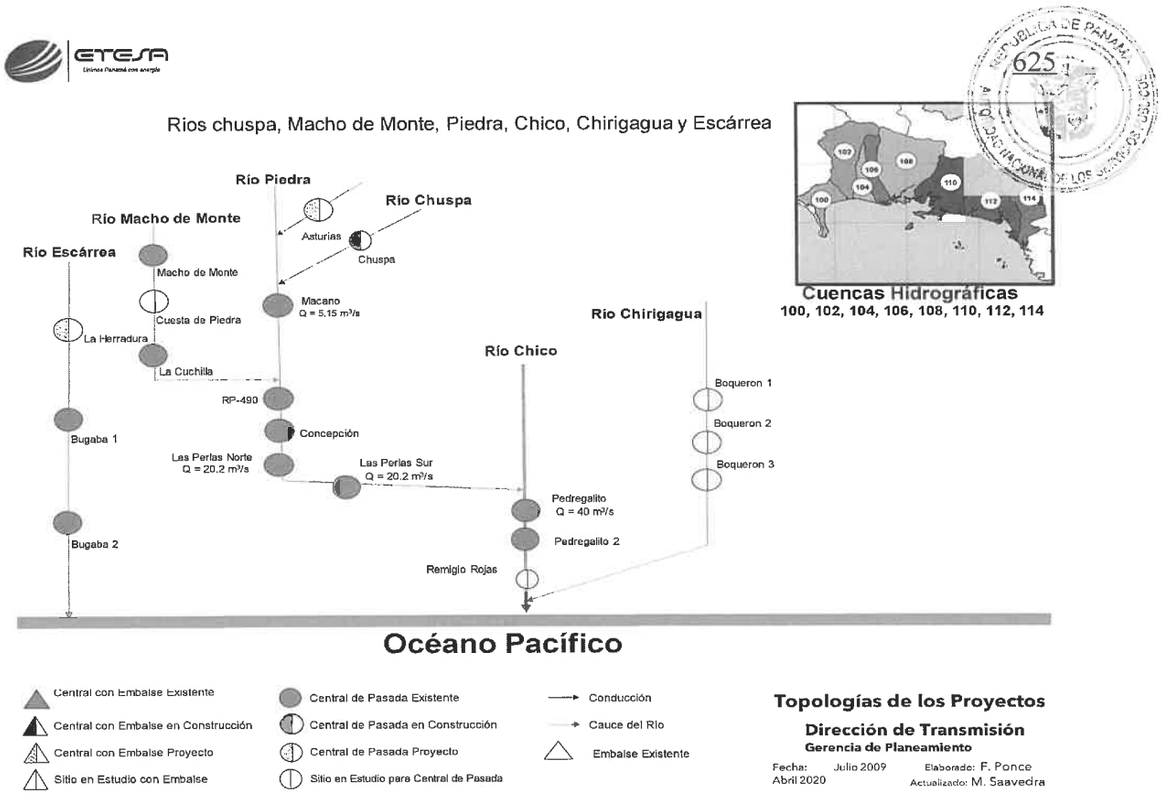

622
134
136
Cuencas Hidrográficas
134, 136
Qda. Zapillo
El Cope
Río Grande
Río Antón
Ojo de Agua
Río Chico
Antón I
Q = 2.85 m³/s
El Fraile
Antón II
Q = 2.85 m³/s
La Huaca
El Fraile II
Antón III
Q = 2.85 m³/s
Océano Pacífico
Central con Embalse Existente
Central con Embalse en Construcción
Central con Embalse Proyecto
Sitio en Estudio con Embalse
Central de Pasada Existente
Central de Pasada en Construcción
Central de Pasada Proyecto
Sitio en Estudio para Central de Pasada
Conducción
Cauce del Río
Topologías de los Proyectos
Dirección de Transmisión
Gerencia de Planeamiento
Fecha: Julio 2009
Abril 2020
Elaborado: F. Ponce
Actualizado: M. Saavedra

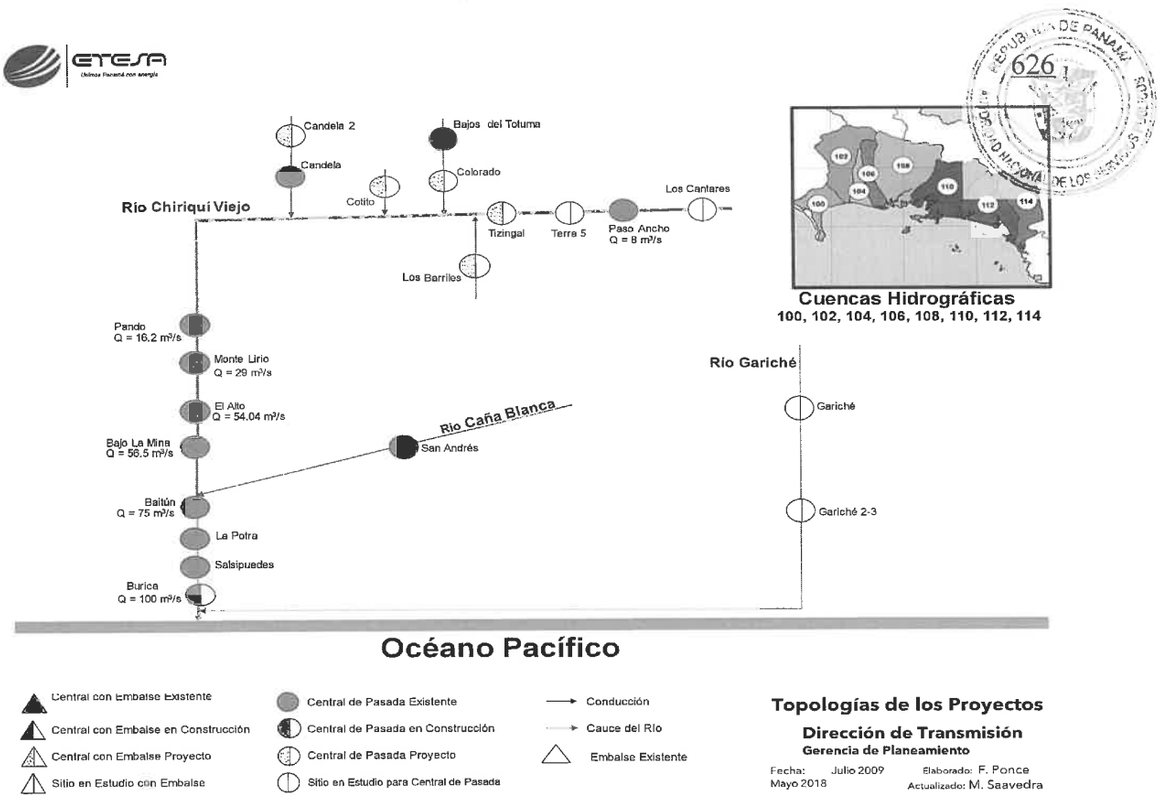

623
Río Piedra
Río Caldera
Río Los Valles
Río Chiriquí
Río David
Río Chico
Río Chuspa
Río Chiriquí Viejo
Río Macho de Monte
Río Caña Blanca
Río Gariché
Río Escárrea
Río Cochea
Río Chirigagua
Río Esti
Río Gualaca
Río Chorcha
Río Fonseca
Río Tabasará
Qda. Jaramillo
Bajos del Totuma
Candela 2
Cotito
Candela
Colorado
Paso Ancho Q = 8 m³/s
Asturias
Chuspa
Alto Caldera
San Ramón
Qda. Jaramillo
India Vieja
El Sindigo Q = 5.06 m³/s
Fortuna Q = 45 m³/s
Los Negros
Río Colgá y Quisigá
Acá I
Acá II
Algarrobos Q = 2.33 m³/s
Los Barriles
Tolingal
Tería 5
Los Cantares
Macho de Monte
Macano Q = 5.15 m³/s
Cuesta de Piedra
La Cuchilla
Pando Q = 16.2 m³/s
Monte Lirio Q = 29 m³/s
El Alto Q = 54.04 m³/s
Bajo La Mina Q = 58.5 m³/s
San Andrés
Gariché
Gariché 2-3
Baitún Q = 75 m³/s
La Potra
Salsipuedes
Burica Q = 100 m³/s
RP-490
Concepción
Las Perlas Norte Q = 20.2 m³/s
Las Perlas Sur Q = 20.2 m³/s
La Herradura
Pedregalito Q = 40 m³/s
Pedregalito 2
Bugaba 1
Remigio Rojas
Bugaba 2
La Estrella Q = 15.46 m³/s
Palmira Q = 7.7 m³/s
Los Valles Q = 23.2 m³/s
Chiriquí Q = 8 m³/s
Mendre Q = 40.55 m³/s
Mendre 2
Caldera Q = 7 m³/s
Cochea Q = 12.3 m³/s
Dolega
Boquerón 1
Boquerón 2
Boquerón 3
Planetas 1
Planetas 2
Embalse Canjilones
Esti Q = 118 m³/s
Lorena Q = 125 m³/s
Prudencia Q = 155 m³/s
Cuencas Hidrográficas
100, 102, 104, 106, 108, 110, 112, 114
Chorcha
San Lorenzo
Caña Blanca
Barro Blanco Q = 80 m³/s
Gualaquita
Gualaca Q = 125 m³/s
Los Ladrillos Q = 11 m³/s
Tabasará II Q = 126 m³/s
El Recodo
Océano Pacífico
Central con Embalse Existente
Central con Embalse en Construcción
Central con Embalse Proyecto
Sitio en Estudio con Embalse
Central de Pasada Existente
Central de Pasada en Construcción
Central de Pasada Proyecto
Sitio en Estudio para Central de Pasada
Conducción
Cauce del Río
Embalse Existente
Topologías de los Proyectos
Dirección de Transmisión
Gerencia de Planeamiento
Fecha: Julio 2009
Abril 2020
Elaborado: F. Ponce
Actualizado: M. Saavedra

624

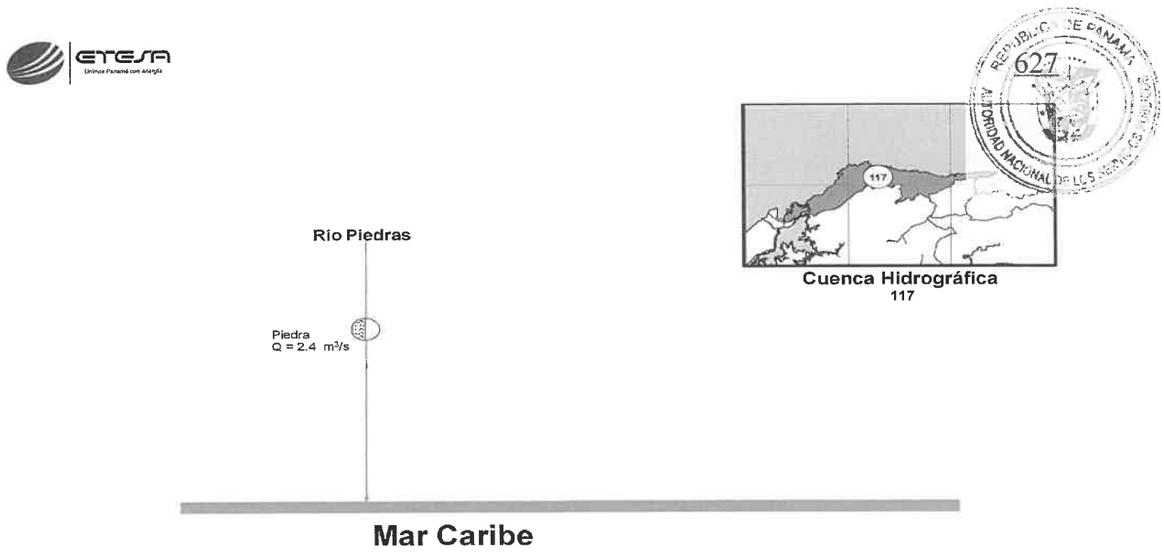

Ríos David, Cochea, Caldera, Los Valles Chiriquí, Estí,Gualaca, Chorcha, Fonseca y Tabasará
Río Caldera
Alto Caldera
San Ramón
Qda. Jaramillo
Río Los Valles
Río Chiriquí
Fortuna Q = 45 m³/s
India Vieja
Río Cochea
Río Colgá y Quisigá
Río David
Los Negros
Qda. Jaramillo
Algarrobos Q = 2.33 m³/s
Río Estí
Aclá II
El Sindigo Q = 5.08 m³/s
Aclá I
Chiriquí Q = 8 m³/s
La Estrella Q = 15.46 m³/s
Palmira Q = 7.7 m³/s
Los Valles Q = 23.2 m³/s
Río Gualaca
Caña Blanca
Mendre Q = 40.55 m³/s
Cochea Q = 12.3 m³/s
Río Chorcha
Gualaquita
Caldera Q = 7 m³/s
Mendre 2
Río Fonseca
Río Tabasará
Embalse Canjilones
Barro Blanco Q = 60 m³/s
Dolega
Estí Q = 118 m³/s
Planetas 1
Lorena Q = 125 m³/s
Gualaca Q = 125 m³/s
Chorcha
San Lorenzo
Tabasará II Q = 126 m³/s
Los Ladrillos Q = 11 m³/s
Prudencia Q = 155 m³/s
Planetas 2
El Recodo
Océano Pacífico
Central con Embalse Existente
Central con Embalse en Construcción
Central con Embalse Proyecto
Sitio en Estudio con Embalse
Central de Pasada Existente
Central de Pasada en Construcción
Central de Pasada Proyecto
Sitio en Estudio para Central de Pasada
Conducción
Cauce del Río
Embalse Existente
Topologías de los Proyectos
Dirección de Transmisión
Gerencia de Planeamiento
Fecha: Julio 2009
Abril 2020
Elaborado: F. Ponce
Actualizado: M. Saavedra

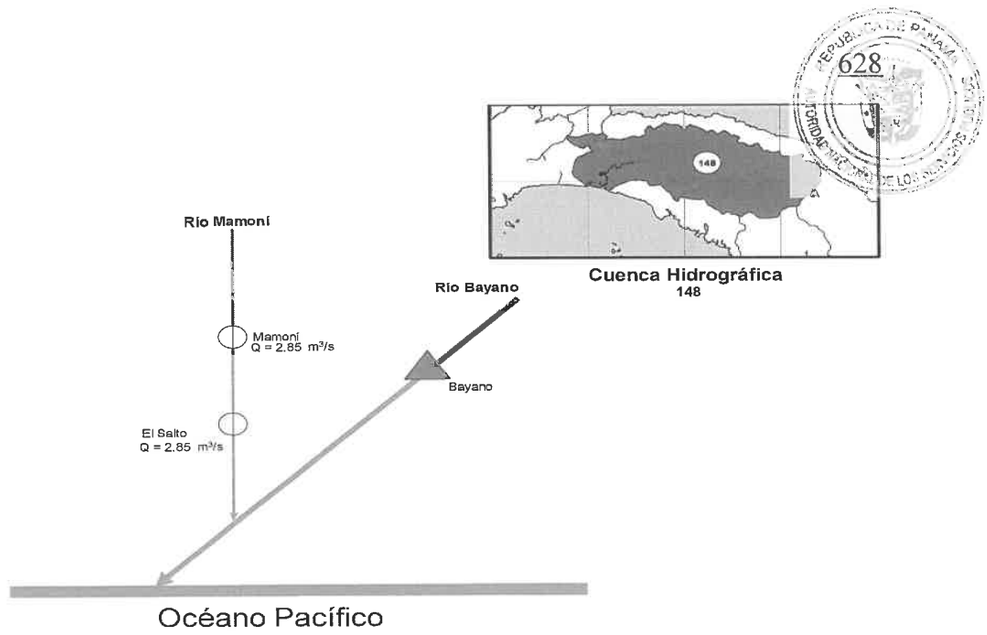
Cuencas Hidrográficas
100, 102, 104, 106, 108, 110, 112, 114

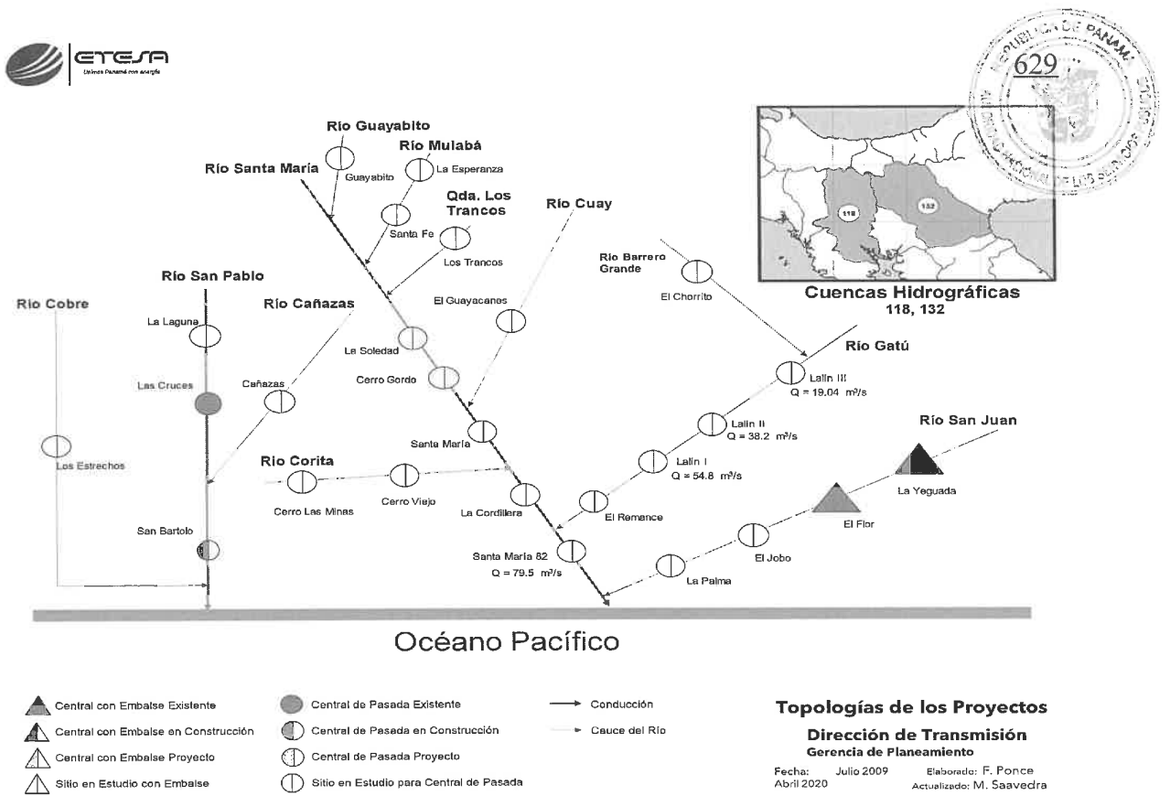

Rios chuspa, Macho de Monte, Piedra, Chico, Chirigagua y Escárrea
Río Piedra
Río Chuspa
Río Macho de Monte
Río Escárrea
Aaturias
Chuspa
Macho de Monte
Cuesta de Piedra
Macano
Q = 5,15 m³/s
La Herradura
La Cuchilla
RP-490
Concepción
Bugaba 1
Las Perlas Norte
Q = 20,2 m³/s
Las Perlas Sur
Q = 20,2 m³/s
Río Chico
Río Chirigagua
Boqueron 1
Boqueron 2
Boqueron 3
Pedregalito
Q = 40 m³/s
Pedregalito 2
Bugaba 2
Remigio Rojas
Océano Pacífico
Cuencas Hidrográficas
100, 102, 104, 106, 108, 110, 112, 114
Central con Embalse Existente
Central con Embalse en Construcción
Central con Embalse Proyecto
Sitio en Estudio con Embalse
Central de Pasada Existente
Central de Pasada en Construcción
Central de Pasada Proyecto
Sitio en Estudio para Central de Pasada
Conducción
Cauce del Rio
Embalse Existente
Topologías de los Proyectos
Dirección de Transmisión
Gerencia de Planeamiento
Fecha: Julio 2009
Abril 2020
Elaborado: F. Ponce
Actualizado: M. Saavedra



Cuencas Hidrográficas
100, 102, 104, 106, 108, 110, 112, 114


627
117
Cuenca Hidrográfica
117
Río Piedras
Piedra
Q = 2.4 m³/s
Mar Caribe
Central con Embalse Existente
Central con Embalse en Construcción
Central con Embalse Proyecto
Sitio en Estudio con Embalse
Central de Pasada Existente
Central de Pasada en Construcción
Central de Pasada Proyecto
Sitio en Estudio para Central de Pasada
Conducción
Cauce del Río
Topologías de los Proyectos
Dirección de Transmisión
Gerencia de Planeamiento
Fecha: Julio 2009
Abril 2020
Elaborado: F. Ponce
Actualizado: M. Saavedra


628
148
Cuenca Hidrográfica
148
Río Mamoní
Río Bayano
Mamoní
Q = 2.85 m³/s
Bayano
El Salto
Q = 2.85 m³/s
Océano Pacífico
Central con Embalse Existente
Central con Embalse en Construcción
Central con Embalse Proyecto
Sitio en Estudio con Embalse
Central de Pasada Existente
Central de Pasada en Construcción
Central de Pasada Proyecto
Sitio en Estudio para Central de Pasada
Conducción
Cauce del Río
Topologías de los Proyectos
Dirección de Transmisión
Gerencia de Planeamiento
Fecha: Julio 2009
Abril 2020
Elaborado: F. Ponce
Actualizado: M. Saavedra


Río Guayabito
Río Mulabá
Río Santa María
Guayabito
La Esperanza
Qda. Los Trancos
Río Cuay
Santa Fe
Los Trancos
Río Barrero Grande
El Chorrito
Río San Pablo
Río Cobre
Río Cañazas
El Guayacanes
La Laguna
La Soledad
Río Gatú
Las Cruces
Cañazas
Cerro Gordo
Lalin III
Q = 19.04 m³/s
Lalin II
Q = 38.2 m³/s
Río San Juan
Santa María
Río Corita
Lalin I
Q = 54.8 m³/s
Los Estrechos
Cerro Las Minas
Cerro Viejo
La Cordillera
El Remance
La Yeguada
El Flor
San Bartolo
Santa María 82
Q = 79.5 m³/s
El Jobo
La Palma
Océano Pacífico
Cuencas Hidrográficas
118, 132
Central con Embalse Existente
Central con Embalse en Construcción
Central con Embalse Proyecto
Sitio en Estudio con Embalse
Central de Pasada Existente
Central de Pasada en Construcción
Central de Pasada Proyecto
Sitio en Estudio para Central de Pasada
Conducción
Cauce del Río
Topologías de los Proyectos
Dirección de Transmisión
Gerencia de Planeamiento
Fecha: Julio 2009
Abril 2020
Elaborado: F. Ponce
Actualizado: M. Saavedra

ETESA
Unimos Panamá con energía

630

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

2025-2039

TOMO II
PLAN INDICATIVO DE GENERACIÓN

Gerencia de Planeamiento

JULIO 2025

PANAMÁ

Ave. Ricardo J. Alfaro.Edif. Sun Towers Mall, Piso 3
Tel.: (+507) 501-3800 • Fax: (+507) 501-3506 • www.etesa.com.pa

631

Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

REPUBLICA DE PANAMA
632
AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PUBLICOS

PESIN 2025

TOMO II
PLAN INDICATIVO DE GENERACIÓN

GERENTE GENERAL
Ing. Roy Morales
SUB-GERENTE GENERAL
Ing. Eric Salazar
DIRECTOR DE INGENIERÍA
Ing. Humberto Sterling
GERENTE DE PLANEAMIENTO
Ing. Jorge Fisher Miller
EQUIPO DE TRABAJO
Licda. Olga Lew
Ing. Euclides Quintero
Ing. Ernesto Rosales
Ing. Jean Trejos
Ing. Manuel Vásquez
Ing. Larissa Vega

ETESA
Unimos Panamá con energía

633

ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

634

NOMENCLATURAS

Nomenclatura	Significado
CMS	Costo Marginal del Sistema
CND	Centro Nacional de Despacho
ETESA	Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.
FV	Fotovoltaico
GNL	Gas Natural Licuado
ICP	Interconexión Eléctrica Colombia-Panamá
MEM	Ministerio de Energía y Minas
MER	Mercado Eléctrico Regional
ODS	Operador del Sistema (Honduras)
OPTGEN	Herramienta para planificación y optimización de expansión de generación
PESIN	Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional
SDDP	*Stochastic Dual Dynamic Programming* (Programación Dinámica Dual Estocástica)
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central
SNE	Secretaría Nacional de Energía
UPEM	Unidad de Planeación Energético Minero (Guatemala)

635

CONTENIDO

CAPÍTULO 1 17

INTRODUCCIÓN 17

CAPÍTULO 2 21

INFORMACIÓN BÁSICA, CRITERIOS Y PARÁMETROS 21
PRONÓSTICO DE DEMANDA 21
PRONÓSTICOS DE PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES 25
CRITERIOS Y PARÁMETROS 29

CAPÍTULO 3 34

SISTEMA DE GENERACIÓN EXISTENTE 34
GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA 39
GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA 42
GENERACIÓN RENOVABLE 45
AUTORIDAD DEL CANAL DE PANAMÁ 48

CAPÍTULO 4 52

POTENCIAL ENERGÉTICO Y GENERACIÓN FUTURA 52
POTENCIAL ENERGÉTICO 52
SISTEMA DE GENERACIÓN FUTURA 58

CAPÍTULO 5 71

PLANES DE EXPANSIÓN DE AMÉRICA CENTRAL 71
COSTA RICA 71
NICARAGUA 73
HONDURAS 74
EL SALVADOR 76
GUATEMALA 77

CAPÍTULO 6 83

METODOLOGÍA DEL ESTUDIO 83
HERRAMIENTAS DE SIMULACIÓN 84
BLOQUES DE DEMANDA 86
SIMULACIONES 87

CAPÍTULO 7 92

ESCENARIOS DE EXPANSIÓN 92
ESCENARIOS A – REFERENCIA 93

636

ESCENARIO B – RETRASO DE INTERCONEXIONES INTERNACIONALES 110
ESCENARIO C – EFICIENCIA ENERGÉTICA 120
ESCENARIO D – MOVILIDAD ELÉCTRICA 130
ESCENARIO E – MAYOR GENERACIÓN DISTRIBUIDA 140
ESCENARIO F – MOVILIDAD ELÉCTRICA + MAYOR GENERACIÓN DISTRIBUIDA 150
RESUMEN 160
VARIACIONES EN EL PLAN INDICATIVO DE GENERACIÓN 163

CAPÍTULO 8 168

INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA PANAMÁ – COLOMBIA (ICP) 168
OBJETIVO 168
PROMOTORES DEL PROYECTO 168
DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO 169
BENEFICIOS DEL PROYECTO 170
VENTAJAS TÉCNICAS DEL PROYECTO 171
VENTAJAS ECONÓMICAS DEL PROYECTO 171
AVANCES EN LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO 172
SIMULACIÓN 172
ESCENARIO CON COLOMBIA 173

CAPÍTULO 9 178

CONCLUSIONES Y REFERENCIAS 178
CONCLUSIONES 178
REFERENCIAS 179

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 2. 1 Proyección de Precios del Combustible en dólares por Millón de BTU – Escenario de Precios Base 28
Gráfico 2. 2 Proyección de Precios del Combustible en dólares por Millón de BTU – Escenario de Precios Altos 28
Gráfico 2. 3 Proyección de Precios del Combustible en dólares por Millón de BTU – Escenario de Precios Bajos 29

Gráfico 3. 1 Composición Porcentual del Sistema de Generación 34
Gráfico 3. 2 Composición Porcentual por Tecnología del Sistema de Generación 35
Gráfico 3. 3 Capacidad Instalada por Agente a enero 2025. 38
Gráfico 3. 4 Comportamiento de la Generación 2024 40

Gráfico 6. 1 Metodología de estudio 83
Gráfico 6. 2 Softwares de Simulación 84
Gráfico 6. 3 Metodología general de realización del Plan Indicativo de Generación 85
Gráfico 6. 4 Aspectos considerados en la configuración de los escenarios 86

637

Gráfico 6. 5 Escenarios PESIN 2025 87

Gráfico 7. 1 Capacidad Instalada de Prosumidores 94
Gráfico 7. 2 Costo Marginal del Sistema de Panamá del Escenario Referencia A1 99
Gráfico 7. 3: Intercambios de Energía con Centroamérica y Colombia del Escenario Referencia A1 100
Gráfico 7. 4: Porcentaje de Participación de Generación del Escenario Referencia A1 101
Gráfico 7. 5 Generación vs Demanda del Escenario Referencia A1 102
Gráfico 7. 6: Intercambios de energía con Centroamérica y Colombia del Escenario A2 105
Gráfico 7. 7: Costo Marginal del Sistema de Panamá del Escenario A2 106
Gráfico 7. 8: Intercambios de energía con Centroamérica y Colombia del Escenario A3 108
Gráfico 7. 9: Costo Marginal del Sistema de Panamá del Escenario A3 109
Gráfico 7. 11: Costo Marginal del Sistema de Panamá del Escenario B 115
Gráfico 7. 12: Intercambios de Energía con Centroamérica y Colombia del Escenario B 116
Gráfico 7. 13: Porcentaje de Participación de Generación del Escenario B 117
Gráfico 7. 14: Generación vs Demanda del Escenario B 118
Gráfico 7. 15: Costo Marginal del Sistema de Panamá del Escenario C 125
Gráfico 7. 16: Intercambios de energía con Centroamérica y Colombia del Escenario C 126
Gráfico 7. 17: Porcentaje de Participación de Generación del Escenario C 127
Gráfico 7. 18: Generación vs Demanda del Escenario C 128
Gráfico 7. 19 Potencia Coincidente de la Movilidad Eléctrica 130
Gráfico 7. 20: Costo Marginal del Sistema de Panamá del Escenario D 135
Gráfico 7. 21: Intercambios de Energía con Centroamérica y Colombia del Escenario D 136
Gráfico 7. 22: Porcentaje de Participación de Generación del Escenario D 137
Gráfico 7. 23: Generación vs Demanda del Escenario D 138
Gráfico 7. 24 Capacidad Instalada de Prosumidores 140
Gráfico 7. 25: Costo Marginal del Sistema de Panamá del Escenario E 145
Gráfico 7. 26: Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario E 146
Gráfico 7. 27: Porcentaje de Participación de Generación del Escenario E 147
Gráfico 7. 28: Generación vs Demanda del Escenario E 148
Gráfico 7. 29 Capacidad Instalada de Prosumidores 150
Gráfico 7. 30 Potencia Coincidente de la Movilidad Eléctrica 151
Gráfico 7. 31: Costo Marginal del Sistema de Panamá del Escenario F 155
Gráfico 7. 32: Intercambios de Energía con Centroamérica y Colombia del Escenario F 156
Gráfico 7. 33: Porcentaje de Participación de Generación del Escenario F 157
Gráfico 7. 34: Generación vs Demanda del Escenario F 158
Gráfico 7. 35: Comparación de costos marginales por Escenarios 162
Gráfico 7. 36: Variación en los Pronósticos de Energía 163
Gráfico 7. 37 Variación en los pronósticos de Demanda 164

638

Gráfico 8. 1 Costo Marginal del Sistema de Panamá del Escenario A1 173
Gráfico 8. 3 Intercambios de Energía con Colombia 174

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2. 1: Proyección de la Demanda 22
Tabla 2. 2 Demanda Minera Panamá - Potencia 23
Tabla 2. 3 Demanda de Minera Panamá – Energía. 24
Tabla 2. 4: Proyección de los Precios del Combustible – Escenario de Precios Base 26
Tabla 2. 5: Proyección de los Precios del Combustible – Escenario de Precios Altos 26
Tabla 2. 6: Proyección de los Precios del Combustible – Escenario de Precios Bajos 27
Tabla 2. 7: Poder Calorífico de los Combustibles 27

Tabla 3. 1 Matriz Energética a enero 2025 34
Tabla 3. 2 Capacidad Instalada del Sistema Interconectado Nacional a enero 2025. 36
Tabla 3. 3 Sistema de Generación Hidroeléctrico Existente 41
Tabla 3. 4 Sistema de Generación Termoeléctrico Existente 43
Tabla 3. 5 Programa del retiro de unidades Termoeléctricas 44
Tabla 3. 6 Sistema de Generación Eólica Existente 45
Tabla 3. 7 Sistema de Generación Solar Fotovoltaica Existente 46
Tabla 3. 8 Plantas de la Autoridad del Canal de Panamá 48

Tabla 4. 1 Licencias Definitivas para Generación Eólica 52
Tabla 4. 2 Licencias Provisionales para Generación Eólica 53
Tabla 4. 3 Licencias Definitivas Fotovoltaicas 53
Tabla 4. 4 Licencias Provisionales Fotovoltaicas 54
Tabla 4. 5 Concesiones Otorgadas de Centrales Hidroeléctricas en Diseño y/o Construcción 56
Tabla 4. 6 Concesiones para Generación Hidroeléctrica en Trámite 56
Tabla 4. 7 Licencias Definitivas para Generación Termoeléctrica 57
Tabla 4. 8 Licencias Provisionales para Generación Termoeléctrica 57
Tabla 4. 9 Proyectos Eólicos Considerados 58
Tabla 4. 10 Proyectos Solares Considerados 60
Tabla 4. 11 Proyectos Hidroeléctricos Considerados 66
Tabla 4. 12 : Proyectos Termoeléctricos candidatos identificados 67

Tabla 5. 1 Proyección de Demanda Costa Rica – Escenario Base de Generación. 71
Tabla 5. 2 Plan de Expansión de Generación – Costa Rica 72
Tabla 5. 3 Proyección de Demanda Nicaragua – Escenario Medio 73
Tabla 5. 4 Plan de Expansión de Generación - Nicaragua. 74
Tabla 5. 5 Proyección de Demanda Honduras. 75
Tabla 5. 6 Plan de Expansión de Generación - Honduras. 75
Tabla 5. 7 Proyección de Demanda El Salvador – Escenario Base. 76

639

Tabla 5. 8 Plan de Expansión de Generación – El Salvador. 77
Tabla 5. 9 Proyección de Demanda de Guatemala – Escenario medio. 78
Tabla 5. 10 Plan de Expansión de Generación - Guatemala. 79

Tabla 6. 1 Parámetros de las Corridas SDDP 88

Tabla 7. 1 Resumen de Escenario Referencia A1 93
Tabla 7. 2: Costos del Escenario Referencia A1 95
Tabla 7. 3: Cronograma de Expansión del Escenario Referencia A1 96
Tabla 7. 4: Porcentajes de penetración de energía en la demanda del Escenario Referencia A1 103
Tabla 7. 5 Resumen de Escenario Referencia A2 104
Tabla 7. 6: Costos del Escenario A2 104
Tabla 7. 7 Resumen de Escenario Referencia A3 107
Tabla 7. 8: Costos del Escenario A3 107
Tabla 7. 9 Resumen de Escenario B 110
Tabla 7. 10: Costos del Escenario B 111
Tabla 7. 11: Cronograma de Expansión del Escenario B 112
Tabla 7. 12: Porcentajes de penetración de energía en la demanda del Escenario B 119
Tabla 7. 13 Resumen de Escenario C 120
Tabla 7. 14: Costos del Escenario C 121
Tabla 7. 15: Cronograma de Expansión del Escenario C 122
Tabla 7. 16: Porcentajes de penetración de energía en la demanda del Escenario C 129
Tabla 7. 17 Resumen del Escenario D 130
Tabla 7. 18: Costos del Escenario D 131
Tabla 7. 19: Cronograma de Expansión del Escenario D 132
Tabla 7. 20: Porcentajes de penetración de energía en la demanda del Escenario D 139
Tabla 7. 21 Resumen de Escenario E 140
Tabla 7. 22: Costos del escenario E 141
Tabla 7. 23: Cronograma de Expansión del Escenario E 142
Tabla 7. 24: Porcentajes de penetración de energía en la demanda del escenario E149
Tabla 7. 25 Resumen de escenario F 150
Tabla 7. 26: Costos del Escenario F 151
Tabla 7. 27: Cronograma de Expansión del Escenario F 152
Tabla 7. 28: Porcentajes de penetración de energía en la demanda del Escenario F159
Tabla 7. 29: Comparación de Costos por Escenario 161

640

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 8. 1 Trazado previsto de la interconexión entre Panamá II y Cerromatoso ... 170

ÍNDICE DE ANEXOS

Tomo II - Anexo - I - Salidas del Escenario Referencia A1

Tomo II - Anexo - II - Salidas de los Escenarios B, C, D, E y F

Tomo II - Anexo - III - Costo Variable de Producción de Centrales

Tomo II - Anexo - IV - Descripción de Tecnologías de Generación y Almacenamiento

Tomo II - Anexo - V - Metodología de los Modelos OPTGEN y SDDP

Tomo II - Anexo - VI -Topologías de los proyectos

641

ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

642

TOMO II

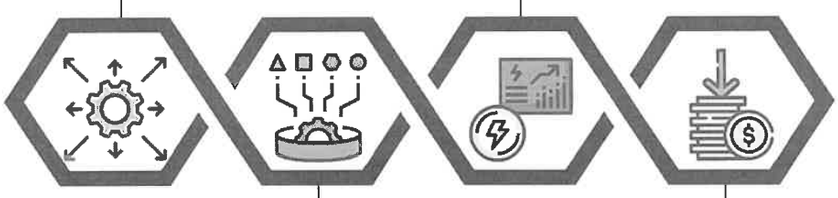
PLAN INDICATIVO DE GENERACIÓN

DETERMINAR PLANES DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN

Información sobre la evolución del sector generación, la situación actual y proyecciones de desarrollo

VERIFICAR NECESIDADES DE SUMINISTRO DEL PAÍS

Plantear alternativas potenciales para abastecer la demanda de energía eléctrica



Consumo de energía, demanda de potencia, disponibilidad y costos de los combustibles, recursos energéticos.

CONSIDERAR VARIABLES IMPORTANTES

Cumpliendo con los criterios de calidad, operativos y ambientales establecidos en la normativa vigente.

PROCURAR UN MÍNIMO COSTO DE EXPANSIÓN

643

ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

REPÚBLICA DE PANAMÁ
644
AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

645

ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

646

CAPÍTULO 1
INTRODUCCIÓN

La Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) es responsable de preparar el Plan de Expansión de la Generación para el Sistema Interconectado Nacional, según lo establece el texto único de la Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997, en su Artículo 68, Capítulo IV del Título III, y señala lo siguiente:

"Preparar el plan de expansión de generación para el Sistema Interconectado Nacional, el cual será de obligatorio cumplimiento durante los primeros cinco años de vigencia de esta Ley. A partir del sexto año de la entrada en vigor de la presente Ley, este plan de expansión tendrá carácter meramente indicativo."

Este documento presenta los resultados del Plan Indicativo de Expansión de la Generación para el Sistema Interconectado Nacional, cuyo objetivo principal es plantear una estrategia de desarrollo a largo y mediano plazo para el sistema de generación del país, sirviendo como referencia para los diferentes actores involucrados en el desarrollo eléctrico nacional. Asimismo, busca orientar a los organismos responsables de la política energética del país, brindándoles claridad sobre las diversas situaciones a las que podría enfrentarse el sistema bajo los escenarios presentados.

Además, se incluyen los resultados de la revisión y actualización del Plan Indicativo de Generación para el periodo 2025-2039, con un enfoque en las Políticas y Criterios para la Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2025, emitidos por la Secretaría Nacional de Energía. En este proceso, se consideraron los siguientes aspectos:

Una revisión de la capacidad instalada del país y de la situación actual del parque de generación eléctrica a enero de 2025.

En cuanto a la generación, se utilizaron datos de proyectos con algún avance en trámites, según los criterios definidos por el SNE. Además, se evaluaron las diferentes tecnologías de generación existentes a nivel mundial, considerando sus costos.

ETESA no se hace responsable por el uso de los datos en cualquier otro documento o diligencia, sin las reservas del caso.

647

ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

REPUBLICA DE PANAMA
AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PUBLICOS
648

CAPÍTULO II

INFORMACIÓN BÁSICA, CRITERIOS Y PARÁMETROS

REPÚBLICA DE PANAMÁ
AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS
649

ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

650

CAPÍTULO 2
INFORMACIÓN BÁSICA, CRITERIOS Y PARÁMETROS

PRONÓSTICO DE DEMANDA

El Plan Indicativo de Generación 2025-2039, utilizó la proyección de la demanda proyectada en el Tomo I: Estudios Básicos 2025.

Esta demanda se calculó proyectando por separado el consumo de las distribuidoras (ENSA, EDEMET y EDECHI) y los Grandes Usuarios. Las proyecciones consideran las pérdidas técnicas y no técnicas en distribución y la tarifa media real de las distribuidoras. Al nivel de las distribuidoras se consideran los siguientes sectores de consumo: residencial, comercial, industrial, gobierno y alumbrado público. A partir de las antes mencionadas se calcula la demanda de consumo eléctrico de Panamá.

Las proyecciones de demanda indican que el consumo de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional podría presentar unas tasas de crecimiento, por el orden de 1.29% a 4.30% promedio anual, para los quince años de proyección, mientras que la potencia máxima exigida al sistema podría crecer entre 2.74% a 5.49%, de darse situaciones socioeconómicas pesimistas a una opción optimista, respectivamente.

Cada uno de los escenarios proyectados en el Tomo I representa una alternativa de desarrollo o comportamiento de la economía.

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 un poco menores en el corto plazo con respecto a los estimados presentados en el PESIN del año anterior, debido a la desaceleración de la economía nacional y por los ajustes que se realizan en el comercio y la economía mundial. A continuación, en la Tabla 2. 1, se presenta el pronóstico de demanda.



PRONÓSTICOS DE LA GENERACIÓN Y POTENCIA
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTECONECTADO NACIONAL
2025 - 2039

AÑO	Pesimista - Bajo					Moderado - Medio					Optimista - Alto				
	GENERACIÓN		POTENCIA		Load Factor	GENERACIÓN		POTENCIA		Load Factor	GENERACIÓN		POTENCIA		Load Factor
	GWh	Δ%GWh	MW	Δ%MW	FC	GWh	Δ%GWh	MW	Δ%MW	FC	GWh	Δ%GWh	MW	Δ%MW	FC
2025	12,403.26		1,833.50		0.7722	12,726.88		1,895.55		0.7396	13,166.87		1,915.22		0.7375
2026	12,640.07	1.91%	1,896.90	3.46%	0.7607	13,141.32	3.26%	1,983.56	4.64%	0.7300	13,373.33	1.57%	2,018.35	5.38%	0.7274
2027	12,866.35	1.79%	1,959.68	3.31%	0.7495	13,555.75	3.15%	2,072.98	4.51%	0.7203	13,805.48	3.23%	2,130.40	5.55%	0.7177
2028	13,082.08	1.68%	2,021.82	3.17%	0.7386	13,970.19	3.06%	2,163.85	4.38%	0.7077	14,365.51	4.06%	2,252.75	5.74%	0.7048
2029	13,287.28	1.57%	2,083.31	3.04%	0.7281	14,384.62	2.97%	2,256.20	4.27%	0.7009	15,022.89	4.58%	2,385.83	5.91%	0.6977
2030	13,481.94	1.47%	2,144.12	2.92%	0.7178	14,799.05	2.88%	2,350.06	4.16%	0.6900	15,756.98	4.89%	2,528.71	5.99%	0.6867
2031	13,666.06	1.37%	2,204.24	2.80%	0.7077	15,213.49	2.80%	2,445.48	4.06%	0.6865	16,545.06	5.00%	2,678.99	5.94%	0.6830
2032	13,839.64	1.27%	2,263.66	2.70%	0.6979	15,627.92	2.72%	2,542.49	3.97%	0.6870	17,360.94	4.93%	2,833.10	5.75%	0.6832
2033	14,002.68	1.18%	2,322.35	2.59%	0.6883	16,042.36	2.65%	2,641.14	3.88%	0.6900	18,190.65	4.78%	2,989.14	5.51%	0.6863
2034	14,155.19	1.09%	2,380.30	2.50%	0.6789	16,456.79	2.58%	2,741.46	3.80%	0.6899	19,038.22	4.66%	3,147.99	5.31%	0.6860
2035	14,297.16	1.00%	2,437.48	2.40%	0.6696	16,871.22	2.52%	2,843.50	3.72%	0.6813	19,897.85	4.52%	3,308.86	5.11%	0.6771
2036	14,428.58	0.92%	2,493.89	2.31%	0.6605	17,285.66	2.46%	2,947.31	3.65%	0.6807	20,770.82	4.39%	3,472.08	4.93%	0.6764
2037	14,549.47	0.84%	2,549.49	2.23%	0.6515	17,700.09	2.40%	3,052.92	3.58%	0.6840	21,657.09	4.27%	3,637.71	4.77%	0.6796
2038	14,659.83	0.76%	2,604.27	2.15%	0.6426	18,114.52	2.34%	3,160.39	3.52%	0.6747	22,748.39	5.04%	3,838.17	5.51%	0.6703
2039	14,759.64	0.68%	2,658.21	2.07%	0.6338	18,528.96	2.29%	3,269.77	3.46%	0.6809	23,780.80	4.54%	4,029.21	4.98%	0.6762

Tabla 2. 1: Proyección de la Demanda

Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2025).

En la demanda presentada en la Tabla 2. 1, no se ha incluido la demanda de energía de Minera Panamá, ya que esta funciona como autogenerador. Esto significa que la mina produce su propia energía y no depende completamente de la red nacional.

Sin embargo, el Modelo de Demanda THUAR, utilizado por ETESA para proyectar la demanda de potencia y energía de consumo, no contempla la demanda de Minera Panamá. Por lo tanto, es necesario añadirla a las proyecciones para el periodo 2025-2039.

Este ajuste es importante porque las operaciones mineras generalmente tienen un factor de carga elevado (90% o más), lo que implica que su consumo de energía es relativamente constante y predecible a lo largo del tiempo.

Los detalles de este ajuste y la demanda de Minera Panamá se reflejarán en la Tabla 2. 2 y Tabla 2. 3, donde se mostrarán las cifras correspondientes a la proyección actualizada.

652

Tabla 2. 2 Demanda Minera Panamá - Potencia

	Minera												
AÑO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total MW
2024	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00
2025	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00
2026	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00
2027	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00
2028	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00
2029	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00
2030	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00
2031	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00
2032	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00
2033	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00
2034	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00
2035	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00
2036	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00
2037	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00
2038	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00
2039	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00

Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2025).

Nota: El consumo de Minera Panamá considerado en esta proyección es de aproximadamente 16 MW, ya que, en la actualidad, la mina se encuentra fuera de operación y solo está utilizando energía para sus sistemas auxiliares. Este valor de referencia se basa en las mediciones de flujo entre las Subestaciones Botija y Llano Sánchez.



Tabla 2. 3 Demanda de Minera Panamá - Energía.

	Minera												
AÑO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	[illegible]
2024	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	138,240.00	138.24
2025	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	138,240.00	138.24
2026	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	138,240.00	138.24
2027	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	138,240.00	138.24
2028	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	138,240.00	138.24
2029	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	138,240.00	138.24
2030	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	138,240.00	138.24
2031	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	138,240.00	138.24
2032	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	138,240.00	138.24
2033	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	138,240.00	138.24
2034	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	138,240.00	138.24
2035	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	138,240.00	138.24
2036	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	138,240.00	138.24
2037	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	138,240.00	138.24
2038	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	138,240.00	138.24
2039	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	11,520.00	138,240.00	138.24

Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2025).

654

PRONÓSTICOS DE PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES

La Secretaría Nacional de Energía, en la Definición de Políticas y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2025, establece que, para proyectar los precios de los combustibles en la generación termoeléctrica, se considera un escenario base con precios medios, altos y bajos, aplicando las tendencias de Referencia, Alta y Baja de la proyección de combustible estimada por la última versión del "Annual Energy Outlook" de la EIA/DOE.

En 2023, el precio promedio del crudo Brent fue de 83 dólares por barril, frente a los 101 dólares de 2022, con una diferencia de 19 dólares. Los mercados globales se ajustaron a la nueva dinámica comercial, ya que el crudo de Rusia encontró nuevos destinos fuera de la UE y la demanda mundial no alcanzó las expectativas, lo que compensó las restricciones de la OPEP+.[1]

Durante la primera mitad de 2023, los precios fluctuaron debido a la prohibición de la UE de importar petróleo de Rusia, alzas en los tipos de interés y preocupaciones por la inflación y la recesión. Sin embargo, fueron menos volátiles que en 2022, cuando los precios alcanzaron máximos por la invasión rusa a Ucrania. En la segunda mitad del año, las tensiones geopolíticas y las preocupaciones sobre la demanda aumentaron las fluctuaciones. El precio del crudo Brent cerró 2023 en 78 dólares por barril, 4 dólares por debajo del inicio del año.

Estas proyecciones consideran los eventos globales del mercado, nuevas tecnologías de exploración, el crecimiento de la producción de crudo no tradicional y las fluctuaciones de los precios mundiales del petróleo.

Para el plan de expansión, se tomarán como referencia los precios reportados en la semana 19 de 2025 por el Centro Nacional de Despacho y las tendencias de las proyecciones del "Annual Energy Outlook 2025" de la EIA/DOE.[2]

[1] Los precios del crudo Brent promediaron 19 dólares por barril menos en 2023 que en 2022 (https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=61142)

[2] U.S. Energy Information Administration (EIA). Annual Energy Outlook 2025. Table 3: Energy Prices by Sector and Source. Independent Statistics and Analysis. Retrieved from (https://www.eia.gov)

655

Tabla 2. 4: Proyección de los Precios del Combustible – Escenario de Precios B

PROYECCIÓN DE COMBUSTIBLES - ESCENARIO MEDIO $/MMBTU			
AÑO	Heavy Fuel Oil (HFO) BÚNKER C	Destillate Fuel Oil DIÉSEL	CH4 GAS NATURAL
2025	11.52	18.59	7.38
2026	11.45	17.65	7.22
2027	12.01	17.29	7.08
2028	12.63	16.99	6.79
2029	13.21	16.81	6.70
2030	13.84	16.72	6.80
2031	13.95	16.67	6.68
2032	13.88	17.10	6.01
2033	14.08	17.35	5.95
2034	14.20	17.45	5.97
2035	14.37	17.57	5.95
2036	14.42	17.59	5.98
2037	14.49	17.68	5.90
2038	14.60	17.80	5.93
2039	14.61	17.89	6.28

Referencia: (Centro Nacional de Despacho, 2025) / (U.S. Department of Energy - Energy Information Administration, s.f.)

Tabla 2. 5: Proyección de los Precios del Combustible – Escenario de Precios Altos

PROYECCIÓN DE COMBUSTIBLES - ESCENARIO ALTO $/MMBTU			
AÑO	Heavy Fuel Oil (HFO) BÚNKER C	Destillate Fuel Oil DIÉSEL	CH4 GAS NATURAL
2025	11.52	18.59	7.38
2026	12.21	18.29	7.23
2027	13.07	17.84	6.96
2028	13.84	17.38	6.67
2029	14.09	16.52	6.60
2030	14.41	15.75	6.66
2031	14.66	15.92	6.56
2032	14.77	16.35	5.97
2033	14.93	16.52	5.90
2034	15.12	16.69	5.82
2035	15.30	16.87	5.73
2036	15.44	17.05	5.77
2037	15.59	17.21	5.79
2038	15.85	17.47	5.78
2039	16.21	17.88	6.19

Referencia: (Centro Nacional de Despacho, 2025) / (U.S. Department of Energy - Energy Information Administration, s.f.)

656

Tabla 2. 6: Proyección de los Precios del Combustible – Escenario de Precios B

PROYECCIÓN DE COMBUSTIBLES - ESCENARIO BAJO $/MMBTU			
	Heavy Fuel Oil (HFO) BÚNKER C	Destillate Fuel Oil DIÉSEL	CH4 GAS NATURAL
2025	11.52	18.59	7.38
2026	10.04	16.51	7.21
2027	11.31	15.40	7.13
2028	13.05	14.42	6.89
2029	14.15	13.25	6.83
2030	15.53	12.30	6.95
2031	15.62	12.20	6.89
2032	15.68	12.74	6.07
2033	15.97	12.82	6.05
2034	16.13	12.78	6.07
2035	16.47	12.80	6.04
2036	16.81	12.89	6.04
2037	17.55	12.84	6.20
2038	18.44	12.99	6.22
2039	18.76	13.10	6.41

Referencia: (Centro Nacional de Despacho, 2025) / (U.S. Department of Energy - Energy Information Administration, s.f.)

Tabla 2. 7: Poder Calorífico de los Combustibles

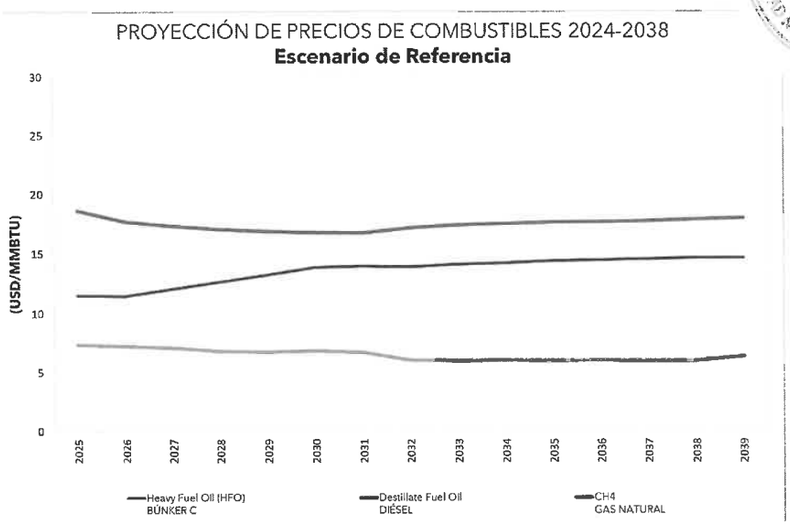
Combustibles	Unidad	MJ	kWh	BTU	kcal
Heavy Fuel Oil (HFO)	Barril	6,779.43	1,883.46	6,426,000.00	1,619,352.00
Fuel Oil #6	gal	161.42	44.84	153,000.00	38,556.00
Búnker C	ltr	42.59	11.83	40,369.39	10,173.09
Distillate Fuel Oil	Barril	6,136.94	1,704.96	5,817,000.00	1,465,884.00
Fuel Oil #2	gal	146.12	40.59	138,500.00	34,902.00
Diésel Bajo en Azufre	ltr	41.87	11.63	39,684.81	10,000.57
Coal (bituminous)	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)

A continuación, en los siguientes gráficos se muestran la comparación de los combustibles utilizados en este estudio para los escenarios de referencia, alto y bajo.

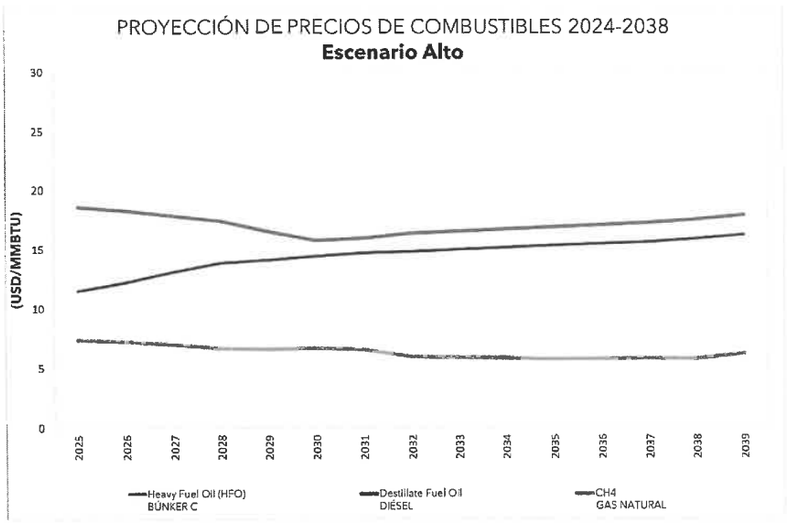
657

Gráfico 2. 1 Proyección de Precios del Combustible en dólares por Millón de BTU – Escenario de Precios Base



Referencia: (Centro Nacional de Despacho, 2025) / (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2025)

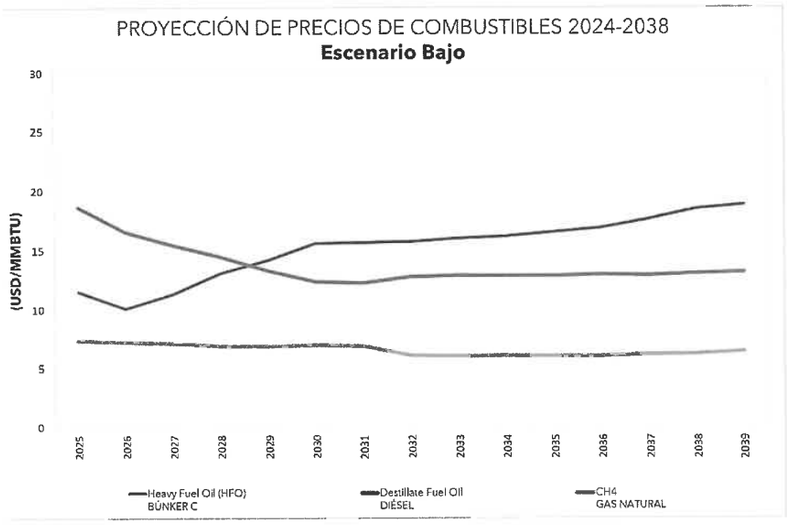
Gráfico 2. 2 Proyección de Precios del Combustible en dólares por Millón de BTU – Escenario de Precios Altos



658

Referencia: (Centro Nacional de Despacho, 2025) / (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2025)

Gráfico 2. 3 Proyección de Precios del Combustible en dólares por Millón de BTU – Escenario Precios Bajos



Referencia: (Centro Nacional de Despacho, 2025) / (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2025)

CRITERIOS Y PARÁMETROS

El Plan Indicativo de Generación tiene como base 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, de tal forma, que estos cumplan los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad; conduciendo a que la demanda pueda ser suplida, atendiendo, a criterios de uso eficiente de los recursos energéticos. Ver Anexo 5 del Tomo I Estudios Básicos 2025-2039.

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 óptimo,

659

[3]conforme al artículo 67 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997. 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 periodo 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
- No se permiten déficit de cualquier cantidad que aparezcan para el mismo mes de cualquier año del periodo de planificación en todas las series hidrológicas.

Potencia

- El parque de generación propuesto debe tener en todo momento una reserva mínima correspondiente al porcentaje de reserva de confiabilidad de largo plazo calculada por el CND de acuerdo con las reglas comerciales y aprobadas por la ASEP. Para el Plan Indicativo de Generación 2025-2038 se utilizará un valor porcentual de reserva por confiabilidad de 7.38%.[4]

Costo de Racionamiento de Energía

Se establece como costo de racionamiento de energía para esta revisión del Plan de Expansión un valor único de 4,130$/MWh[5], 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%.

---

[3] De acuerdo con el Artículo 81 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997

[4] Valor de la Reserva de confiabilidad para el año 2025. Aprobado mediante Resolución AN No. 19869-Elec del 23 de enero de 2025.

[5] Costo de La Energía No Suministrada para la Aplicación en la planificación de la Transmisión. Valor calculado por CND en cumplimiento a la Resolución AN No. 12831-ELEC del 16 de octubre de 2018.

660

ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

661

CAPÍTULO III

SISTEMA DE GENERACIÓN EXISTENTE

662

Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

663

CAPÍTULO 3
SISTEMA DE GENERACIÓN EXISTEN

La capacidad instalada del Sistema Interconectado Nacional a finales de enero 2025 es de 4,941.45 MW que corresponden a centrales hidroeléctricas, centrales termoeléctricas, parques eólicos y solares fotovoltaicas, como se detalla en la Tabla 3. 1.

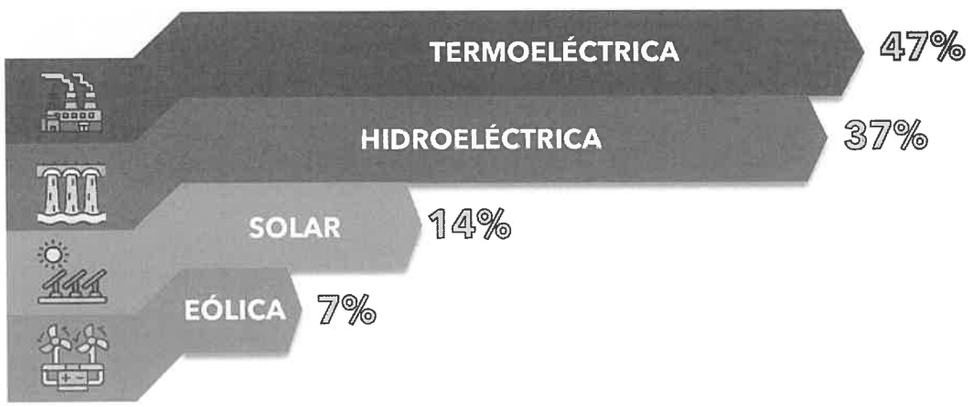
Tabla 3. 1 Matriz Energética a enero 2025

Recurso	Tecnología	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Firme (MW)
Hidroeléctricas	Hidroeléctrica de Pasada	1289.73	660.70
	Hidroeléctrica de Embalse	560.00	450.29
Termoeléctricas	Ciclo Combinado	1201.00	1132.27
	Motor de Media Velocidad	353.48	316.23
	Motor de Baja Velocidad	81.61	62.20
	Turbina de Gas	86.00	63.51
	Turbina de Vapor	330.00	0.00
Eólico	Aerogeneradores de Eje Horizontal	336.00	0.00
Solar	Solar Fotovoltaica	703.63	0.00
Total		**4941.45**	**2685.20**

Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2024).

La distribución porcentual del plantel de generación se muestra en el Gráfico 3. 1. Las cifras mencionadas, no consideran el excedente no firme de las plantas de la Autoridad del Canal de Panamá (ACP), Minera Panamá, pequeñas centrales y los sistemas aislados.

Gráfico 3. 1 Composición Porcentual del Sistema de Generación

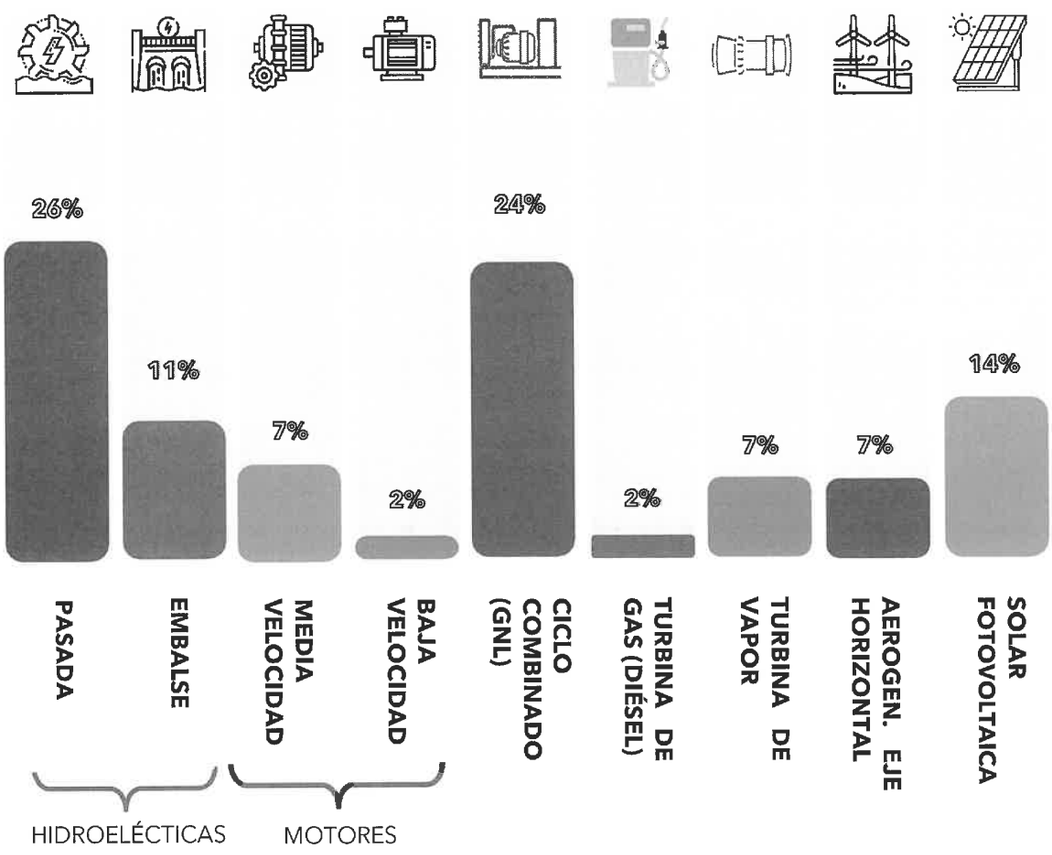


Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2024).

664

En el Gráfico 3. 2 se puede observar composición porcentual por tecnología.

Gráfico 3. 2 Composición Porcentual por Tecnología del Sistema de Generación



Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2024).

En la Tabla 3. 2 y en el Gráfico 3. 3 se detallan los diferentes agentes existentes con su capacidad instalada (MW).

665

Tabla 3. 2 Capacidad Instalada del Sistema Interconectado Nacional a enero 2025.

Agente	Capacidad Instalada por Agente (MW)	Capacidad Instalada del SIN (MW)
GENERADORA DE GATUN, S.A.	670.00	670.00
AES PANAMÁ S.R.L	584.39	1254.39
GAS NATURAL ATLANTICO S DE R.L.	381.00	1635.39
ENEL FORTUNA, S.A.	300.00	1935.39
MINERA PANAMÁ, S.A.	300.00	2235.39
AES CHANGUINOLA, S.R.L.	222.98	2458.37
UEP PENONOMÉ II, S. A.	215.00	2673.37
AUTORIDAD DEL CANAL DE PANAMÁ	159.61	2832.98
CELSIA CENTROAMÉRICA, S.A.	155.00	2987.98
GENERADORA DEL ATLÁNTICO S.A.	150.00	3137.98
PAN AM GENERATING LIMITED, S.A.	149.70	3287.67
IDEAL PANAMÁ, S.A	145.00	3432.67
AVANZALIA PANAMÁ S.A.	120.00	3552.67
ALTERNEGY, S.A.	93.69	3646.36
ELECTRON INVESTMENT	84.25	3730.61
ENEL SOLAR, S.R.L.	76.36	3806.97
HYDRO CAISÁN, S.A.	73.34	3880.32
PARQUE EÓLICO TOABRÉ, S.A.	66.00	3946.32
FOUNTAIN INTERTRADE CORP.	57.90	4004.22
PEDREGAL POWER COMPANY	53.53	4057.75
SPARKLE POWER, S.A.	50.10	4107.85
HIDROECOLÓGICA DEL TERIBE, S.A	31.80	4139.65
CENTRAL AZUCARERO DE ALANJE, S.A.	30.00	4169.65
GENERADORA DEL ISTMO S.A.	28.84	4198.49
GENERADORA SOLAR AUSTRAL, S.A.	25.90	4224.39
GENERADORA SOLAR EL PUERTO, S.A.	25.90	4250.29
BONTEX, S.A.	25.30	4275.59
CALDERA ENERGY CORP.	25.25	4300.84
ARGENTUM SOLAR, S.A.	24.80	4325.64
ENERGÍA Y SERVICIOS DE PANAMÁ, S.A. (ESEPSA)	22.35	4347.99
HIDRO PIEDRA, S.A.	21.62	4369.61
TINTO SOLAR S.A.	20.00	4389.61
GENERADORA PEDREGALITO, S.A.	19.90	4409.51
CORPORACIÓN DE ENERGÍA DEL ISTMO LTD.	19.80	4429.31
PANAMASOLAR2, S.A.	16.00	4445.31
GENERADORA ALTO VALLE, S.A.	15.50	4460.81
SALTOS DE FRANCOLI S.A.	13.64	4474.45
EMPRESA NACIONAL DE ENERGIA, S.A	13.54	4487.99
GENERADORA RÍO CHICO S.A.	12.52	4500.51
AGUA FUERTE, S.A.	10.00	4510.51
PHOTOVOLTAICS VENTURE CORP.	10.00	4520.51
AQUAVOLTAICS, S.A.	10.00	4530.51
DESARROLLOS HIDROELÉCTRICOS CORP.	10.00	4540.51
ISTMUS HYDROPOWER CORP	10.00	4550.51
LAS PERLAS NORTE, S.A	10.00	4560.51
LAS PERLAS SUR, S.A	10.00	4570.51
PEDREGALITO SOLAR POWER S.A.	10.00	4580.51
PHOTOVOLTAICS BUSINESS CORP.	10.00	4590.51
PHOTOVOLTAICS DEVELOPMENTS	10.00	4600.51

Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2024).

ETESA
Unimos Panamá con energía

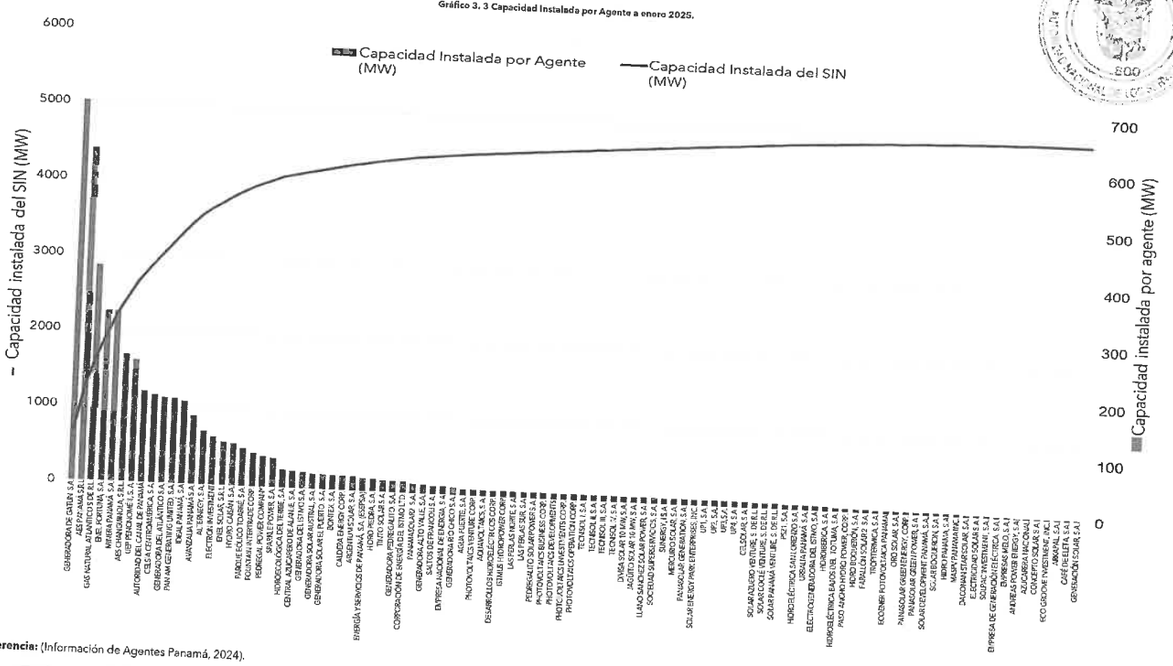
666

(Continuación)

PHOTOVOLTAICS LNVESTMENTS CORP.	10.00	4610.51
PHOTOVOLTAICS OPERATION CORP.	10.00	4620.51
TECNISOL I, S.A.	10.00	4630.51
TECNISOL II, S.A.	10.00	4640.51
TECNISOL III, S.A.	10.00	4650.51
TECNISOL IV, S.A.	10.00	4660.51
DIVISA SOLAR 10 MW, S.A.	9.99	4670.50
JAGÜITO SOLAR 10 MW, S.A.	9.99	4680.49
LLANO SANCHEZ SOLAR POWER, S.A.	9.99	4690.48
SOCIEDAD SUPERSERVICIOS, S.A.	9.99	4700.47
SUNERGY, I S.A.	9.99	4710.46
MERCURIO SOLAR, S.A.	9.90	4720.36
PANASOLAR GENERATION, S.A.	9.90	4730.26
SOLAR ENERGY PARK ENTERPRISES, INC.	9.90	4740.16
UP1, S.A.	9.75	4749.91
UP2, S.A.	9.75	4759.66
UP3,S.A.	9.75	4769.41
UP4, S.A.	9.75	4779.16
CELSOLAR, S.A.	9.69	4788.85
SOLAR AZUERO VENTURE, S. DE R.L.	9.52	4798.37
SOLAR COCLÉ VENTURE, S. DE R.L.	8.99	4807.36
SOLAR PANAMÁ VENTURE, S. DE R.L.	8.99	4816.35
PSZ1, S.A.	8.50	4824.85
HIDROELÉCTRICA SAN LORENZO S.A.	8.12	4832.97
URBALIA PANAMÁ, S.A.	8.10	4841.07
ELECTROGENERADORA DEL ISTMO, S.A	8.00	4849.07
HIDROIBÉRICA, S.A.	7.14	4856.21
HIDROELÉCTRICA BAJOS DEL TOTUMA, S.A.	6.30	4862.51
PASO ANCHO HYDRO-POWER, CORP.	6.00	4868.51
HIDRO BOQUERÓN, S.A.	5.80	4874.31
FARALLÓN SOLAR 2, S.A.	5.16	4879.47
TROPITERMICA, S.A.	5.05	4884.52
ECOENER FOTOVOLTAICA PANAMA	5.00	4889.52
ORO SOLAR, S.A.	5.00	4894.52
PANASOLAR GREEN ENERGY, CORP.	5.00	4899.52
PANASOLAR GREEN POWER, S.A.	5.00	4904.52
SOLAR DEVELOPMENT PANAMÁ, S.A.	5.00	4909.52
SOLAR BOQUERON, S.A.	4.75	4914.27
HIDRO PANAMÁ, S.A	4.70	4918.97
MASPV PANAMA INC.	3.80	4922.77
DACONAN STAR SOLAR, S.A.	3.24	4926.01
ELECTRICIDAD SOLAR S.A.	3.00	4929.01
SOLPAC INVESTMENT, S.A.	3.00	4932.01
EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA, S.A.	2.40	4934.41
EMPRESAS MELO, S.A.	2.07	4936.48
ANDREAS POWER ENERGY, S.A	0.99	4937.47
AZUCARERA NACIONAL	0.96	4938.43
CONCEPTO SOLAR, S.A.	0.96	4939.39
ECO GROOVE INVESTMENT, INC.	0.75	4940.14
ARKAPAL, S.A.	0.68	4940.82
CAFÉ DE ELETA, S.A.	0.53	4941.35
GENERACIÓN SOLAR, S.A.	0.10	4941.45
Total	**4941.45**	

667

Gráfico 3. 3 Capacidad Instalada por Agente a enero 2025.



Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2024).

668

GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA

Actualmente, el sistema eléctrico del país cuenta con 61 centrales hidroeléctricas repartidas en 36 agentes del mercado. La empresa cuya mayor instalación tiene es AES Panamá que cuenta con 481.96 MW equivalentes al 10% de la instalación total del país. Además de esto, cuentan con los derechos de comercialización de la Central Changuinola 1 (222.98 MW).

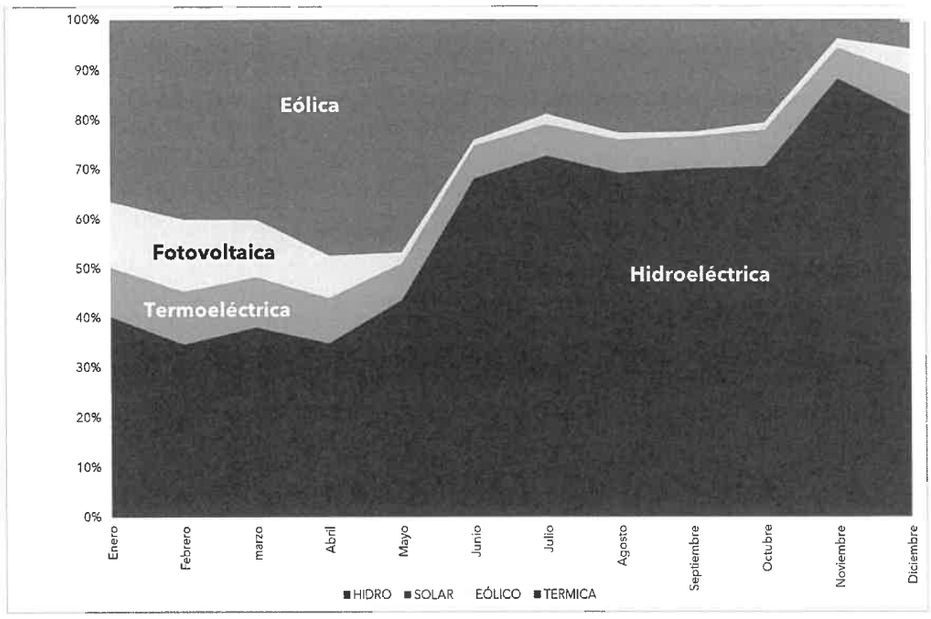
Cabe destacar que, en su mayoría, las centrales hidroeléctricas se encuentran en la región occidental de la República. En total la provincia de Chiriquí cuenta en la actualidad con 1235.72 MW, instalados, seguido por las provincias de Panamá con 297.07 MW, Bocas del Toro con 254.78 MW, Veraguas con 26.80 MW y Coclé con 11.36 MW.

La Central Hidroeléctrica Bayano, que posee el embalse más grande del país con un área de 350 kilómetros cuadrados, está ubicada en la zona este de la provincia de Panamá, aproximadamente a 80 kilómetros de la Ciudad de Panamá. Esta planta aprovecha las aguas del río Bayano y, con una capacidad instalada de 260 MW, genera un promedio anual de 574 GWh. En 2024, su producción alcanzó los 671 GWh.

Según cifras del Centro Nacional de Despacho (CND), la energía proveniente de centrales hidroeléctricas para el año 2024 en promedio, cubrió el 60% de la demanda (Ver Gráfico 3. 4). El aporte total fue de 7,797.33 GWh.

669

Gráfico 3. 4 Comportamiento de la Generación 2024



Referencia: (Centro Nacional de Despacho, 2024).

670

La Tabla 3. 3 muestra el sistema de generación hidroeléctrica existente de las diferentes unidades de generación que forman parte del SIN, con sus capacidades instaladas.

Tabla 3. 3 Sistema de Generación Hidroeléctrico Existente

Agente	Nombre	Tipo	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Firme (MW)	Energía Promedio Anual (GWh)	Observación
AES PANAMÁ S.R.L	La Estrella	Hidroeléctrica de Pasada	47.20	47.20	16.13	249.00	
AES PANAMÁ S.R.L	Los Valles	Hidroeléctrica de Pasada	54.76	54.80	17.63	304.00	
ENEL FORTUNA, S.A.	Fortuna	Hidroeléctrica de Embalse	300.00	300.00	290.17	1,600.00	
AES PANAMÁ S.R.L	Bayano	Hidroeléctrica de Embalse	260.00	260.00	160.12	577.00	
AES PANAMÁ S.R.L	Estí	Hidroeléctrica de Pasada	120.00	120.00	112.67	620.00	
ISTMUS HYDROPOWER CORP	Concepción	Hidroeléctrica de Pasada	10.00	10.00	2.49	65.00	
CALDERA ENERGY CORP.	Mendre	Hidroeléctrica de Pasada	19.75	19.75	3.92	101.00	
ENERGÍA Y SERVICIOS DE PANAMÁ, S.A. (ESEPSA)	Algarrobos	Hidroeléctrica de Pasada	9.73	9.74	2.41	48.25	
ENERGÍA Y SERVICIOS DE PANAMÁ, S.A. (ESEPSA)	Dolega	Hidroeléctrica de Pasada	3.12	3.12	1.10	16.10	
ENERGÍA Y SERVICIOS DE PANAMÁ, S.A. (ESEPSA)	La Yeguada	Hidroeléctrica de Pasada	7.00	7.00	3.00	32.14	
ENERGÍA Y SERVICIOS DE PANAMÁ, S.A. (ESEPSA)	Macho Monte	Hidroeléctrica de Pasada	2.50	2.50	0.80	11.10	
BONTEX, S.A.	Gualaca	Hidroeléctrica de Pasada	25.30	25.20	23.04	126.55	
IDEAL PANAMÁ, S.A	Bajo de Mina	Hidroeléctrica de Pasada	56.80	56.80	19.86	263.90	
ALTERNEGY, S.A.	Lorena	Hidroeléctrica de Pasada	35.00	33.78	30.62	168.62	
AES CHANGUINOLA, S.R.L.	Changuinola I (Chan-75 El Gavilan)	Hidroeléctrica de Pasada	213.20	212.80	165.67	971.00	
AES CHANGUINOLA, S.R.L.	Mini Chan	Hidroeléctrica de Pasada	9.78	9.66	9.66	75.60	
HIDRO BOQUERÓN, S.A.	Macano	Hidroeléctrica de Pasada	5.80	5.25	0.91	20.20	
PASO ANCHO HYDRO-POWER, CORP.	Paso Ancho	Hidroeléctrica de Pasada	6.00	6.00	3.08	37.00	
ALTERNEGY, S.A.	Prudencia	Hidroeléctrica de Pasada	58.69	58.69	50.09	273.15	
SALTOS DE FRANCOLI S.A.	Los Planetas I	Hidroeléctrica de Pasada	4.75	4.75	1.10	24.65	
GENERADORA PEDREGALITO, S.A.	Pedregalito I	Hidroeléctrica de Pasada	19.68	20.00	2.04	94.40	
GENERADORA RÍO CHICO S.A.	Pedregalito II	Hidroeléctrica de Pasada	12.52	12.57	0.38	55.15	
IDEAL PANAMÁ, S.A	Baitún	Hidroeléctrica de Pasada	85.90	85.90	30.36	406.40	
LAS PERLAS NORTE, S.A	Las Perlas Norte	Hidroeléctrica de Pasada	10.00	10.00	2.46	65.70	
LAS PERLAS SUR, S.A	Las Perlas Sur	Hidroeléctrica de Pasada	10.00	10.00	2.46	65.70	
ELECTROGENERADORA DEL ISTMO, S.A	Mendre II	Hidroeléctrica de Pasada	8.00	8.00	1.56	38.62	
HIDROIBÉRICA, S.A.	El Fraile	Hidroeléctrica de Pasada	6.66	6.66	1.50	32.00	
GENERADORA ALTO VALLE, S.A.	Cochea	Hidroeléctrica de Pasada	15.50	14.93	3.06	60.70	
ELECTRON INVESTMENT	Pando	Hidroeléctrica de Pasada	32.60	32.60	25.13	170.80	
ELECTRON INVESTMENT	Monte Lirio	Hidroeléctrica de Pasada	51.65	51.65	32.38	273.30	
HIDROELÉCTRICA SAN LORENZO S.A.	San Lorenzo	Hidroeléctrica de Pasada	8.12	8.70	1.33	40.48	
HYDRO CAISÁN, S.A.	El Alto	Hidroeléctrica de Pasada	72.20	72.20	22.14	291.16	
DESARROLLOS HIDROELÉCTRICOS CORP.	San Andres	Hidroeléctrica de Pasada	10.00	10.00	2.54	34.06	
HIDRO PIEDRA, S.A.	RP-490	Hidroeléctrica de Pasada	14.00	14.00	1.79	64.00	
HIDROECOLÓGICA DEL TERIBE, S.A	Bonyic	Hidroeléctrica de Pasada	31.80	31.30	22.22	156.00	
GENERADORA DEL ISTMO S.A.	Barro Blanco	Hidroeléctrica de Pasada	26.95	26.59	10.82	116.08	
GENERADORA DEL ISTMO S.A.	Barro Blanco Minicentral	Hidroeléctrica de Pasada	1.89	1.89	0.75	15.00	
EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA, S.A	Bugaba I	Hidroeléctrica de Pasada	5.12	5.12	0.51	20.01	
FOUNTAIN INTERTRADE CORP.	La Potra (Bajo Frio)	Hidroeléctrica de Pasada	27.90	27.90	8.66	127.48	
FOUNTAIN INTERTRADE CORP.	Salsipuedes (Bajo Frio)	Hidroeléctrica de Pasada	27.90	27.90	8.66	127.48	
SALTOS DE FRANCOLI S.A.	Los Planetas 2	Hidroeléctrica de Pasada	8.89	8.88	3.35	45.00	
FOUNTAIN INTERTRADE CORP.	La Potra G4 (Bajo Frio)	Hidroeléctrica de Pasada	2.10	2.10	2.02	18.40	
IDEAL PANAMÁ, S.A	Bajo de Mina G3	Hidroeléctrica de Pasada	0.60	0.60	0.21	nd	
IDEAL PANAMÁ, S.A	Baitún G3	Hidroeléctrica de Pasada	1.70	1.70	0.73	nd	
EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA, S.A	Bugaba 2	Hidroeléctrica de Pasada	5.86	5.86	1.36	28.96	
CORPORACIÓN DE ENERGÍA DEL ISTMO LTD.	Las Cruces	Hidroeléctrica de Pasada	18.83	18.83	3.17	47.00	
CORPORACIÓN DE ENERGÍA DEL ISTMO LTD.	Las Cruces Und 3	Hidroeléctrica de Pasada	0.97	0.97	0.21	8.78	
HYDRO CAISÁN, S.A.	El Alto G4	Hidroeléctrica de Pasada	1.14	1.14	0.34	9.70	
HIDROELÉCTRICA BAJOS DEL TOTUMA, S.A.	Bajo de Totumas	Hidroeléctrica de Pasada	6.30	6.30	2.04	33.10	
HIDRO PIEDRA, S.A.	La Cuchilla	Hidroeléctrica de Pasada	7.62	8.20	1.31	40.30	
GENERADORA PEDREGALITO, S.A.	Pedregalito I Unidad 3	Hidroeléctrica de Pasada	0.22	0.22	0.15	nd	
ECO GROOVE INVESTMENT, INC.	Eco-Tizingal	Hidroeléctrica de Pasada	0.75	0.74	0.00	0.00	
CAFÉ DE ELETA, S.A.	Candela G1	Hidroeléctrica de Pasada	0.53	0.53	0.13	nd	Autogenerador
HIDRO PANAMÁ, S.A	Antón 1	Hidroeléctrica de Pasada	1.57	1.43	0.24	nd	
HIDRO PANAMÁ, S.A	Antón 2	Hidroeléctrica de Pasada	1.57	1.43	0.24	nd	
HIDRO PANAMÁ, S.A	Antón 3	Hidroeléctrica de Pasada	1.57	1.43	0.26	nd	
ARKAPAL, S.A.	Arkapal	Hidroeléctrica de Pasada	0.68	0.68	0.00	nd	
EMPRESAS MELO, S.A.	El Salto	Hidroeléctrica de Pasada	0.73	0.73	0.00	nd	Autogenerador
EMPRESAS MELO, S.A.	Río Indio	Hidroeléctrica de Pasada	0.34	0.34	0.00	nd	Autogenerador
AUTORIDAD DEL CANAL DE PANAMÁ	Gatún	Hidroeléctrica de Pasada	24.00	24.00	0.00	nd	Autogenerador
AUTORIDAD DEL CANAL DE PANAMÁ	Madden	Hidroeléctrica de Pasada	36.00	36.00	0.00	nd	Autogenerador
			1,849.73	**1,847.07**	**1,110.99**	**8,070.02**	

Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2024).

671

GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA

La matriz energética hasta enero 2025 es complementada con plantas termoeléctricas que brindan energía estable y seguridad al suministro eléctrico del país, con un aporte de 27% de la generación de energía eléctrica en el año 2024.

El 83% de la capacidad instalada de generación termoeléctrica se concentra en la provincia de Colón, mientras que el 17% restante está distribuido en las otras provincias de Panamá.

En abril de 2018, el Proyecto Costa Norte con 381 MW se integró al Sistema de Generación Panameño, incorporando generación a base de gas natural. En 2019, las plantas térmicas Urbalia Panamá, S.A. y Tropitérmica también se conectaron al sistema. La Tabla 3. 4 detalla las características de las plantas termoeléctricas existentes, incluidas las pequeñas centrales.

Por otro lado, Bahía Las Minas Corp. planea retirar las unidades BLM G8 y J. Brown G6, que operan con diésel, el 1 de enero de 2025, como se muestra en el programa detallado de la Tabla 3. 5.

La planta Generadora Gatún, ubicada en Isla Telfers, es una central de generación de energía a base de gas natural con una capacidad de 670 MW, y comenzó operaciones en octubre de 2024. El proyecto ha sido desarrollado y es operado por la empresa Generadora Gatún, cuyo accionariado está compuesto por InterEnergy Group Ltd. y AES Panamá.

672

Tabla 3. 4 Sistema de Generación Termoeléctrico Existente

Agente	Nombre	Tipo	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Media (MW)	Potencia Firme (MW)	Observacion
CELSIA CENTROAMÉRICA, S.A.	9 de enero J. Brown G6	Turbina de Gas (Diesel)	34.00	32.30	26.73	21.02	
CELSIA CENTROAMÉRICA, S.A.	9 de enero Unidad 8	Turbina de Gas (Diesel)	34.00	32.30	30.31	29.33	
PAN AM GENERATING LIMITED, S.A.	Panam	Motor de Media Velocidad (Bunker)	99.80	97.45	82.59	90.04	
PEDREGAL POWER COMPANY	Pacora	Motor de Media Velocidad	53.53	51.87	48.81	50.03	
CELSIA CENTROAMÉRICA, S.A.	Cativa	Motor de Media Velocidad (Bunker)	87.00	83.42	78.36	78.36	
GENERADORA DEL ATLÁNTICO S.A.	Termo Colón Ciclo	Ciclo Combinado (Diesel)	150.00	145.50	140.13	140.31	
AUTORIDAD DEL CANAL DE PANAMÁ	Miraflores G5	Turbina de Gas (Diesel)	18.00	17.55	13.24	13.16	
AUTORIDAD DEL CANAL DE PANAMÁ	Miraflores G9	Motor de Baja Velocidad (Bunker)	40.81	38.95	23.11	25.02	
AUTORIDAD DEL CANAL DE PANAMÁ	Miraflores G10	Motor de Baja Velocidad (Bunker)	40.81	39.95	22.10	37.18	
PAN AM GENERATING LIMITED, S.A.	Amp. Panam	Motor de Media Velocidad (Bunker)	49.90	48.73	43.12	45.02	
URBALIA PANAMÁ, S.A.	Cerro Patacón	Motor de Media Velocidad (Metano)	8.10	8.15	7.66	0.00	
GAS NATURAL ATLANTICO S DE R.L.	Costa Norte I	Ciclo Combinado (Gas Natural)	381.00	381.00	352.58	352.48	
MINERA PANAMÁ, S.A.	Cobre Panamá - PACO Power Plant Und1	Turbina de Vapor (Carbón)	150.00	150.00	150.00	0.00	Autogenerador
MINERA PANAMÁ, S.A.	Cobre Panamá - PACO Power Plant Und2	Turbina de Vapor (Carbón)	150.00	150.00	150.00	0.00	Autogenerador
GENERADORA DE GATUN, S.A.	C.T. Gatún (antes Telfers)	Ciclo Combinado (Gas Natural)	670.00	639.48	639.48	639.48	
TROPITERMICA, S.A.	Tropitermica	Motor de Media Velocidad (Diesel)	5.05	5.00	4.66	3.58	
CENTRAL AZUCARERO DE ALANJE, S.A.	CADASA	Turbina de Vapor (Bagazo)	30.00	30.00	30.00	0.00	Autogenerador
SPARKLE POWER, S.A.	Sparkle Power Fase I	Motor de Media Velocidad (Bunker)	15.30	15.05	15.05	15.05	
SPARKLE POWER, S.A.	Sparkle Power Fase II	Motor de Media Velocidad (Bunker)	34.80	34.15	34.15	34.15	
			2,052.09	**2,000.85**	**1,892.09**	**1,574.21**	

Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2024).

Nota: La capacidad instalada incluye todas las plantas térmicas existentes en Panamá, incluidas las dos unidades de generación de Minera Panamá. Sin embargo, para efectos del estudio realizado, dichas unidades se consideran fuera de operación y, por lo tanto, no aportan energía al sistema. Esta condición refleja su estado actual de indisponibilidad operativa, aunque su infraestructura permanece instalada.

673

Tabla 3. 5 Programa del retiro de unidades Termoeléctricas

No.	Agente Generador	Nombre	Tipo	Unidades	Combustible	Capacidad Instalada (MW)	Fecha de Retiro
1	CELSIA CENTROAMÉRICA, S.A.	9 de enero TG8	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	34.00	1-ene-25
2	CELSIA CENTROAMÉRICA, S.A.	9 de enero JB TG6	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	33.00	1-ene-25
3	CELSIA CENTROAMÉRICA, S.A.	Cativa	Motor de Media Velocidad (Bunker)	10	Bunker C (No. 6 fuel oil)	87.00	1-ene-25
					Total	**154**	

Nota: Información según la Nota CECA-CME-021-2024

Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2024)**.**

674

GENERACIÓN RENOVABLE

En los últimos años, la matriz energética de Panamá se ha diversificado con la implementación de tecnologías renovables no convencionales como lo es la energía solar y la energía eólica gracias a la disminución notable de los precios de estas tecnologías.

Esto es parte de las políticas asumidas como país en respuesta del crecimiento de la demanda, la descarbonización y el cambio climático que puede observarse en los aumentos de temperatura y en sequías más extensas.

Como primer paso, 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 de 215 MW, el más grande de Centroamérica y el Caribe, con 86 aerogeneradores. En la Tabla 3. 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, con plantas fotovoltaicas como Baco Solar (25.9 MW), Pedregalito Solar Power (10 MW), PV San Juan (5 MW), PV Rodeo Solar (9.9 MW), PV San Carlos (9.9 MW), PV La Villa Solar (9.99 MW), PV SOLARPRO (10 MW), y las plantas de la serie Ecosolar (Ecosolar 5, 4, y 3), cada una con 10 MW de capacidad. Otras plantas notables incluyen PV Chame Solar (20 MW), PV Chupampa (9.9 MW), Mendre Solar (5.5 MW), PV Capira Solar (9.9 MW), PV Sunrise MASPV 2 (3.3 MW), y Solar Pro II (10 MW), entre otras. En la Tabla 3. 7 se muestran las plantas solares existentes en el plantel de generación.

Tabla 3. 6 Sistema de Generación Eólica Existente

Agente	Nombre	Tipo	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Energía Promedio Anual (GWh)
UEP PENONOMÉ II, S. A.	Rosa de los Vientos Etapa I	Aerogeneradores de Eje Horizontal	52.50	52.50	147.75
UEP PENONOMÉ II, S. A.	Marañón	Aerogeneradores de Eje Horizontal	17.50	17.50	47.25
AES PANAMÁ S.R.L	Nuevo Chagres	Aerogeneradores de Eje Horizontal	55.00	55.00	135.00
UEP PENONOMÉ II, S. A.	Portobello Ballestillas	Aerogeneradores de Eje Horizontal	32.50	32.50	87.75
UEP PENONOMÉ II, S. A.	Nuevo Chagres II	Aerogeneradores de Eje Horizontal	62.50	62.50	168.75
UEP PENONOMÉ II, S. A.	Rosa de los Vientos Etapa II	Aerogeneradores de Eje Horizontal	50.00	50.00	135.00
PARQUE EÓLICO TOABRÉ, S.A.	Toabré Etapa 1	Aerogeneradores de Eje Horizontal	66.00	66.00	277.00
			336.00	**336.00**	**998.50**

Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2024).

Tabla 3. 7 Sistema de Generación Solar Fotovoltaica Existente

Agente	Nombre	Tipo	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Energía Promedio Anual (GWh)	Observacion
ENEL SOLAR, S.R.L.	Chiriquí	Solar Fotovoltaica	9.87	9.87	19.17	
DIVISA SOLAR 10 MW, S.A.	Divisa Solar	Solar Fotovoltaica	9.99	9.90	16.30	
LLANO SANCHEZ SOLAR POWER, S.A.	Don Félix	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	3.26	
EMPRESA NACIONAL DE ENERGIA, S.A	Central Fotovoltaica Bugaba	Solar Fotovoltaica	2.56	2.40	3.41	
PANASOLAR GENERATION, S.A.	Panasolar Generation	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	19.33	
SOLAR PANAMÁ VENTURE, S. DE R.L.	Miraflores París	Solar Fotovoltaica	8.99	8.99	18.67	
ENEL SOLAR, S.R.L.	Sol de David	Solar Fotovoltaica	7.90	7.63	12.20	
ENEL SOLAR, S.R.L.	Generadora Solar Caldera	Solar Fotovoltaica	5.45	4.91	7.81	
PSZ1, S.A.	El Espinal	Solar Fotovoltaica	8.50	9.00	15.02	
JAGÜITO SOLAR 10 MW, S.A.	Jagüito Solar	Solar Fotovoltaica	9.99	10.00	16.30	
HIDROIBÉRICA, S.A.	El Fraile Solar	Solar Fotovoltaica	0.48	0.48	0.83	
ENEL SOLAR, S.R.L.	Milton Solar	Solar Fotovoltaica	10.00	10.26	16.62	
ENEL SOLAR, S.R.L.	Vista Alegre	Solar Fotovoltaica	8.22	8.22	13.29	
SOLAR AZUERO VENTURE, S. DE R.L.	Miraflores Los Ángeles	Solar Fotovoltaica	9.52	9.52	17.82	
SOLAR COCLÉ VENTURE, S. DE R.L.	Miraflores Coclé	Solar Fotovoltaica	8.99	8.99	20.15	
ENEL SOLAR, S.R.L.	Estrella Solar	Solar Fotovoltaica	4.93	4.93	7.74	
TECNISOL I, S.A.	IKAKO	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	14.44	
TECNISOL II, S.A.	IKAKO I	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	14.44	
TECNISOL III, S.A.	IKAKO II	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	14.44	
TECNISOL IV, S.A.	IKAKO III	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	14.44	
ENEL SOLAR, S.R.L.	Sol Real	Solar Fotovoltaica	10.00	10.78	17.43	
PANAMASOLAR2, S.A.	Pocrí	Solar Fotovoltaica	16.00	16.00	32.96	
AZUCARERA NACIONAL	Cocle Solar	Solar Fotovoltaica	0.96	0.96	1.63	Autogenerador
EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA, S.A.	Sarigua	Solar Fotovoltaica	2.40	2.40	4.35	
PHOTOVOLTAICS LNVESTMENTS CORP.	Ecosolar	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	16.54	
ENEL SOLAR, S.R.L.	La Esperanza Solar	Solar Fotovoltaica	19.99	20.00	32.10	
AVANZALIA PANAMÁ S.A.	Panonomé	Solar Fotovoltaica	120.00	120.00	120.00	
GENERADORA SOLAR EL PUERTO, S.A.	Baco Solar	Solar Fotovoltaica	25.90	25.90	41.80	
GENERADORA SOLAR AUSTRAL, S.A.	Madre Vieja Solar	Solar Fotovoltaica	25.90	26.00	41.80	
CELSOLAR, S.A.	Celsia Solar Prudencia	Solar Fotovoltaica	9.69	10.00	17.09	
SOLPAC INVESTMENT, S.A.	Pacora II Etapa 1	Solar Fotovoltaica	3.00	3.00	5.63	
CONCEPTO SOLAR, S.A.	Bejuco Solar	Solar Fotovoltaica	0.96	0.96	1.66	
SOCIEDAD SUPERSERVICIOS, S.A.	Antón Solar 1	Solar Fotovoltaica	9.99	10.00	17.20	
SOLAR DEVELOPMENT PANAMÁ, S.A.	Santiago Gen 1	Solar Fotovoltaica	5.00	6.00	9.66	

Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2024).



(Continuación)

AES PANAMÁ S.R.L	Cedro Solar	Solar Fotovoltaica	9.96	9.98	24.95	
AES PANAMÁ S.R.L	Caoba Solar	Solar Fotovoltaica	9.96	9.98	24.95	
PHOTOVOLTAICS DEVELOPMENTS	Ecosolar 2	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	16.54	
PANASOLAR GREEN ENERGY, CORP.	Panasolar II	Solar Fotovoltaica	5.00	5.00	9.00	
PANASOLAR GREEN POWER, S.A.	Panasolar III	Solar Fotovoltaica	5.00	5.00	9.00	
ELECTRICIDAD SOLAR S.A.	Mendoza Solar	Solar Fotovoltaica	3.00	3.00	3.00	
AES PANAMÁ S.R.L	Pesé Solar	Solar Fotovoltaica	9.98	9.97	21.15	
AES PANAMÁ S.R.L	Mayorca Solar	Solar Fotovoltaica	9.97	9.98	21.92	
AES PANAMÁ S.R.L	Los Santos Solar	Solar Fotovoltaica	7.56	7.56	16.12	
PEDREGALITO SOLAR POWER S.A.	Pedregalito Solar Power	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	17.09	
DACONAN STAR SOLAR, S.A.	Daconan Solar	Solar Fotovoltaica	3.24	3.24	4.68	
SOLAR BOQUERON, S.A.	Macanosolar	Solar Fotovoltaica	4.75	2.00	3.33	
FARALLÓN SOLAR 2, S.A.	Farallón Solar 2	Solar Fotovoltaica	5.16	4.80	1.63	
MASPV PANAMA INC.	PV SUNRISE MASPV 1	Solar Fotovoltaica	0.50	0.50	0.65	
ANDREAS POWER ENERGY, S.A	PV Andreas Power Energy SECA Energy	Solar Fotovoltaica	0.99	0.99	1.70	
ECOENER FOTOVOLTAICA PANAMA	PV San Juan	Solar Fotovoltaica	5.00	5.00	12.78	
ORO SOLAR, S.A.	PV Oro Solar	Solar Fotovoltaica	5.00	5.00	19.04	Autogenerador
SOLAR ENERGY PARK ENTERPRISES, INC.	PV Rodeo Solar	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	16.73	
SUNERGY, I S.A.	PV La Vilia Solar	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	25.68	
MERCURIO SOLAR, S.A.	PV San Carlos	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	16.73	
PHOTOVOLTAICS BUSINESS CORP.	PV Ecosolar 3	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	17.66	
PHOTOVOLTAICS OPERATION CORP.	PV Ecosolar 4	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	17.66	
PHOTOVOLTAICS VENTURE CORP.	PV Ecosolar 5	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	17.66	
AGUA FUERTE, S.A.	PV SOLARPRO	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	17.66	
TINTO SOLAR S.A.	PV Chame Solar	Solar Fotovoltaica	20.00	10.00	17.09	
ARGENTUM SOLAR, S.A.	PV Capira Solar	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	16.48	
CALDERA ENERGY CORP.	Mendre Solar	Solar Fotovoltaica	5.50	5.50	9.15	
UP1, S.A.	UP1	Solar Fotovoltaica	9.75	9.75	16.23	
UP2, S.A.	UP2	Solar Fotovoltaica	9.75	9.75	16.23	
ARGENTUM SOLAR, S.A.	PV Chupampa	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	16.48	
UP3,S.A.	UP3	Solar Fotovoltaica	9.75	9.75	16.23	
UP4, S.A.	UP4	Solar Fotovoltaica	9.75	9.75	16.23	
ARGENTUM SOLAR, S.A.	PV Rio de Jesus	Solar Fotovoltaica	5.00	5.00	19.08	
MASPV PANAMA INC.	PV SUNRISE MASPV 2	Solar Fotovoltaica	3.30	3.30	0.65	
AQUAVOLTAICS, S.A.	Solar Pro II	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	17.66	
GENERACIÓN SOLAR, S.A.	Proyecto Fotovoltaico Zona Franca Albrook	Solar Fotovoltaica	0.10	0.10	0.17	
EMPRESAS MELO, S.A.	La Mesa Fase 1	Solar Fotovoltaica	1.00	1.00	nd	Autogenerador
			703.63	**692.47**	**1,124.50**	

Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2024).

677

AUTORIDAD DEL CANAL DE PANAMÁ

La Autoridad del Canal de Panamá (ACP) es uno de los autogeneradores más grandes del Sistema Interconectado Nacional, cuenta con una capacidad instalada de 169.61 MW, de estos 60MW corresponden a centrales hidroeléctricas con un 35.37% de aporte y 99.61 MW a centrales termoeléctricas con un 64.63% del 100% de la capacidad instalada. 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. Se observa de manera más detallada en la Tabla 3. 8.

Tabla 3. 8 Plantas de la Autoridad del Canal de Panamá

Nombre	Unidad	Tipo de Planta	Tipo de Combustible	Capacidad Instalada (MW)	Capacidad Efectiva (MW)	Observación
Miraflores	5	Turbina de Gas	Diesel (No. 2 fuel oil)	18	17.73	Excedente Firme
Miraflores	9	Motor de Baja Velocidad	Bunker C (No. 6 fuel oil)	39.336	39.34	Excedente Firme
Miraflores	11	Turbo Compound System	Gases de Escape de la Unidad 9	1.47		Excedente Firme
Miraflores	10	Motor de Baja Velocidad	Bunker C (No. 6 fuel oil)	39.336	39.34	Excedente Firme
Miraflores	12	Turbo Compound System	Gases de Escape de la Unidad 10	1.47		Excedente Firme
Gatún	1	Hidroeléctrica	Agua	3	3	Autogenerador & Excedente No Firme
Gatún	2	Hidroeléctrica	Agua	3	3	Autogenerador & Excedente No Firme
Gatún	3	Hidroeléctrica	Agua	3	3	Autogenerador & Excedente No Firme
Gatún	4	Hidroeléctrica	Agua	5	5	Autogenerador & Excedente No Firme
Gatún	5	Hidroeléctrica	Agua	5	5	Autogenerador & Excedente No Firme
Gatún	6	Hidroeléctrica	Agua	5	5	Autogenerador & Excedente No Firme
Madden	1	Hidroeléctrica	Agua	12	12	Autogenerador & Excedente No Firme
Madden	2	Hidroeléctrica	Agua	12	12	Autogenerador & Excedente No Firme
Madden	3	Hidroeléctrica	Agua	12	12	Autogenerador & Excedente No Firme
			Total	**159.61**		
Tipo de Planta		**Totales**	**%**			
Hidroeléctrica		**60.00**	**37.59**			
Termoeléctrica		**99.61**	**62.41**			

Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2024).

678

ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

REPUBLICA DE PANAMA
679
AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PUBLICOS

CAPÍTULO IV

POTENCIAL ENERGÉTICO Y GENERACIÓN FUTURA

680

Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

681

CAPÍTULO 4
POTENCIAL ENERGÉTICO Y GENERAC FUTURA

Panamá cuenta con un gran potencial en energías renovables, como hidroeléctrica, eólica, solar, biomasa entre otras. Las políticas energéticas recientes buscan diversificar la matriz energética para asegurar el suministro eléctrico, protegiendo al país de eventos nacionales, como sequías prolongadas, o internacionales, como el aumento de los precios de los combustibles fósiles. La diversificación pretende evitar medidas de ahorro para prevenir apagones, como en el pasado. Aunque algunos sectores consideran que las fuentes renovables son la solución al abastecimiento energético, es necesario evaluar su impacto y los costos asociados 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 varios proyectos eólicos en fase de desarrollo, los cuales suman un total de más de 758.27 MW, destacándose la provincia de Coclé como la principal en este sector. En la actualidad, se encuentran en ejecución 9 proyectos, de los cuales 5 han recibido las licencias correspondientes para su construcción y explotación (Ver Tabla 4. 1), mientras que los otros 4 proyectos restantes cuentan con licencias provisionales y han manifestado su disposición a invertir en el sector de generación de energía eólica (Ver Tabla 4. 2).

Tabla 4. 1 Licencias Definitivas para Generación Eólica

No.	Proyecto	Empresa	Provincia	MW	Estatus	Tipo de Licencia	Observación
1	Toabre	PARQUE EÓLICO TOABRÉ, S.A.	Coclé	44	Construcción Fase II & III	Definitiva	
2	Antón	PARQUE EÓLICO TOABRÉ, S.A.	Coclé	105	Diseño Final - Solicitaron Prórroga	Definitiva	
3	Portobelo Etapa 2	UEP PENONOMÉ III, S.A.	Coclé	17.25	Diseño Final	Definitiva	
4	Nuevo Chagres Fase 2 (Etapa 2)	UEP PENONOMÉ III, S.A.	Coclé	51.75	Diseño Final	Definitiva	
5	Caimitillo	HIDROIBÉRICA S.A.	Coclé	1.87	Solicitud de Prórroga	Definitiva	
			Total	219.87			

Referencia: (Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, 2025).

682

Tabla 4. 2 Licencias Provisionales para Generación Eólica

No.	Proyecto	Empresa	Provincia	MW	Estatus	Tipo de Licencia
1	Tramontana	INVERSIONES M & J , S.A.	Chiriquí	160		Provisional
2	Cocle Win Power Plant	H & H GREEN ENERGY CORP.	Coclé	190.4		Provisional
3	Santa Cruz	SANTA CRUZ WIND, S.A.	Coclé	68.4		Provisional
4	La Colorada	UKA PARQUE EÓLICO LA COLORADA S.A.	Coclé	140		Provisional
			Total	**558.80**		

Referencia: (Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, 2025).

Potencial Solar

Según datos de la ASEP, Panamá posee un potencial fotovoltaico en desarrollo de 2,465.45 MW. La provincia de Veraguas lidera este potencial, concentrando el 72% del total nacional en desarrollo, seguida de Chiriquí con un 19%, mientras que el restante se distribuye entre las demás provincias. Actualmente, se han identificado 142 proyectos, de los cuales 34 han recibido licencias definitivas para la construcción y explotación de este recurso (Ver Tabla 4. 3)

Tabla 4. 3 Licencias Definitivas Fotovoltaicas

No.	Proyecto	Empresa	Provincia	MW	Estatus	Tipo de Licencia	Observación
1	Bajo Frío	BAJO FRIO PV, S.A.	Panamá	5.07	Solicitud de Prórroga	Definitiva	
2	La Victoria	GENERADORA DE ENERGÍA RENOVABLE, S.A.	Herrera	9.97	Solicitud de Prórroga	Definitiva	
3	Los Santos Solar	AES PANAMÁ S.R.L	Los Santos	7.56	Construcción	Definitiva	
4	Salamanca	GED GERSOL DOS, S.A.	Herrera	7.74	Construcción	Definitiva	
5	Llano Sánchez	GED GERSOL UNO, S.A.	Coclé	9.99	Construcción	Definitiva	
6	San Bartolo 4	SB-4 PROJECT INC	Veraguas	9.90	Construcción	Definitiva	
7	San Bartolo 1	SB-1 PROJECT S.A.	Veraguas	9.90	Construcción	Definitiva	
8	San Bartolo 3	SB-3 PROJECT INC	Veraguas	9.90	Construcción	Definitiva	
9	San Bartolo 2	SB-2 PROJECT S.A.	Veraguas	9.90	Construcción	Definitiva	
10	La Inmaculada	LA INMACULADA SOLAR S DE R.L	Chiriquí	5.00	Construcción	Definitiva	
11	Campo Solar Santiago 1	SANTIAGO SOLAR PTY CORP.	Veraguas	9.99	Construcción	Definitiva	
12	Campo Solar Santiago 3	SANTIAGO SOLAR PTY CORP.	Veraguas	9.99	Construcción	Definitiva	
13	Campo Solar Santiago 5	SANTIAGO SOLAR PTY CORP.	Veraguas	9.99	Construcción	Definitiva	
14	Campo Solar Santiago 6	SANTIAGO SOLAR PTY CORP.	Veraguas	9.99	Construcción	Definitiva	
15	Campo Solar Santiago 7	SANTIAGO SOLAR PTY CORP.	Veraguas	9.99	Construcción	Definitiva	
16	Campo Solar Santiago 4	SANTIAGO SOLAR PTY CORP.	Veraguas	9.99	Construcción	Definitiva	
17	Campo Solar Santiago 2	SANTIAGO SOLAR PTY CORP.	Veraguas	9.99	Construcción	Definitiva	
18	La Hueca Solar	SOLAR DESIGN, S.A.	Veraguas	70.00	Construcción	Definitiva	
19	Parque Fotovoltaico La Mesa	ECOENER PRODUCTORA PANAMA, S.A.	Veraguas	9.99	Construcción	Definitiva	
20	Parque Fotovoltaico Santiago	ECOENER RENOVABLES PANAMA, S.A.	Veraguas	9.99	Construcción	Definitiva	
21	Las Lomas Solar	LAS LOMAS SOLAR ELECTRIC, S.A.	Veraguas	105.00	Diseño	Definitiva	
22	Esti solar 2	AES PANAMÁ S.R.L	Chiriquí	17.60	Construcción	Definitiva	
23	Corotú	AES PANAMÁ S.R.L	Chiriquí	9.96	Construcción	Definitiva	
24	HP Solar	HP SOLAR, S.A.	Chiriquí	20.00	Solicitud de Prórroga	Definitiva	
25	Panasolar IV	PANASOLAR CLEAN ENERGY,S.A	Veraguas	9.90	Construcción	Definitiva	
26	Panasolar V	PANASOLAR CLEAN SOLAR POWER S.A.	Veraguas	9.90	Construcción	Definitiva	
27	SolarPro 2	AQUAVOLTAICS, S.A.	Chiriquí	5.00	Solicitud de Prórroga	Definitiva	
28	Agua Viva	ECOENER GENERADORA PANAMA, S.A.	Veraguas	9.99	Diseño	Definitiva	
29	Parque Fotovoltaico San Bartolo	ECOENER SOLAR PANAMA, S.A.	Veraguas	9.99	Diseño	Definitiva	
30	Parque Solar Alanje 1	GRANJA SOLAR ALANJE UNO, S.A.	Chiriquí	9.99	Construida	Definitiva	
31	Parque Solar Alanje 3	GRANJA SOLAR ALANJE TRES, S.A.	Chiriquí	9.99	Construida	Definitiva	
32	Parque Solar Alanje 2	GRANJA SOLAR ALANJE DOS, S.A.	Chiriquí	9.99	Construida	Definitiva	
33	El Fraile Solar 2	HIDROIBÉRICA, S. A.	Coclé	0.50	Construcción	Definitiva	
34	La Torre solar	SOLAR LOADGE, S.A.	Chiriquí	5.00	Diseño	Definitiva	
			Total	**477.65**			

Referencia: (Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, 2025).

REPÚBLICA DE PANAMÁ
683
AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

La suma total de los proyectos con licencias provisionales alcanza los 1,987.80 MW (Ver Tabla 4. 4). De estos, la provincia de Coclé destaca como la de mayor potencial de energía solar, con 18 proyectos identificados que en conjunto suman 952.95 MW.

Tabla 4. 4 Licencias Provisionales Fotovoltaicas

No.	Proyecto	Empresa	Provincia	MW	Estatus	Tipo de Licencia	Observación
1	Agua Fría	LUZ ENERGY INTERNATIONAL CORP.	Coclé	10.00		Provisional	
2	Las Lajas	ENERGY GREEN CORPORATION, S.A	Coclé	30.00		Provisional	
3	El Coco	SOLAR GREEN, S.A.	Coclé	10.00		Provisional	
4	Cerro Viejo Solar	GENERADORA SOLAR DE OCCIDENTE, S.A.	Panamá Oeste	20.10		Provisional	
5	Los Santos II	AES PANAMÁ S.R.L	Los Santos	9.96		Provisional	
6	Los Santos III	AES PANAMÁ S.R.L	Los Santos	9.96		Provisional	
7	La Albina	PANAERGY I, S.A.	Los Santos	9.99		Provisional	
8	Pedasí Solar	AES PANAMÁ S.R.L	Los Santos	9.96		Provisional	
9	La Cantera	ARGENTUM SOLAR, S.A.	Panamá Oeste	4.95		Provisional	
10	Panamá Cotoba Solar 250 MW	PANAMÁ SOLAR INTEGRAL, S.A.	Coclé	250.00		Provisional	
11	Prudencia etapa 2	CELSOLAR S.A.	Chiriquí	3.54		Provisional	
12	Helios Apolo Solar	HELIOS APOLO SOLAR, S.A.	Chiriquí	60.00		Provisional	
13	Santa Cruz Solar	GENERADORA SOLAR SANTA CRUZ S.A.	Coclé	200.00		Provisional	
14	Planta Solar Fotovoltaica Penonome 2	AVANZALIA PANAMÁ, S.A.	Coclé	145.96		Provisional	
15	La Union Solar	GRUPO DOE, S.A.	Chiriquí	90.00		Provisional	
16	Aloha Solar	ALOHA SOLAR, S.A.	Panamá Oeste	4.20		Provisional	
17	Santa Clara Solar	ENERGIA SOLAR VERDE, INC	Coclé	7.00		Provisional	
18	Almacenadora Solar	ALMACENADORA SOLAR PANAMA OESTE, S.A.	Panamá Oeste	8.00		Provisional	
19	Parita Sun Park	ENERGÍAS RENOVABLES, S.A.	Herrera	4.20		Provisional	
20	San Lorenzo Solar	SAN LORENZO SOLAR, S.A.	Chiriquí	4.40		Provisional	
21	Pacora Solar	DESARROLLO Y ENERGIA RENOVABLE , S.A.	Panamá	44.00		Provisional	
22	Energía Solar del Pacífico 1	ENERGÍA SOLAR DEL PACÍFICO, S.A	Veraguas	9.90		Provisional	
23	Energía Solar del Pacífico 2	ENERGÍA SOLAR DEL PACÍFICO, S.A	Veraguas	9.90		Provisional	
24	Santa Fe Solar Corparation 1	SANTA FE SOLAR CORPORATION, S.A	Chiriquí	20.00		Provisional	
25	Clean Solar	CLEAN ENERGY SANTA CRUZ, CORP.	Panamá Oeste	3.00		Provisional	
26	Brillo Solar	GENERADORA BRILLO SOLAR, S.A	Panamá Oeste	9.90		Provisional	
27	Mata de Nance Solar	SOLAR POWER ASSETS, INC	Chiriquí	9.60		Provisional	
28	Silicio Solar	ARGENTUM SOLAR, S.A.	Veraguas	9.90		Provisional	
29	Veranera Solar	AES PANAMÁ S.R.L	Coclé	20.00		Provisional	
30	Charco Azul Solar	TECNOLOGÍA EÓLICA, S.A	Chiriquí	50.00		Provisional	
31	Mariato Solar	SB-5 PROJECT INC.	Veraguas	8.00		Provisional	
32	Parque Solar San José	ELECTRICIDAD SOSTENIBLE, S.A.	Coclé	9.99		Provisional	
33	Solar Heaven	SOLAR HEAVEN, S.A.	Chiriquí	5.00		Provisional	
34	Oeste Solar 1	PHOTON SOLAR UNO	Panamá Oeste	9.60		Provisional	
35	Oeste Solar 2	PHOTON SOLAR DOS	Panamá Oeste	9.60		Provisional	
36	Oeste Solar 3	PHOTON SOLAR TRES	Panamá Oeste	9.60		Provisional	
37	Flamboyan Solar	AES PANAMÁ S.R.L	Coclé	20.00		Provisional	
38	Forsun Solar	CARMALENGO INVESTMENT CORP.	Coclé	9.90		Provisional	
39	Cacao Solar	ARGENTUM SOLAR, S.A.	Panamá Oeste	9.90		Provisional	
40	Deca Solar	DECA SOLAR, S.A.	Chiriquí	0.50		Provisional	
41	Solar Fenix	EOLONICA, S.A.	Panamá Oeste	4.69		Provisional	
42	Shakyamuni Energy Farm	SHAKYAMUNI ENERGY FARM, S.A.	Panamá	2.10		Provisional	
43	Jaguito Green Energy I	JAGUITO GREEN ENERGY I, S. A.	Coclé	9.90		Provisional	
44	Jaguito Green Energy II	JAGUITO GREEN ENERGY II, S. A.	Coclé	9.90		Provisional	
45	El Fraile Solar 2	HIDROIBÉRICA, S. A.	Coclé	0.50		Provisional	
46	Jaguito Green Energy III	JAGUITO GREEN ENERGY III, S. A.	Coclé	9.90		Provisional	
47	Vega Solar	VEGA SOLAR S.A.	Panamá Oeste	9.90		Provisional	
48	Sparkle Power Solar	SPARKLE POWER PLUS, S.A.	Coclé	100.00		Provisional	
49	Los Planetas Solar III	BLACK WOLF SERVICES, S.A.	Chiriquí	10.00		Provisional	
50	San Andrés Solar	BLACK WOLF SERVICES, S.A.	Chiriquí	7.00		Provisional	
51	Los Planetas Solar I	BLACK WOLF SERVICES, S.A.	Chiriquí	10.00		Provisional	
52	Los Planetas Solar II	BLACK WOLF SERVICES, S.A.	Chiriquí	10.00		Provisional	
53	Panasolar VI	PANASOLAR CLEAN POWER, S.A.	Veraguas	9.90		Provisional	
54	Panasolar VII	PANASOLAR GENERADORA DE POTENCIA VERDE, S.A	Veraguas	9.90		Provisional	
55	Panasolar VIII	SAN BARTOLO CLEAN ENERGY DOS, S.A.	Veraguas	9.90		Provisional	
56	Panasolar IX	SAN BARTOLO CLEAN ENERGY TRES, S.A.	Veraguas	9.90		Provisional	



(Continuación)

57	Proyecto Marea Solar	IMPACTO SOLAR, S.A.	Panamá	5.00		Provisional
58	Rio Hato Solar	EOLONICA, S.A.	Coclé	100.00		Provisional
59	Panorama	PERSIANA PANORAMICA, S.A.	Panamá Oeste	9.90		Provisional
60	Ezca Energy	EZCA CORP. S.A	Panamá Oeste	5.00		Provisional
61	San Vicente Solar	OXÍGENO SOLAR, S.A.	Panamá Oeste	9.90		Provisional
62	Bique Solar 1	HELIUM SOLAR, S.A.	Panamá Oeste	9.90		Provisional
63	Bique Solar 2	NEÓN SOLAR, S.A.	Panamá Oeste	9.90		Provisional
64	Gan Eden Energy	GAN EDEN ENERGY CORP.	Panamá Oeste	5.00		Provisional
65	Campo Solar La Peña 1	PALMA SOLAR CORP., S.A.	Veraguas	9.99		Provisional
66	Campo Solar La Peña 2	PALMA SOLAR CORP., S.A.	Veraguas	9.99		Provisional
67	Campo Solar La Peña 3	PALMA SOLAR CORP., S.A.	Veraguas	9.99		Provisional
68	Campo Solar La Peña 4	PALMA SOLAR CORP., S.A.	Veraguas	9.99		Provisional
69	Campo Solar La Peña 5	PALMA SOLAR CORP., S.A.	Veraguas	9.99		Provisional
70	Campo Solar La Peña 6	PALMA SOLAR CORP., S.A.	Veraguas	9.99		Provisional
71	Campo Solar La Peña 7	PALMA SOLAR CORP., S.A.	Veraguas	9.99		Provisional
72	Campo Solar La Peña 8	PALMA SOLAR CORP., S.A.	Veraguas	9.99		Provisional
73	Campo Solar La Peña 9	PALMA SOLAR CORP., S.A.	Veraguas	9.99		Provisional
74	Campo Solar La Peña 10	PALMA SOLAR CORP., S.A.	Veraguas	9.99		Provisional
75	Campo Solar La Peña 11	PALMA SOLAR CORP., S.A.	Veraguas	9.99		Provisional
76	Campo Solar La Peña 12	PALMA SOLAR CORP., S.A.	Veraguas	9.99		Provisional
77	Campo Solar La Peña 13	PALMA SOLAR CORP., S.A.	Veraguas	9.99		Provisional
78	Campo Solar La Peña 14	PALMA SOLAR CORP., S.A.	Veraguas	9.99		Provisional
79	Campo Solar La Peña 15	PALMA SOLAR CORP., S.A.	Veraguas	9.99		Provisional
80	Campo Solar La Peña 16	PALMA SOLAR CORP., S.A.	Veraguas	9.99		Provisional
81	Campo Solar La Peña 17	PALMA SOLAR CORP., S.A.	Veraguas	9.99		Provisional
82	Campo Solar La Peña 18	PALMA SOLAR CORP., S.A.	Veraguas	9.99		Provisional
83	Campo Solar La Peña 19	PALMA SOLAR CORP., S.A.	Veraguas	9.99		Provisional
84	Campo Solar La Peña 20	PALMA SOLAR CORP., S.A.	Veraguas	9.99		Provisional
85	Campo Solar La Peña 21	PALMA SOLAR CORP., S.A.	Veraguas	9.99		Provisional
86	Campo Solar La Peña 22	PALMA SOLAR CORP., S.A.	Veraguas	9.99		Provisional
87	Campo Solar La Peña 23	PALMA SOLAR CORP., S.A.	Veraguas	9.99		Provisional
88	Campo Solar La Peña 24	PALMA SOLAR CORP., S.A.	Veraguas	9.99		Provisional
89	Campo Solar La Peña 25	PALMA SOLAR CORP., S.A.	Veraguas	9.99		Provisional
90	Campo Solar La Peña 26	PALMA SOLAR CORP., S.A.	Veraguas	9.99		Provisional
91	Campo Solar La Peña 27	PALMA SOLAR CORP., S.A.	Veraguas	9.99		Provisional
92	Campo Solar La Peña 28	PALMA SOLAR CORP., S.A.	Veraguas	9.99		Provisional
93	Campo Solar La Peña 29	PALMA SOLAR CORP., S.A.	Veraguas	9.99		Provisional
94	Campo Solar La Peña 30	PALMA SOLAR CORP., S.A.	Veraguas	9.99		Provisional
95	Campo Solar Gavilán 1	GAVILÁN SOLAR CORP., S.A.	Veraguas	9.99		Provisional
96	Campo Solar Gavilán 2	GAVILÁN SOLAR CORP., S.A.	Veraguas	9.99		Provisional
97	Campo Solar Gavilán 3	GAVILÁN SOLAR CORP., S.A.	Veraguas	9.99		Provisional
98	Campo Solar Gavilán 4	GAVILÁN SOLAR CORP., S.A.	Veraguas	9.99		Provisional
99	Campo Solar Gavilán 5	GAVILÁN SOLAR CORP., S.A.	Veraguas	9.99		Provisional
100	Campo Solar Gavilán 6	GAVILÁN SOLAR CORP., S.A.	Veraguas	9.99		Provisional
101	Campo Solar Gavilán 7	GAVILÁN SOLAR CORP., S.A.	Veraguas	9.99		Provisional
102	Campo Solar Gavilán 8	GAVILÁN SOLAR CORP., S.A.	Veraguas	9.99		Provisional
103	Campo Solar Gavilán 9	GAVILÁN SOLAR CORP., S.A.	Veraguas	9.99		Provisional
104	Campo Solar Gavilán 10	GAVILÁN SOLAR CORP., S.A.	Veraguas	9.99		Provisional
105	Sawel Solar	PROGRESO SOLAR, S.A.	Chiriquí	9.90		Provisional
106	Parque Solar El Abuelo	PARQUE SOLAR EL ABUELO, S.A.	Coclé	9.90		Provisional
107	Solarpro 3	AQUAGENERA S.A.	Chiriquí	9.90		Provisional
108	Solarpro 4	AGUASOLAR S.A.	Chiriquí	9.90		Provisional
			Total	**1,987.80**		

Referencia: (Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, 2025).

685

Aunque la tecnología hidroeléctrica ha sido desarrollada durante muchos años, no se esperan avances tecnológicos significativos en el futuro que hagan viable de manera sostenible la explotación de proyectos que hoy en día no lo son. Además, la creciente oposición de sectores como los grupos comunitarios y pueblos originarios agrava las complicaciones socioambientales asociadas a nuevos desarrollos hidroeléctricos, lo que limita considerablemente las opciones viables para su implementación.

Sin lugar a duda, el potencial hidroeléctrico es uno de los recursos más importantes con los que cuenta el país. A continuación, se presentan los datos proporcionados por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), las concesiones otorgadas (ver Tabla 4. 5) y las concesiones en trámite (ver Tabla 4. 6).

Tabla 4. 5 Concesiones Otorgadas de Centrales Hidroeléctricas en Diseño y/o Construcción

No.	Empresa	Proyecto	Recurso Aprovechable	Provincia	MW	Estatus
1	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA, S.A.	Changuinola II	Changuinola	Bocas del Toro	223.88	Diseño Final
2	HIDRO BURICA, S.A.	Burica	Chiriquí Viejo	Chiriquí	63.00	En Construcción
3	NATURAL POWER AND RESOURCES, S.A.	Cañazas	Cañazas, Afluente del Río San Pablo	Veraguas	5.94	Diseño Final
4	NAVITAS INTERNATIONAL , S.A.	Chuspa	Piedra, Chuspa y Qda Sin Nombre	Chiriquí	10.00	En Construcción
6	LOS NARANJOS OVERSEAS, S.A.	El Síndigo	Los Valles	Chiriquí	10.00	Construcción Suspendida
7	DARRIN BUSSINESS, S.A.	India vieja	Los Valles	Chiriquí	2.00	Construcción Suspendida
8	HIDRONORTH CORP.	La Huaca	Chico y Qda La Soñadora	Veraguas	4.97	Construcción Suspendida
9	AHT,S.A.	Los Trancos	Qda Los Trancos, Afluente del Río Santa María	Veraguas	0.80	Diseño Final
10	HIDROELÉCTRICA RÍO PIEDRA, S.A.	Río Piedra	Río Piedras	Colón	9.00	Diseño
11	CORPORACIÓN DE ENERGÍA DEL ISTMO LTDA.S.A.	San Bartolo	San Pablo	Veraguas	15.08	Construcción Suspendida
12	PANAMA HYDROELECTRICAL DEVELOPMENT CO. S.A.	Santa María 82	Santa María	Veraguas	25.60	Diseño Final
13	HIDROELÉCTRICA TIZINGAL, S.A.	Terra 4- Tizingal	Chiriquí Viejo	Chiriquí	4.50	Diseño Final
				Total	**374.77**	

Referencia: (Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, 2025).

Tabla 4. 6 Concesiones para Generación Hidroeléctrica en Trámite

No.	Empresa	Proyecto	Recurso Aprovechable	Provincia	MW
1	AGUAS PURAS DE MANTIAL S.A.	Agua Clara	Río San Juan	Veraguas	2.44
2	ARGENTA RESOURCES, S.A.	Caña Blanca	Gualaca y Qda Los Ángeles	Chiriquí	7.85
3	MIFTA 52, INC.	Cerro Gordo	Santa María	Veraguas	39.10
4	PORTO POWER INC., S.A.	Chiriquí	Chiriquí	Chiriquí	7.92
5	HIDROIBÉRICA, S.A.	El Fraile II	Río Grande.	Coclé	2.95
6	AHB, S.A.	Guayabito	Guayabito	Veraguas	0.90
7	EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA, S.A.	La Herradura	Escarrea	Chiriquí	2.50
8	FUERZA HIDRÁULICA DEL CARIBE S.A.	Potrerrillos	Segundo Brazo y Tercer Brazo del Río Cochea	Chiriquí	4.17
9	HIDROELÉCTRICA MACANO II, S.A.	RP-550	Río Piedra	Chiriquí	4.15
10	HIDROGENERACIONES TERRA, S.A.	Terra 5	Chiriquí Viejo	Chiriquí	1.00
				Total	**72.98**

Referencia: (Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, 2025).

686

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 reevaluación realizada por ETESA indica el potencial resultante de los mejores esquemas de aprovechamiento en las cuencas de los ríos Changuinola, Teribe, Santa María y San Pablo. En cuanto a la inclusión de los proyectos hidroeléctricos de pequeña, micro y mediana escala, el catálogo de estudios hidroeléctricos refleja un considerable potencial hídrico disponible inventariado. La topología de estos proyectos puede ser consultada en el Anexo 6.

Potencial Termoeléctrico

Combustibles Fósiles

Panamá enfrenta la importante desventaja de no disponer de recursos de combustibles fósiles, lo que genera una alta dependencia de la volatilidad y las variaciones drásticas en los precios de los combustibles. Esta situación ha llevado a los organismos del sector energético a implementar políticas que fomenten la explotación del potencial renovable del país. Sin embargo, debido a consideraciones de seguridad del sistema, siempre es necesario mantener plantas termoeléctricas que brinden respaldo a este tipo de fuentes de energía.

Según datos de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), en las siguientes tablas se presentan las licencias definitivas (Ver Tabla 4. 7) y licencias provisionales (Ver Tabla 4. 8) para Generación Termoeléctrica.

Tabla 4. 7 Licencias Definitivas para Generación Termoeléctrica

No.	Proyecto	Empresa	Provincia	MW	Combustible	Estatus	Tipo de Licencia	Observación
1	Progreso Energy	PROGRESO ENERGY , S.A.	Chiriquí	1	Diésel		Solicitan Prórroga	
			Total	**1.00**				

Referencia: (Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, 2025).

Tabla 4. 8 Licencias Provisionales para Generación Termoeléctrica

No.	Proyecto	Empresa	Provincia	MW	Combustible	Estatus	Tipo de Licencia	Observación
1	Costa Norte II	AES COLÓN DEVELOPMENT, S.DE R.L.	Colón	381	Gas Natural y Diésel		Provisional	
			Total	**381.00**				

Referencia: (Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, 2025).

687

Aunque Panamá ha comenzado recientemente a incursionar en el ámbito de las energías renovables, está avanzando a un ritmo acelerado, lo cual se refleja en el creciente interés de los inversionistas, especialmente en el desarrollo de la energía eólica. En el Plan Indicativo de Generación se contempla la inclusión de proyectos con aerogeneradores de eje central, los cuales podrían aportar una capacidad adicional de generación de 1,323.47 MW. Estos proyectos serán optimizados conforme a la metodología empleada para la elaboración de un Plan de Expansión de mínimo costo. A continuación, en la Tabla 4. 9 se detallan las principales características de estos proyectos.

Tabla 4. 9 Proyectos Eólicos Considerados

Agente	Nombre	Tipo	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Energía Promedio Anual (GWh)	Costo Fijo O&M (B/./kW-Año)	Valor de Inversión (P.Bruto) (B/./kW)	Vida Útil (Años)
PARQUE EÓLICO TOABRÉ, S.A.	Toabré Etapa 3	Aerogeneradores de Eje Horizontal	22.00	22.00	76.74	87.70	1,071.00	25.00
UEP PENONOMÉ III, S. A.	Nuevo Chagres Fase 2 (Etapa 2)	Aerogeneradores de Eje Horizontal	51.75	51.75	203.30	130.43	1,594.20	25.00
PARQUE EÓLICO TOABRÉ, S.A.	Toabré Etapa 2	Aerogeneradores de Eje Horizontal	22.00	22.00	76.74	135.98	1,575.00	25.00
PARQUE EÓLICO TOABRÉ, S.A.	Antón	Aerogeneradores de Eje Horizontal	105.00	105.00	294.34	94.62	1,071.00	25.00
SANTA CRUZ WIND, S.A.	Santa Cruz	Aerogeneradores de Eje Horizontal	68.40	68.40	238.00	116.05	1,575.00	25.00
HELIUM ENERGY PANAMÁ	Escudero	Aerogeneradores de Eje Horizontal	111.60	111.60	368.63	92.93	850.00	25.00
HELIUM ENERGY PANAMÁ	Viento Sur	Aerogeneradores de Eje Horizontal	115.20	115.20	235.20	92.09	850.00	25.00
UEP PENONOMÉ III, S. A.	Portobelo Etapa 2 C	Aerogeneradores de Eje Horizontal	17.25	17.25	203.30	130.43	1,594.20	25.00
INVERSIONES M & J , S.A.	Tramontana	Aerogeneradores de Eje Horizontal	160.00	160.00	425.25	84.80	1,400.00	25.00
HIDROIBÉRICA S.A.	Caimitillo	Aerogeneradores de Eje Horizontal	1.87	1.87	nd	15.00	1,800.00	25.00
H & H GREEN ENERGY CORP.	Coclé Win Power Plant	Aerogeneradores de Eje Horizontal	190.40	190.40	506.25	81.81	1,260.00	25.00
UKA PARQUE EÓLICO LA COLORADA S.A.	La Colorada	Aerogeneradores de Eje Horizontal	138.00	138.00	384.75	87.79	1,260.00	25.00
OCEAN BLUE ENERGY, S.A.	Ocean Blue	Aerogeneradores de Eje Horizontal	200.00	200.00	nd	160.00	1,200.00	25.00
EOLÓNICA, S.A.	La Patrona	Aerogeneradores de Eje Horizontal	120.00	120.00	337.50	16.88	1,247.35	25.00
		Totales	**1,323.47**	**1,323.47**				

Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2025).

Nota: Los costos presentados se han calculado en base a la información proporcionada por los promotores de proyectos eólicos existentes y futuros en Panamá, complementada con análisis de referencias internacionales.

688

Los inversionistas han mostrado un creciente interés en este tipo de tecnología, impulsado por los recientes cambios en las reglas del mercado eléctrico y por la significativa reducción en los costos de fabricación en los últimos años. Esto se refleja 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 contempla la inclusión de proyectos fotovoltaicos, con una posible expansión de 3,617.66 MW adicionales de energía proveniente de la fuente solar. En la Tabla 4. 10 se presenta un listado de estos proyectos.

REPÚBLICA DE PANAMÁ
689
AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Tabla 4. 10 Proyectos Solares Considerados

Agente	Nombre	Tipo	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Energía Promedio Anual (GWh)	Costo Fijo O&M (B/./kW-Año)	Valor de Inversión (P.Base) (B/./kW)	(Años)
PROVIDENCIA SOLAR 1, S.A.	Providencia Solar 1	Solar Fotovoltaica	9.95	9.95	15.50	105.63	818.73	25
BAJO FRÍO PV S.A.	Bajo Frio Solar	Solar Fotovoltaica	19.95	19.95	nd	105.63	818.73	25
GENERADORA DE ENERGÍA RENOVABLE, S.A	Campo Solar La Victoria	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	16.95	84.50	777.79	25
GENERADORA SOLAR OCCIDENTE, S.A.	Cerro Viejo Solar	Solar Fotovoltaica	20.00	20.00	31.30	57.00	936.39	25
GED GERSOL DOS, S.A.	La Salamanca	Solar Fotovoltaica	7.30	7.30	22.70	105.63	818.73	25
SOLAR DEVELOPMENT PANAMÁ, S.A.	El Chumical I	Solar Fotovoltaica	19.80	19.80	67.02	105.63	818.73	25
SOLAR GREEN, S.A.	El Coco	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	20.21	84.50	818.73	25
GED GERSOL UNO, S.A.	Llano Sánchez	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	16.21	84.58	817.65	25
LUZ ENERGY INTERNATIONAL CORP., S.A.	Agua Fría	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	20.21	84.50	777.79	25
ENERGY GREEN CORPORATION, S.A.	Las Lajas	Solar Fotovoltaica	30.00	30.00	66.63	38.00	936.39	25
SOLAR POWER INDUSTRY CORPORATION	RPM Solar Caizán 01	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	16.64	105.63	818.73	25
GENERADORA SOLAR DE ENERGÍA, S.A.	RPM Solar Caizán 02	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	16.64	105.63	818.73	25
LAS PRADERAS SOLAR POWER CORPORATION	RPM Solar Caizán 03	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	16.64	105.63	818.73	25
KAIZAN SOLAR ENERGY CORPORATION	RPM Solar Caizán 04	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	16.64	105.63	818.73	25
AES PANAMÁ S.R.L	Los Santos Solar II	Solar Fotovoltaica	9.98	9.98	16.12	84.67	777.79	25
AES PANAMÁ S.R.L	Los Santos Solar III	Solar Fotovoltaica	9.98	9.98	16.12	84.67	777.79	25
AES PANAMÁ S.R.L	Pedasí Solar	Solar Fotovoltaica	9.98	9.98	16.12	105.63	818.73	25
AES PANAMÁ S.R.L	Coronú Solar	Solar Fotovoltaica	9.98	9.98	16.12	84.67	777.79	25
HP SOLAR, S.A.	HPSolar	Solar Fotovoltaica	20.00	20.00	33.29	57.00	985.67	25
SANTIAGO SOLAR PTY, CORP	PV Santiago PTY 1	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	16.63	84.50	936.39	25
SANTIAGO SOLAR PTY, CORP	PV Santiago PTY 2	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	16.63	84.50	738.90	25
SANTIAGO SOLAR PTY, CORP	PV Santiago PTY 3	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	16.63	84.50	738.90	25
SANTIAGO SOLAR PTY, CORP	PV Santiago PTY 4	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	16.63	84.50	738.90	25
SANTIAGO SOLAR PTY, CORP	PV Santiago PTY 5	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	16.63	84.50	738.90	25
SANTIAGO SOLAR PTY, CORP	PV Santiago PTY 6	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	16.63	84.50	738.90	25
SANTIAGO SOLAR PTY, CORP	PV Santiago PTY 7	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	16.63	84.50	738.90	25
MEGA SOLAR POWER GENERATION, S A.	PV Megesolar	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	16.64	84.50	818.73	25
GRANJA SOLAR ALANJE UNO, S.A.	PV Solar Alanje 1	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	19.28	84.58	800.00	25
ECOENER RENOVABLE PANAMÁ, S.A	PV Santiago (Ecoener)	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	21.15	85.35	845.66	25
SOLAR DESIGN	PV La Hueca	Solar Fotovoltaica	70.00	70.00	153.30	20.50	1,682.86	25
GRANJA SOLAR ALANJE DOS, S.A	PV Solar Alanje 2	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	19.28	84.58	800.00	25
ECOENER SOLAR PANAMA, S.A	PV San Bartolo (Ecoener)	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	21.15	85.35	845.66	25
GRANJA SOLAR ALANJE TRES, S.A	PV Solar Alanje 3	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	19.28	84.58	800.00	25
ECOENER GENERADORA PANAMA, S.A.	PV Agua Viva	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	21.15	85.35	845.66	25



(Continuación)

ECOENER PRODUCTORA PANAMA, S.A.	PV La Mesa (Ecoener)	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	21.15	85.35	845.66	25
AES PANAMA, S.R.L.	PV Este Solar 2	Solar Fotovoltaica	17.00	17.00	28.29	83.08	777.79	25
HELIOS APOLO SOLAR, S.A.	PV Gualaca Solar (Helios)	Solar Fotovoltaica	60.00	60.00	133.85	23.92	981.00	25
RA SOLAR, S.A.	Ra Solar	Solar Fotovoltaica	20.00	20.00	44.62	57.00	981.00	25
LA INMACULADA SOLAR S. DE R.L.	PV La Inmaculada Solar	Solar Fotovoltaica	5.00	5.00	8.00	110.00	777.79	25
PANASOLAR CLEAN POWER, S.A.	PV Panasolar IV	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	18.50	84.50	936.39	25
PANASOLAR CLEAN POWER, S.A.	PV Panasolar V	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	18.50	84.50	936.39	25
ELECTRICIDAD SOSTENIBLE, S.A.	Parque Solar San Jose	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	16.63	105.63	818.73	25
SB-1 PROJECT S.A.	San Bartolo 1	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	16.64	84.50	936.39	25
SB-2 PROJECT S.A.	San Bartolo 2	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	16.64	84.50	936.39	25
SB-3 PROJECT INC	San Bartolo 3	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	16.64	84.50	936.39	25
SB-4 PROJECT INC	San Bartolo 4	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	16.64	84.50	936.39	25
AVANZALIA PANAMA, S.A	PV Penonomé 2	Solar Fotovoltaica	120.00	120.00	240.00	15.34	700.00	25
SUNTECH ENGINEERING CORP.	PV Alanje 20 MW	Solar Fotovoltaica	23.45	23.45	39.03	105.63	818.73	25
ECOENER NANCE, S.A.	Alba	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	105.63	818.73	25
PANAERGY I, S.A.	La Albina	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
ALMACENADORA SOLAR PANAMA OESTE, S.A.	Almacenadora Solar	Solar Fotovoltaica	8.00	8.00	nd	74.82	961.00	25
ALOHA SOLAR, S.A.	Aloha Solar	Solar Fotovoltaica	4.20	4.20	nd	105.63	818.73	25
AMERICANA UNO S.A.	Americana Uno	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	105.63	818.73	25
AMERICANA DOS S.A.	Americana Dos	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	105.63	818.73	25
AMERICANA TRES S.A.	Americana Tres	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	105.63	818.73	25
AMERICANA CUATRO S.A.	Americana Cuatro	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	105.63	818.73	25
AMERICANA CINCO S.A.	Americana Cinco	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	105.63	818.73	25
AMERICANA SEIS S.A.	Americana Seis	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	105.63	818.73	25
AMERICANA SIETE S.A.	Americana Siete	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	105.63	818.73	25
AMERICANA OCHO S.A.	Americana Ocho	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	105.63	818.73	25
AMERICANA NUEVE S.A.	Americana Nueve	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	105.63	818.73	25
ECOENER SOLAR 2 S.A.	Aurora	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	105.63	818.73	25
HELIUM SOLAR, S.A.	Bique Solar 1	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	105.63	818.73	25
NEÓN SOLAR, S.A.	Bique Solar 2	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	105.63	818.73	25
PAN ENERGY II	Boquerón Solar	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	nd	74.82	961.00	25
GENERADORA BRILLO SOLAR, S.A.	Brillo Solar	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	17.66	74.82	961.00	25
ARGENTUM SOLAR, S.A.	Cacao Solar	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	105.63	818.73	25
ARGENTUM SOLAR, S.A.	PV La Cantera	Solar Fotovoltaica	4.95	4.95	8.24	105.63	818.73	25
TECNOLOGÍA EÓLICA, S.A.	Solar Chorco Azul	Solar Fotovoltaica	52.00	52.00	nd	74.82	762.00	25
GENA	Chiriquí Solar 1	Solar Fotovoltaica	120.00	120.00	nd	105.63	818.73	25



(Continuación)

CLEAN ENERGY SANTA CRUZ CORP.	Clean Solar	Solar Fotovoltaica	3.00	3.00	nd	105.63	818.73	
AES PANAMÁ S.R.L	Coclé Solar 1	Solar Fotovoltaica	150.00	150.00	nd	74.82	762.00	25
AES PANAMÁ S.R.L	Coclé Solar 2	Solar Fotovoltaica	150.00	150.00	nd	105.63	818.73	25
PANAMA SOLAR INTEGRAL	PV Cotaba Solar	Solar Fotovoltaica	250.00	250.00	208.05	14.08	1,247.35	25
DECA SOLAR, S.A.	Deca Solar	Solar Fotovoltaica	0.50	0.50	nd	105.63	818.73	25
ECO SOLAR GROUP, INC	Doña Nati	Solar Fotovoltaica	30.00	30.00	nd	105.63	818.73	25
DESARRROLLO Y ENERGIA RENOVABLE S.A	PV Pacora Solar	Solar Fotovoltaica	44.00	44.00	63.60	26.09	936.39	25
EZCA CORP, S.A	Ezca Energy	Solar Fotovoltaica	5.00	5.00	nd	105.63	818.73	25
AES PANAMÁ S.R.L	Flamboyán	Solar Fotovoltaica	19.90	19.90	nd	74.82	891.00	25
CARMALENGO INVESTMENT CORP.	Forsun Solar	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	105.63	818.73	25
HIDROIBÉRICA, S.A.	El Fraile Solar II	Solar Fotovoltaica	0.50	0.50	nd	105.63	818.73	25
GAN EDEN ENERGY CORP.	Gan Eden Energy	Solar Fotovoltaica	5.00	5.00	nd	105.63	818.73	25
GAVILÁN SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar Gavilán 10	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
GAVILÁN SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar Gavilán 1	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
GAVILÁN SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar Gavilán 2	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
GAVILÁN SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar Gavilán 3	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
GAVILÁN SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar Gavilán 4	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
GAVILÁN SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar Gavilán 5	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
GAVILÁN SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar Gavilán 6	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
GAVILÁN SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar Gavilán 7	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
GAVILÁN SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar Gavilán 8	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
GAVILÁN SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar Gavilán 9	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
SOLAR HEAVEN, S.A.	Solar Heaven	Solar Fotovoltaica	5.00	5.00	nd	105.63	818.73	25
NATURGY	Injenio Solar	Solar Fotovoltaica	70.00	70.00	nd	105.63	818.73	25
JAGÜITO GREEN ENERGY I, S.A.	Jagüito Green Energy I	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	74.82	961.00	25
JAGÜITO GREEN ENERGY II, S.A.	Jagüito Green Energy II	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	74.82	961.00	25
JAGÜITO GREEN ENERGY III, S.A.	Jagüito Green Energy III	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	74.82	961.00	25
GUIASOLAR SA	Las Guias	Solar Fotovoltaica	100.00	100.00	nd	105.63	818.73	25
SOLAR LOADGE, S.A.	La Torre Solar	Solar Fotovoltaica	5.00	5.00	nd	74.82	961.00	25
LAS LOMAS SOLAR ELECTRIC, S.A.	Las Lomas	Solar Fotovoltaica	105.00	105.00	174.76	17.30	1,247.35	25
PALMA SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar La Peña 10	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
PALMA SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar La Peña 11	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
PALMA SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar La Peña 12	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
PALMA SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar La Peña 13	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
PALMA SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar La Peña 14	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
PALMA SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar La Peña 15	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25



(Continuación)

PALMA SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar La Peña 16	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
PALMA SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar La Peña 17	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
PALMA SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar La Peña 18	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
PALMA SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar La Peña 19	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
PALMA SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar La Peña 1	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
PALMA SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar La Peña 20	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
PALMA SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar La Peña 21	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
PALMA SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar La Peña 22	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
PALMA SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar La Peña 23	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
PALMA SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar La Peña 24	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
PALMA SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar La Peña 25	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
PALMA SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar La Peña 26	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
PALMA SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar La Peña 27	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
PALMA SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar La Peña 28	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
PALMA SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar La Peña 29	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
PALMA SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar La Peña 2	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
PALMA SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar La Peña 30	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
PALMA SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar La Peña 3	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
PALMA SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar La Peña 4	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
PALMA SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar La Peña 5	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
PALMA SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar La Peña 6	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
PALMA SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar La Peña 7	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
PALMA SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar La Peña 8	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
PALMA SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar La Peña 9	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
BALBOA ENERGY	Maracas	Solar Fotovoltaica	35.00	35.00	nd	105.63	818.73	25
SB-5 PROJECT INC.	Mariato Solar	Solar Fotovoltaica	8.00	8.00	nd	105.63	818.73	25
SOLAR POWER ASSETS, INC	Mata de Nance Solar	Solar Fotovoltaica	9.60	9.60	nd	105.63	818.73	25
PHOTON SOLAR UNO	Oeste Solar 1	Solar Fotovoltaica	9.60	9.60	nd	105.63	818.73	25
PHOTON SOLAR DOS	Oeste Solar 2	Solar Fotovoltaica	9.60	9.60	nd	105.63	818.73	25
PHOTON SOLAR TRES	Oeste Solar 3	Solar Fotovoltaica	9.60	9.60	nd	105.63	818.73	25
GENERADORA DEL ATLÁNTICO, S.A.	Los Olivos Solar Ii	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	105.63	818.73	25
GENERADORA DEL ATLÁNTICO, S.A.	Los Olivos Solar	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	105.63	818.73	25
ENERGÍA SOLAR DEL PACÍFICO, S.A	Energía Solar del Pacífico 1	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	105.63	818.73	25
ENERGÍA SOLAR DEL PACÍFICO, S.A	Energía Solar del Pacífico 2	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	105.63	818.73	25
PANASOLAR CLEAN POWER, S.A.	Panasolar VI	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	74.82	961.00	25
PANASOLAR GENERADORA DE FOTENCIA VERDE, S.A.	Panasolar VII	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	74.82	961.00	25



(Continuación)

PANASOLAR GENERADORA DE POTENCIA VERDE, S.A.	Panasolar VIII	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	74.82	961.00	25
PANASOLAR GENERADORA DE POTENCIA VERDE, S.A.	Panasolar IX	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	74.82	961.00	25
PERSIANA PANORAMICA, S.A.	Panorama	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	105.63	818.73	25
ENERGÍAS RENOVABLES, S.A.	Parita Sun Park	Solar Fotovoltaica	4.20	4.20	nd	105.63	818.73	25
PÉTALO DE VIOLETA, S.A.	Pétalo de Chepo 2	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	105.63	818.73	25
PÉTALO DE LIRIO, S.A.	Pétalo de Chepo	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	105.63	818.73	25
PÉTALO DE VIOLETA, S.A.	Pétalo de Chepo 3	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	105.63	818.73	25
BLACK ORCHID SOLAR PANAMÁ	Petalo La Huaca	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	105.63	818.73	25
BLACK WOLF SERVICES, S.A.	Los Planetas Solar I	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	nd	105.63	818.73	25
BLACK WOLF SERVICES, S.A.	Los Planetas Solar II	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	nd	105.63	818.73	25
BLACK WOLF SERVICES, S.A.	Los Planetas Solar III	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	nd	105.63	818.73	25
IMPACTO SOLAR, S.A.	Proyecto Marea Solar	Solar Fotovoltaica	5.00	5.00	nd	105.63	818.73	25
EOLÓNICA, S.A.	Rio Hato	Solar Fotovoltaica	100.00	100.00	166.44	105.63	818.73	25
BLACK WOLF SERVICES, S.A.	San Andrés Solar	Solar Fotovoltaica	7.00	7.00	nd	105.63	818.73	25
SAN LORENZO SOLAR, S.A.	San Lorenzo Solar	Solar Fotovoltaica	5.00	5.00	nd	74.82	961.00	25
SANTA FE SOLAR CORPORATION, S.A.	Santa Fe Solar Corparation 1	Solar Fotovoltaica	20.00	20.00	nd	105.63	818.73	25
EOLONICA, S.A.	Solar Fenix	Solar Fotovoltaica	4.69	4.69	nd	105.63	818.73	25
SHAKYAMUNI ENERGY FARM, S.A.	Shakyamuni Energy Farm	Solar Fotovoltaica	2.10	2.10	nd	105.63	818.73	25
ARGENTUM SOLAR, S.A.	Silicio Solar	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	105.63	818.73	25
SOL-KOM GRUPO DE ENERGIA, CORP	PV San Lorenzo	Solar Fotovoltaica	80.00	80.00	133.15	105.63	818.73	25
GENERADORA SOLAR SANTA CRUZ, S.A.	PV Santa Cruz Solar	Solar Fotovoltaica	200.00	200.00	332.88	15.10	1,247.35	25
SPARKLE POWER PLUS, S.A.	Sparkle Power Solar	Solar Fotovoltaica	100.00	100.00	nd	105.63	818.73	25
ENERGIA SOLAR VERDE, INC	Santa Clara Solar	Solar Fotovoltaica	7.00	7.00	nd	105.63	818.73	25
OXÍGENO SOLAR, S.A.	San Vicente Solar	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	105.63	818.73	25
BALBOA ENERGY	Tambores	Solar Fotovoltaica	35.00	35.00	nd	105.63	818.73	25
BALBOA ENERGY	Timbales	Solar Fotovoltaica	35.00	35.00	nd	105.63	818.73	25
GRUPO DOE, S.A.	La Union Solar	Solar Fotovoltaica	90.00	90.00	nd	74.82	762.00	25
VEGA SOLAR S.A.	Vega Solar	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	105.63	818.73	25
AES PANAMÁ S.R.L	Veranera	Solar Fotovoltaica	19.90	19.90	nd	74.82	891.00	25
ECOENER FOTOVOLTAICA PANAMÁ, S.A.	Virjen del Pilar	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	105.63	818.73	25
INNOVACIONES PC1, S.A.	Santa Mónica	Solar Fotovoltaica	2.00	2.00	nd	105.63	818.73	25
PROGRESO SOLAR, S.A.	Sawel Solar	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	105.63	818.73	25
PARQUE SOLAR EL ABUELO, S.A.	Parque Solar El Abuelo	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	105.63	818.73	25
AQUAGENERA S.A.	Solarpro 3	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	105.63	818.73	25
AGUASOLAR S.A.	Solarpro 4	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	105.63	818.73	25
SANTA FE SOLAR CORPORATION, S.A.	Santa Fe Solar	Solar Fotovoltaica	20.00	20.00	nd	105.63	818.73	25
GEO ENERGY INCORPORATED	Heliogeo 1	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	nd	105.63	818.73	25
PANAMA SOLAR CITY, S.A.	Solar City I	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	105.63	818.73	25
POWER ECO SUN, S.A.	Solar City II	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	105.63	818.73	25
ECOSUN SISTEM, S.A.	Solar City III	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	105.63	818.73	25
		Totales	**3,617.66**	**3,617.66**				

694

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 estos.

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 4. 11 muestra las características generales de los proyectos hidroeléctricos candidatos, considerados en la actualización en el Plan Indicativo de Generación 2025.

Tabla 4. 11 Proyectos Hidroeléctricos Considerados

Agente	Nombre	Tipo	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Firme (MW)	Energía Promedio Anual (GWh)	Costo Fijo O&M (B/./kW-Año)	Valor de Inversión (P.Bruta)(B/./kW)	Vida Útil (Años)
HIDRO BURICA, S.A.	Burica	Hidroeléctrica de Pasada	65.30	63.00	22.31	280.96	44.44	4,204.05	50
NAVITAS INTERNACIONAL, S.A.	Chuspa	Hidroeléctrica de Pasada	8.80	8.80	2.30	46.23	170.45	3,569.09	50
HIDROELÉCTRICA TIZINGAL S.A.	Terra 4- Tizingal	Hidroeléctrica de Pasada	4.64	4.64	2.55	33.30	258.45	3,520.39	50
EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA, S.A.	Changuinola II (Bocas del Toro)	Hidroeléctrica de Pasada	214.76	210.94	170.43	1,008.00	16.59	5,937.16	50
EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA, S.A.	Changuinola II Unidad 3 (Bocas del Toro Minicentral)	Hidroeléctrica de Pasada	13.70	12.95	10.46	112.00	131.27	3,617.71	50
ARGENTA RESOURCES CORP.	Caña Blanca	Hidroeléctrica de Pasada	7.78	7.78	0.78	26.80	0.00	0.00	0
PANAMA HYDROELECTRICAL DEVELOPMENT CO. S.A.	Santa María 82	Hidroeléctrica de Pasada	28.36	28.35	8.51	91.97	70.55	3,798.12	50
CORPORACIÓN DE ENERGÍA DEL ISTMO LTD.	San Bartolo	Hidroeléctrica de Pasada	19.44	19.44	6.32	68.00	87.45	3,693.74	50
CORPORACIÓN DE ENERGÍA DEL ISTMO LTD.	San Bartolo Minicentral	Hidroeléctrica de Pasada	1.00	1.00	0.32	8.00	1,000.00	3,477.72	50
HIDROIBÉRICA, S.A.	El Fraile II	Hidroeléctrica de Pasada	8.04	8.04	1.50	nd	225.23	3,544.02	50
HIDROELÉCTRICA MACANO II, S.A.	RP-550	Hidroeléctrica de Pasada	4.15	4.15	1.25	24.65	289.16	3,514.62	50
ELECTRON INVESTMENT	Pando Minicentral	Hidroeléctrica de Pasada	0.51	0.51	0.36	2.40	1,960.78	3,471.97	50
GENERADORA PEDREGALITO, S.A.	Pedregalito I Unidad 4	Hidroeléctrica de Pasada	0.91	0.91	0.63	nd	1,103.75	3,476.61	50
GENERADORA RÍO CHICO S.A.	Pedregalito II Unidad 3	Hidroeléctrica de Pasada	0.66	0.66	0.46	nd	1,508.30	3,473.77	50
		Totales	**378.05**	**371.17**					

Nota: Los costos presentados están basados en la información suministrada por los promotores de proyectos Hidroeléctricos existentes y futuros en Panamá, en conjunto con análisis de Referencias internacionales.

Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2024).

REPÚBLICA DE PANAMÁ 696 AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

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 4. 12 presenta las características generales de los proyectos termoeléctricos candidatos contemplados en este estudio.

Tabla 4. 12 : Proyectos Termoeléctricos candidatos identificados

Agente	Nombre	Tipo	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Consumo Específico de Combustible		Costo Fijo O&M ($/kW-Año)	Valor de Inversión (P.Bruta) ($/kW)	Vida Útil (Años)
PROGRESO ENERGY, S.A.	Progreso Energy	Motor de Media Velocidad (Diesel)	1.05	1	7.5455	MMBTU/MWh	8	1810	10
GENÉRICA	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 150A	Turbina de Gas Aeroderivada (Gas Natural)	150	150	11.5707	MMBTU/MWh	12.058	796.935	30
GENÉRICA	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250A	Turbina de Gas Aeroderivada (Gas Natural)	250	250	11.2271	MMBTU/MWh	6.768	567.625	30
GENÉRICA	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250B	Turbina de Gas Aeroderivada (Gas Natural)	250	250	11.2271	MMBTU/MWh	6.768	567.625	30
GENÉRICA	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250C	Turbina de Gas Aeroderivada (Gas Natural)	250	250	11.2271	MMBTU/MWh	6.768	567.625	30
GENÉRICA	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250D	Turbina de Gas Aeroderivada (Gas Natural)	250	250	11.2271	MMBTU/MWh	6.768	567.625	30
GENÉRICA	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250E	Turbina de Gas Aeroderivada (Gas Natural)	250	250	11.2271	MMBTU/MWh	6.768	567.625	30
GENÉRICA	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250F	Turbina de Gas Aeroderivada (Gas Natural)	250	250	11.2271	MMBTU/MWh	6.768	567.625	30
		Totales	1,651.05	1,651.00					

Nota: Los costos presentados están basados en la información suministrada por los promotores de proyectos termoeléctricos existentes y futuros en Panamá, en conjunto con análisis de Referencias internacionales.

Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2024)



ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

REPÚBLICA DE PANAMÁ
698
AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

CAPÍTULO V

PLANES DE EXPANSIÓN DE AMÉRICA CENTRAL

699

ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

700

CAPÍTULO 5
PLANES DE EXPANSIÓN DE AMÉRICA CENTRAL

En este capítulo se presentan las proyecciones de demanda y los planes de expansión de generación de los países que conforman América Central. Esta información tiene el objetivo de dotar de mayor robustez los resultados obtenidos para la expansión de la generación en Panamá.

COSTA RICA

El Plan de Expansión de la Generación 2020 - 2035 (PEG2020) de Costa Rica fue elaborado por el Proceso de Expansión del Sistema de la Dirección de Planificación y Desarrollo Eléctrico, Dirección Corporativa de Electricidad, Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). Para el presente estudio (PESIN2022), se utiliza la proyección de la demanda PEG2020, ver Tabla 5. 1, en donde se aprecia la demanda del Plan Recomendado, el cual es formulado a partir del escenario base de demanda.

Tabla 5. 1 Proyección de Demanda Costa Rica - Escenario Base de Generación.

PROYECCIÓN DE DEMANDA COSTA RICA		
AÑO	**Energía (GWh)**	**Potencia**
2020	10,920	1,640
2021	11,249	1,686
2022	11,578	1,727
2023	11,907	1,767
2024	12,051	1,775
2025	12,197	1,792
2026	12,337	1,807
2027	12,472	1,822
2028	12,601	1,830
2029	12,730	1,848
2030	12,859	1,861
2031	12,994	1,877
2032	13,126	1,887
2033	13,258	1,906
2034	13,395	1,923
2035	13,513	1,936

Referencia: (ICE, abril 2021)

701

El Plan de Expansión de la Generación utilizado, también hace Referencia al Plan Recomendado, el cual muestra que el país tiene garantizada la atención a la demanda para los próximos años, a partir de una matriz de generación renovables y sumamente confiables, (ver Tabla 5. 2).

Tabla 5. 2 Plan de Expansión de Generación – Costa Rica.

AÑO	MES	PROYECTO	FUENTE	POTENCIA MW
2020	3	Valle Escondido	Solar	5
	9	Poas 1 y 2	Hidro	-2
	11	Volcan-H	Hidro	-17
	11	Dpedro-H	Hidro	-14
	1	Retiro	Eólico	-20
2021	1	Huacas	Solar	5
	5	R-SegII	Hidro	-1
	11	El Angel	Hidro	-4
2022	1	Tejona	Eólico	-7
	11	Embalse	Hidro	-2
2023	7	Matamor	Hidro	-22
2024	1	Tejona	Eólico	-10
	4	R-Lajas	Hidro	-10
2025	1	Ventanas-Garita	Hidro	-100
	12	CGran 3	Hidro	-3
	3	MOVASA	Eólico	-20
2026	1	ProyS11	Solar	25
	1	BioPR2	Biomasa	20
	1	ProyE2	Eólico	40
	1	Ventanas Garita -Modern	Hidro	100
	2	AeroEn	Eólico	-6
	12	Cgrand	Hidro	-3
	1	El Viejo	Biomasa	-18
	9	Taboga	Biomasa	-20
2027	1	Borinquen 1	Geotérmico	55
2028	1	ProyE3	Eólico	40
	4	Tilawnd	Eólico	-20
	1	Miravalles1	Geotérmico	-42
2029	1	Miravalles5	Geotérmico	-6
	1	Miravalles1-Modern	Geotérmico	35
	1	ProyS3	Solar	50
2030	1	Miravalles2	Geotérmico	-42
	1	ProyE4	Eólico	20
	1	ProyS5	Solar	50
2031	1	Miravalles2-Modern	Geotérmico	35
	1	Veste	Eólico	-9
	7	Surekat	Hidro	-3
2032	1	ProyS2	Solar	70
	1	Retiro eólico	Eólico	-20
	1	Retiro hidro	Hidro	-2
2033				0
2034	1	ProyE5 y ProyE6	Eólico	40
	1	ProyS6	Solar	20
	1	Retiro eólico	Eólico	-80
2035	1	ProyS1	Solar	20
	1	Retiro hidro	Hidro	-5

Referencia: (ICE, abril 2021).

ETESA
Uniendo Panamá con energía
702

NICARAGUA

El Ministerio de Energía y Minas es el organismo responsable de la Planificación Indicativa del Sector Eléctrico (MEM) de Nicaragua, que tiene como objetivo conducir al óptimo aprovechamiento y desarrollo de los recursos energéticos, tomando en cuenta el medio ambiente, cumpliendo con los lineamientos, acciones y estrategias establecidas por el Gobierno de Reconciliación y Unidad Nacional (GRUN) en el Plan Nacional de Desarrollo Humano.

La proyección de la demanda de Nicaragua se realiza en base a un modelo econométrico, el cual utiliza variables macroeconómicas e indicadores principales del sector eléctrico. Para el PESIN 2022, utilizamos las proyecciones de demanda presentes en el Plan Indicativo de la Expansión de la Generación Eléctrica 2021 - 2035, realizado por el MEM, está la podremos observar a continuación, en la Tabla 5. 3.

Tabla 5. 3 Proyección de Demanda Nicaragua - Escenario Medio.

PROYECCIÓN DE DEMANDA NICARAGUA		
AÑO	**Energía (GWh)**	**Potencia**
2020	4,347	689
2021	4,459	727
2022	4,524	735
2023	4,604	742
2024	4,713	758
2025	4,850	779
2026	5,009	803
2027	5,187	831
2028	5,378	860
2029	5,583	892
2030	5,802	925
2031	6,036	961
2032	6,286	999
2033	6,551	1,040
2034	6,835	1,083
2035	7,136	1,130

Referencia: (MEM, febrero 2022).

703

El Plan de Expansión de Generación utilizado, es el del Escenario de Referencia, en donde, se obtuvo la adición de 661.8 MW en el periodo de estudio. De esta potencia adicional, 100 MW corresponden a [illegible] Solar Fotovoltaicos, 207 MW a Eólicos, 25 MW Geotérmicos, y 329.8 MW a proyectos hidroeléctricos. (ver Tabla 5. 4)

Tabla 5. 4 Plan de Expansión de Generación - Nicaragua.

AÑO	PROYECTO	FUENTE	POTENCIA MW
2023	Solar 1	Solar	25.0
2024	Solar 2	Solar	25.0
2025	Solar 3	Solar	25.0
2026	Solar 4	Solar	25.0
2027	Hidro 1	Hidro	103.8
2028			
2029	Hidro 2	Hidro	91.0
2030	Geo	Geotérmica	25.0
2031			
2032	Eólico 1	Eólico	64.0
	Hidro 3	Hidro	94.0
2033	Eólico 2	Eólico	63.0
	Hidro 4	Hidro	26.0
2034	Hidro 5	Hidro	15.0
2035	Eólico 3	Eólico	40.0
	Eólico 4	Eólico	40.0

Referencia: (MEM, febrero 2022).

HONDURAS

En Honduras, el encargado de la elaboración del Plan Indicativo de Expansión de Generación es la organización, Operador del Sistema (ODS). Estos realizan el Plan Indicativo según lo estipulado en el artículo 13 de la Ley General de la Industria Eléctrica de Honduras, con el objetivo de proponer adiciones de generación para abastecer la demanda al mínimo costo.

La proyección de la demanda de Honduras es calculada por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica de Honduras (ENEE), la cual es calculada considerando el consumo de electricidad por sectores de todo el país. Estos utilizaron técnicas de tendencia, análisis econométrico y juicio de expertos para el cálculo de la demanda que se puede apreciar en la Tabla 5. 5.

704

Tabla 5. 5 Proyección de Demanda Honduras.

PROYECCIÓN DE DEMANDA HONDURAS		
AÑO	**Energía (GWh)**	**Potencia**
2019	10,664	1,639
2021	11,150	1,758
2022	11,486	1,811
2023	11,876	1,873
2024	12,287	1,938
2025	12,729	2,008
2026	13,180	2,079
2027	13,671	2,157
2028	14,198	2,240
2029	14,734	2,325
2030	15,312	2,416
2031	15,928	2,514

Referencia: (ODS, febrero 2022).

El Plan de Expansión de Generación seleccionado, es el Escenario 5, que indica la adición de centrales de generación basadas en recurso renovable variable, motores combustión interna y centrales de ciclo combinado. A continuación, se muestra el cronograma del plan de expansión. (ver Tabla 5. 6).

Tabla 5. 6 Plan de Expansión de Generación - Honduras.

AÑO	PROYECTO	FUENTE	POTENCIA MW
2024	Tornillito	Hidro	198.68
	Arenales	Hidro	60
	PgenE1	Eólico	40
	BUNKER1-MT	Térmica	480
	PROY1-TG	Térmica	74
	Solar FV+SAEB	Solar	40
2025	Cololac	Eólico	80
	Río Molo	Hidro	4
	Solar FV+SAEB	Solar	40
2026	Cololac Amp	Eólico	40
	Ciclo Combinado	Térmica	381
2027	GEOPOW	Geotérmica	15
2028	Solar FV+SAEB	Solar	40
	Ciclo Combinado	Térmica	381
2029	Solar FV+SAEB	Solar	80
	BUNKER2-MT	Térmica	40
2030	Solar FV+SAEB	Solar	40
2031	BUNKER3-MT	Térmica	160

Referencia: (ODS, febrero 2022).

705

EL SALVADOR

El Consejo Nacional de Energía (CNE) es la autoridad superior, rectora y normativa en manera de política energética en El Salvador. En base a lo antes mencionado, el CNE presenta las actualizaciones al Plan Indicativo de Expansión de la Generación, en donde su última versión es la 2021-2031. Este plan, en cumplimento de las Políticas Energéticas del país, busca diversificar la matriz energética y el fomento de nuevas fuentes renovables

La proyección de la demanda de El Salvador considera el crecimiento del producto interno bruto y variables como la temperatura que está asociada al cambio climático. A continuación, podremos observar, en la Tabla 5. 7, la proyección de demanda del Escenario base.

Tabla 5. 7 Proyección de Demanda El Salvador - Escenario Base.

PROYECCIÓN DE DEMANDA EL SALVADOR		
AÑO	**Energía (GWh)**	**Potencia**
2020	6,025	1,010
2021	6,688	1,087
2022	6,793	1,104
2023	6,900	1,121
2024	7,009	1,139
2025	7,119	1,157
2026	7,231	1,175
2027	7,345	1,193
2028	7,461	1,212
2029	7,579	1,231
2030	7,698	1,251
2031	7,819	1,270

Referencia: (CNE, 2021).

706

El Plan de Expansión de Generación de El Salvador, elaborado por el CNE, cuenta con un mayor número de proyectos de generación en base a fuentes renovables, estas adiciones permiten disminuir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero. El plan seleccionado es en Referencia al Escenario base. (ver Tabla 5. 8)

Tabla 5. 8 Plan de Expansión de Generación - El Salvador.

AÑO	MES	PROYECTO	FUENTE	POTENCIA MW
2024	6	Chinameca	Geotérmico	25.00
	6	San Vicente	Geotérmico	10
	1	ProSFV4	Solar	50
	1	ProSFV5	Solar	50
2026	6	Ampliación Chinameca	Geotérmico	25
	6	Ampliación San Vicente	Geotérmico	20
2029	1	ProySFV1	Solar	50
	1	ProySFV2	Solar	50
	1	ProySFV3	Solar	100

Referencia: (CNE, 2021).

GUATEMALA

El Ministerio de Energía y Minas de Guatemala, es el encargado de elaborar el Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación por medio de la Unidad de Planeación Energético Minero (UPEM). Estos tienen el objetivo de priorizar las energías renovables, diversificar su matriz de generación eléctrica, reducir los gases de efecto invernadero y dar seguridad al abastecimiento de electricidad a precios competitivos.

Para la elaboración de la proyección de la demanda, la UPEM, realizo un desglose mensual donde se relacionan variables econométricas para la proyección de tres escenarios de crecimiento (Bajo, Medio, Alto) de la demanda y la potencia eléctrica.

A continuación, podremos observar, en la Tabla 5. 9, la proyección de demanda del escenario medio.

707

Tabla 5. 9 Proyección de Demanda de Guatemala - Escenario medio.

PROYECCIÓN DE DEMANDA GUATEMALA		
AÑO	**Energía (GWh)**	**Potencia**
2020	10,774	1,874
2021	11,752	1,830
2022	12,087	1,923
2023	12,431	1,968
2024	12,786	2,014
2025	13,150	2,061
2026	13,525	2,109
2027	13,910	2,159
2028	14,307	2,209
2029	14,715	2,261
2030	15,134	2,314
2031	15,565	2,368
2032	16,009	2,423
2033	16,465	2,480
2034	16,934	2,538
2035	17,417	2,598
2036	17,913	2,658

Referencia: (UPEM, 2022).

El Plan de Expansión de Generación de Guatemala tiene el objetivo de garantizar el abastecimiento de la demanda de energía y potencia de forma eficiente. Estos elaboraron 54 escenarios de expansión, los cuales se dividen en dos grupos dependiendo de su base.

Para la elaboración del presente estudio, se utilizó un escenario del grupo base de Políticas Públicas, el cual utiliza la demanda y combustibles medios, denominado EMMS2. A continuación podremos observar el cronograma de expansión, ver Tabla 5. 10.

708

Tabla 5. 10 Plan de Expansión de Generación - Guatemala.

AÑO	PROYECTO	FUENTE	POTENCIA MW
2022	Huehuetenango H1	Hidro	30
	Huehuetenango H2	Hidro	50
	Geo TEC	Geotérmica	40
	Geo MOY	Geotérmica	20
	Geo Cerro Blanco	Geotérmica	7.5
	Geo Atitlán	Geotérmica	20
	Geo Palencia	Geotérmica	20
	Geo Ayarza	Geotérmica	20
	Geo Los Achiotes	Geotérmica	15
	Geo Retana	Geotérmica	15
	Geo SMR	Geotérmica	24
	Geo TOT	Geotérmica	25
	Geo AMA	Geotérmica	50
	Geo El Ceibillo	Geotérmica	20
2026	Pojóm	Hidro	20
	San Andrés	Hidro	10.8
2035	GN Petén	Gas Natural	50
	Santa Rosa S2	Solar	50
2036	Escuintla S1	Solar	100
	Eólica JUT 3	Eólica	50
	Santa Rosa S1	Solar	20
	Escuintla S2	Solar	30
2037	Eólica JUT 1	Eólica	50
	Eólica JUT 2	Eólica	25
	Eólica JUT 4	Eólica	60
	Eólica JUT 5	Eólica	60
	Eólica GUA	Eólica	25
	Eólica ESC	Eólica	20
	Jutiapa S1	Solar	30
	Jutiapa S2	Solar	20
2038	Jutiapa S3	Solar	30
	Sol Zacapa	Solar	20
	El Progreso Solar	Solar	10
2039	Eólica HUE	Eólica	40
	GNL Pto. Barrios	Gas Natural	200
	CPO-GNL	Gas Natural	200
2046	Alta Verapaz H1	Hidro	30
	Alta Verapaz H3	Hidro	80
	PSJ-GNL	Gas Natural	200
2047	Alta Verapaz H2	Hidro	45
	Huehuetenango H3	Hidro	100

Referencia: (UPEM, 2022).

709

ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

710

CAPÍTULO VI

METODOLOGÍA DEL ESTUDIO

711

ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

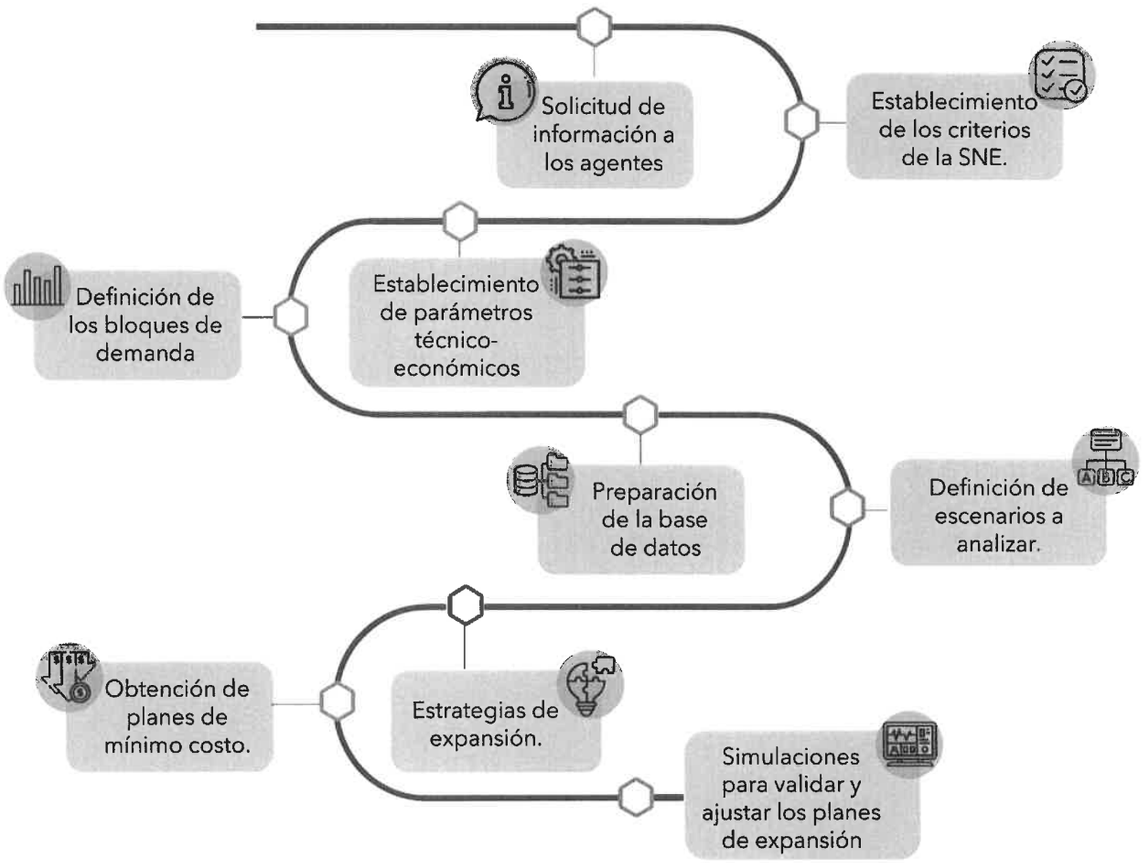
Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

712

CAPÍTULO 6
METODOLOGÍA DEL ESTUDIO

El Plan Indicativo de Generación se basa en la información técnica y económica del parque de generación existente y los proyectos con mayor potencial. La expansión del parque de generación en Panamá depende de la inversión privada, mientras que el Estado, a través de la ASEP, otorga las licencias y concesiones. El Gráfico 6. 1 resume la metodología para la elaboración del Plan Indicativo de Generación del Sistema Interconectado Nacional.

Gráfico 6. 1 Metodología de estudio



713

HERRAMIENTAS DE SIMULACIÓN

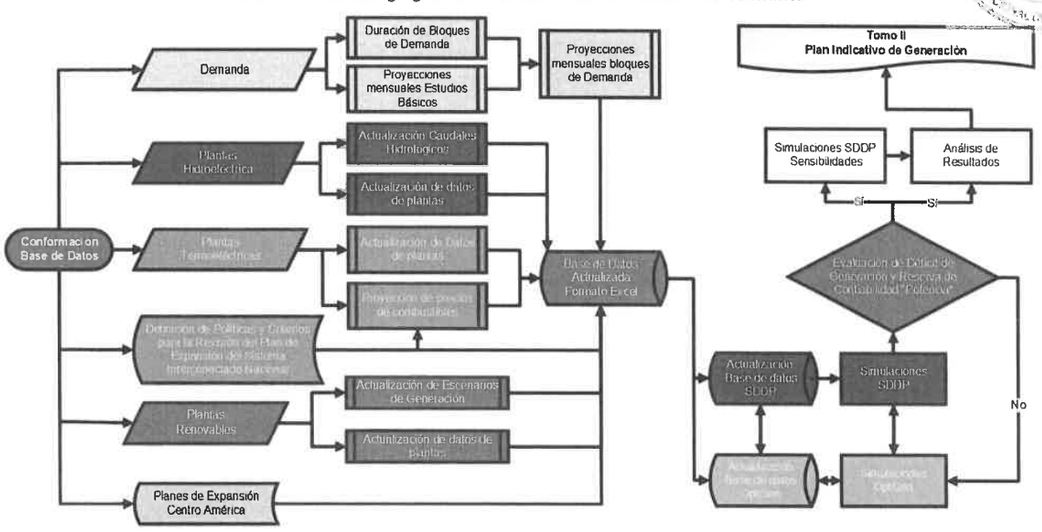
Las herramientas empleadas en las simulaciones del Plan Indicativo de Generación son el OPTGEN, versión 8.1.6, y el SDDP (Stochastic Dual Dynamic Programming), versión 17.3.8. Ambas son soluciones computacionales desarrolladas por la empresa brasileña PSR. A continuación, se detalla la función de cada uno de estos programas en el Gráfico 6. 2.

Gráfico 6. 2 Softwares de Simulación



714

Gráfico 6. 3 Metodología general de realización del Plan Indicativo de Generación



Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2025).

715

Gráfico 6. 4 Aspectos considerados en la configuración de los escenarios



BLOQUES DE DEMANDA

Los bloques de demanda fueron determinados a partir de la curva de carga del año 2023, los cuales se presentan en un 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:

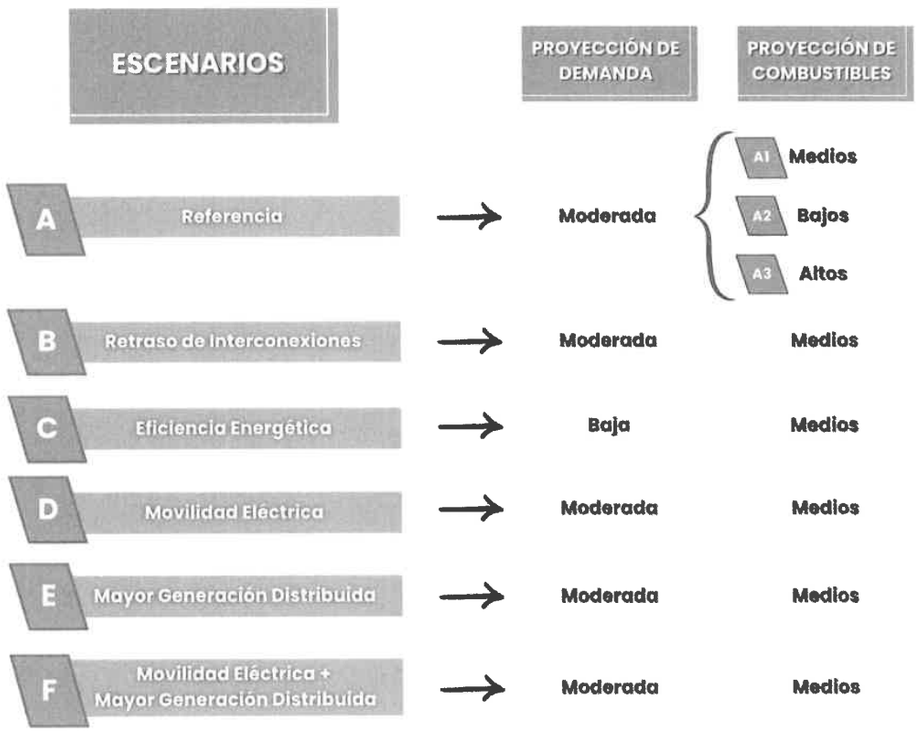
- Demanda Pico: 3.71%
- Demanda Alta: 17.57%
- Demanda Media: 32.13%
- Demanda Baja: 31.44%
- Demanda Mínima: 15.15%

716

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, nos permite obtener los parámetros técnicos y económicos del despacho. A continuación, en el Gráfico 6. 5 se podrá observar los escenarios realizados en el PESIN 2025.

Gráfico 6. 5 Escenarios PESIN 2025



717

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. Se debe resaltar, que cuando se realizan los 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). En el Capítulo 5, se encuentran los planes de expansión de los países de América Central.

Debido a la estructura del Mercado Eléctrico Regional (MER), es necesario utilizar el modo Coordinado del modelo. Adicionalmente, se consideraron los límites de intercambio entre los diferentes países 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
Representacion de la Red Eléctrica	Sin Red Sólo Intercambios
Fecha Inicial	Enero 2025
Horizonte del Estudio (meses)	180
Número de Series para Simulación	100
Número de Discretaciones	100
Numero de Bloques de Demanda	5
Numero de Años Adicionales	1
Tasa de Descuento (% a.a.)	12
Costo de Deficit (US $ / MWh)	4130

Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2025).

718

ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

719

CAPÍTULO VII

ESCENARIOS DE EXPANSIÓN

720

ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

721

CAPÍTULO 7
ESCENARIOS DE EXPANSIÓN

El presente estudio, elaborado con base en las Políticas y Criterios para la Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2025-2039, emitidas por la Secretaría Nacional de Energía (SNE), tiene como objetivo evaluar el comportamiento del sistema eléctrico de Panamá bajo distintos escenarios de generación, demanda y precios de combustibles.

Como punto de partida, se adopta el Escenario de Referencia (Escenario A1), el cual contempla un crecimiento moderado de la demanda eléctrica, la diversificación de la matriz de generación mediante fuentes renovables y convencionales, la incorporación de generación distribuida o autoconsumo, las interconexiones internacionales, y una proyección de precios de combustibles con un crecimiento medio, según estimaciones de la EIA.

Adicionalmente, se analizan dos escenarios (Escenarios A2 y A3), que se distinguen por presentar proyecciones de precios de combustibles bajos y altos, respectivamente, en comparación con el Escenario A1.

Por otra parte, se proponen cinco escenarios que toman como base el Escenario de Referencia e incorporan variables que podrían influir en el consumo eléctrico futuro, como se detalla a continuación:

- ✓ Escenario B – Retraso de Interconexiones: contempla un retraso en la entrada en operación de las interconexiones internacionales SIEPAC II y la Interconexión Panamá-Colombia, respecto a las fechas previstas inicialmente.
- ✓ Escenario C – Eficiencia Energética: considera una reducción en el crecimiento de la demanda (Demanda Baja) como resultado de la implementación de medidas de eficiencia energética.
- ✓ Escenario D – Movilidad Eléctrica: incorpora un incremento en la demanda eléctrica debido a la introducción progresiva de vehículos eléctricos, siguiendo la curva de crecimiento proyectada por la SNE.
- ✓ Escenario E – Mayor Generación Distribuida: contempla un aumento significativo en la participación de la generación distribuida o autoconsumo dentro del sistema eléctrico nacional.
- ✓ Escenario F – Movilidad Eléctrica + Mayor Generación Distribuida: combina los elementos de los Escenarios D y E, incluyendo tanto la demanda adicional derivada de la movilidad eléctrica como un mayor aporte de generación distribuida o autoconsumo.

A continuación, se presenta el desarrollo y análisis de cada uno de los escenarios descritos.

722

ESCENARIOS A – REFERENCIA

Estos escenarios reflejan una visión conservadora del desarrollo del sector eléctrico, sin contemplar cambios significativos en políticas públicas, marcos regulatorios, avances tecnológicos ni en las preferencias de los consumidores. Sirven como línea base para comparar escenarios que exploran diferentes trayectorias posibles del sistema eléctrico nacional.

Se plantea un crecimiento moderado de la demanda, una matriz de generación diversificada que combina fuentes renovables y convencionales, la incorporación gradual de generación distribuida o autoconsumo, así como el fortalecimiento de las interconexiones internacionales. Además, se considera una proyección de precios de los combustibles basada en estimaciones de la EIA, con escenarios de crecimiento medio, bajo y alto.

Estos escenarios se clasifican en tres variantes: A1, A2 y A3, que se describen a continuación.

Escenario de Referencia A1

Tabla 7. 1 Resumen de Escenario Referencia A1

ESCENARIO	DESCRIPCIÓN
Referencia (A1)	Demanda: Considera los resultados de crecimiento moderado de demanda PESIN. Generación: - Según los criterios establecidos por SNE. Generación distribuida o autoconsumo: - Capacidad instalada no supere el 10% de la demanda máxima de cada distribuidora. - Generación no supere el 3% de la energía vendida por cada distribuidora. Precios de combustibles: Proyección de crecimiento medio según estimaciones de la EIA. Interconexiones internacionales: - Colombia-Panamá (ICP): Prevista su entrada en operación en 2029. - SIEPAC II (300 MW): Prevista su entrada en operación en 2030.

A continuación, se desarrollan en mayor detalle los aspectos previamente mencionados:

Demanda: Se basa en los resultados de crecimiento moderado de la demanda del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional (PESIN), que proyecta una demanda máxima de 3,269.77 MW para el año 2039.

Generación: Los proyectos considerados en el escenario son aquellos que cumplen con los requisitos legales y técnicos para ser parte del sistema eléctrico nacional. Estos proyectos se denominan proyectos candidatos y se clasifican según su fuente de generación: hidroeléctrica, térmica o renovable.

723

Los proyectos candidatos son aquellos que:

- tienen una licencia o concesión definitiva y/o temporal y/o contrato de suministro cuyo inicio de operación es posterior al periodo de corto plazo.

Estos proyectos candidatos se consideran como parte de la oferta de generación disponible para satisfacer la demanda de energía eléctrica proyectada. Estos proyectos se encuentran en diferentes etapas de desarrollo y se espera que entren en operación en los próximos años, según el cronograma establecido por cada promotor.

Estos proyectos son:

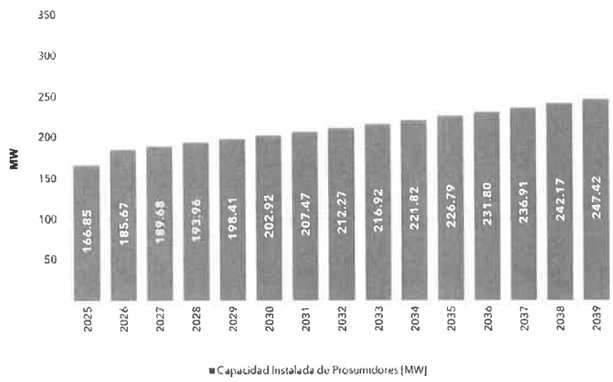
- Proyectos hidroeléctricos: Se estima un potencial de 378 MW en proyectos candidatos, que se sumarían a los 1,850 MW actualmente en operación.
- Proyectos eólicos y solares: Se estima un potencial 4,941.13 MW en proyectos candidatos, que se sumarían a los 1,039.63 MW actualmente en operación.
- Proyectos térmicos: Se estima un potencial de 1.05 MW, junto con 1,650.00 MW correspondientes a proyectos candidatos con posibilidad de ser incorporados, lo cuales se añadirían a los 2,052.09 MW actualmente operativos. Estos proyectos utilizan combustibles convencionales como búnker C o "heavy fuel oil" (HFO), diésel y gas natural, incluyendo instalaciones con sistemas de regasificación. Cabe destacar que se han incorporado plantas de gas natural como fuente de potencia firme, garantizando una generación estable y continua.

Generación distribuida o autoconsumo:

- Capacidad instalada no supere el 10% de la demanda máxima de cada distribuidora.
- Generación no supere el 3% de la energía vendida por cada distribuidora.

El Gráfico 7. 1 muestra la capacidad instalada de los prosumidores considerada para este escenario, de acuerdo con los criterios establecidos por la SNE.

Gráfico 7. 1 Capacidad Instalada de Prosumidores



724

Precios de combustibles: Se utilizó la proyección de los Precios del Combustible – Escenario de Precios Base como se presenta en el Capítulo 2 de este Tomo.

Interconexiones: Se consideran las siguientes interconexiones eléctricas con otros países:

- Primer circuito del proyecto Interconexión Colombia-Panamá (ICP), de 300 MW, a partir del 2029.
- Segundo circuito del proyecto SIEPAC, de 300 MW adicionales, a partir del 2030. El proyecto SIEPAC es el Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central, que conecta a Panamá con Costa Rica, Nicaragua, Honduras, El Salvador y Guatemala.

Resultados

El costo asociado a este Escenario Tendencial asciende a 3,837.04 millones de dólares, como se detalla en la Tabla 7. 2. Asimismo, el cronograma de expansión se presenta en la Tabla 7. 3.

En este escenario, se incorpora una capacidad adicional de 3,020.51 MW a la ya instalada. De esta expansión, el 7.70% corresponde a plantas hidroeléctricas (232.61 MW), el 29.80% a plantas termoeléctricas (900 MW*) y el 62.50% a fuentes renovables no convencionales, con un total de 1,887.90 MW, distribuidos entre plantas eólicas (250.40 MW) y solares (1,637.50 MW). Se destaca, además, el retiro de 155.00 MW de capacidad en plantas térmicas.

**Nota: La incorporación de esta capacidad termoeléctrica basada en GNL se justifica en función del criterio de confiabilidad del sistema eléctrico.*

Tabla 7. 2: Costos del Escenario Referencia A1

Costo	Escenario A1
Inversión	2,660.52
Déficit	0.02
Operación	1,055.83
Ambiental	120.68
Total	**3,837.04**

Nota: Los valores están dados en millones de dólares

Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2025).

725

Tabla 7. 3: Cronograma de Expansión del Escenario Referencia A1

Mes	Año	Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Hidro	Solar	Eólico	Biomasa	Diesel	Carbón	GNL	Biomasa	Petróleo
1	2025	CELSIA CENTROAMÉRICA, S.A.	9 de enero J. Brown G6	-34.00					-34.00				
1	2025	CELSIA CENTROAMÉRICA, S.A.	9 de enero Unidad 8	-34.00					-34.00				
1	2025	CELSIA CENTROAMÉRICA, S.A.	Cativa	-87.00				87.00					
1	2025	SOLAR LOADGE, S.A.	La Torre Solar	5.00		5.00							
1	2025	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	166.85									166.85
1	2025	SAN LORENZO SOLAR, S.A.	San Lorenzo Solar	5.00		5.00							
4	2025	AES PANAMÁ S.R.L.	Corotú Solar	9.98		9.98							
4	2025	SANTIAGO SOLAR PTY. CORP	PV Santiago PTY 1	9.99		9.99							
4	2025	SANTIAGO SOLAR PTY. CORP	PV Santiago PTY 2	9.99		9.99							
4	2025	SANTIAGO SOLAR PTY. CORP	PV Santiago PTY 3	9.99		9.99							
4	2025	SANTIAGO SOLAR PTY. CORP	PV Santiago PTY 4	9.99		9.99							
4	2025	SANTIAGO SOLAR PTY. CORP	PV Santiago PTY 5	9.99		9.99							
4	2025	SANTIAGO SOLAR PTY. CORP	PV Santiago PTY 6	9.99		9.99							
4	2025	SANTIAGO SOLAR PTY. CORP	PV Santiago PTY 7	9.99		9.99							
5	2025	AES PANAMÁ, S.R.L.	PV Eás Solar 2	17.00		17.00							
6	2025	GENERADORA DE ENERGÍA RENOVABLE S.A.	Campo Solar La Victoria	10.00		10.00							
6	2025	GRANJA SOLAR ALANJE UNO, S.A.	PV Solar Alanje 1	9.99		9.99							
6	2025	GRANJA SOLAR ALANJE DOS, S.A.	PV Solar Alanje 2	9.99		9.99							
6	2025	GRANJA SOLAR ALANJE TRES, S.A.	PV Solar Alanje 3	9.99		9.99							
6	2025	PANASOLAR CLEAN POWER, S.A.	PV Panasolar IV	10.00		10.00							
6	2025	PANASOLAR CLEAN POWER, S.A.	PV Panasolar V	10.00		10.00							
8	2025	GED GERSOL UNO, S.A.	Llano Sánchez	9.99		9.99							
9	2025	GED GERSOL DOS, S.A.	La Salumanca	7.30		7.30							
11	2025	GENERADORA BRILLO SOLAR, S.A.	Brillo Solar	9.90		9.90							
11	2025	CLEAN ENERGY SANTA CRUZ CORP.	Clean Solar	3.00		3.00							
12	2025	ECOENER RENOVABLE PANAMA, S.A.	PV Santiago (Ecoener)	9.90		9.90							
12	2025	ECOENER PRODUCTORA PANAMA, S.A.	PV La Mesa (Ecoener)	9.99		9.99							

726

Cronograma de Expansión del Escenario Referencia A1 (Continuación: 2/3)

1	2026	SOLAR DEVELOPMENT PANAMÁ, S.A.	El Chamical I	19.80		19.80								
1	2026	ARGENTUM SOLAR, S.A.	Cacao Solar	9.90		9.90								
1	2026	ARGENTUM SOLAR, S.A.	PV La Cantera	4.95		4.95								
1	2026	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	18.82										18.82
2	2026	ALMACENADORA SOLAR PANAMA OESTE, S.A.	Almacenadora Solar	8.00		8.00								
3	2026	CARMALENGO INVESTMENT CORP.	Forsun Solar	9.90		9.90								
4	2026	JAGUITO GREEN ENERGY I, S.A.	Jaguito Green Energy I	9.90		9.90								
4	2026	JAGÜITO GREEN ENERGY II, S.A.	Jaguito Green Energy II	9.90		9.90								
4	2026	JAGÜITO GREEN ENERGY III, S.A.	Jaguito Green Energy III	9.90		9.90								
6	2026	MEGA SOLAR POWER GENERATION, S.A.	PV Megasolar	10.00		10.00								
6	2026	ECOENER SOLAR PANAMA, S.A	PV San Bartolo (Ecoener)	9.99		9.99								
6	2026	ECOENER GENERADORA PANAMA, S.A.	PV Agua Viva	9.90		9.90								
7	2026	HELIOS APOLO SOLAR, S.A.	PV Guafaca Solar (Helios)	60.00		60.00								
7	2026	GENERADORA SOLAR SANTA CRUZ, S.A.	PV Santa Cruz Solar (Etapa 1, Fase 1)	80.00		80.00								
11	2026	PANAMA SOLAR INTEGRAL	PV Cristalia Solar (Fase 1)	125.00		125.00								
12	2026	PAN ENERGY II	Boquerón Solar	10.00		10.00								
12	2026	AES PANAMÁ S.R.L.	Flamboyan	19.90		19.90								
12	2026	LAS LOMAS SOLAR ELECTRIC, S.A.	Las Lomas	105.00		105.00								
12	2026	PANASOLAR GENERADORA DE POTENCIA VERDE, S.A.	Panasolar VII	9.90		9.90								
12	2026	PANASOLAR GENERADORA DE POTENCIA VERDE, S.A.	Panasolar VIII	9.90		9.90								
12	2026	PANASOLAR GENERADORA DE POTENCIA VERDE, S.A.	Panasolar IX	9.90		9.90								
12	2026	AES PANAMÁ S.R.L.	Veranera	19.90		19.90								
1	2027	HIDROELECTRICA MACANO III, S.A.	RF-550	4.15	4.15									
1	2027	SANTA CRUZ WIND, S.A.	Santa Cruz	68.40			68.40							
1	2027	SOLAR GREEN, S.A.	El Coco	10.00		10.00								
1	2027	LUZ ENERGY INTERNATIONAL CORP., S.A.	Agua Fría	10.00		10.00								
1	2027	ENERGY GREEN CORPORATION, S.A.	Las Lajas	30.00		30.00								
1	2027	SOLAR DESIGN	PV La Hueca	70.00		70.00								
1	2027	SB-1 PROJECT S.A.	San Bartolo 1	10.00		10.00								
1	2027	SB-2 PROJECT S.A.	San Bartolo 2	10.00		10.00								
1	2027	SB-3 PROJECT INC	San Bartolo 3	10.00		10.00								
1	2027	SB-4 PROJECT INC	San Bartolo 4	10.00		10.00								
1	2027	PANASOLAR CLEAN POWER, S.A.	Panasolar VI	9.90		9.90								
1	2027	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	4.01										4.01
1	2027	GENERADORA SOLAR SANTA CRUZ, S.A.	PV Santa Cruz Solar (Etapa 1, Fase 2)	20.00		20.00								
7	2027	RA SOLAR, S.A.	Ra Solar	20.00		20.00								
8	2027	AVANZALIA PANAMA, S.A.	PV Penonome 2	120.00		120.00								
9	2027	DESARROLLO Y ENERGIA RENOVABLE S.A.	PV Pacora Solar	44.00		44.00								

Cronograma de Expansión del Escenario Referencia A1 (Final: 3/3)

1	2028	UKA PARQUE EÓLICO LA COLORADA S.A.	La Colorada	138.00			138.00						
1	2028	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	4.29									4.29
1	2028	GRUPO DOE, S.A.	La Unión Solar	90.00		90.00							
5	2028	AES PANAMÁ S.R.L	Coclé Solar 1	150.00		150.00							
6	2028	PARQUE EÓLICO TOABRÉ, S.A.	Toabré Etapa 2	22.00			22.00						
6	2028	PARQUE EÓLICO TOABRÉ, S.A.	Toabre Etapa 3	22.00			22.00						
11	2028	PANAMA SOLAR INTEGRAL	PV Cotaba Solar (Fase 2)	125.00		125.00							
12	2028	GENERADORA SOLAR OCCIDENTE, S.A.	Cerro Viejo Solar	20.00		20.00							
1	2029	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	4.45									4.45
1	2030	GENÉRICA	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 150A	150.00								150.00	
1	2030	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	4.51									4.51
1	2030	GENERADORA SOLAR SANTA CRUZ, S.A.	PV Santa Cruz Solar (Etapa 2)	100.00		100.00							
1	2031	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA, S.A.	Changuinola II (Bocas del Toro)	214.76	214.76								
1	2031	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA, S.A.	Changuinola II Unidad 3 (Bocas del Toro Minicentral)	13.70	13.70								
1	2031	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	4.55									4.55
1	2032	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	4.60									4.60
1	2033	GENÉRICA	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250A	250.00								250.00	
1	2033	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	4.66									4.66
1	2034	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	4.90									4.90
1	2035	GENÉRICA	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250B	250.00								250.00	
1	2035	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	4.97									4.97
1	2036	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	5.01									5.01
1	2037	GENÉRICA	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250C	250.00								250.00	
1	2037	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	5.10									5.10
1	2038	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	5.26									5.26
1	2039	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	5.25									5.25

Periodo	2025-2029		2029-2034		2029-2033		2034-2039	
Tecnología	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro
Hídro	232.61		4.15		228.46			
Solar	1637.50		1537.50		100.00			
Eólico	250.40		250.40					
Bánker								
Diésel								
Carbón								
GNL	900.00				400.00		500.00	
Biomasa								
Prosumidor	247.43		193.97		22.97		30.49	
Total	3267.94	-155.00	1986.02	-135.00	751.43	0.00	530.49	0.00

**Nota: La incorporación de esta capacidad termoeléctrica basada en GNL se justifica en función del criterio de confiabilidad del sistema eléctrico.*

Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2025).

728

El Gráfico 7. 2 presenta la proyección del Costo Marginal del Sistema (CMS) según las condiciones del caso de referencia A1. Durante los años 2025 y 2026, a pesar de la esperada incorporación de una significativa capacidad solar fotovoltaica, la capacidad instalada del sistema continuará estando dominada por tecnologías convencionales, particularmente por termoeléctricas de gas natural. Estas tecnologías desempeñan un rol importante durante los periodos en las que las fuentes renovables no logran cubrir completamente la demanda, como resultado se observa un aumento del CMS, debido a sus mayores costos operativos asociados con estas tecnologías convencionales.

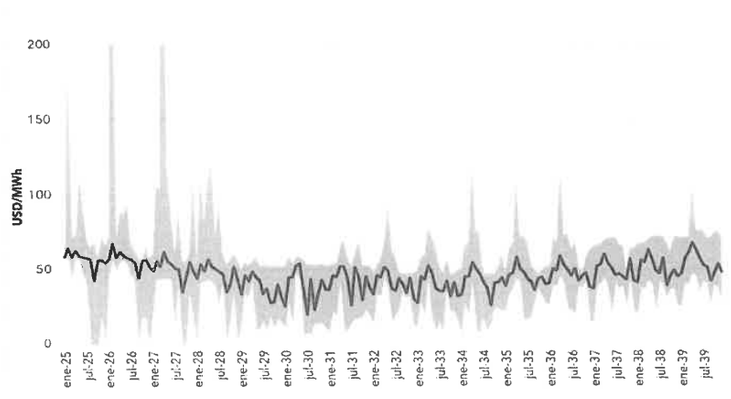
A partir de 2027 y 2028, la incorporación de nuevos proyectos solares y eólicos, junto con el crecimiento de la generación distribuida, contribuyen a una reducción sostenida del CMS, debido a sus bajos costos operativos (USD/MWh).

En los años 2029 y 2030, se observa una disminución adicional del CMS como resultado de la entrada en operación de las interconexiones internacionales ICP y SIEPAC, en donde ciertos meses del año, es marcada los intercambios internacionales, ampliando la disposición energética. Este aumento en la capacidad de interconexión también favorece en mejor estabilidad en el suministro y una reducción del CMS.

Hacia el final del periodo analizado, el aumento de la demanda energética obliga a utilizar generación termoeléctrica, lo que provoca un repunte en el CMS. No obstante, el crecimiento continuo de fuentes renovables no convencionales permite una reducción estructural del CMS al desplazar tecnologías más costosas dentro del despacho.

En promedio, el costo marginal del sistema durante el horizonte de estudio se estima en 67.74 USD/MWh.

Gráfico 7. 2 Costo Marginal del Sistema de Panamá del Escenario Referencia A1



Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2025).

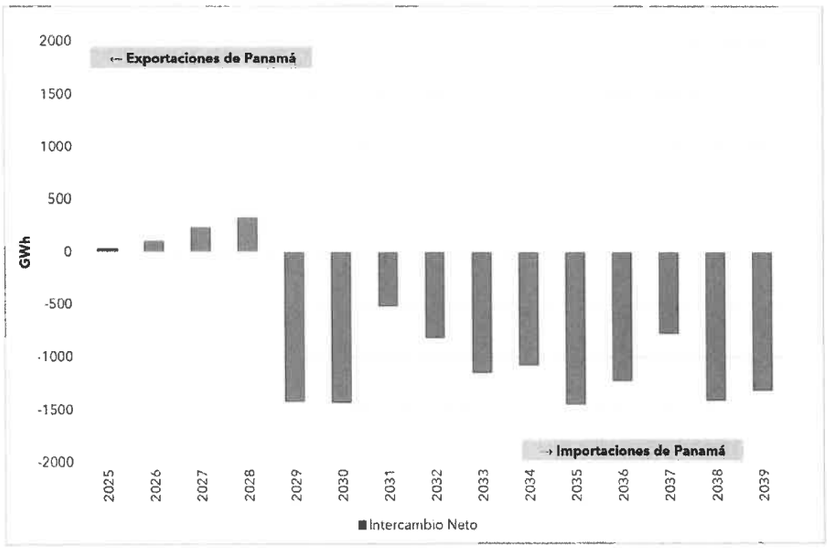
729

Entre 2025 y 2028, Panamá mantiene una posición exportadora neta de energía, con flujos dirigidos principalmente hacia la frontera norte (Costa Rica). Durante este periodo, los volúmenes exportados aumentan de 26 GWh a 325 GWh, reflejando una disponibilidad excedente de generación local.

A partir de 2029, con la entrada en operación de la interconexión Colombia–Panamá (600 MW) y SIEPAC II (300 MW) en 2030, el país experimenta un cambio estructural en su rol regional, convirtiéndose en importador neto de energía, principalmente desde la frontera sur (Colombia). Las importaciones alcanzan valores anuales superiores a 1,400 GWh en varios años del periodo 2029–2039.

Este comportamiento responde al aprovechamiento de interconexiones regionales que permiten acceder a energía más económica, desplazando parcialmente la generación local y consolidando a Panamá como un actor fuertemente integrado al mercado eléctrico centroamericano, como se observa en el Gráfico 7. 3.

Gráfico 7. 3: Intercambios de Energía con Centroamérica y Colombia del Escenario Referencia A1



Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2025).

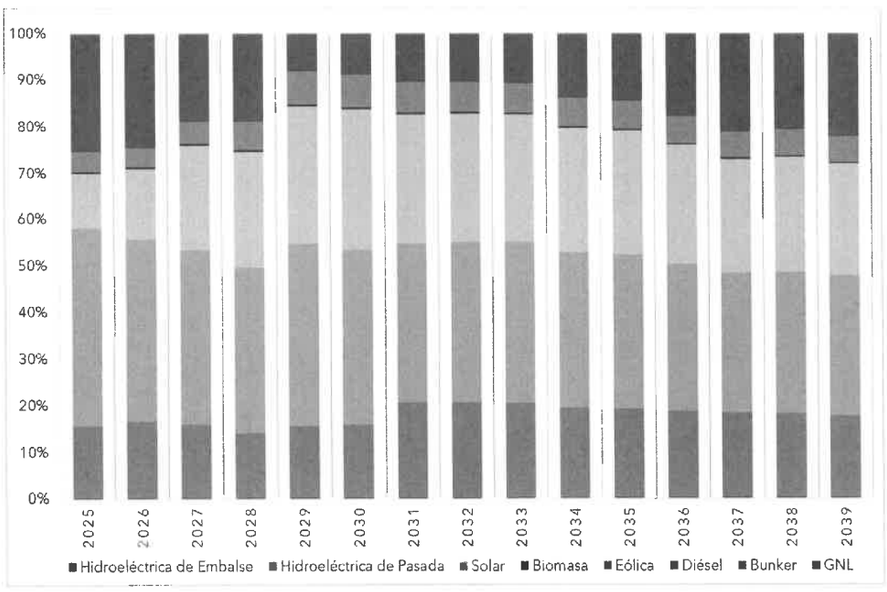
730

En el Gráfico 7. 4 se muestra la evolución de la composición de la generación del sistema eléctrico durante el periodo 2025-2039, destacándose la fuerte dependencia del plantel hidroeléctrico en los primeros años del análisis.

A partir de 2025, se observa un cambio en la estructura de generación, con un aumento significativo de la generación termoeléctrica, impulsado por la entrada en operación de la planta termoeléctrica Gatún en 2024, cuyo impacto comienza a reflejarse desde el inicio del periodo evaluado. Paralelamente, se registra el retiro de plantas que utilizan Búnker C y Diésel, lo que reduce su participación en la matriz energética.

Asimismo, se evidencia un crecimiento sostenido de las fuentes renovables no convencionales, especialmente la solar y la eólica, que incrementan gradualmente su participación a lo largo del periodo de estudio. Esta tendencia hacia una matriz más diversificada y sostenible se refuerza en 2031 con la incorporación de la hidroeléctrica Changuinola II, que fortalece nuevamente el componente hidroeléctrico del sistema y aporta capacidad firme con generación limpia.

Gráfico 7. 4: Porcentaje de Participación de Generación del Escenario Referencia A1

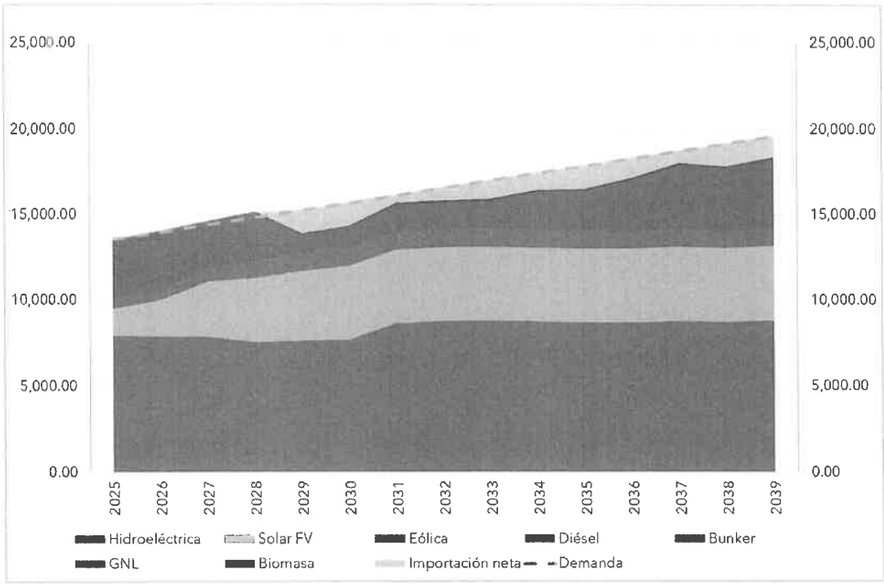


Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2025).

731

El Gráfico 7. 5 presenta la generación eléctrica por fuente en el Sistema Interconectado Nacional, junto con la demanda eléctrica proyectada según el cronograma de expansión. A lo largo del periodo 2025–2039, se observa un crecimiento sostenido de la generación solar, así como un aumento significativo de la generación eólica a partir de 2027 y 2028 con la entrada de nuevas plantas. La generación hidroeléctrica continúa siendo clave, reforzada en 2031 con la incorporación de Changuinola II. La generación termoeléctrica mantiene un aporte estable a lo largo del periodo. Además, a partir de 2029 se incrementan las importaciones de energía, impulsadas por la entrada en operación de las interconexiones Colombia-Panamá (600 MW) y SIEPAC II (300 MW), que amplían la capacidad de intercambio regional y complementan la oferta interna del sistema.

Gráfico 7. 5 Generación vs Demanda del Escenario Referencia A1



Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2025).

732

Tabla 7. 4: Porcentajes de penetración de energía en la demanda del Escenario Referencia A1

	Generación (GWh)					Porcentaje de Penetración		
	ictrica	Renovables	Termoeléctrica	Total	Demanda	Hidroeléctrica	Renovables	Termoeléctrica
2025	7,911.74	2,232.20	3,449.97	13,593.91	13,567.72	58.20%	16.42%	25.38%
2026	7,871.63	2,764.33	3,466.92	14,102.87	13,998.13	55.82%	19.60%	24.58%
2027	7,854.14	4,032.72	2,774.22	14,661.07	14,428.51	53.57%	27.51%	18.92%
2028	7,543.75	4,774.79	2,865.70	15,184.25	14,858.86	49.68%	31.45%	18.87%
2029	7,620.01	5,177.19	1,131.40	13,928.61	15,289.20	54.71%	37.17%	8.12%
2030	7,688.48	5,399.34	1,278.63	14,366.45	15,719.61	53.52%	37.58%	8.90%
2031	8,615.89	5,432.54	1,648.91	15,697.35	16,149.95	54.89%	34.61%	10.50%
2032	8,753.51	5,415.69	1,665.25	15,834.45	16,580.34	55.28%	34.20%	10.52%
2033	8,808.58	5,421.83	1,707.79	15,938.20	17,010.72	55.27%	34.02%	10.72%
2034	8,738.13	5,423.25	2,277.70	16,439.08	17,441.08	53.15%	32.99%	13.86%
2035	8,674.01	5,457.05	2,377.49	16,508.55	17,871.46	52.54%	33.06%	14.40%
2036	8,663.24	5,440.34	3,051.80	17,155.39	18,301.77	50.50%	31.71%	17.79%
2037	8,775.42	5,447.13	3,804.17	18,026.72	18,732.15	48.68%	30.22%	21.10%
2038	8,702.67	5,455.61	3,681.29	17,839.58	19,162.55	48.78%	30.58%	20.64%
2039	8,809.33	5,486.46	4,063.63	18,359.41	19,592.91	47.98%	29.88%	22.13%

Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2025).

733

Tabla 7. 5 Resumen de Escenario Referencia A2

ESCENARIO	DESCRIPCIÓN
Referencia (A2)	Conserva los supuestos del Escenario A1, modificando únicamente la proyección del precio de los combustibles. Precios de combustibles: Proyección de crecimiento bajo según estimaciones de la EIA.

A continuación, se desarrollan en mayor detalle los aspectos previamente mencionados:

Precios de combustibles: Se utilizó la proyección de los Precios del Combustible – Escenario de Precios Bajos como se presenta en el Capítulo 2 de este Tomo.

Resultados

Al comparar los dos escenarios, uno con precios de combustibles moderados (A1) y otro con precios bajos (A2), vemos que el costo total del plan de expansión apenas cambia, con una ligera reducción del 0.12% en el escenario con precios bajos (Ver Tabla 7. 6). Esto ocurre porque el sistema logra ajustarse usando tecnologías más económicas para operar. Sin embargo, este ajuste provoca un pequeño aumento en el impacto ambiental, lo que indica que podría estar usando fuentes de energía que contaminan un poco más. Aunque las diferencias son pequeñas, estos resultados muestran que el plan es flexible ante cambios en los precios, aunque es importante monitorear el impacto ambiental.

Tabla 7. 6: Costos del Escenario A2

Costo	Escenario A1	Escenario A2
Inversión	2,660.52	2,660.52
Déficit	0.02	0.02
Operación	1,055.83	1,050.57
Ambiental	120.68	121.22
Total	**3,837.04**	**3,832.33**
	Diferencia	**-0.12%**

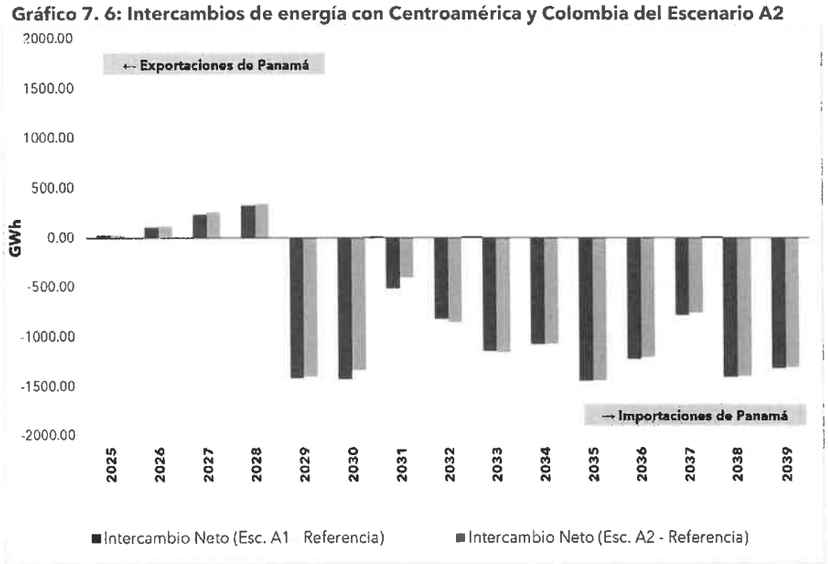
Nota: Los valores están dados en millones de dólares

Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2025).

734

En el Gráfico 7. 6 se compara el intercambio neto de energía entre los Escenarios A1 y A2. Ambos mantienen un patrón similar: exportaciones entre 2025 y 2028, seguidas de importaciones a partir de 2029 con la entrada en operación de la interconexión con Colombia. Sin embargo, A2 muestra exportaciones ligeramente mayores en la etapa inicial, destacando 2028 con 12.6 GWh más que A1. A partir de 2029, en los años clave 2029-2031, A2 registra menores niveles de importación, con diferencias significativas de hasta 110 GWh en 2031. Este comportamiento sugiere que, frente a precios de combustibles más bajos, el sistema reduce su dependencia del mercado regional y prioriza una mayor generación interna.

Gráfico 7. 6: Intercambios de energía con Centroamérica y Colombia del Escenario A2

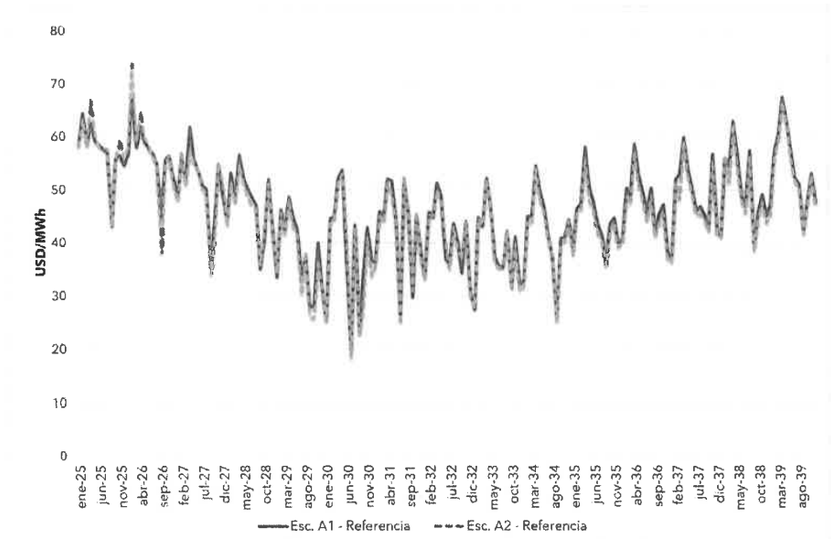


Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2025).

735

En el Gráfico 7. 7 se observa La comparación entre los Escenarios A1 (referencia) y A2 (proyección baja de precios de combustibles) muestra que, si bien las diferencias en el Costo Marginal del Sistema (CMS) son moderadas durante la mayor parte del periodo analizado, existen meses y años específicos donde estas variaciones se acentúan, especialmente en la época seca. Por ejemplo, en abril de 2025, el CMS en A2 es aproximadamente un 6.3 % mayor que en A1, alcanzando 66.87 USD/MWh frente a 62.62 USD/MWh. En cuanto a la generación termoeléctrica, aunque en algunos años A2 presenta niveles similares a los de A1, en periodos como 2030 y 2038 se registra una participación térmica ligeramente mayor, a pesar de que el CMS también es más alto. Esto indica que, incluso con precios más bajos, el sistema recurre al despacho térmico para satisfacer la demanda. Dado que los niveles de generación hidroeléctrica y renovable se mantienen relativamente constantes entre ambos escenarios, los mayores costos marginales en A2, al inicio del periodo de estudio se vinculan con un mayor uso de tecnologías de generación más costosas.

Gráfico 7. 7: Costo Marginal del Sistema de Panamá del Escenario A2



Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2025).

736

Escenario de Referencia A3

Tabla 7. 7 Resumen de Escenario Referencia A3

ESCENARIO	DESCRIPCIÓN
Referencia (A3)	Conserva los supuestos del Escenario A1, modificando únicamente proyección del precio de los combustibles. Precios de combustibles: Proyección de crecimiento alto según estimaciones de la EIA.

A continuación, se desarrollan en mayor detalle los aspectos previamente mencionados:

Precios de combustibles: Se utilizó la proyección de los Precios del Combustible – Escenario de Precios Altos como se presenta en el Capítulo 2 de este Tomo.

Resultados

En la Tabla 7. 8 se presenta la comparación de costos entre los Escenarios de Referencia A1 y A3. En ambos escenarios, el gas natural se mantiene como la principal fuente de generación térmica, ya que las plantas que utilizan otros combustibles se retiran en los primeros años del período analizado.

El Escenario A3 muestra un costo total 0.04% más alto que A1, debido principalmente a un aumento del 0.21% en los costos de operación. Sin embargo, este incremento se ve atenuado por la estabilidad en la inversión y una reducción del 0.58% en los costos ambientales.

Aunque el precio del combustible es superior en A3, la variación respecto a A1 es mínima, lo que reduce el impacto en la variación del costo total del plan.

Tabla 7. 8: Costos del Escenario A3

Costo	Escenario A1	Escenario A3
Inversión	2,660.52	2,660.52
Déficit	0.02	0.01
Operación	1,055.83	1,058.05
Ambiental	120.68	119.98
Total	**3,837.04**	**3,838.55**
	Diferencia	**0.04%**

Nota: Los valores están dados en millones de dólares

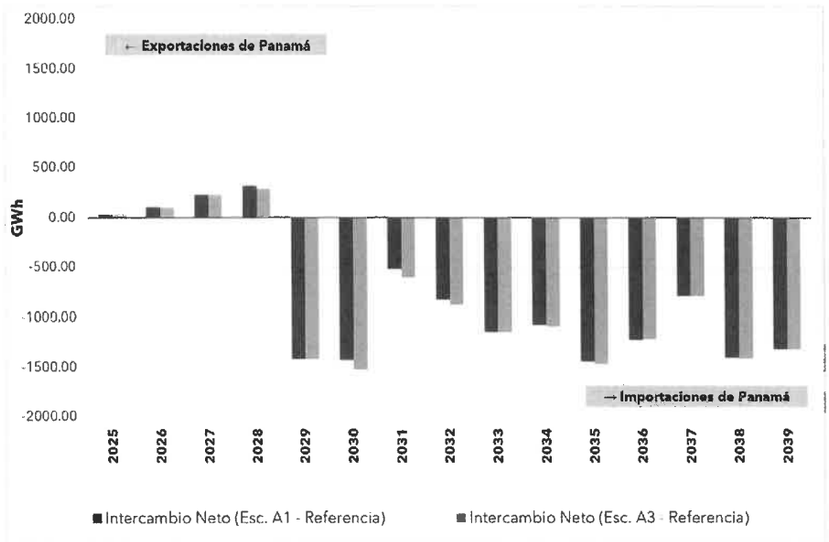
Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2025).

737

En el Gráfico 7. 8 muestra el análisis del intercambio neto de energía entre los Escenarios A1 y A3, que presentan patrones similares durante el periodo 2025-2039. En los primeros años se observan exportaciones de energía, lo cual es favorable para el país, ya que genera ingresos y fortalece el mercado interno. Sin embargo, a partir de 2029, con la entrada en operación de las interconexiones internacionales, el intercambio se orienta hacia importaciones, lo que implica una mayor dependencia externa y representa un desafío para la seguridad energética nacional.

El Escenario A3 registra menores volúmenes de exportación entre 2025 y 2028, con una diferencia de 35 GWh en 2028 respecto al Escenario A1. A partir de 2030, las importaciones en A3 superan en 94 GWh a las de A1, reflejando un incremento en la dependencia de fuentes externas. Este comportamiento está relacionado con precios de combustibles más altos, que llevan al sistema a reducir la generación interna y aumentar el consumo de energía importada, comprometiendo así la autonomía energética del país.

Gráfico 7. 8: Intercambios de energía con Centroamérica y Colombia del Escenario A3

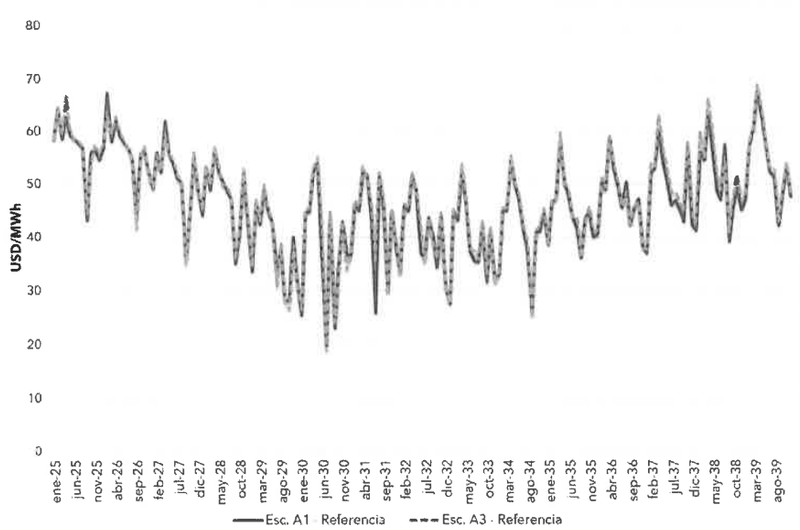


Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2025)

738

En el Gráfico 7. 9 se presenta la comparación del CMS entre los Escenarios A1 y A3 para el periodo 2025–2039 muestra diferencias mínimas a lo largo del tiempo. En promedio, A3 presenta valores superiores en algunos meses, aunque en otros son menores. Estas variaciones reflejan ajustes en el despacho de generación y en los intercambios internacionales de energía. En abril de 2025, el CMS en A3 fue de 66.66 USD/MWh, mientras que en A1 fue de 62.62 USD/MWh, un incremento del 6.4%. En contraste, en octubre de 2025, el CMS en A3 fue de 53.96 USD/MWh frente a 56.07 USD/MWh en A1. Las diferencias mensuales entre ambos escenarios no superan el 5%, lo que muestra una alta estabilidad del CMS ante cambios en los precios del combustible. Esto indica que la planificación eléctrica no se ve mayormente afectada por variaciones razonables, dando robustez al modelo de expansión. Además, la constancia del CMS sugiere que el aporte termoeléctrico se mantiene, mientras que las energías renovables, como la eólica y solar, adquieren un papel cada vez más relevante en la generación.

Gráfico 7. 9: Costo Marginal del Sistema de Panamá del Escenario A3



Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2025)

739

ESCENARIO B - RETRASO DE INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

Es un escenario del sector eléctrico con crecimiento moderado de la demanda, matriz diversificada, incorporación gradual de generación distribuida y precios de combustibles según proyecciones de la EIA. A continuación, se presenta un resumen de este escenario en la Tabla 7. 9.

Tabla 7. 9 Resumen de Escenario B

ESCENARIO	DESCRIPCIÓN
Retraso de Interconexiones (B)	Conserva los supuestos del Escenario A1, modificando únicamente la entrada de operación de las interconexiones internacionales. Interconexiones internacionales: - Colombia-Panamá (ICP): Prevista su entrada en operación en 2031. - SIEPAC II (300 MW): Prevista su entrada en operación en 2032.

A continuación, se desarrollan en mayor detalle los aspectos previamente mencionados:

Interconexiones: Se consideran las siguientes interconexiones eléctricas con otros países:

- Primer circuito del proyecto Interconexión Colombia-Panamá (ICP), de 300 MW, a partir del 2032.
- Segundo circuito del proyecto SIEPAC, de 300 MW adicionales, a partir del 2031. El proyecto SIEPAC es el Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central, que conecta a Panamá con Costa Rica, Nicaragua, Honduras, El Salvador y Guatemala.

Resultados

El costo de este escenario B es de 3,950.67 millones de dólares como podemos observar en la Tabla 7. 10 y el cronograma de Expansión se presenta en la Tabla 7. 11.

La inversión requerida en el escenario B es igual a la del escenario de referencia A1, ya que la única diferencia entre ambos radica en la fecha de entrada en operación de las futuras interconexiones internacionales.

El retraso en estas interconexiones reduce el intercambio de energía durante los años en que originalmente se preveía su incorporación, lo que incrementa el costo de operación debido a una mayor necesidad de generación termoeléctrica.

Este aumento en la participación de fuentes térmicas también repercute en el costo ambiental, el cual se incrementa en un 7.04 % como resultado del alza en las emisiones de CO_2.

740

Tabla 7. 10: Costos del Escenario B

Costo	Escenario B
Inversión	2,660.52
Déficit	0.02
Operación	1,161.70
Ambiental	128.43
Total	**3,950.67**

Nota: Los valores están dados en millones de dólares

Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2025).

741

Tabla 7. 11: Cronograma de Expansión del Escenario B

Mes	Año	Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Hidro	Solar	Eólico	Biomasa	Gas	Carbón	Diesel	Biomasa	Petcoke
1	2025	CELSIA CENTROAMERICA, S.A.	Valle Imara 2, Brisas Sol	34.00							34.00		
1	2025	CELSIA CENTROAMERICA, S.A.	Valle Imara Fase II	34.00							34.00		
1	2025	CELSIA CENTROAMERICA, S.A.	Calvo	47.00									
1	2025	SOLAR ENERGIE, S.A.	La Tinaja Solar	9.00		9.00							
1	2025	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Proconsumo	164.85									164.85
1	2025	SAN LORENZO SOLAR, S.A.	San Lorenzo Solar	9.00		9.00							
4	2025	AES PANAMA S.R.L.	Conchita Solar	9.98		9.98							
4	2025	SANTIAGO SOLAR PTY. CORP.	PV Santiago PTY 1	9.99		9.99							
4	2025	SANTIAGO SOLAR PTY. CORP.	PV Santiago PTY 2	9.99		9.99							
4	2025	SANTIAGO SOLAR PTY. CORP.	PV Santiago PTY 3	9.99		9.99							
4	2025	SANTIAGO SOLAR PTY. CORP.	PV Santiago PTY 4	9.99		9.99							
4	2025	SANTIAGO SOLAR PTY. CORP.	PV Santiago PTY 5	9.99		9.99							
4	2025	SANTIAGO SOLAR PTY. CORP.	PV Santiago PTY 6	9.99		9.99							
4	2025	SANTIAGO SOLAR PTY. CORP.	PV Santiago PTY 7	9.99		9.99							
5	2025	AES PANAMA, S.R.L.	PV Chiriqui 2	17.00		17.00							
6	2025	GENERADORA ENERGIA RENOVABLE, S.A.	Campo Solar La Pintada	10.00		10.00							
6	2025	GRANJA SOLAR ALANJE UNO, S.A.	PV Solar Alanje 1	9.99		9.99							
6	2025	GRANJA SOLAR ALANJE DOS, S.A.	PV Solar Alanje 2	9.99		9.99							
6	2025	GRANJA SOLAR ALANJE TRES, S.A.	PV Solar Alanje 3	9.99		9.99							
6	2025	PANASOLAR CLEAN POWER, S.A.	PV Panasolar III	10.00		10.00							
6	2025	PANASOLAR CLEAN POWER, S.A.	PV Panasolar V	10.00		10.00							
8	2025	GEO GENSOLUNO, S.A.	Geo Sunrise	9.97		9.97							
9	2025	GEO SUNSOL DOS, S.A.	La Solitaria	7.35		7.35							
11	2025	GENERADORA BELLO SOLAR, S.A.	Bello Solar	9.95		9.95							
11	2025	CLEAN ENERGY SANTA CRUZ CORP.	Clean Solar	3.00		3.00							
12	2025	ELEKTRA RENOVABLE PANAMA, S.A.	PV Santiago (Luminet)	9.95		9.95							
12	2025	ECOENER PRODUCTORA PANAMA, S.A.	PV La Mesa (Luminet)	9.97		9.97							

Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2025).

742

Cronograma de Expansión del Escenario B (Continuación: 2/4)

1	2026	SOLAR DEVELOPMENT PANAMÁ, S.A	El Chumical I	19.80		19.80						
1	2026	ARGENTUM SOLAR, S.A.	Cacao Solar	9.90		9.90						
1	2026	ARGENTUM SOLAR, S.A.	PV La Cantera	4.95		4.95						
1	2026	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	18.82								18.82
2	2026	ALMACENADORA SOLAR PANAMÁ OESTE, S.A.	Almacenadora Solar	8.00		8.00						
3	2026	CARMALENGO INVESTMENT CORP.	Forsun Solar	9.90		9.90						
4	2026	JAGÜITO GREEN ENERGY I, S.A.	Jagüito Green Energy I	9.90		9.90						
4	2026	JAGÜITO GREEN ENERGY II, S.A.	Jagüito Green Energy II	9.90		9.90						
4	2026	JAGÜITO GREEN ENERGY III, S.A.	Jagüito Green Energy III	9.90		9.90						
5	2026	MEGA SOLAR POWER GENERATION, S.A.	PV Megasolar	10.00		10.00						
6	2026	ECOENER SOLAR PANAMA, S.A.	PV San Bartolo (Ecoener)	9.95		9.95						
6	2026	ECOENER GENERADORA PANAMA, S.A.	PV Agua Viva	9.90		9.90						
7	2026	HELOS APOLO SOLAR, S.A.	PV Gualaca Solar (Helios)	60.00		60.00						
7	2026	GENERADORA SOLAR SANTA CRUZ, S.A.	PV Santa Cruz Solar (Etapa 1, Fase 1)	80.00		80.00						
11	2026	PANAMA SOLAR INTEGRAL	PV Cristalsa Solar (Fase 1)	125.00		125.00						
12	2026	PAN ENERGY II	Boquerón Solar	10.00		10.00						
12	2026	AES PANAMÁ S.R.L.	Hemboyan	19.90		19.90						
12	2026	LAS LOMAS SOLAR ELECTRIC, S.A.	Las Lomas	105.00		105.00						
12	2026	PANASOLAR GENERADORA DE POTENCIA VERDE, S.A.	Panasolar VII	9.90		9.90						
12	2026	PANASOLAR GENERADORA DE POTENCIA VERDE, S.A.	Panasolar VIII	9.90		9.90						
12	2026	PANASOLAR GENERADORA DE POTENCIA VERDE, S.A.	Panasolar IX	9.90		9.90						
12	2026	AES PANAMÁ S.R.L.	Veranera	19.90		19.90						
1	2027	HIDROELÉCTRICA MACANO II, S.A.	RP-550	4.15	4.15							
1	2027	SANTA CRUZ WIND, S.A.	Santa Cruz	68.40			68.40					
1	2027	SOLAR GREEN, S.A.	El Coco	10.00		10.00						
1	2027	LUZ ENERGY INTERNATIONAL CORP., S.A.	Agua Fría	10.00		10.00						
1	2027	ENERGY GREEN CORPORATION, S.A.	Las Lajas	30.00		30.00						
1	2027	SOLAR DESIGN	PV La Hueca	70.00		70.00						
1	2027	SB-1 PROJECT S.A.	San Bartolo 1	10.00		10.00						
1	2027	SB-2 PROJECT S.A.	San Bartolo 2	10.00		10.00						
1	2027	SB-3 PROJECT INC	San Bartolo 3	10.00		10.00						
1	2027	SB-4 PROJECT INC	San Bartolo 4	10.00		10.00						
1	2027	PANASOLAR CLEAN POWER, S.A.	Panasolar VI	9.90		9.90						
1	2027	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	4.01								4.01
1	2027	GENERADORA SOLAR SANTA CRUZ, S.A.	PV Santa Cruz Solar (Etapa 1, Fase 2)	20.00		20.00						
7	2027	RA SOLAR, S.A.	Ra Solar	20.00		20.00						
8	2027	AVANZALIA PANAMA, S.A.	PV Penonomé 2	120.00		120.00						
9	2027	DESARROLLO Y ENERGIA RENOVABLE S.A.	PV Panama Solar	44.00		44.00						

Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2025).

743

Cronograma de Expansión del Escenario B (Continuación: 3/3)

1	2028	UKA PARQUE EÓLICO LA COLORADA S.A.	La Colorada	138.00			138.00					
1	2028	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	4.29								4.29
1	2028	GRUPO DOE, S.A.	La Union Solar	90.00		90.00						
5	2028	AES PANAMÁ S.R.L	Coclé Solar 1	150.00		150.00						
6	2028	PARQUE EÓLICO TOABRÉ, S.A.	Toabré Etapa 2	22.00			22.00					
6	2028	PARQUE EÓLICO TOABRÉ, S.A.	Toabré Etapa 3	22.00			22.00					
11	2028	PANAMA SOLAR INTEGRAL	PV Cotaba Solar (Fase 2)	125.00		125.00						
12	2028	GENERADORA SOLAR OCCIDENTE, S.A.	Cerro Viejo Solar	20.00		20.00						
1	2029	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	4.45								4.45
1	2030	GENERICA	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 150A	150.00							150.00	
1	2030	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	4.51								4.51
1	2030	GENERADORA SOLAR SANTA CRUZ, S.A.	PV Santa Cruz Solar (Etapa 2)	100.00		100.00						
1	2031	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA, S.A.	Changuinola II (Bocas del Toro)	214.76	214.76							
1	2031	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA, S.A.	Changuinola II Unidad 3 (Bocas del Toro Minicentral)	13.70	13.70							
1	2031	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	4.55								4.55
1	2032	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	4.80								4.80
1	2033	GENERICA	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250A	250.00							250.00	
1	2033	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	4.66								4.66
1	2034	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	4.90								4.90
1	2035	GENERICA	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250B	250.00							250.00	
1	2035	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	4.97								4.97
1	2036	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	5.01								5.01
1	2037	GENERICA	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250C	250.00							250.00	
1	2037	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	5.10								5.10
1	2038	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	5.26								5.26
1	2039	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	5.25								5.25

Periodo	2025-2029		2030-2034		2035-2039		2040-2044	
Tecnología	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro
Hídrica	232.61		4.15		228.46			
Solar	1637.50		1537.50		100.00			
Eólica	250.40		250.40					
Bunker		[illegible]		[illegible]				
Diésel		[illegible]		[illegible]				
Carbón								
GNL	900.00				400.00		500.00	
Biomasa								
Prosumidor	247.43		193.97		22.97		30.49	
Total	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	751.43	0.00	530.49	0.00

**Nota: La incorporación de esta capacidad termoeléctrica basada en GNL se justifica en función del criterio de confiabilidad del sistema eléctrico.*

Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2025).

744

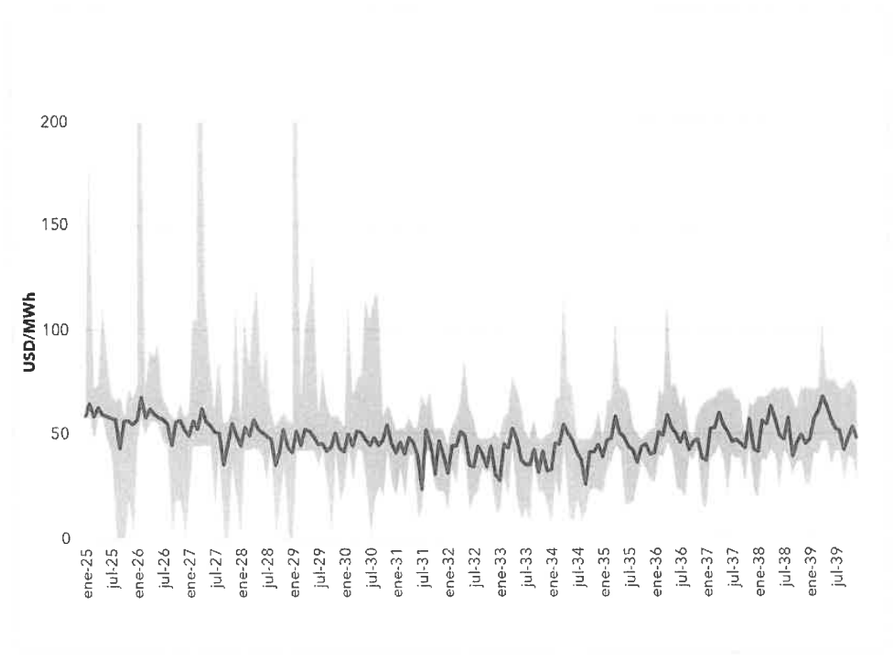
El Gráfico 7. 10 presenta el comportamiento del Costo Marginal del Sistema (CMS) bajo las condiciones estipuladas en el escenario B.

Al analizar la evolución del costo marginal en los Escenarios A1 y B, se identifican diferencias significativas a partir del año 2029, cuando originalmente se proyectaba la entrada en operación de las interconexiones internacionales. En el escenario B, el retraso en dichas interconexiones limita el intercambio de energía con los países vecinos, lo que se traduce en un incremento del costo marginal en varios meses de ese año.

Las mayores diferencias se registran entre enero y diciembre de 2029, con una diferencia máxima de 15.27 USD/MWh observada en octubre. Este comportamiento refleja una mayor dependencia de generación interna, especialmente termoeléctrica, en ausencia de las importaciones previstas, lo que eleva el costo marginal del sistema.

En conclusión, el retraso en las interconexiones genera un impacto directo en el costo marginal, haciendo evidente la relevancia de su incorporación oportuna para garantizar una operación más eficiente y económica del sistema eléctrico.

Gráfico 7. 10: Costo Marginal del Sistema de Panamá del Escenario B



Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2025).

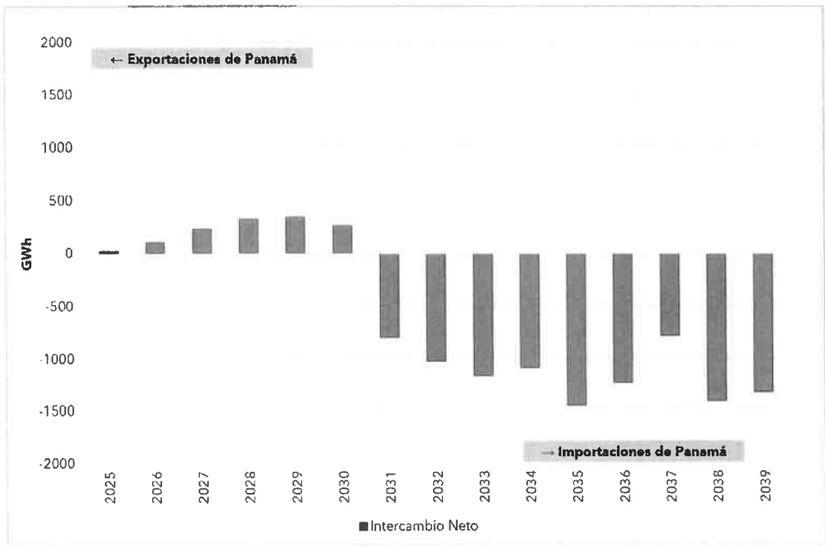
745

En el Gráfico 7. 11 se presenta el análisis del intercambio neto de energía entre los Escenarios A1 y B durante el periodo 2025-2039. Hasta el año 2028, ambos escenarios exhiben volúmenes similares de intercambio energético con el mercado regional. No obstante, a partir de 2029 se evidencia una diferencia significativa en los niveles de intercambio debido al retraso en la entrada en operación de las interconexiones internacionales en el escenario B.

En A1, el volumen absoluto de intercambio se incrementa sustancialmente a partir de 2029, superando los 1,400 GWh en los años 2029 y 2030, reflejando una alta integración con el sistema regional. Por el contrario, en el escenario B, el intercambio en esos mismos años es considerablemente menor, con valores de 347 GWh en 2029 y 265 GWh en 2030. Esta diferencia de más de 1,000 GWh por año pone en evidencia la limitación operativa que representa el retraso de las interconexiones para el sistema eléctrico.

En consecuencia, el escenario B opera con una menor capacidad de intercambio energético, lo que reduce la flexibilidad del sistema para acceder a recursos regionales más competitivos.

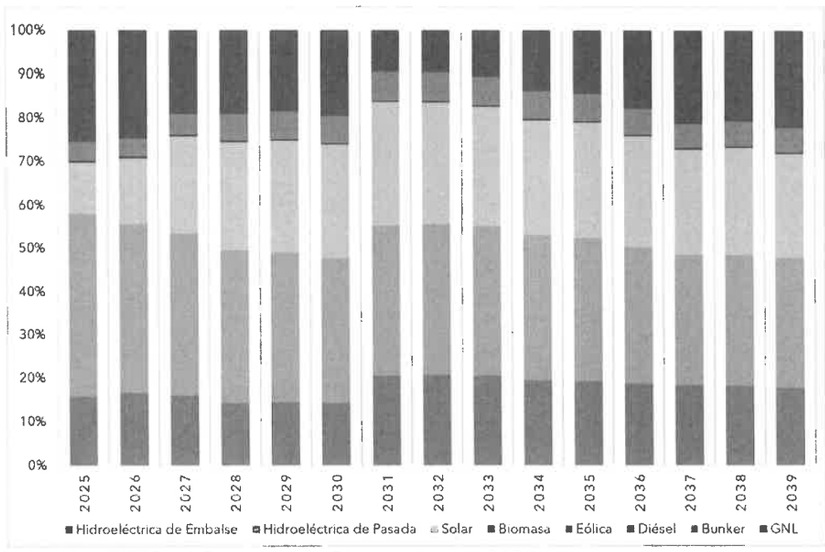
Gráfico 7. 11: Intercambios de Energía con Centroamérica y Colombia del Escenario B



Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2025).

En el Gráfico 7. 12 se puede apreciar la composición de la generación del sistema, desde el punto de vista del despacho, los Escenarios A1 y B presentan una participación tecnológica similar en fuentes renovables e hidroeléctricas durante el periodo 2025-2039. Sin embargo, en los años 2029 y 2030 se observa una diferencia marcada: el retraso en la entrada en operación de las interconexiones internacionales en el escenario B limita el intercambio regional y obliga a cubrir la demanda con mayor generación térmica local, especialmente a partir de unidades a GNL y bunker. Esta mayor participación de tecnologías fósiles impacta directamente en los costos operativos y en las emisiones asociadas, resaltando el papel clave de las interconexiones para garantizar un despacho más eficiente y sostenible.

Gráfico 7. 12: Porcentaje de Participación de Generación del Escenario B

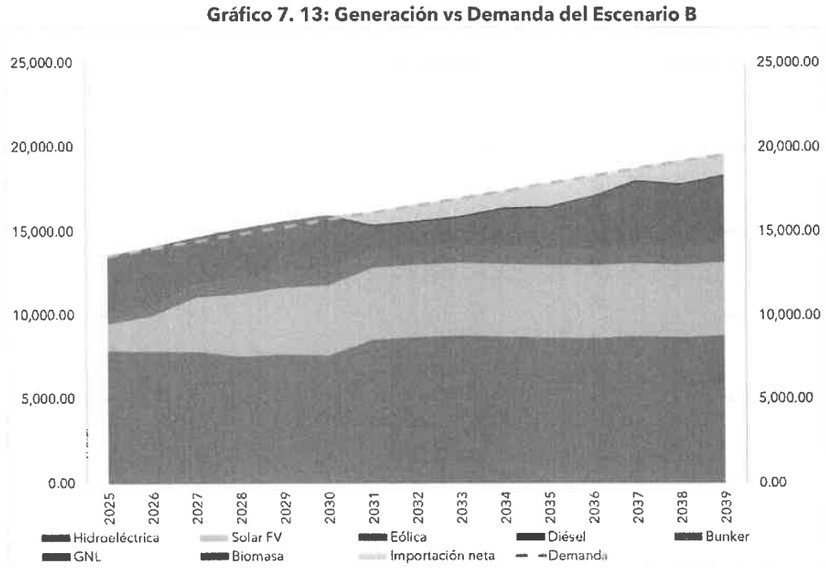


Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2025).

747

En el Gráfico 7. 13, El análisis de la generación eléctrica del Sistema Interconectado Nacional en el escenario B muestra una creciente participación de fuentes renovables no convencionales, destacando el aumento sostenido de la generación solar, que supera los 4,400 GWh en 2039, y el impulso de la generación eólica a partir de 2027. La generación hidroeléctrica se mantiene como columna vertebral del sistema, con una mayor contribución a partir de 2031 por la entrada de nuevas centrales como Changuinola II. La generación térmica, en especial con GNL y bunker, presenta una participación más marcada entre 2029 y 2030, ante la menor disponibilidad de importaciones en esos años. A partir de 2031, las interconexiones internacionales permiten incorporar mayores volúmenes de energía importada, superando los 1,300 GWh anuales hacia el final del periodo. Esta combinación fortalece la diversificación tecnológica del sistema y su capacidad para atender una demanda creciente de forma eficiente.

Gráfico 7. 13: Generación vs Demanda del Escenario B



Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2025).

748

Tabla 7. 12: Porcentajes de penetración de energía en la demanda del Escenario B

	Generación (GWh)					Porcentaje de Penetración		
Año	**Hidroeléctrica**	**Renovables**	**Termoeléctrica**	**Total**	**Demanda**	**Hidroeléctrica**	**Renovables**	**Termoeléctrica**
2025	7,911.74	2,232.20	3,449.97	13,593.91	13,567.72	58.20%	16.42%	25.38%
2026	7,871.63	2,764.33	3,466.92	14,102.87	13,998.13	55.82%	19.60%	24.58%
2027	7,854.14	4,032.72	2,774.22	14,661.07	14,428.51	53.57%	27.51%	18.92%
2028	7,543.75	4,774.79	2,865.70	15,184.25	14,858.86	49.68%	31.45%	18.87%
2029	7,691.83	5,050.56	2,893.82	15,636.21	15,289.19	49.19%	32.30%	18.51%
2030	7,634.23	5,228.67	3,121.81	15,984.71	15,719.61	47.76%	32.71%	19.53%
2031	8,547.39	5,411.03	1,439.95	15,398.37	16,149.95	55.51%	35.14%	9.35%
2032	8,723.15	5,415.05	1,491.59	15,629.79	16,580.34	55.81%	34.65%	9.54%
2033	8,812.49	5,421.62	1,689.91	15,924.01	17,010.72	55.34%	34.05%	10.61%
2034	8,742.12	5,423.39	2,269.59	16,435.09	17,441.08	53.19%	33.00%	13.81%
2035	8,674.90	5,457.06	2,374.26	16,506.23	17,871.46	52.56%	33.06%	14.38%
2036	8,664.48	5,440.28	3,046.62	17,151.38	18,301.77	50.52%	31.72%	17.76%
2037	8,775.35	5,447.03	3,803.57	18,025.95	18,732.15	48.68%	30.22%	21.10%
2038	8,702.93	5,455.61	3,680.82	17,839.35	19,162.55	48.78%	30.58%	20.63%
2039	8,809.23	5,486.47	4,063.74	18,359.43	19,592.91	47.98%	29.88%	22.13%

Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2025).

749

ESCENARIO C – EFICIENCIA ENERGÉTICA

El escenario C considera un crecimiento bajo de la demanda, sustentado en políticas energéticas orientadas a promover la eficiencia, una matriz de generación diversificada, la incorporación gradual de generación distribuida y precios de combustibles proyectados conforme a estimaciones de la EIA. A continuación, se presenta un resumen de este escenario en Tabla 7. 13.

Tabla 7. 13 Resumen de Escenario C

ESCENARIO	DESCRIPCIÓN
Eficiencia Energética (C)	Conserva los supuestos del Escenario A1, modificando únicamente la demanda proyectada. Demanda: - Crecimiento de demanda reducida (demanda baja): medidas de eficiencia energética.

A continuación, se desarrollan en mayor detalle los aspectos previamente mencionados:

Demanda: Se basa en los resultados de crecimiento bajo de la demanda del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional (PESIN), que proyecta una demanda máxima de 2,658.21 MW para el año 2039. La eficiencia energética se refiere al uso óptimo de la energía, mediante la aplicación de tecnologías, prácticas y hábitos que reducen el consumo y las pérdidas de energía, sin afectar la calidad de vida o el desarrollo económico. Se asume que la eficiencia energética se aplica tanto en el sector residencial, comercial, industrial como público.

Resultados

El costo de este Escenario C es de 3,335.17 millones de dólares como podemos observar en la Tabla 7. 14 y el cronograma de Expansión se presenta en la Tabla 7. 15.

Este escenario fue elaborado conforme a los lineamientos del SNE y mantiene los supuestos del escenario A1, con la diferencia de que adopta una proyección baja de demanda, resultado de la implementación de medidas de eficiencia energética.

Esta menor demanda proyectada reduce la necesidad de incorporar plantas genéricas de GNL para cubrir la potencia firme, lo que disminuye el costo de inversión. En comparación, el escenario A1, basado en una demanda moderada, requiere una mayor participación de estas plantas, lo que incrementa la inversión total. Asimismo, los costos de operación y ambientales en el Escenario C alcanzan a 700.99 millones y 92.24 millones de dólares, respectivamente. Estas reducciones se deben a la menor utilización de tecnologías térmicas, tanto por la menor demanda que debe ser atendida como por el menor número de plantas requeridas, lo que también implica una disminución en las emisiones de CO_2.

750

Tabla 7. 14: Costos del Escenario C

Costo	Escenario C
Inversión	2,541.93
Déficit	0.01
Operación	700.99
Ambiental	92.24
Total	**3,335.17**

Nota: Los valores están dados en millones de dólares

Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2025).

751

Tabla 7. 15: Cronograma de Expansión del Escenario C

Año	Mes	Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Hidro	Solar	Eólica	Biomasa	Térmica	Cogen	GNL	Almacen	Importación
1	2025	CELSIA CENTROAMÉRICA, S.A.	9 de enero J. Brown G6	34.00					34.00				
1	2025	CELSIA CENTROAMÉRICA, S.A.	9 de enero Unidad 8	34.00					34.00				
1	2025	CELSIA CENTROAMÉRICA, S.A.	Cativa	87.00				87.00					
1	2025	SOLAR LOADGE, S.A.	La Torre Solar	5.00		5.00							
1	2025	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidoras	166.85									166.85
1	2025	SAN LORENZO SOLAR, S.A.	San Lorenzo Solar	5.00		5.00							
4	2025	AES PANAMÁ S.R.L.	Corotú Solar	9.98		9.98							
4	2025	SANTIAGO SOLAR PTY, CORP	PV Santiago PTY 1	9.99		9.99							
4	2025	SANTIAGO SOLAR PTY, CORP	PV Santiago PTY 2	9.99		9.99							
4	2025	SANTIAGO SOLAR PTY, CORP	PV Santiago PTY 3	9.99		9.99							
4	2025	SANTIAGO SOLAR PTY, CORP	PV Santiago PTY 4	9.99		9.99							
4	2025	SANTIAGO SOLAR PTY, CORP	PV Santiago PTY 5	9.99		9.99							
4	2025	SANTIAGO SOLAR PTY, CORP	PV Santiago PTY 6	9.99		9.99							
4	2025	SANTIAGO SOLAR PTY, CORP	PV Santiago PTY 7	9.99		9.99							
5	2025	AES PANAMÁ, S.R.L.	PV Esti Solar 2	17.00		17.00							
6	2025	GENERADORA DE ENERGÍA RENOVABLE, S.A.	Campo Solar La Victoria	10.00		10.00							
6	2025	GRANJA SOLAR ALANJE UNO, S.A.	PV Solar Alanje 1	9.99		9.99							
6	2025	GRANJA SOLAR ALANJE DOS, S.A.	PV Solar Alanje 2	9.99		9.99							
6	2025	GRANJA SOLAR ALANJE TRES, S.A.	PV Solar Alanje 3	9.99		9.99							
6	2025	PANASOLAR CLEAN POWER, S.A.	PV Panasolar IV	10.00		10.00							
6	2025	PANASOLAR CLEAN POWER, S.A.	PV Panasolar V	10.00		10.00							
8	2025	GED GERSOL UNO, S.A.	Llano Sánchez	9.99		9.99							
9	2025	GED GERSOL DOS, S.A.	La Salamanca	7.30		7.30							
11	2025	GENERADORA BRILLO SOLAR, S.A.	Brillo Solar	9.90		9.90							
11	2025	CLEAN ENERGY SANTA CRUZ CORP.	Clean Solar	3.00		3.00							
12	2025	ECOENER RENOVABLE PANAMA, S.A.	PV Santiago (Ecoener)	9.90		9.90							
12	2025	ECOENER PRODUCTORA PANAMA, S.A.	PV La Mesa (Ecoener)	9.99		9.99							

Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2025).

752

Cronograma de Expansión del Escenario C (Continuación: 2/4)

1	2026	SOLAR DEVELOPMENT PANAMA, S.A.	El Chumical I	19.80		19.80							
1	2026	ARGENTUM SOLAR, S.A.	Cacao Solar	9.90		9.90							
1	2026	ARGENTUM SOLAR, S.A.	PV La Cantera	4.95		4.95							
1	2026	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	18.82									18.82
2	2026	ALMACENADORA SOLAR PANAMA OESTE, S.A.	Almacenadora Solar	8.00		8.00							
3	2026	CARMALENGO INVESTMENT CORP.	Forcan Solar	9.90		9.90							
4	2026	JAGÜITO GREEN ENERGY I, S.A.	Jagüito Green Energy I	9.90		9.90							
4	2026	JAGÜITO GREEN ENERGY II, S.A.	Jagüito Green Energy II	9.90		9.90							
4	2026	JAGÜITO GREEN ENERGY III, S.A.	Jagüito Green Energy III	9.90		9.90							
6	2026	MEGA SOLAR POWER GENERATION, S.A.	PV Megacolor	10.00		10.00							
6	2025	ECOENER SOLAR PANAMA, S.A.	PV San Bartolo (Ecoener)	9.99		9.99							
6	2026	ECOENER GENERADORA PANAMA, S.A.	PV Agua Viva	9.90		9.90							
7	2026	HELIOS APOLO SOLAR, S.A.	PV Gualaca Solar (Helios)	60.00		60.00							
7	2025	GENERADORA SOLAR SANTA CRUZ, S.A.	PV Santa Cruz Solar (Etapa 1, Fase 1)	80.00		80.00							
11	2026	PANAMA SOLAR INTEGRAL	PV Cotaba Solar (Fase 1)	125.00		125.00							
12	2026	PAN ENERGY II	Boquerón Solar	10.00		10.00							
12	2026	AES PANAMA S.R.L.	Flamboyan	19.90		19.90							
12	2026	LAS LOMAS SOLAR ELECTRIC, S.A.	Las Lomas	105.00		105.00							
12	2026	PANASOLAR GENERADORA DE POTENCIA VERDE, S.A.	Panasolar VII	9.90		9.90							
12	2026	PANASOLAR GENERADORA DE POTENCIA VERDE, S.A.	Panasolar VIII	9.90		9.90							
12	2026	PANASOLAR GENERADORA DE POTENCIA VERDE, S.A.	Panasolar IX	9.90		9.90							
12	2026	AES PANAMA S.R.L.	Veranera	19.90		19.90							
1	2027	HIDROELÉCTRICA MACANO II, S.A.	RP-550	4.15	4.15								
1	2027	SANTA CRUZ WIND, S.A.	Santa Cruz	68.40			68.40						
1	2027	SOLAR GREEN, S.A.	El Coco	10.00		10.00							
1	2027	LUZ ENERGY INTERNATIONAL CORP., S.A.	Agua Fría	10.00		10.00							
1	2027	ENERGY GREEN CORPORATION, S.A.	Las Lajas	80.00		80.00							
1	2027	SOLAR DESIGN	PV La Hueca	70.00		70.00							
1	2027	SB-1 PROJECT S.A.	San Bartolo 1	10.00		10.00							
1	2027	SB-2 PROJECT S.A.	San Bartolo 2	10.00		10.00							
1	2027	SB-3 PROJECT INC	San Bartolo 3	10.00		10.00							
1	2027	SB-4 PROJECT INC	San Bartolo 4	10.00		10.00							
1	2027	PANASOLAR CLEAN POWER, S.A.	Panasolar VI	9.90		9.90							
1	2027	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	4.01									4.01
1	2027	GENERADORA SOLAR SANTA CRUZ, S.A.	PV Santa Cruz Solar (Etapa 1, Fase 2)	20.00		20.00							
7	2027	RA SOLAR, S.A.	Ra Solar	20.00		20.00							
8	2027	AVANZALIA PANAMA, S.A.	PV Penonomé 2	120.00		120.00							
9	2027	DESARROLLO Y ENERGÍA RENOVABLE S.A.	PV Palma Solar	44.00		44.00							

Referencia: (ETESA, 2024).

753

Cronograma de Expansión del Escenario C (Continuacion: 3/3)

1	2028	UKA PARQUE EÓLICO LA COLORADA S.A	La Colorada	138.00			138.00				
1	2028	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	4.29							4.29
1	2028	GRUPO DOE, S.A.	La Unión Solar	90.00		90.00					
5	2028	AES PANAMÁ S.R.L.	Coclé Solar 1	150.00		150.00					
6	2028	PARQUE EÓLICO TOABRÉ, S.A.	Toabre Etapa 2	22.00			22.00				
6	2028	PARQUE EÓLICO TOABRÉ, S.A.	Toabre Etapa 3	22.00			22.00				
11	2028	PANAMA SOLAR INTEGRAL	PV Cotaba Solar (Fase 2)	125.00		125.00					
12	2028	GENERADORA SOLAR OCCIDENTE, S.A.	Cerro Viejo Solar	20.00		20.00					
1	2029	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	4.45							4.45
1	2030	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	4.51							4.51
1	2030	GENERADORA SOLAR SANTA CRUZ, S.A.	PV Santa Cruz Solar (Etapa 2)	100.00		100.00					
1	2031	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA, S.A.	Changuinola II (Bocas del Toro)	214.76	214.76						
1	2031	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA, S.A.	Changuinola II Unidad 1 (Bocas del Toro Mancomunal)	13.70	13.70						
1	2031	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	4.55							4.55
1	2032	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	4.88							4.88
1	2033	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	4.66							4.66
1	2034	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	4.90							4.90
1	2035	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	4.97							4.97
1	2036	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	5.01							5.01
1	2037	GENÉRICA	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250A	250.00						250.00	
1	2037	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	5.10							5.10
1	2038	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	5.26							5.26
1	2039	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	5.25							5.25

Periodo	2025-2027		2028-2028		2029-2033		2034-2039	
Tecnología	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro
Hidro	222.61		4.15		228.46			
Solar	1637.50		1537.50		100.00			
Eólico	250.40		250.40					
Bunker								
Diésel								
Carbón								
GNL	250.00						250.00	
Biomasa								
Prosumidor	247.43		193.97		22.97		30.49	
Total	2613.94	-135.00	1965.02	-155.00	851.43	0.00	280.49	0.00

**Nota: La incorporación de esta capacidad termoeléctrica basada en GNL se justifica en función del criterio de confiabilidad del sistema eléctrico.*

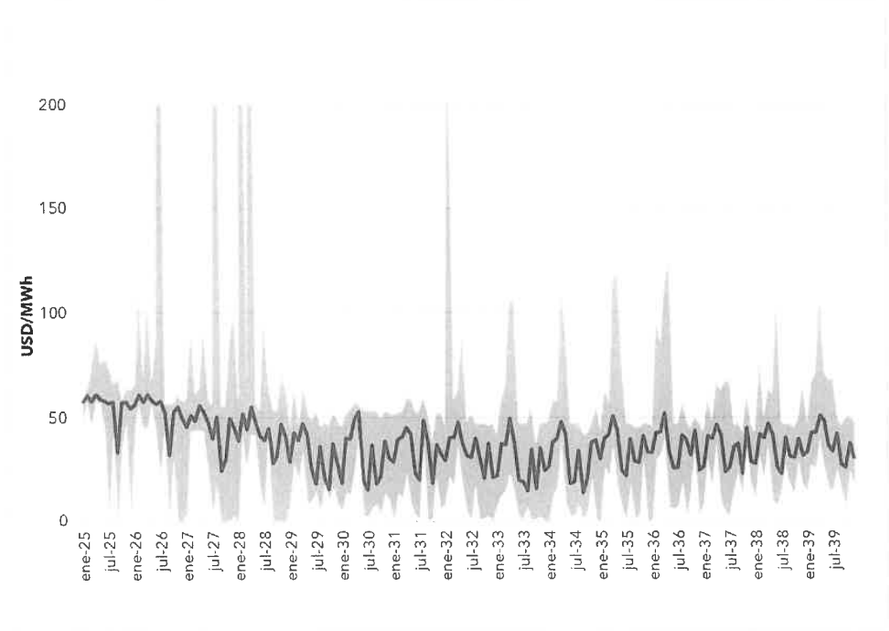
Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2025).

El Gráfico 7. 14 presenta el comportamiento del Costo Marginal del Sistema (CMS) bajo las condiciones del escenario C, que se basa en una proyección baja de demanda debido a medidas de eficiencia energética. En general, el CMS en este escenario es más bajo que en el escenario A1, que considera una demanda moderada. Esta diferencia es especialmente notable a partir de 2030, con valores mínimos en meses críticos como julio y septiembre, donde el CMS alcanza aproximadamente 15.2 y 18.3 dólares/MWh, respectivamente, cifras significativamente inferiores a las del escenario A1 en esos mismos períodos.

La reducción en los costos marginales se debe a una menor generación termoeléctrica, consecuencia directa de la demanda más baja que reduce la necesidad de plantas térmicas para garantizar la potencia firme. Mientras la generación hidroeléctrica se mantiene estable y la generación renovable aumenta, la dependencia de térmicas disminuye, lo que se traduce en menores costos operativos y emisiones ambientales.

En resumen, el escenario C representa un sistema eléctrico más eficiente y menos dependiente de la generación térmica, con costos marginales y operativos inferiores en comparación con el escenario A1, reflejando una mejor optimización bajo condiciones de demanda reducida.

Gráfico 7. 14: Costo Marginal del Sistema de Panamá del Escenario C



Referencia: (ETESA, 2024).

755

El Gráfico 7. 15. muestra el patrón de intercambio neto de energía del escenario C, basado en una demanda baja por eficiencia energética, que refleja una mayor capacidad de exportación y una menor dependencia de importaciones en comparación con el escenario A1.

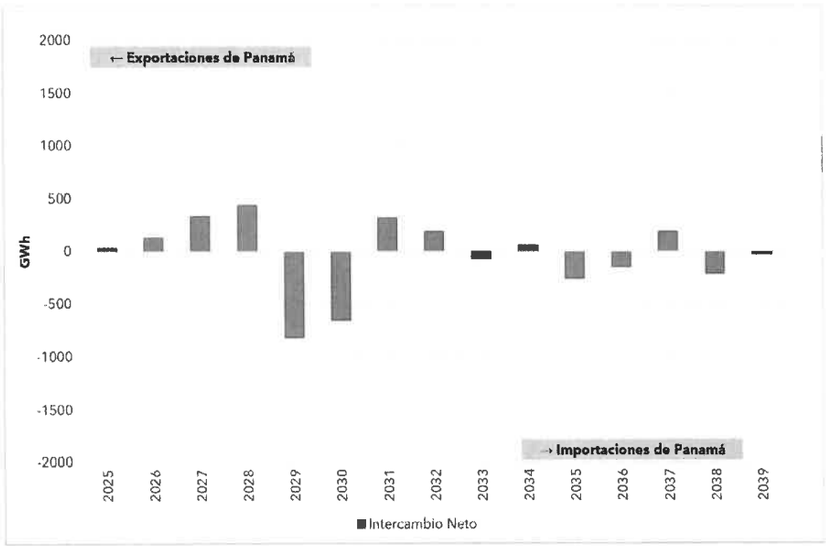
Durante los primeros años (2025–2028), el escenario C presenta exportaciones netas significativas, alcanzando hasta 440 GWh en 2028. A partir de 2029, cuando las interconexiones internacionales entran en operación, las importaciones netas disminuyen notablemente, con 815 GWh en 2029 y 653 GWh en 2030.

Entre 2031 y 2037, el escenario C alterna entre exportaciones netas y bajas importaciones, destacando exportaciones de 318 GWh en 2031 y 186 GWh en 2037, evidenciando un sistema más equilibrado y menos dependiente de la energía externa.

En los últimos años (2038 y 2039), se observan importaciones netas moderadas de 212 GWh y 33 GWh respectivamente, manteniendo una menor necesidad de energía externa en comparación con períodos anteriores.

Por su parte, el escenario A1, que parte de una demanda moderada, mantiene durante todo el periodo una tendencia general a importar energía de forma significativa, especialmente a partir de la entrada en operación de las interconexiones, con valores que alcanzan hasta 1,446 GWh, reflejando una mayor dependencia de fuentes externas para cubrir la demanda del sistema.

Gráfico 7. 15: Intercambios de energía con Centroamérica y Colombia del Escenario C



Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2025).

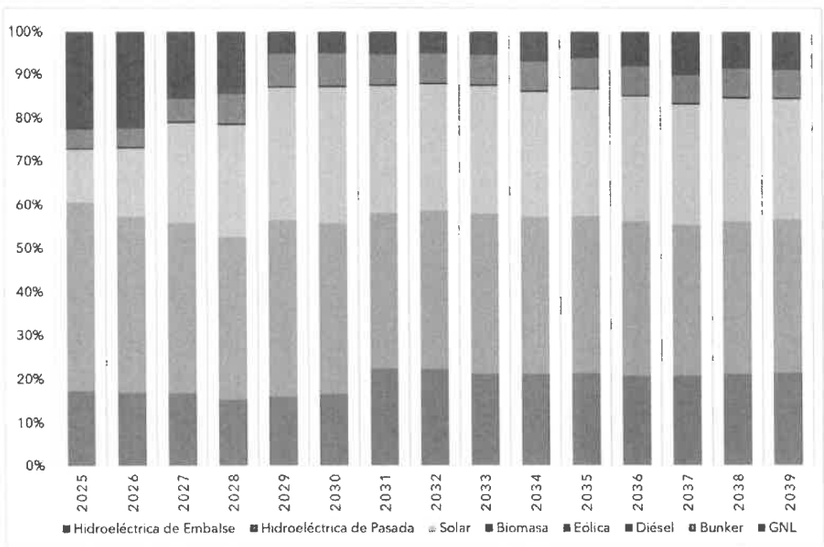
756

En el Gráfico 7. 16 se presenta la evolución de la generación eléctrica entre 2025 y 2039. A lo largo del periodo, se evidencia una transición progresiva hacia tecnologías más limpias y sostenibles, en concordancia con una menor demanda proyectada como resultado de medidas de eficiencia energética.

En los primeros años del análisis, la generación hidroeléctrica concentra más del 60% de la generación total, aunque esta participación disminuye gradualmente hasta estabilizarse en torno al 57% hacia 2039. Paralelamente, las fuentes renovables no convencionales muestran un crecimiento sostenido: la energía solar incrementa su participación del 12% en 2025 a más del 27% al final del periodo, mientras que la energía eólica se mantiene en niveles cercanos al 7%.

En contraste, la participación del gas natural licuado (GNL) desciende notablemente, al pasar del 22% en 2025 a apenas un 8% en 2039, reflejando una menor dependencia de tecnologías térmicas de mayor costo.

Gráfico 7. 16: Porcentaje de Participación de Generación del Escenario C



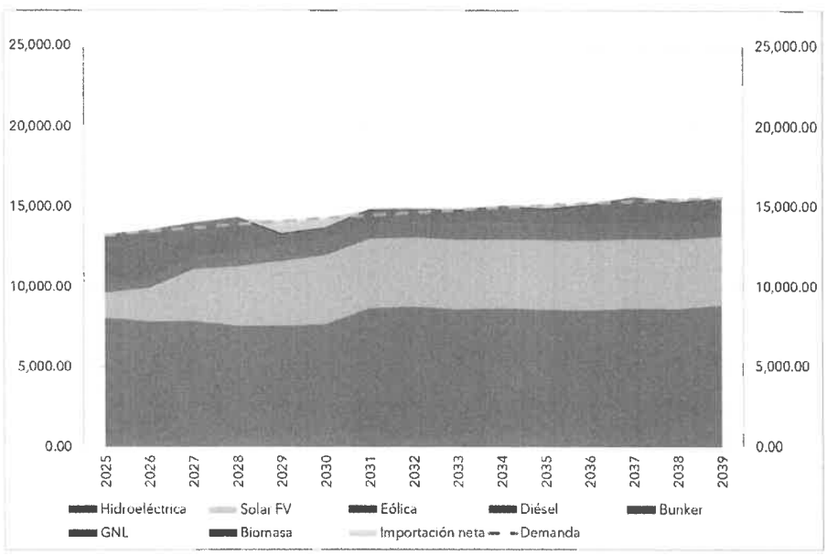
Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2025).

757

En el Gráfico 7. 17 presenta la evolución de la generación eléctrica por fuente en el Sistema Interconectado Nacional durante el periodo 2025-2039. Se observa una expansión progresiva de las fuentes renovables no convencionales, especialmente la solar y la eólica, que ganan participación dentro de la matriz energética. La generación hidroeléctrica se mantiene como el pilar del sistema, con una presencia constante a lo largo del periodo.

En paralelo, se reduce gradualmente la participación de tecnologías térmicas como el GNL y el diésel, reflejando una menor dependencia de fuentes fósiles. A partir de 2029, se incorpora la importación de energía como un nuevo componente de la oferta, favorecida por la entrada en operación de interconexiones regionales que fortalecen la integración eléctrica con países vecinos.

Gráfico 7. 17: Generación vs Demanda del Escenario C



Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2025).

758

Tabla 7. 16: Porcentajes de penetración de energía en la demanda del Escenario C

	Generación (GWh)					Porcentaje de Penetración		
	Hidroeléctrica	**Renovables**	**Termoeléctrica**	**Total**	**Demanda**	**Hidroeléctrica**	**Renovables**	**Termoeléctrica**
2025	8,056.25	2,232.36	2,974.72	13,263.33	13,228.27	60.74%	16.83%	22.43%
2026	7,809.04	2,761.75	3,025.97	13,596.76	13,465.07	57.43%	20.31%	22.26%
2027	7,843.11	3,995.65	2,183.27	14,022.02	13,691.29	55.93%	28.50%	15.57%
2028	7,563.17	4,703.49	2,080.59	14,347.25	13,907.05	52.72%	32.78%	14.50%
2029	7,543.36	5,121.65	680.75	13,345.77	14,112.22	56.52%	38.38%	5.10%
2030	7,644.33	5,377.47	697.69	13,719.50	14,306.89	55.72%	39.20%	5.09%
2031	8,658.40	5,418.16	786.28	14,862.85	14,491.05	58.26%	36.45%	5.29%
2032	8,766.86	5,400.41	743.99	14,911.26	14,664.61	58.79%	36.22%	4.99%
2033	8,610.57	5,403.47	800.40	14,814.44	14,827.62	58.12%	36.47%	5.40%
2034	8,653.43	5,400.37	1,038.14	15,091.95	14,980.16	57.34%	35.78%	6.88%
2035	8,587.33	5,419.59	916.93	14,923.85	15,122.10	57.54%	36.31%	6.14%
2036	8,550.12	5,407.79	1,205.64	15,163.55	15,253.56	56.39%	35.66%	7.95%
2037	8,673.17	5,382.88	1,565.18	15,621.23	15,374.49	55.52%	34.46%	10.02%
2038	8,646.02	5,381.11	1,309.52	15,336.65	15,484.80	56.37%	35.09%	8.54%
2039	8,862.53	5,383.17	1,368.60	15,614.30	15,584.61	56.76%	34.48%	8.77%

Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2025).

759

ESCENARIO D – MOVILIDAD ELÉCTRICA

El escenario D (Movilidad Eléctrica) evalúa el impacto de la movilidad eléctrica en el sector eléctrico de Panamá, incorporando todos los elementos del escenario de Referencia A1. A continuación, se presenta un resumen de este escenario en la Tabla 7. 17.

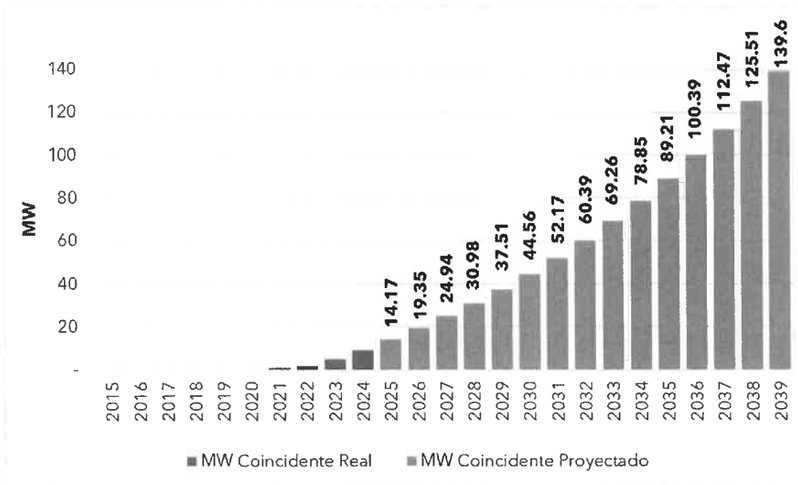
Tabla 7. 17 Resumen del Escenario D

ESCENARIO	DESCRIPCIÓN
Movilidad Eléctrica (D)	Conserva los supuestos del Escenario A1, incorporando una proyección de demanda ajustada por el aumento en el consumo asociado a la movilidad eléctrica. Movilidad eléctrica: - Siguiendo la curva estimada por la SNE.

A continuación, se desarrollan en mayor detalle los aspectos previamente mencionados:

Consumo: Se considera el aumento en la demanda eléctrica asociado a la movilidad eléctrica, siguiendo la curva de crecimiento presentada en el Gráfico 7. 18, la cual responde a los criterios establecidos por la SNE. La movilidad eléctrica, entendida como el uso de vehículos eléctricos que se recargan a través de la red, se proyecta para el año 2039 con una potencia coincidente de 14.17 MW, un consumo anual de 1,502.38 MWh y un factor de carga del 1.21%.

Gráfico 7. 18 Potencia Coincidente de la Movilidad Eléctrica



760

El costo de este escenario D es de 3,852.70 millones de dólares como podemos observar en la Tabla 7. 18 y el cronograma de Expansión se presenta en la Tabla 7.19. Este escenario contempla un aumento en la demanda eléctrica por la incorporación gradual de vehículos eléctricos, según proyecciones de la SNE.

Con respecto al Escenario A1, el costo total es un 0.41% más alto, debido a que se requiere cubrir una demanda mayor de forma continua, lo que incrementa ligeramente la inversión. En consecuencia, el monto total asciende a 2,677.49 millones de dólares, lo que representa un aumento del 0.6%. Esto indica que, aunque se incorpora una carga adicional por movilidad eléctrica, la inversión requerida no cambia significativamente de la contemplada en el Escenario de Referencia A1.

En cuanto a los costos de operación, estos totalizan 1,054.59 millones de dólares, lo que representa una leve disminución del 0.1 %. Esta pequeña diferencia se debe a que la demanda asociada a la movilidad eléctrica no genera un cambio significativo en los costos operativos, resultando en valores prácticamente equivalentes entre ambos escenarios. Por su parte, el costo ambiental también se mantiene en niveles muy similares a los observados en el Escenario de Referencia A1.

En conclusión, la incorporación gradual de vehículos eléctricos conlleva un incremento en los costos totales y en los requerimientos de inversión, compensado parcialmente por una moderada disminución en los costos operativos. Este cambio no genera variaciones significativas en los costos ambientales asociados.

Tabla 7. 18: Costos del Escenario D

Costo	Escenario D
Inversión	2,677.49
Déficit	0.02
Operación	1,054.59
Ambiental	120.60
Total	**3,852.70**

Nota: Los valores están dados en millones de dólares

Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2025).

761

Tabla 7. 19: Cronograma de Expansión del Escenario D

Mes	Año	Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Hidro	Solar	Eólica	Biomasa	Diesel	Carbón	GNL	Térmica	Pumped
1	2025	CELSIA CENTROAMÉRICA S.A.	9 de enero J. Brown G6	-34.00					-34.00				
1	2025	CELSIA CENTROAMÉRICA S.A.	9 de enero Unidad 6	-34.00					-34.00				
1	2025	CELSIA CENTROAMÉRICA S.A.	Cativa	-87.00				87.00					
1	2025	SOLAR LOADGE, S.A.	La Torre Solar	5.00		5.00							
1	2025	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Fotovoltaicos	166.85									166.85
1	2025	SAN LORENZO SOLAR, S.A.	San Lorenzo Solar	5.00		5.00							
4	2025	AES PANAMÁ S.R.L.	Corotú Solar	9.98		9.98							
4	2025	SANTIAGO SOLAR PTY, CORP	PV Santiago PTY 1	9.99		9.99							
4	2025	SANTIAGO SOLAR PTY, CORP	PV Santiago PTY 2	9.99		9.99							
4	2025	SANTIAGO SOLAR PTY, CORP	PV Santiago PTY 3	9.99		9.99							
4	2025	SANTIAGO SOLAR PTY, CORP	PV Santiago PTY 4	9.99		9.99							
4	2025	SANTIAGO SOLAR PTY, CORP	PV Santiago PTY 5	9.99		9.99							
4	2025	SANTIAGO SOLAR PTY, CORP	PV Santiago PTY 6	9.99		9.99							
4	2025	SANTIAGO SOLAR PTY, CORP	PV Santiago PTY 7	9.99		9.99							
5	2025	AES PANAMÁ, S.R.L.	PV Esti Solar 2	17.00		17.00							
6	2025	GENERADORA DE ENERGÍA RENOVABLE, S.A.	Campo Solar La Victoria	10.00		10.00							
6	2025	GRANJA SOLAR ALANJE UNO, S.A.	PV Solar Alanje 1	9.99		9.99							
6	2025	GRANJA SOLAR ALANJE DOS, S.A.	PV Solar Alanje 2	9.99		9.99							
6	2025	GRANJA SOLAR ALANJE TRES, S.A.	PV Solar Alanje 3	9.99		9.99							
6	2025	PANASOLAR CLEAN POWER, S.A.	PV Panasolar IV	10.00		10.00							
6	2025	PANASOLAR CLEAN POWER, S.A.	PV Panasolar V	10.00		10.00							
8	2025	GED GERSOL UNO, S.A.	Llano Sánchez	9.99		9.99							
9	2025	GED GERSOL DOS, S.A.	La Salamanca	7.30		7.30							
11	2025	GENERADORA BRILLO SOLAR, S.A.	Brillo Solar	9.90		9.90							
11	2025	CLEAN ENERGY SANTA CRUZ CORP.	Clean Solar	3.00		3.00							
12	2025	ECOENER RENOVABLE PANAMA, S.A.	PV Santiago (Ecoener)	9.90		9.90							
12	2025	ECOENER PRODUCTORA PANAMA, S.A.	PV La Mesa (Ecoener)	9.99		9.99							

Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2025).

762

Cronograma de Expansión del Escenario D (Continuación: 2/3)

1	2026	SOLAR DEVELOPMENT PANAMÁ, S.A.	El Chumical I	19.80		19.80							
1	2026	ARGENTUM SOLAR, S.A.	Cacao Solar	9.90		9.90							
1	2026	ARGENTUM SOLAR, S.A.	PV La Cantera	4.95		4.95							
1	2026	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	18.82									18.82
2	2026	ALMACENADORA SOLAR PANAMA OESTE, S.A.	Almacenadora Solar	8.00		8.00							
3	2026	CARIMALENGO INVESTMENT CORP.	Forsun Solar	9.90		9.90							
4	2026	JAGUITO GREEN ENERGY I, S.A.	Jaguito Green Energy I	9.90		9.90							
4	2026	JAGUITO GREEN ENERGY II, S.A.	Jaguito Green Energy II	9.90		9.90							
4	2026	JAGUITO GREEN ENERGY III, S.A.	Jaguito Green Energy III	9.90		9.90							
6	2026	MESA SOLAR POWER GENERATION S.A.	PV Megasolar	10.00		10.00							
6	2026	ECOENER SOLAR PANAMA, S.A.	PV San Bartolo (Ecoener)	9.99		9.99							
6	2026	ECOENER GENERADORA PANAMA, S.A.	PV Aguja Viva	9.90		9.90							
7	2026	HELIOS APOLO SOLAR, S.A.	PV Guabalá Solar (Helios)	60.00		60.00							
7	2026	GENERADORA SOLAR SANTA CRUZ, S.A.	PV Santa Cruz Solar (Etapa 1, Fase 1)	80.00		80.00							
11	2026	PANAMA SOLAR INTEGRAL	PV Cotaba Solar (Fase 1)	125.00		125.00							
12	2026	PAN ENERGY II	Boquerón Solar	10.00		10.00							
12	2026	AES PANAMÁ S.R.L.	Flamboyan	19.90		19.90							
12	2026	LAS LOMAS SOLAR ELECTRIC, S.A.	Las Lomas	105.00		105.00							
12	2026	PANASOLAR GENERADORA DE POTENCIA VERDE, S.A.	Panasolar VII	9.90		9.90							
12	2026	PANASOLAR GENERADORA DE POTENCIA VERDE, S.A.	Panasolar VIII	9.90		9.90							
12	2026	PANASOLAR GENERADORA DE POTENCIA VERDE, S.A.	Panasolar IX	9.90		9.90							
12	2026	AES PANAMÁ S.R.L.	Veranera	19.90		19.90							
1	2027	HIDROELÉCTRICA MACANO II, S.A.	RP-550	4.15	4.15								
1	2027	SANTA CRUZ WIND, S.A.	Santa Cruz	68.40			68.40						
1	2027	SOLAR GREEN, S.A.	El Coco	10.00		10.00							
1	2027	LUZ ENERGY INTERNATIONAL CORP., S.A.	Agua Fría	10.00		10.00							
1	2027	ENERGY GREEN CORPORATION, S.A.	Las Lajas	30.00		30.00							
1	2027	SOLAR DESIGN	PV La Hueca	70.00		70.00							
1	2027	SB-1 PROJECT S.A.	San Bartolo 1	10.00		10.00							
1	2027	SB-2 PROJECT S.A.	San Bartolo 2	10.00		10.00							
1	2027	SB-3 PROJECT INC.	San Bartolo 3	10.00		10.00							
1	2027	SB-4 PROJECT INC.	San Bartolo 4	10.00		10.00							
1	2027	PANASOLAR CLEAN POWER, S.A.	Panasolar VI	9.90		9.90							
1	2027	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	4.01									4.01
1	2027	GENERADORA SOLAR SANTA CRUZ, S.A.	PV Santa Cruz Solar (Etapa 1, Fase 2)	20.00		20.00							
7	2027	RA SOLAR, S.A.	Ra Solar	20.00		20.00							
8	2027	AVANZALIA PANAMA, S.A.	PV Panorama 2	120.00		120.00							
9	2027	DESARROLLO Y ENERGÍA RENOVABLE S.A.	PV Pacora Solar	44.00		44.00							

Referencia: (ETESA, 2024).

763

Cronograma de Expansión del Escenario D (Continuación: 3/3)

1	2028	UKA PARQUE EÓLICO LA COLORADA S.A.	La Colorada	138.00			138.00					
1	2028	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	4.29								4.29
1	2028	GRUPO DOE, S.A.	La Unión Solar	90.00		90.00						
5	2028	AES PANAMÁ S.R.L	Coclé Solar 1	150.00		150.00						
6	2028	PARQUE EÓLICO TOABRÉ, S.A.	Toabre Etapa 2	22.00			22.00					
6	2028	PARQUE EÓLICO TOABRÉ, S.A.	Toabre Etapa 3	22.00			22.00					
11	2028	PANAMA SOLAR INTEGRAL	PV Cotaba Solar (Fase 2)	125.00		125.00						
12	2028	GENERADORA SOLAR OCCIDENTE, S.A.	Cerro Viejo Solar	20.00		20.00						
1	2029	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	4.45								4.45
1	2030	GENÉRICA	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250A	250.00							250.00	
1	2030	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	4.51								4.51
1	2030	GENERADORA SOLAR SANTA CRUZ, S.A.	PV Santa Cruz Solar (Etapa 2)	100.00		100.00						
1	2031	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA, S.A.	Changuinola II (Bocas del Toro)	214.76	214.76							
1	2031	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA, S.A.	Changuinola II Unidad 3 (Bocas del Toro Mincentral)	13.70	13.70							
1	2031	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	4.55								4.55
1	2032	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	4.60								4.60
1	2033	GENÉRICA	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250B	250.00							250.00	
1	2033	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	4.66								4.66
1	2034	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	4.90								4.90
1	2035	GENÉRICA	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250C	250.00							250.00	
1	2035	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	4.97								4.97
1	2036	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	5.01								5.01
1	2037	GENÉRICA	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250D	250.00							250.00	
1	2037	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	5.10								5.10
1	2038	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	5.26								5.26
1	2038	GENÉRICA	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250E	250.00							250.00	
1	2039	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	5.25								5.25

Periodo	2025-2029		2030-2029		2029-2033		2034-2039	
Tecnología	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro
Hídro	232.61		4.15		228.46			
Solar	1637.50		1637.50		100.00			
Eólico	250.40		250.40					
Búnker								
Diésel								
Carbón								
GNL	1250.00				500.00		750.00	
Biomasa								
Prosumidor	247.43		193.97		22.97		30.49	
Total	3617.94	-155.00	4286.02	-155.00	851.43	0.00	780.49	0.00

**Nota: La incorporación de esta capacidad termoeléctrica basada en GNL se justifica en función del criterio de confiabilidad del sistema eléctrico.*

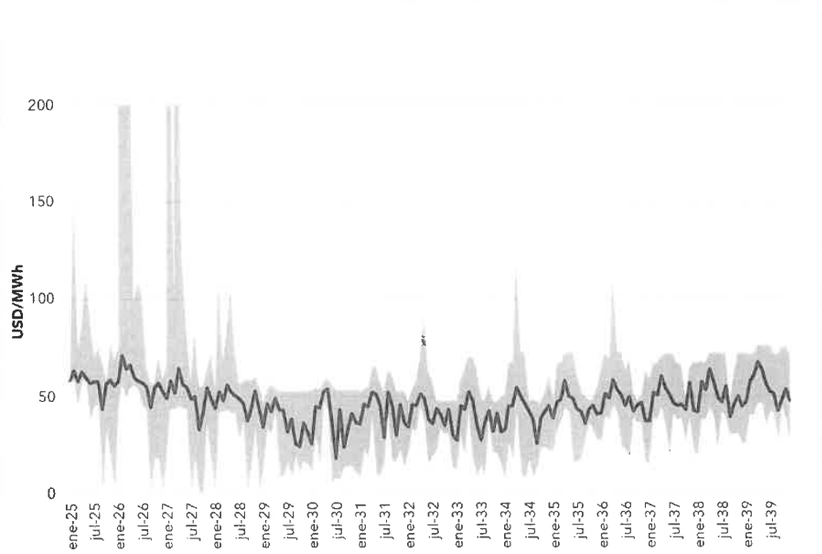
Referencia: (ETESA, 2024).

764

El Gráfico 7. 19 presenta el comportamiento del CMS de darse las condiciones establecidas en el escenario D. Se observa que, en el periodo comprendido entre mediados de 2025 y principios de 2026, los valores del CMS alcanzan niveles más elevados de 71.27 USD/MWh que el resto del periodo analizado. No obstante, en este contexto, se presenta una disminución gradual del CMS, en el cual más del 60% de los meses del periodo de estudio, el CMS se mantiene por debajo de los 50 USD/MWh. La demanda se aumenta respecto a escenarios previos debido a los efectos de la movilidad eléctrica, lo que facilita el aprovechamiento de la generación eléctrica renovable para cubrir dicha demanda. El costo marginal promedio del sistema durante el horizonte de estudio se estima en 46.67 USD/MWh.

En resumen, el escenario D describe un sistema eléctrico nacional que comienza a enfrentar un aumento sostenido en la demanda debido a la creciente adopción de vehículos eléctricos. Esta electrificación del parque automotor representa una transformación significativa en los patrones de consumo energético, desplazando parte de la demanda de combustibles fósiles hacia la red eléctrica. Sin embargo, el sistema aún cuenta con la capacidad técnica y operativa para absorber esta nueva carga sin comprometer su estabilidad ni la calidad del suministro.

Gráfico 7. 19: Costo Marginal del Sistema de Panamá del Escenario D



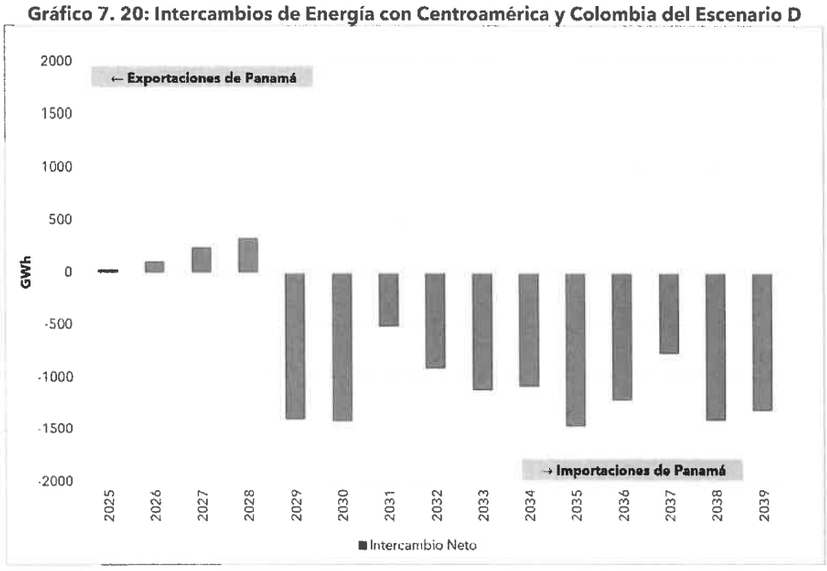
Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2025).

765

En el Gráfico 7. 20. se muestra el patrón de intercambio neto de energía del escenario D, basado en una demanda alta por vehículos eléctricos, esta condición incrementa los niveles de importación de energía debido a la entrada en operación de las interconexiones internacionales en 2029 y 2030.

Durante los primeros años (2025-2028), el escenario D presenta exportaciones netas significativas, alcanzando hasta 322 GWh en 2028, 2.99 GWh menor que A1. A partir de 2029, las importaciones netas aumentan en 18.61 GWh respecto al Escenario A1, alcanzando un total de 1,401.36 GWh ese año. En 2030, las importaciones netas se incrementan en otros 13.01 GWh, totalizando 1,419.00 GWh. Por último, entre 2031 y 2039, el escenario D se vuelve netamente importador, destacando importaciones de hasta 1465 GWh en 2035.

Gráfico 7. 20: Intercambios de Energía con Centroamérica y Colombia del Escenario D



Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2025).

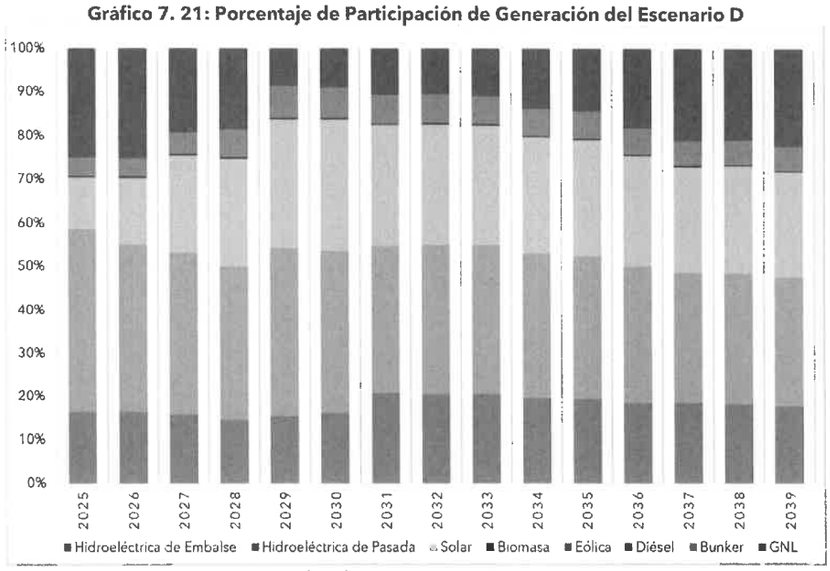
766

En el Gráfico 7. 21 se presenta la composición de la matriz de generación del sistema a lo largo del periodo de análisis para este escenario donde la demanda es más alta debido al efecto de la demanda eléctrica, y se evidencia una transición progresiva hacia tecnologías más limpias y sostenibles.

En los primeros años del análisis, la generación hidroeléctrica concentra más del 60% de la generación total, sin embargo, esta participación disminuye gradualmente hasta estabilizarse en torno al 48% hacia 2039. Paralelamente, las fuentes renovables no convencionales muestran un crecimiento sostenido: la energía solar incrementa su participación del 12% en 2025 a más del 22.5% al final del periodo, mientras que la energía eólica se mantiene en niveles cercanos al 5.2%.

En contraste, la participación del gas natural licuado (GNL) desciende notablemente, al pasar del 24.8% en 2025 a un 20.8% en 2039, reflejando una menor dependencia de tecnologías térmicas de mayor costo.

Gráfico 7. 21: Porcentaje de Participación de Generación del Escenario D



Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2025).

767

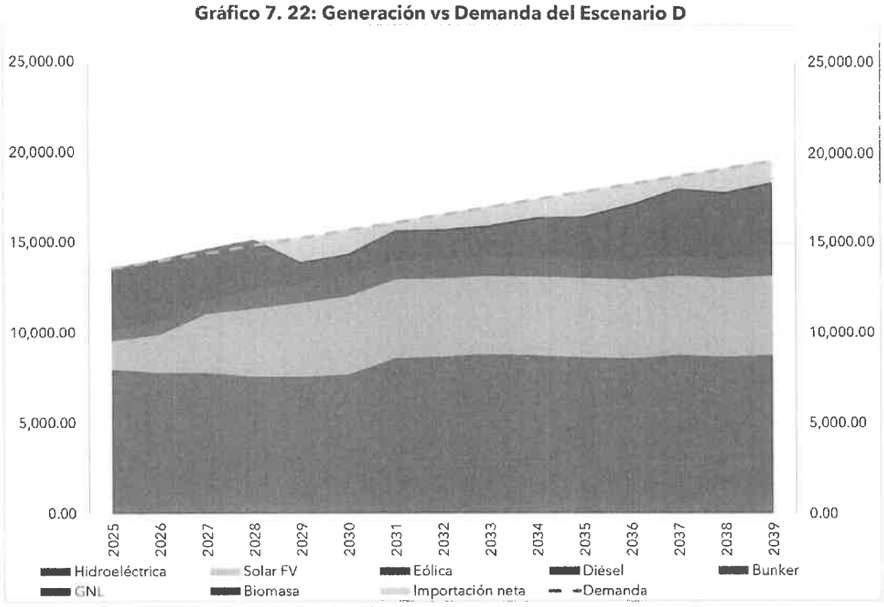
En el Gráfico 7. 22 muestra la evolución proyectada de la generación eléctrica por fuente en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) durante el período 2025-2039. Se evidencia una expansión sostenida de las fuentes renovables no convencionales, particularmente la solar y la eólica, las cuales incrementan progresivamente su participación dentro de la matriz energética nacional.

La generación hidroeléctrica se mantiene como el componente fundamental del sistema eléctrico, iniciando el período con una participación del 58.8% y descendiendo gradualmente hasta alcanzar el 47.9% en 2039, lo que demuestra una presencia constante y significativa de esta tecnología a lo largo del horizonte analizado.

En contraposición, se observa una disminución paulatina en la participación de tecnologías térmicas basadas en combustibles fósiles, como el gas natural licuado (GNL) y el diésel, lo que refleja una tendencia hacia una menor dependencia de este tipo de fuentes.

A partir de 2029, se llevan a cabo ampliaciones significativas en las interconexiones eléctricas regionales, lo que facilita la incorporación de la importación de energía eléctrica como un componente relevante de la oferta energética. Estas ampliaciones fortalecen la integración energética con los países vecinos y contribuyen de manera notable al abastecimiento de energía de Panamá mediante electricidad importada.

Gráfico 7. 22: Generación vs Demanda del Escenario D



Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2025).

768

Tabla 7. 20: Porcentajes de penetración de energía en la demanda del Escenario D

	Generación (GWh)					Porcentaje de Penetración		
Año	**Hidroeléctrica**	**Renovables**	**Termoeléctrica**	**Total**	**Demanda**	**Hidroeléctrica**	**Renovables**	**Termoeléctrica**
2025	7,994.48	2,232.41	3,365.27	13,592.16	13,569.23	58.82%	16.42%	24.76%
2026	7,814.18	2,764.47	3,521.30	14,099.95	14,000.16	55.42%	19.61%	24.97%
2027	7,828.70	4,031.90	2,805.01	14,665.60	14,431.14	53.38%	27.49%	19.13%
2028	7,604.25	4,779.35	2,800.95	15,184.54	14,862.15	50.08%	31.48%	18.45%
2029	7,581.05	5,177.96	1,191.70	13,950.71	15,293.17	54.34%	37.12%	8.54%
2030	7,713.66	5,399.31	1,271.09	14,384.05	15,724.33	53.63%	37.54%	8.84%
2031	8,628.46	5,432.56	1,648.73	15,709.75	16,155.48	54.92%	34.58%	10.49%
2032	8,697.38	5,415.57	1,640.09	15,753.04	16,586.74	55.21%	34.38%	10.41%
2033	8,829.87	5,421.31	1,724.11	15,975.30	17,018.12	55.27%	33.94%	10.79%
2034	8,770.41	5,423.50	2,246.10	16,440.02	17,449.43	53.35%	32.99%	13.66%
2035	8,689.08	5,457.60	2,353.87	16,500.54	17,880.92	52.66%	33.08%	14.27%
2036	8,617.76	5,440.80	3,114.63	17,173.19	18,312.40	50.18%	31.68%	18.14%
2037	8,821.01	5,446.38	3,784.19	18,051.57	18,744.07	48.87%	30.17%	20.96%
2038	8,698.97	5,455.03	3,699.06	17,853.06	19,175.85	48.73%	30.56%	20.72%
2039	8,806.01	5,486.21	4,084.97	18,377.19	19,607.71	47.92%	29.85%	22.23%

Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2025).

769

ESCENARIO E – MAYOR GENERACIÓN DISTRIBUIDA

El escenario E (Mayor Generación Distribuida) explora el impacto de una mayor participación de generación distribuida en comparación con el Escenario de Referencia A1. A continuación, se presenta un resumen de este escenario en la Tabla 7. 21.

Tabla 7. 21 Resumen de Escenario E

ESCENARIO	DESCRIPCIÓN
Mayor Generación Distribuida (E)	Conserva los supuestos del Escenario A1, modificando únicamente la Generación distribuida o Autoconsumo. Generación distribuida o Autoconsumo: - Mayor porcentaje de generación distribuida: Capacidad instalada no supere el 15% de la demanda máxima anual (en MW) - Mayor capacidad de unidades de autoconsumo: Generación no supere el 5% del consumo máximo anual (en GWh)

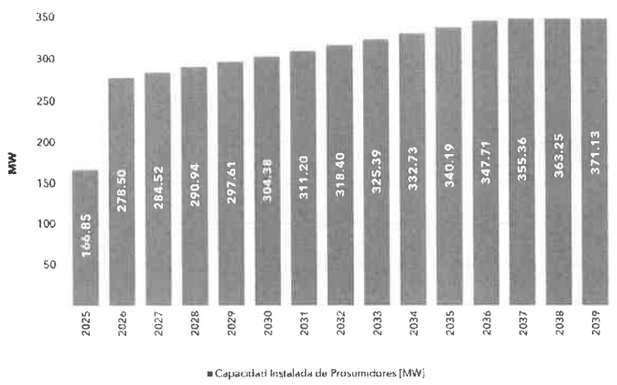
A continuación, se desarrollan en mayor detalle los aspectos previamente mencionados:

Generación distribuida o autoconsumo:

- Capacidad instalada no supere el 15% de la demanda máxima de cada distribuidora.
- Generación no supere el 5% de la energía vendida por cada distribuidora.

El Gráfico 7. 23 muestra la capacidad instalada de los prosumidores considerada para este escenario, de acuerdo con los criterios establecidos por la SNE.

Gráfico 7. 23 Capacidad Instalada de Prosumidores



770

El costo total del Escenario E es de 3,808.01 millones de dólares, según se detalla en la Tabla 7. 22. El cronograma de expansión correspondiente al Escenario B se presenta en la Tabla 7. 23.

El escenario E presenta ligeras variaciones en los costos totales del plan de expansión respecto al escenario A1. La inversión se mantiene igual en ambos escenarios. Sin embargo, el costo de operación se reduce aproximadamente un 2.64% y el costo ambiental disminuye cerca de un 1.00%. Estas reducciones se deben principalmente a una mayor participación de generación distribuida o autoconsumo, que reduce la demanda centralizada y la necesidad de operación de plantas térmicas, generando menores costos operativos y emisiones. En conjunto, estas optimizaciones resultan en una reducción total del 0.76% en los costos globales del escenario E con respecto al escenario A1, manteniendo la capacidad y confiabilidad del sistema eléctrico.

Tabla 7. 22: Costos del escenario E

Costo	Escenario E
Inversión	2,660.52
Déficit	0.03
Operación	1,027.99
Ambiental	119.47
Total	**3,808.01**

Nota: Los valores están dados en millones de dólares

Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2025).

Tabla 7. 23: Cronograma de Expansión del Escenario E

Mes	Año	Agente Generador	Nombre	Capacidad instalada (MW)	Hidro	Solar	Eólica	Biodiesel	Diesel	Carbón	GNL	Biomasa	Penalización
1	2025	CELSIA CENTROAMÉRICA, S.A.	9 de enero J. Brown Gb	34.00					34.00				
1	2025	CELSIA CENTROAMÉRICA, S.A.	9 de enero Unidad 8	34.00					34.00				
1	2025	CELSIA CENTROAMÉRICA, S.A.	Cativa	47.00				47.00					
1	2025	SOLAR LOADGE, S.A.	La Torre Solar	5.00		5.00							
1	2025	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	166.85									166.85
1	2025	SAN LORENZO SOLAR, S.A	San Lorenzo Solar	5.00		5.00							
4	2025	AES PANAMÁ S.R.L	Coronú Solar	9.98		9.98							
4	2025	SANTIAGO SOLAR PTY, CORP	PV Santiago PTY 1	9.99		9.99							
4	2025	SANTIAGO SOLAR PTY, CORP	PV Santiago PTY 2	9.99		9.99							
4	2025	SANTIAGO SOLAR PTY, CORP	PV Santiago PTY 3	9.99		9.99							
4	2025	SANTIAGO SOLAR PTY, CORP	PV Santiago PTY 4	9.99		9.99							
4	2025	SANTIAGO SOLAR PTY, CORP	PV Santiago PTY 5	9.99		9.99							
4	2025	SANTIAGO SOLAR PTY, CORP	PV Santiago PTY 6	9.99		9.99							
4	2025	SANTIAGO SOLAR PTY, CORP	PV Santiago PTY 7	9.99		9.99							
5	2025	AES PANAMÁ, S.R.L.	PV Edi Solar 2	17.00		17.00							
6	2025	GENERADORA DE ENERGÍA RENOVABLE, S.A	Campo Solar La Victoria	10.00		10.00							
6	2025	GRANJA SOLAR ALANJE UNO, S.A.	PV Solar Alanje 1	9.99		9.99							
6	2025	GRANJA SOLAR ALANJE DOS, S.A.	PV Solar Alanje 2	9.99		9.99							
6	2025	GRANJA SOLAR ALANJE TRES, S.A.	PV Solar Alanje 3	9.99		9.99							
6	2025	PANASOLAR CLEAN POWER, S.A.	PV Panasolar IV	10.00		10.00							
6	2025	PANASOLAR CLEAN POWER, S.A.	PV Panasolar V	10.00		10.00							
8	2025	GED GERSOL UNO, S.A.	Llano Sánchez	9.99		9.99							
9	2025	GED GERSOL DOS, S.A.	La Salamanca	7.30		7.30							
11	2025	GENERADORA BRILLO SOLAR, S.A.	Brillo Solar	9.90		9.90							
11	2025	CLEAN ENERGY SANTA CRUZ CORP.	Clean Solar	3.00		3.00							
12	2025	ECOENER RENOVABLE PANAMA, S.A.	PV Santiago (Ecoener)	9.90		9.90							
12	2025	ECOENER PRODUCTORA PANAMA, S.A.	PV La Mesa (Ecoener)	9.99		9.99							

Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2025).

772

Cronograma de Expansión del Escenario E (Continuación: 2/3)

1	2026	SOLAR DEVELOPMENT PANAMA, S.A.	El Chumical I	19.80		19.80						
1	2026	ARGENTUM SOLAR, S.A.	Cacao Solar	9.90		9.90						
1	2026	ARGENTUM SOLAR, S.A.	FV La Cantera	4.95		4.95						
1	2026	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	111.65								111.65
2	2026	ALMACENADORA SOLAR PANAMA OESTE, S.A.	Almacenadora Solar	8.00		8.00						
3	2026	CARMALENGO INVESTMENT CORP.	Porsun Solar	9.90		9.90						
4	2026	JAGUITO GREEN ENERGY I, S.A.	Jaguito Green Energy I	9.90		9.90						
4	2026	JAGUITO GREEN ENERGY II, S.A.	Jaguito Green Energy II	9.90		9.90						
4	2026	JAGUITO GREEN ENERGY III, S.A.	Jaguito Green Energy III	9.90		9.90						
6	2026	MEGA SOLAR POWER GENERATION, S.A.	FV Megasolar	10.00		10.00						
6	2026	ECOENER SOLAR PANAMA, S.A.	FV San Bartolo (Ecoener)	9.99		9.99						
6	2026	EC ENER GENERADORA PANAMA, S.A.	FV Agua Viva	9.90		9.90						
7	2026	HELIOS APOLO SOLAR, S.A.	FV Gualaca Solar (Helios)	60.00		60.00						
7	2026	GENERADORA SOLAR SANTA CRUZ, S.A.	FV Santa Cruz Solar (Etapa 1, Fase 1)	80.00		80.00						
11	2026	PANAMA SOLAR INTEGRAL	FV Cotaba Solar (Fase 1)	125.00		125.00						
12	2026	PAN ENERGY II	Bioguenia Solar	10.00		10.00						
12	2026	AES PANAMA S.R.L.	Flamboyán	19.90		19.90						
12	2026	LAS LOMAS SOLAR ELECTRIC, S.A.	Las Lomas	105.00		105.00						
12	2026	PANASOLAR GENERADORA DE POTENCIA VERDE, S.A.	Panasolar VII	9.90		9.90						
12	2026	PANASOLAR GENERADORA DE POTENCIA VERDE, S.A.	Panasolar VIII	9.90		9.90						
12	2026	PANASOLAR GENERADORA DE POTENCIA VERDE, S.A.	Panasolar IX	9.90		9.90						
12	2026	AES PANAMA S.R.L.	Veranera	19.90		19.90						
1	2027	HIDROELÉCTRICA MACANO II, S.A.	RP-S50	4.15	4.15							
1	2027	SANTA CRUZ WIND, S.A.	Santa Cruz	68.40			68.40					
1	2027	SOLAR GREEN, S.A.	El Coco	10.00		10.00						
1	2027	LUZ ENERGY INTERNATIONAL CORP., S.A.	Agua Fría	10.00		10.00						
1	2027	ENERGY GREEN CORPORATION, S.A.	Las Lajas	30.00		30.00						
1	2027	SOLAR DESIGN	FV La Hueca	70.00		70.00						
1	2027	SB-1 PROJECT S.A.	San Bartolo 1	10.00		10.00						
1	2027	SB-2 PROJECT S.A.	San Bartolo 2	10.00		10.00						
1	2027	SB-3 PROJECT INC	San Bartolo 3	10.00		10.00						
1	2027	SB-4 PROJECT INC	San Bartolo 4	10.00		10.00						
1	2027	PANASOLAR CLEAN POWER, S.A.	Panasolar VI	9.90		9.90						
1	2027	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	6.02								6.02
1	2027	GENERADORA SOLAR SANTA CRUZ, S.A.	FV Santa Cruz Solar (Etapa 1, Fase 2)	20.00		20.00						
7	2027	RA SOLAR, S.A.	Ra Solar	20.00		20.00						
8	2027	AVANZALIA PANAMA, S.A.	FV Penonomé 2	120.00		120.00						
9	2027	DESARROLLO Y ENERGIA RENOVABLE S.A.	FV Pacora Solar	44.00		44.00						

Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2025).

Cronograma de Expansión del Escenario E (Continuación: 3/3)

1	2028	UKA PARQUE EÓLICO LA COLORADA S.A.	La Colorada	138.00			138.00					
1	2028	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	6.43								6.43
1	2028	GRUPO DOE, S.A.	La Union Solar	90.00		90.00						
5	2028	AES PANAMÁ S.R.L	Coclé Solar 1	150.00		150.00						
6	2028	PARQUE EÓLICO TOABRÉ, S.A.	Toabré Etapa 2	22.00			22.00					
6	2028	PARQUE EÓLICO TOABRÉ, S.A.	Toabre Etapa 3	22.00			22.00					
11	2028	PANAMA SOLAR INTEGRAL	PV Cotatu Solar (Fase 2)	125.00		125.00						
12	2028	GENERADORA SOLAR OCCIDENTE, S.A.	Cerro Viejo Solar	20.00		20.00						
1	2029	AGENTE PRODUCTOR CONSUMIDOR	Prosumidores	6.67								6.67
1	2030	GENÉRICA	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 150A	150.00						150.00		
1	2030	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	6.77								6.77
1	2030	GENERADORA SOLAR SANTA CRUZ, S.A.	PV Santa Cruz Solar (Etapa 2)	100.00		100.00						
1	2031	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA, S.A.	Changuinola II (Bocas del Toro)	214.76	214.76							
1	2031	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA, S.A.	Changuinola II Unidad 3 (Bocas del Toro Minicentral)	13.70	13.70							
1	2031	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	6.82								6.82
1	2032	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	7.20								7.20
1	2033	GENÉRICA	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250A	250.00						250.00		
1	2033	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	6.99								6.99
1	2034	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	7.34								7.34
1	2035	GENÉRICA	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250B	250.00						250.00		
1	2035	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	7.46								7.46
1	2036	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	7.52								7.52
1	2037	GENÉRICA	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250C	250.00						250.00		
1	2037	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	7.65								7.65
1	2038	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	7.69								7.89
1	2039	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	7.67								7.87

Periodo	2025-2039		2025-2028		2029-2033		2034-2039	
Tecnología	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro
Hidro	232.61		4.15		228.46			
Solar	1637.50		1537.50		100.00			
Eólico	250.40		250.40					
Búnker								
Diésel								
Carbón								
GNL	900.00				400.00		500.00	
Biomasa								
Prosumidor	371.12		290.95		34.45		45.71	
Total	3391.64	-155.00	2083.00	-155.00	762.91	0.00	545.79	0.00

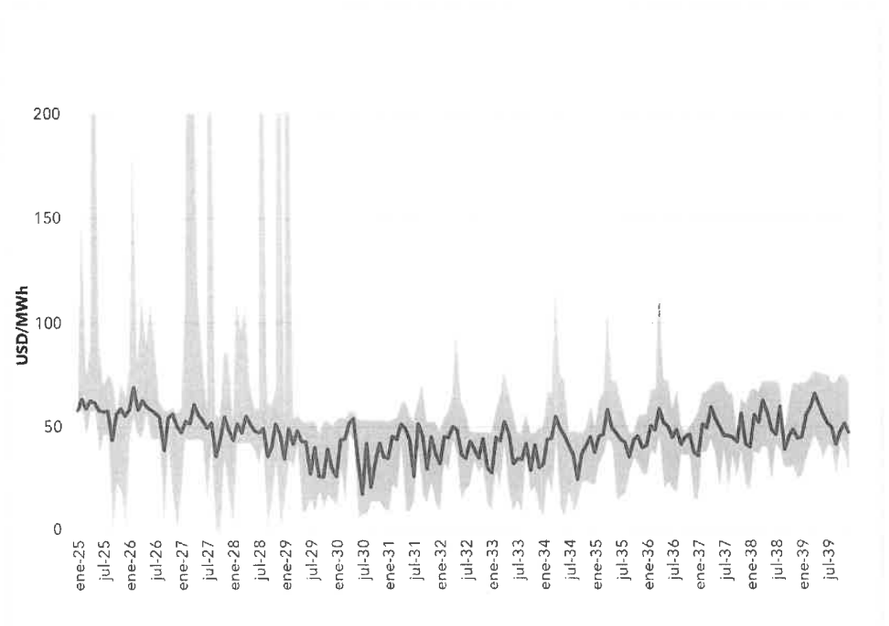
**Nota: La incorporación de esta capacidad termoeléctrica basada en GNL se justifica en función del criterio de confiabilidad del sistema eléctrico.*

Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2025).

774

El Gráfico 7. 24 se muestra el análisis del Costo Marginal del Sistema (CMS) durante el periodo 2025-2039, el cual evidencia que el escenario E, caracterizado por una mayor penetración de generación distribuida y autoconsumo, presenta costos marginales consistentemente inferiores en comparación con el escenario A1. Esta reducción, que oscila entre un 1 % y un 5 % según el año, responde a la menor carga sobre el sistema centralizado, lo que disminuye la necesidad de activar generación más costosa. Además, el escenario E muestra un comportamiento más estable en meses críticos como julio y septiembre, reflejando un sistema más eficiente, resiliente y alineado con una transición energética sostenible. El costo marginal promedio del sistema durante el horizonte de estudio se estima en 46.09 USD/MWh.

Gráfico 7. 24: Costo Marginal del Sistema de Panamá del Escenario E

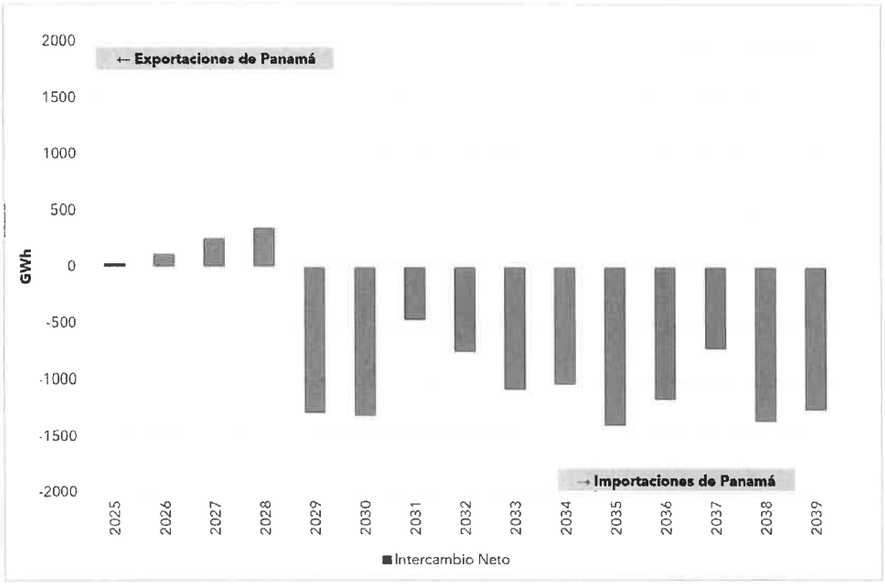


Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2025).

775

El Gráfico 7. 25 muestra el comportamiento del intercambio neto de energía en el escenario E, caracterizado por una mayor penetración de generación distribuida. Este escenario mantiene un patrón similar al escenario A1: exportaciones netas entre 2025 y 2028, seguidas de importaciones a partir de 2029, coincidiendo con la entrada en operación de la interconexión Colombia-Panamá. Sin embargo, al compararlo con el escenario A1, se observa que el escenario E presenta niveles de exportación levemente superiores en los primeros años, y una reducción sostenida en las importaciones durante el periodo 2029-2039. Las diferencias son particularmente notables en 2029, donde las importaciones en el escenario E son 134 GWh menores que en el A1, reflejando una menor dependencia del mercado regional gracias a la contribución adicional de los prosumidores al sistema.

Gráfico 7. 25: Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario E

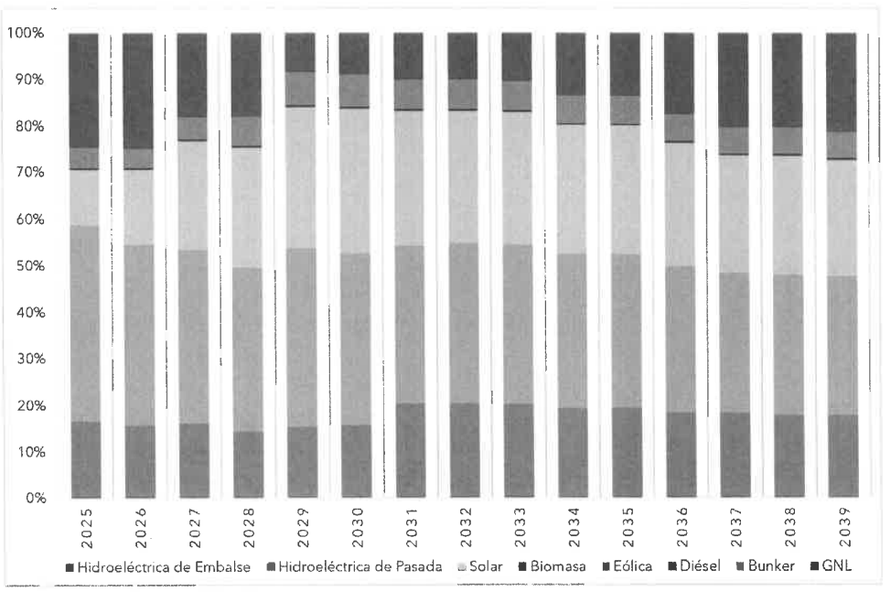


Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2025).

El Gráfico 7. 26 se presenta la evolución de la matriz de generación durante el periodo de análisis. Aunque la composición general se mantiene similar a la del escenario A1, destaca una mayor participación de la energía solar, impulsada por el aumento de la generación distribuida. Desde 2025, la matriz experimenta una transición relevante con la entrada en operación de la planta Gatún y el retiro progresivo de unidades a Búnker y Diésel. Al mismo tiempo, las fuentes renovables no convencionales, en especial la solar y la eólica, incrementan su aporte de forma sostenida. En 2031, la entrada de Changuinola II refuerza el componente hidroeléctrico con generación limpia y capacidad firme.

Como resultado, este escenario refleja una evolución hacia una matriz más diversificada, resiliente y menos dependiente de combustibles fósiles, alineada con objetivos de sostenibilidad y seguridad energética.

Gráfico 7. 26: Porcentaje de Participación de Generación del Escenario E



Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2025).

777

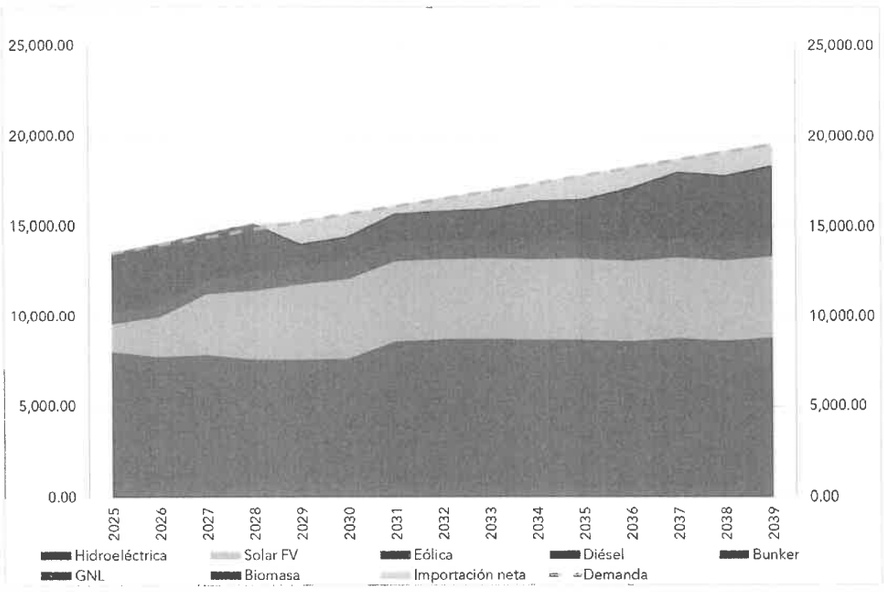
En el Gráfico 7. 27 se observa que, con mayor generación distribuida, hay diferencias claras respecto al escenario A1 entre 2025 y 2039. La generación hidroeléctrica se mantiene similar, alrededor del 57-60% del total, con valores ligeramente superiores, por ejemplo, 1.5% más en 2025.

La generación solar crece más, superando hasta en 3.7% a A1 en 2039, reflejando una mayor incorporación de energía distribuida. La generación eólica es similar en ambos casos.

La generación térmica con GNL es menor, con reducciones cercanas al 2%, evidenciando menor dependencia de fuentes térmicas. Además, las importaciones netas son hasta un 9% menores que en A1, mostrando una mayor autosuficiencia energética.

En conclusión, este escenario favorece un sistema más sostenible y autónomo, con mayor generación interna y renovable, y menor dependencia de térmicas e importaciones.

Gráfico 7. 27: Generación vs Demanda del Escenario E



Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2025).

778

Tabla 7. 24: Porcentajes de penetración de energía en la demanda del escenario E

	Generación (GWh)					Porcentaje de Penetración		
›	Hidroeléctrica	Renovables	Termoeléctrica	Total	Demanda	Hidroeléctrica	Renovables	Termoeléctrica
2025	8,029.05	2,232.40	3,329.77	13,591.22	13,567.73	59.08%	16.43%	24.50%
2026	7,735.96	2,889.18	3,487.13	14,112.26	13,998.12	54.82%	20.47%	24.71%
2027	7,883.70	4,148.02	2,647.75	14,679.46	14,428.51	53.71%	28.26%	18.04%
2028	7,577.23	4,890.85	2,733.75	15,201.83	14,858.83	49.84%	32.17%	17.98%
2029	7,584.44	5,299.83	1,176.10	14,060.37	15,289.19	53.94%	37.69%	8.36%
2030	7,659.81	5,532.81	1,289.74	14,482.36	15,719.61	52.89%	38.20%	8.91%
2031	8,604.54	5,571.59	1,571.34	15,747.48	16,149.95	54.64%	35.38%	9.98%
2032	8,754.61	5,557.56	1,590.56	15,902.73	16,580.34	55.05%	34.95%	10.00%
2033	8,781.80	5,566.06	1,659.36	16,007.22	17,010.72	54.86%	34.77%	10.37%
2034	8,716.64	5,571.35	2,192.27	16,480.26	17,441.08	52.89%	33.81%	13.30%
2035	8,724.40	5,609.17	2,218.88	16,552.45	17,871.46	52.71%	33.89%	13.41%
2036	8,621.02	5,595.97	2,993.89	17,210.89	18,301.77	50.09%	32.51%	17.40%
2037	8,802.51	5,605.06	3,678.10	18,085.67	18,732.15	48.67%	30.99%	20.34%
2038	8,637.99	5,616.95	3,628.99	17,883.93	19,162.55	48.30%	31.41%	20.29%
2039	8,834.29	5,651.39	3,929.08	18,414.76	19,592.91	47.97%	30.69%	21.34%

Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2025).

779

ESCENARIO F – MOVILIDAD ELÉCTRICA + MAYOR GENERACIÓN DISTRIBUIDA

El Escenario F (Movilidad Eléctrica + Mayor Generación Distribuida) es un escenario que explora el impacto de la generación distribuida y la Movilidad Eléctrica en el sector eléctrico de Panamá, incorporando todos los elementos del escenario de Referencia A1. A continuación, se presenta un resumen de este escenario en la Tabla 7. 25.

Tabla 7. 25 Resumen de escenario F

ESCENARIO	DESCRIPCIÓN
Movilidad Eléctrica + Mayor Generación Distribuida (F)	Conserva los supuestos del Escenario A1, incorporando una proyección de demanda ajustada por el aumento en el consumo asociado a la movilidad eléctrica y aumentando la Generación distribuida o Autoconsumo. Movilidad eléctrica: - Siguiendo la curva estimada por la SNE. Generación distribuida o Autoconsumo: - Mayor porcentaje de generación distribuida: Capacidad instalada no supere el 15% de la demanda máxima anual (en MW) - Mayor capacidad de unidades de autoconsumo: Generación no supere el 5% del consumo máximo anual (en GWh)

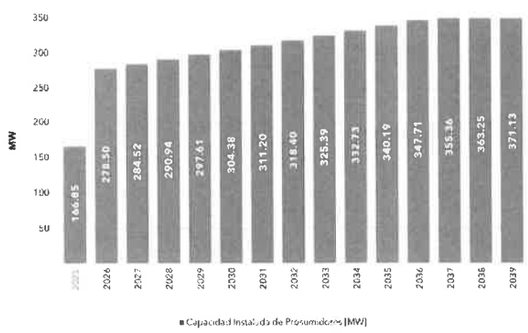
A continuación, se desarrollan en mayor detalle los aspectos previamente mencionados:

Generación distribuida o autoconsumo:

- Capacidad instalada no supere el 15% de la demanda máxima de cada distribuidora.
- Generación no supere el 5% de la energía vendida por cada distribuidora.

El Gráfico 7. 28 muestra la capacidad instalada de los prosumidores considerada para este escenario, de acuerdo con los criterios establecidos por la SNE.

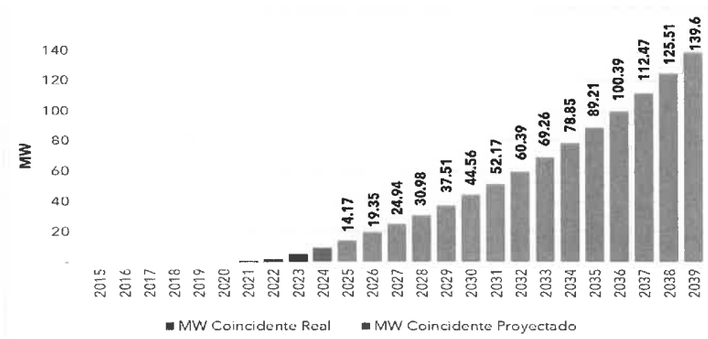
Gráfico 7. 28 Capacidad Instalada de Prosumidores



780

Consumo: Se considera el aumento en la demanda eléctrica asociado a la movilidad eléctrica, siguiendo la curva de crecimiento presentada en el Gráfico 7. 29, la cual responde a los criterios establecidos por la SNE. La movilidad eléctrica, entendida como el uso de vehículos eléctricos que se recargan a través de la red, se proyecta para el año 2039 con una potencia coincidente de 14.17 MW, un consumo anual de 1,502.38 MWh y un factor de carga del 1.21%.

Gráfico 7. 29 Potencia Coincidente de la Movilidad Eléctrica



Resultados

El Escenario F tiene un costo total de 3,828.39 millones de dólares, según se detalla en la Tabla 7. 26. Este escenario contempla con una inversión inicial significativa de 2,677.49 millones, un 0.6% superior al Escenario Referencia A1. Mientras A1 contempla un crecimiento más gradual de la demanda y menores inversiones iniciales, el Escenario F asume mayores costos asociados a la movilidad eléctrica. A corto plazo, A1 es más sencillo de implementar, pero el Escenario F ofrece mayor eficiencia a largo plazo gracias a una mayor integración de energías renovables y autoconsumo, lo que reduce costos operativos y la dependencia de combustibles fósiles. Además, el Escenario F disminuye el impacto ambiental por la reducción de emisiones contaminantes derivada de la mayor penetración de generación distribuida y movilidad eléctrica. El cronograma de expansión de este escenario se detalla en la Tabla 7. 27.

Tabla 7. 26: Costos del Escenario F

Costo	Escenario F
Inversión	2,677.49
Déficit	0.01
Operación	1,031.16
Ambiental	119.73
Total	**3,828.39**

Nota: Los valores están dados en millones de dólares
Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2025).

781

Tabla 7. 27: Cronograma de Expansión del Escenario F

Mes	Año	Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Hidro	Solar	Eólica	Biomásica	Diesel	Carbón	GNL	Biomásica	Fotovoltaica
1	2025	CELSIA CENTROAMERICA, S.A.	9 de enero J. Brown (36	34.00					34.00				
1	2025	CELSIA CENTROAMERICA, S.A.	9 de enero Unidad 8	34.00					34.00				
1	2025	CELSIA CENTROAMERICA, S.A.	Cativa	87.00				87.00					
1	2025	SOLAR LOADGE, S.A.	La Torre Solar	5.00		5.00							
1	2025	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	166.85									166.85
1	2025	SAN LORENZO SOLAR, S.A.	San Lorenzo Solar	5.00		5.00							
4	2025	AES PANAMÁ S.R.L.	Corotú Solar	9.98		9.98							
4	2025	SANTIAGO SOLAR PTY, CORP	PV Santiago PTY 1	9.99		9.99							
4	2025	SANTIAGO SOLAR PTY. CORP	PV Santiago PTY 2	9.99		9.99							
4	2025	SANTIAGO SOLAR PTY. CORP	PV Santiago PTY 3	9.99		9.99							
4	2025	SANTIAGO SOLAR PTY. CORP	PV Santiago PTY 4	9.99		9.99							
4	2025	SANTIAGO SOLAR PTY. CORP	PV Santiago PTY 5	9.99		9.99							
4	2025	SANTIAGO SOLAR PTY. CORP	PV Santiago PTY 6	9.99		9.99							
4	2025	SANTIAGO SOLAR PTY. CORP	PV Santiago PTY 7	9.99		9.99							
5	2025	AES PANAMÁ, S.R.L.	PV Estl Solar 2	17.00		17.00							
6	2025	GENERADORA DE ENERGÍA RENOVABLE, S.A	Campo Solar La Victoria	18.00		18.00							
6	2025	GRANJA SOLAR ALANJE UNO, S.A.	PV Solar Alanje 1	9.99		9.99							
6	2025	GRANJA SOLAR ALANJE DOS, S.A.	PV Solar Alanje 2	9.99		9.99							
6	2025	GRANJA SOLAR ALANJE TRES, S.A.	PV Solar Alanje 3	9.99		9.99							
6	2025	PANASOLAR CLEAN POWER, S.A.	PV Panasolar IV	10.00		10.00							
6	2025	PANASOLAR CLEAN POWER, S.A.	PV Panasolar V	10.00		10.00							
8	2025	GED GERSOL UNO, S.A.	Llano Sanchez	9.99		9.99							
9	2025	GED GERSOL DOS, S.A.	La Salamanca	7.30		7.30							
11	2025	GENERADORA BRILLO SOLAR, S.A.	Brillo Solar	9.90		9.90							
11	2025	CLEAN ENERGY SANTA CRUZ CORP.	Clean Solar	3.00		3.00							
12	2025	ECOENER RENOVABLE PANAMA, S.A	PV Santiago (Ecoener)	9.90		9.90							
12	2025	ECOENER PRODUCTORA PANAMA, S.A.	PV La Mesa (Ecoener)	9.99		9.99							

Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2025).

782

Cronograma de Expansión del Escenario F (Continuación: 2/3)

| | | |

783

Cronograma de Expansión del Escenario F (Continuación: 3/3)

1	2028	UKA PARQUE EÓLICO LA COLORADA S.A	La Colorada	138.00			138.00					
1	2028	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	6.43								6.43
1	2028	GRUPO DOE S.A.	La Union Solar	90.00		90.00						
5	2028	AES PANAMÁ S.R.L	Coclé Solar 1	150.00		150.00						
6	2028	PARQUE EÓLICO TOABRÉ S.A.	Toabre Etapa 2	22.00			22.00					
6	2028	PARQUE EÓLICO TOABRÉ S.A.	Toabre Etapa 3	22.00			22.00					
11	2028	PANAMA SOLAR INTEGRAL	PV Cotaba Solar (Fase 2)	125.00		125.00						
12	2028	GENERADORA SOLAR OCCIDENTE S.A.	Cerro Viejo Solar	20.00		20.00						
1	2029	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	6.67								6.67
1	2030	GENÉRICA	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250A	250.00							250.00	
1	2030	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	6.77								6.77
1	2030	GENERADORA SOLAR SANTA CRUZ S.A.	PV Santa Cruz Solar (Etapa 2)	100.00		100.00						
1	2031	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA S.A.	Changuinola II (Bocas del Toro)	214.76	214.76							
1	2031	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA S.A.	Changuinola II Unidad 3 (Bocas del Toro Minicentral)	13.70	13.70							
1	2031	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	6.82								6.82
1	2032	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	7.20								7.20
1	2033	GENÉRICA	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250B	250.00							250.00	
1	2033	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	6.99								6.99
1	2034	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	7.34								7.34
1	2035	GENÉRICA	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250C	250.00							250.00	
1	2035	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	7.46								7.46
1	2036	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	7.52								7.52
1	2037	GENÉRICA	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250D	250.00							250.00	
1	2037	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	7.65								7.65
1	2039	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	7.89								7.89
1	2038	GENÉRICA	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250E	250.00							150.00	
1	2039	AGENTE PRODUCTOR-CONSUMIDOR	Prosumidores	7.67								7.67

Periodo	2025-2029		2030-2034		2035-2039		2036-2039	
Tecnología	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro
Hidro	232.61		4.15		228.46			
Solar	1637.50		1537.50		100.00			
Eólico	250.40		250.40					
Búnker								
Diésel								
Carbón								
GNL	1250.00				500.00		750.00	
Biomasa								
Prosumidor	371.13		370.95		84.45		45.73	
Total	3741.64	-155.00	2583.00	-155.00	962.91	0.00	795.73	0.00

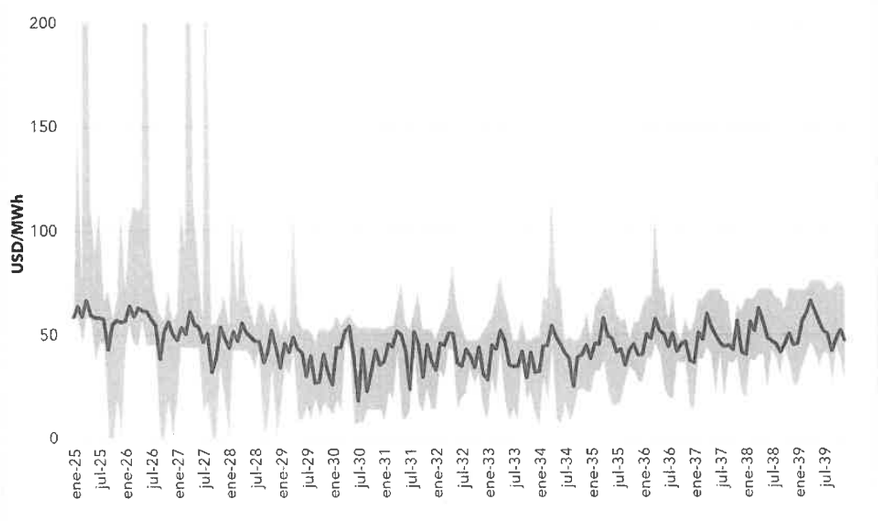
**Nota: La incorporación de esta capacidad termoeléctrica basada en GNL se justifica en función del criterio de confiabilidad del sistema eléctrico.*

Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2025).

El Gráfico 7. 30 presenta el comportamiento del Costo Marginal del Sistema (CMS) durante el periodo 2025-2039, el cual muestra que el escenario F, en el cual se caracteriza por las condiciones del Escenario E, de mayor participación de prosumidores, y características del Escenario D, el cual contempla la demanda de movilidad eléctrica, presenta un 1.5% de reducción en comparación al Escenario A1. Esta disminución se atribuye a la generación distribuida, la cual contribuye a reducir la carga sobre el sistema eléctrico centralizado, incluso al considerar la demanda adicional generada por la movilidad eléctrica.

El costo marginal promedio del sistema durante el horizonte de estudio se estima en 45.98 USD/MWh .

Gráfico 7. 30: Costo Marginal del Sistema de Panamá del Escenario F

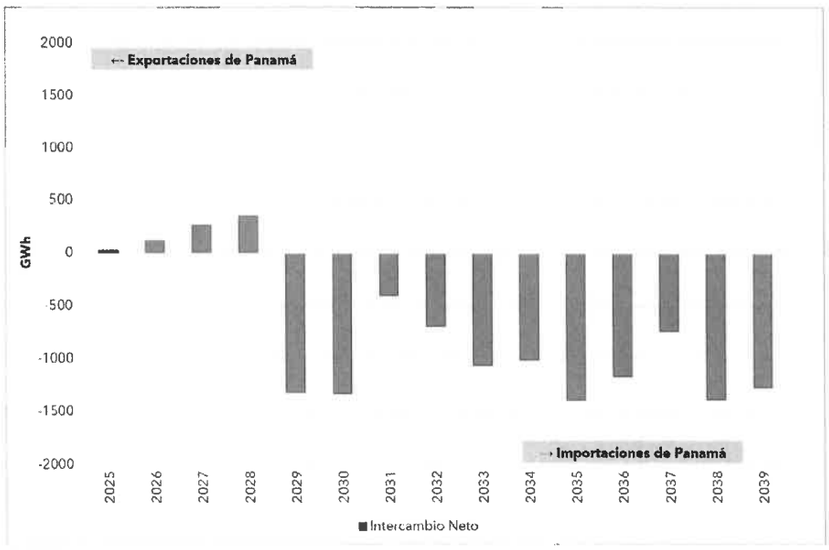


Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2025).

785

En el Gráfico 7. 31 muestra el comportamiento del intercambio neto de energía en el escenario E, caracterizado por una mayor penetración de generación distribuida. Este escenario mantiene un patrón similar al escenario E, en donde se dan exportaciones netas entre 2025 y 2028, justo antes de la ampliación de las interconexiones de SIEPAC, seguidas de importaciones a partir de 2029, coincidiendo con la entrada en operación de la interconexión Colombia-Panamá. Las diferencias varían entre los 19.78 GWh, para el 2038, la cual es la diferencia más pequeña y los 115.31 GWh la cual es la diferencia más grande en 2031, lo que indica que las importaciones en el escenario A1 tienden a ser más altas que en el escenario F, reflejando una menor dependencia del mercado regional gracias a la contribución adicional de los prosumidores al sistema.

Gráfico 7. 31: Intercambios de Energía con Centroamérica y Colombia del Escenario F



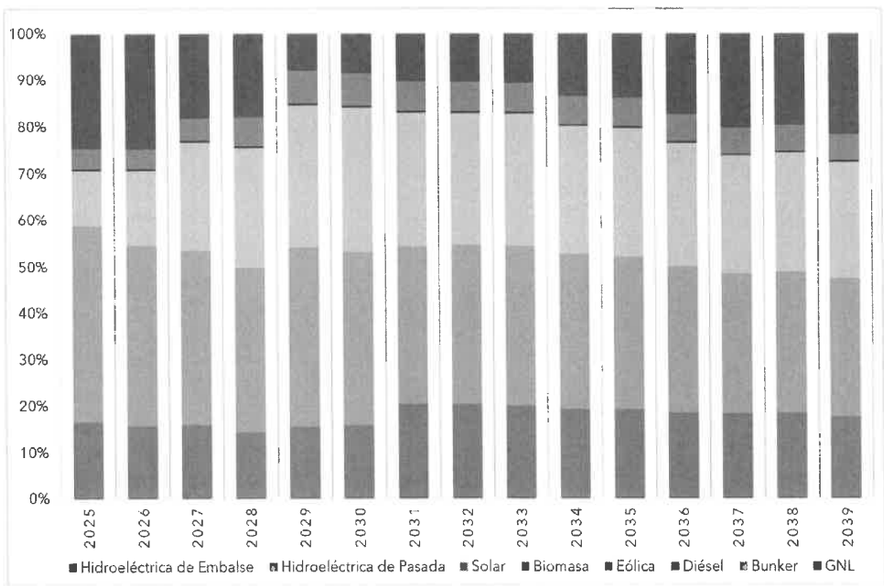
Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2025).

786

El Gráfico 7. 32 se presenta la evolución de la matriz de generación durante el periodo de análisis 2025-2039. Aunque la composición general se mantiene similar a la del escenario D y E, destacando nuevamente una mayor participación de la energía solar, impulsada por el aumento de la generación distribuida. Desde 2025, la matriz experimenta una transición relevante con la entrada en operación de la planta Gatún y el retiro progresivo de unidades a Búnker y Diésel. Al mismo tiempo, las fuentes renovables no convencionales, en especial la solar y la eólica, incrementan su aporte de forma sostenida. En 2031, la entrada de Changuinola II refuerza el componente hidroeléctrico con generación limpia y capacidad firme.

Como resultado, este escenario refleja muy similar a los escenarios anteriores, en donde se vislumbra una matriz más diversificada, renovable y menos dependiente de combustibles fósiles, sin dejar de garantizar la seguridad energética.

Gráfico 7. 32: Porcentaje de Participación de Generación del Escenario F



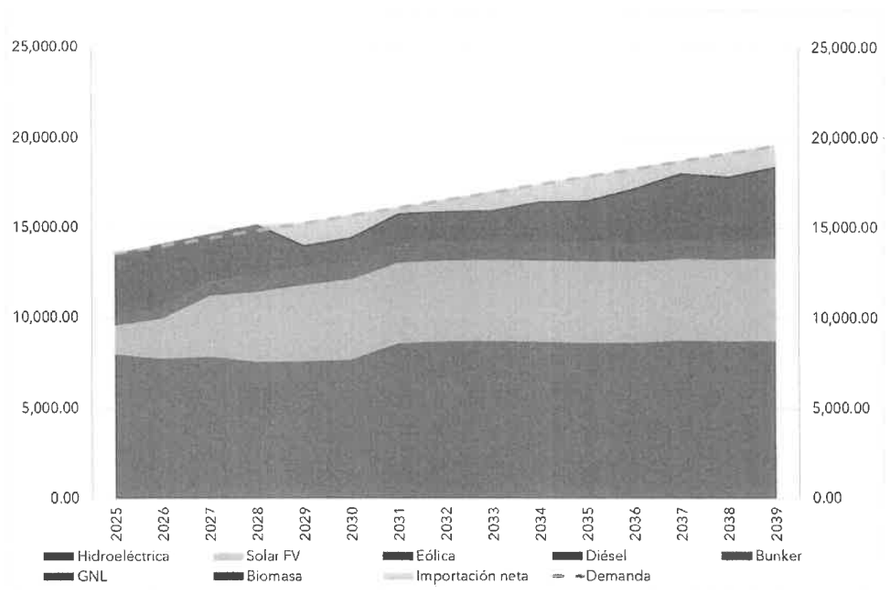
Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2025).

787

En el Gráfico 7. 33 se muestra que, en el Escenario F, aunque la generación hidroeléctrica aumenta de 8,019.34 GWh (2025) a 8,779.16 GWh (2039), su participación en el total disminuye de 58.99% a 47.65%. En contraste, la generación renovable crece significativamente de 2,232.41 GWh a 5,652.06 GWh, elevando su penetración de 16.42% a 30.68%. La generación termoeléctrica también sube de 3,343.68 GWh a 3,992.10 GWh, pero su participación cae ligeramente de 24.59% a 21.67%. En conjunto, el escenario refleja una transición hacia un sistema energético más limpio, con mayor participación de fuentes renovables no convencionales.

Panamá tiene el potencial para adaptarse al Escenario F, debido a la disponibilidad de recursos renovables, especialmente en energía solar e hidroeléctrica, y a una infraestructura eléctrica en proceso de modernización. Este escenario contempla la integración de tecnologías de generación distribuida y un incremento en la demanda por movilidad eléctrica. En este contexto, la adopción de políticas públicas orientadas a la sostenibilidad facilita una adaptación progresiva y eficiente del sistema eléctrico nacional a las nuevas condiciones de generación y consumo.

Gráfico 7. 33: Generación vs Demanda del Escenario F



Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2025).

788

Tabla 7. 28: Porcentajes de penetración de energía en la demanda del Escenario F

	Generación (GWh)					Porcentaje de Penetración		
Año	**Hidroeléctrica**	**Renovables**	**Termoeléctrica**	**Total**	**Demanda**	**Hidroeléctrica**	**Renovables**	**Termoeléctrica**
2025	8,019.34	2,232.41	3,343.68	13,595.43	13,569.22	58.99%	16.42%	24.59%
2026	7,735.30	2,887.91	3,493.86	14,117.07	14,000.18	54.79%	20.46%	24.75%
2027	7,871.19	4,145.42	2,671.58	14,688.19	14,431.15	53.59%	28.22%	18.19%
2028	7,580.31	4,891.95	2,734.30	15,206.57	14,862.15	49.85%	32.17%	17.98%
2029	7,618.78	5,298.96	1,112.11	14,029.85	15,293.17	54.30%	37.77%	7.93%
2030	7,704.59	5,533.34	1,233.31	14,471.25	15,724.33	53.24%	38.24%	8.52%
2031	8,623.78	5,571.79	1,620.12	15,815.69	16,155.48	54.53%	35.23%	10.24%
2032	8,748.45	5,557.61	1,658.97	15,965.04	16,586.74	54.80%	34.81%	10.39%
2033	8,762.55	5,566.15	1,702.57	16,031.27	17,018.12	54.66%	34.72%	10.62%
2034	8,722.15	5,571.55	2,219.87	16,513.57	17,449.43	52.82%	33.74%	13.44%
2035	8,657.88	5,609.73	2,302.34	16,569.95	17,880.92	52.25%	33.85%	13.89%
2036	8,636.09	5,595.47	2,994.40	17,225.96	18,312.40	50.13%	32.48%	17.38%
2037	8,797.33	5,604.27	3,675.55	18,077.14	18,744.07	48.67%	31.00%	20.33%
2038	8,746.67	5,617.74	3,508.12	17,872.53	19,175.85	48.94%	31.43%	19.63%
2039	8,779.16	5,652.06	3,992.10	18,423.32	19,607.71	47.65%	30.68%	21.67%

Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2025).

789

RESUMEN

Una vez realizados los análisis correspondientes a los seis escenarios propuestos, así como las dos variaciones de escenario Referencia A1, en la Tabla 7. 29 se presentan los costos asociados al Plan Indicativo de Generación. Estos incluyen los costos de inversión, déficit, operación y el costo ambiental derivado de las emisiones de CO_2. Además, se muestra la diferencia en el costo total de cada escenario en comparación con el escenario A1.

El Escenario A1 actúa como punto de referencia, con un costo total de 3,837.04 millones de dólares. Este escenario refleja un crecimiento moderado de la demanda eléctrica, una diversificación en la matriz de generación y una proyección media de los precios de los combustibles. Los costos en Inversión (2,660.52 millones de dólares), Operación (1,055.83 millones de dólares) y Ambiental (120.68 millones de dólares).

El Escenario B (Retraso de Interconexiones), genera un costo total más alto, 3,950.67 millones de dólares, lo que representa un incremento de 113.63 millones de dólares respecto al A1. Esto se debe principalmente a un aumento significativo en los costos de Operación, que alcanzan 1,161.70 millones de dólares (un aumento de 105.87 millones de dólares respecto al A1), reflejando la dependencia de fuentes nacionales más caras por el retraso en las interconexiones.

En el Escenario C (Eficiencia Energética), la reducción en la demanda de electricidad gracias a las medidas de eficiencia energética genera una disminución notable en los costos operativos. El costo de Operación baja a 700.99 millones de dólares (una reducción de 354.84 millones de dólares respecto al A1), lo que contribuye a una disminución general en el costo total, que se sitúa en 3,335.17 millones de dólares (una reducción de 501.87 millones de dólares respecto al A1). Este escenario demuestra cómo la eficiencia energética puede generar ahorros sustanciales en los costos operativos y, en consecuencia, en el total.

El Escenario D (Movilidad Eléctrica) contempla un incremento en la demanda eléctrica asociado a la adopción de vehículos eléctricos. De cumplirse esta proyección, el sistema presentaría un costo total de 3,852.70 millones de dólares, lo que representa un aumento de 15.66 millones de dólares en comparación con el Escenario A1. Los costos operativos no aumentan significativamente, con 1,054.59 millones de dólares (1.24 millones de dólares más que en A1), lo que sugiere que el sistema puede adaptarse a este aumento en la demanda sin una afectación considerable en los costos.

En el Escenario E (Mayor Generación Distribuida), el aumento en la generación distribuida o autoconsumo reduce los costos operativos a 1,027.99 millones de dólares (una disminución de 27.84 millones de dólares respecto al A1). El costo total en este escenario es de 3,808.01 millones de dólares, lo que refleja una mejora en la eficiencia operativa debido a la reducción de la dependencia de la red centralizada. En el caso

790

de los prosumidores, un incremento en su participación dentro de la capacidad instalada de generación podría traducirse en una reducción directa del CMS. En consecuencia, resulta pertinente considerar una revisión de la resolución de ASEP.

Finalmente, el Escenario F (Movilidad Eléctrica + Mayor Generación Distribuida), que combina los efectos de la movilidad eléctrica y la mayor generación distribuida, presenta un costo total de 3,828.39 millones de dólares, es decir, 9.35 millones de dólares más que A1. El costo de Operación es de 1,031.16 millones de dólares (una reducción de 24.67 millones de dólares respecto al A1), lo que refleja los beneficios de la generación distribuida para mitigar el aumento de la demanda eléctrica, incluyendo también la demanda por movilidad eléctrica.

En resumen, el Escenario C (Eficiencia Energética) es el que presenta la mayor reducción en costos, con una disminución en el costo total de 501.87 millones de dólares, principalmente gracias a la disminución en los costos operativos. El Escenario B (Retraso de Interconexiones) es el que genera el mayor aumento en los costos, con un total de 3,950.67 millones de dólares, debido a un incremento significativo en los costos operativos por el retraso en las interconexiones. Los Escenarios D, E y F muestran aumentos moderados en los costos totales, pero con una compensación en los costos operativos debido a la incorporación de nuevas tecnologías como la movilidad eléctrica y la generación distribuida.

Tabla 7. 29: Comparación de Costos por Escenario

Costo	Esc. A1	Esc. A2	Esc. A3	Esc. B	Esc. C	Esc. D	Esc. E	Esc. F
Inversión	2,660.52	2,660.52	2,660.52	2,660.52	2,541.93	2,677.49	2,660.52	2,677.49
Déficit	0.02	0.02	0.01	0.02	0.01	0.02	0.03	0.01
Operación	1,055.83	1,050.57	1,058.05	1,161.70	700.99	1,054.59	1,027.99	1,031.16
Ambiental	120.68	121.22	119.98	128.43	92.24	120.60	119.47	119.73
Total	**3,837.04**	**3,832.33**	**3,838.55**	**3,950.67**	**3,335.17**	**3,852.70**	**3,808.01**	**3,828.39**
	Diferencia	**-0.12%**	**0.04%**	**2.96%**	**-13.08%**	**0.41%**	**-0.76%**	**-0.23%**

Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2025).

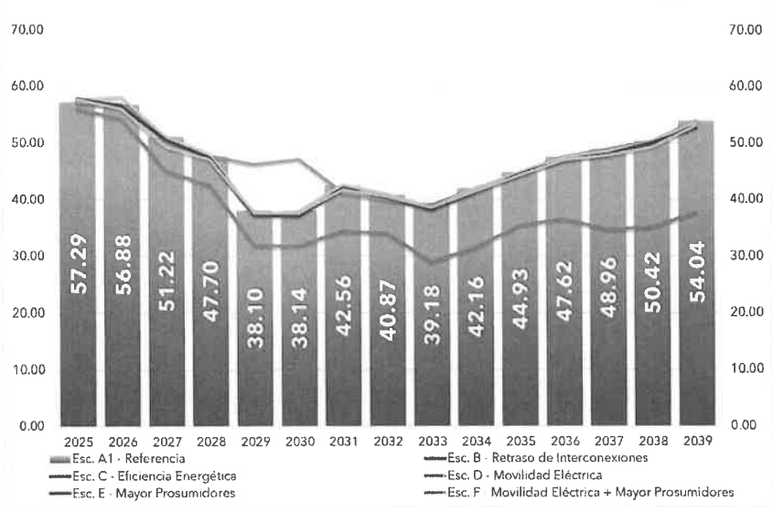
El Gráfico 7. 34 presenta la comparación de los Costos Marginales del Sistema (CMS) entre los seis escenarios analizados. En el Escenario A1 - Referencia mantiene una tendencia estable, con una ligera disminución de los costos marginales desde 57.29 USD/MWh en 2025 hasta 54.04 en 2039. Este comportamiento refleja un sistema eléctrico que experimenta un crecimiento moderado y una diversificación gradual de la matriz energética, sin cambios externos significativos. En contraste, el Escenario B – Retraso de Interconexiones presenta un aumento en los costos marginales a partir de 2030, alcanzando valores superiores a los del Escenario A1. Este incremento se debe al retraso de la entrada de operación de las interconexiones internacionales, lo que obliga al sistema a depender de recursos más costosos y genera un impacto negativo en los costos a largo plazo.

791

Con respecto al Escenario C - Eficiencia Energética, este muestra una disminución continua de los costos marginales, que caen desde 56.11 en 2025 hasta 37.72 en 2039. La implementación de medidas de eficiencia energética reduce la demanda de electricidad y mejora la eficiencia del sistema, lo que tiene un efecto claramente positivo sobre los costos. Por otro lado, el Escenario D - Movilidad Eléctrica genera un aumento de los costos marginales en los primeros años, debido al incremento en la demanda por vehículos eléctricos, pero a partir de 2030, los costos comienzan a disminuir lentamente a medida que el sistema se adapta. Similarmente, el Escenario E - Mayor Generación Distribuida presenta una reducción sostenida de los costos marginales a lo largo del tiempo, debido a la mayor presencia de la generación distribuida contribuye a descongestionar la red y a reducir la dependencia de las centrales eléctricas.

Finalmente, el Escenario F - Movilidad Eléctrica + Mayor Generación Distribuida muestra un comportamiento mixto: en los primeros años, los costos marginales aumentan debido a la demanda de la movilidad eléctrica, pero la mayor generación distribuida contribuye a reducir estos costos a largo plazo. En general, los Escenarios C y E son los más beneficiosos, ya que muestran una disminución significativa y constante de los costos marginales. El Escenario B es el más negativo, ya que el retraso en las interconexiones incrementa los costos a largo plazo, mientras que los Escenarios D y F tienen un impacto positivo a medida que el sistema se adapta, aunque los costos iniciales son más altos debido a la mayor demanda.

Gráfico 7. 34: Comparación de costos marginales por Escenarios



Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2025).

792

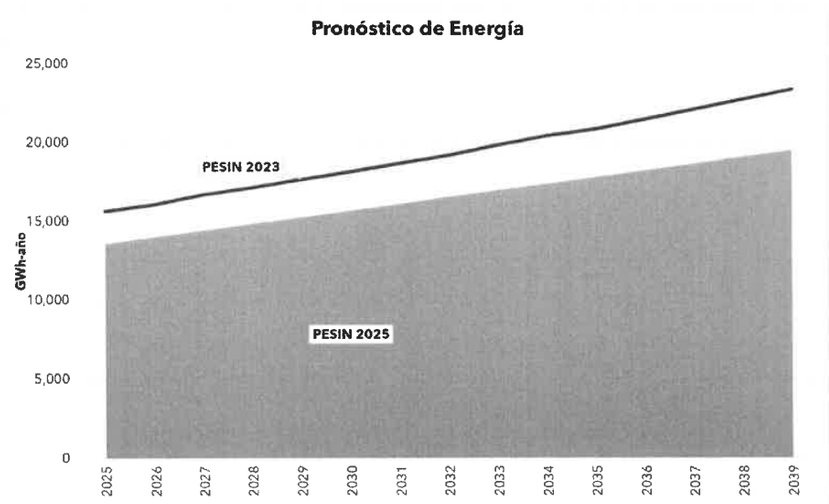
VARIACIONES EN EL PLAN INDICATIVO D GENERACIÓN

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 2025-2039", los "Estudios Básicos 2025-2039", la "Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2025" de la Secretaría Nacional de Energía, y la información suministrada por los agentes generadores a finales de 2024. Dicha actualización fue realizada según el Procedimiento para la Elaboración del Plan Indicativo de Generación, establecido por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Pronósticos de Potencia y Energía

En comparación con el plan anterior, el presente pronóstico muestra una disminución del 14.3% en la proyección de energía y del 16.7% en la de potencia, en promedio anual del periodo analizado. Esto se debe principalmente a la disminución de la demanda de Minera Panamá como se detalla en el Capítulo 2 de este Tomo.

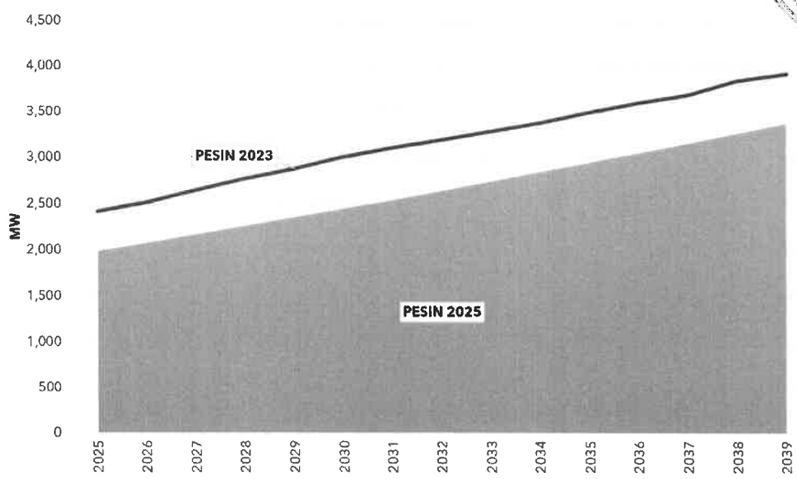
Gráfico 7. 35: Variación en los Pronósticos de Energía



Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2025).

793

Gráfico 7. 36 Variación en los pronósticos de Demanda



Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2025).

794

ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

795

CAPÍTULO VIII

INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA COLOMBIA–PANAMÁ

796

ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

797

CAPÍTULO 8
INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA PANAMÁ COLOMBIA (ICP)

OBJETIVO

La visión estratégica para el desarrollo del sector eléctrico en la región se orienta hacia la promoción de una integración energética transfronteriza, con la meta de impulsar la competitividad y la eficiencia de los países involucrados. Este enfoque no solo se anticipa a fortalecer el crecimiento económico sostenible, sino que también busca asegurar la seguridad energética continental. La estrategia se sustenta en la promoción de un abastecimiento energético que se caracteriza por su diversidad, fiabilidad, y respeto por el medio ambiente.

En esta línea, los países de Centroamérica y de la Comunidad Andina están realizando avances significativos hacia la integración energética. Se están promoviendo proyectos y marcos regulatorios que facilitan la comercialización, exportación, importación y transporte de electricidad a través de y dentro de las fronteras nacionales. Un hito de esta dinámica es el fomento del proyecto de interconexión eléctrica entre Panamá y Colombia, que simboliza un paso hacia la unificación energética de Centroamérica con la Comunidad Andina. La materialización de este proyecto abrirá las puertas a fuentes de generación más económicas, beneficiando directamente a los consumidores. Asimismo, permitirá la utilización óptima de los recursos energéticos y de la generación excedentaria, resultando en ahorros significativos en combustible, una notable reducción de emisiones contaminantes y un incremento en la confiabilidad y seguridad de los sistemas eléctricos regionales.

PROMOTORES DEL PROYECTO

Desde el año 2003, la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) de Panamá e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. (ISA) de Colombia han estado trabajando conjuntamente en el proyecto de interconexión eléctrica entre ambos países. Este esfuerzo ha contado con el apoyo no solo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) sino también de la Corporación Andina de Fomento (CAF), reflejando un compromiso regional por la sostenibilidad energética. Los estudios realizados, destinados a confirmar la viabilidad del proyecto, han incluido una serie de consultorías especializadas

798

que abarcan desde la ingeniería básica y de detalle hasta el diagnóstico ambiental de alternativas, estudios de impacto ambiental, inspección marina y análisis de viabilidad económica y financiera. Además, se ha trabajado en la formulación de un plan de negocios sólido que guiará la estructuración y ejecución del proyecto.

En cuanto a los patrocinadores, ETESA es una empresa estatal panameña, que se encarga del transporte de energía eléctrica en alta tensión, operando el sistema y administrando el mercado mayorista de electricidad en Panamá. Por otro lado, ISA es una empresa de economía mixta con una trayectoria de más de 55 años y cuyos accionistas mayoritarios son entidades estatales y públicas colombianas, aunque también incluye participación privada. ISA tiene una amplia presencia en Latinoamérica, donde desempeña un papel crucial en los sectores de energía eléctrica, infraestructura vial, telecomunicaciones y TIC, contribuyendo significativamente al desarrollo y bienestar regional.

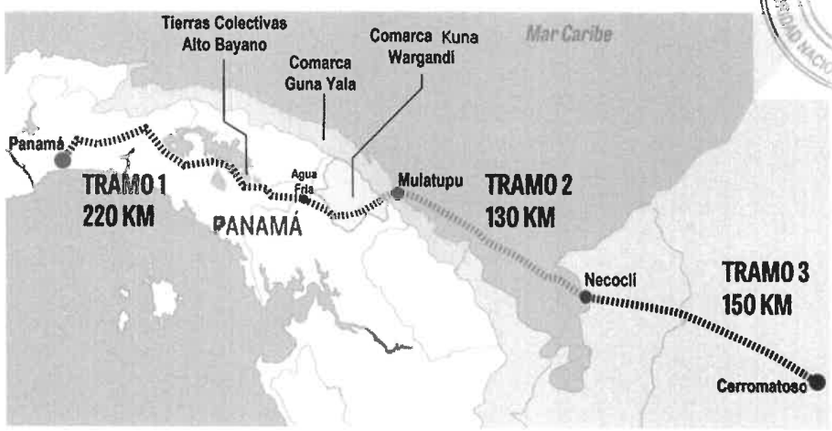
DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

El proyecto consiste en una línea de transmisión eléctrica que conecta la subestación Panamá II, ubicada en la Provincia de Panamá, con la subestación Cerromatoso en el Departamento de Córdoba, Colombia. Esta infraestructura será implementada utilizando la tecnología HVDC (transmisión de energía en corriente directa), destacada por sus considerables beneficios en términos técnicos, económicos y ambientales.

La longitud proyectada de la línea es de aproximadamente 500 kilómetros (km), con una capacidad de transmisión de 400 Megavatios (MW) y un nivel de tensión de 300 kilovoltios (kV). En la Figura 8. 1 se presenta el corredor de ruta propuesto para la interconexión, la cual se compone de tres segmentos diferenciados: dos tramos terrestres, de 150 km en Colombia y 220 km en Panamá, y un tramo marino de 130 km que une ambos corredores. Los puntos de transición entre los segmentos terrestres y marino se localizan en Necoclí, Departamento de Antioquia, Colombia, y en la comunidad de Mulatupu, Comarca Guna Yala, Panamá. En cada extremo de la interconexión se sitúan las estaciones convertidoras, encargadas de transformar la energía de corriente alterna (AC) a corriente directa (DC).

799

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



Referencia: (ICP, 2023)

BENEFICIOS DEL PROYECTO

La interconexión eléctrica entre Panamá y Colombia emerge como una iniciativa estratégica que transforma a Panamá en un centro energético, aprovechando las sinergias regionales para importar o exportar energía de acuerdo con las variaciones del mercado, fomentando la eficiencia y el desarrollo sostenible. Este esquema de intercambio no solo proporciona una barrera contra el incremento de tarifas eléctricas, sino que también promueve la estabilidad económica, ofreciendo a hogares y empresas panameños un acceso más asequible y predecible a la energía. La integración de fuentes de energía renovable es un pilar central del proyecto, con la ventaja de disminuir las emisiones de CO_2 y potencialmente reducir los costos eléctricos al utilizar recursos energéticos más económicos y sustentables. Además, la interconexión aprovecha las diferencias y complementariedades entre las matrices energéticas de ambos países, como la combinación de energía solar, eólica e hidráulica, asegurando un suministro continuo y diversificado. Esta red interconectada también brinda una capa adicional de seguridad ante posibles fallos o contingencias en el sistema de un país, permitiendo un flujo de energía desde el socio interconectado para mantener la continuidad y la resiliencia del suministro. Más allá de los beneficios económicos y energéticos, el proyecto lleva consigo un fuerte compromiso con la responsabilidad social y ambiental, ofreciendo beneficios directos a las comunidades cercanas al proyecto mediante programas sociales

complementarios, educativos y de desarrollo de habilidades, oportunidades de empleo y acciones de protección ambiental, asegurando que el progreso técnico vaya de la mano con el avance social y la sostenibilidad ambiental.

800

VENTAJAS TÉCNICAS DEL PROYECTO

La tecnología de Corriente Directa (HVDC) seleccionada para la interconexión eléctrica entre Panamá y Colombia supera a las soluciones tradicionales en corriente alterna de alta tensión (HVAC) en varios aspectos clave. HVDC permite una transmisión de energía más estable y sin las oscilaciones inter-área asociadas con HVAC, mejorando el amortiguamiento y la estabilidad general de los sistemas eléctricos. Además, ofrece un control refinado y flexible sobre las transferencias de potencia entre naciones con sistemas eléctricos distintos, como es el caso entre Panamá y Colombia, facilitando un intercambio energético más eficiente y fiable.

La implementación de HVDC se destaca igualmente por su viabilidad económica y un impacto ambiental y social reducido, al necesitar menos espacio para las servidumbres de paso. Esta tecnología no solo se adapta mejor a la diversidad ecológica y los retos geográficos, sino que también proporciona ventajas técnicas como control dinámico de voltaje, capacidad de recuperación rápida tras fallos, amortiguación de oscilaciones, filtrado de armónicos, equilibrio de fases y regulación de frecuencia. Estas funciones mejoran notablemente la confiabilidad y resiliencia de la red eléctrica, mejoran la calidad de la energía y facilitan una integración más armónica con otros sistemas energéticos y recursos conectados, alineando el proyecto con las normativas internacionales y las últimas innovaciones del sector energético.

VENTAJAS ECONÓMICAS DEL PROYECTO

La integración regional entre Panamá y Colombia es un catalizador para la optimización de recursos y una asignación de costos más eficiente, lo que repercute favorablemente en el progreso social y económico de ambos países. Esta interconexión no solo facilita una valiosa ruta de exportación de energía, maximizando el potencial de la oferta energética existente, sino que también abre nuevas avenidas comerciales para los participantes de la industria. Con la interconexión, ambas naciones pueden acceder a generación de energía a costos competitivos, situada más allá de sus fronteras, lo que no solo promueve una disminución en los precios de la energía a mediano plazo y genera ahorros significativos en el consumo de combustibles fósiles, sino que también ayuda a minimizar las emisiones de CO_2 y los vertimientos de