



Caribe Renovable: hacia la independencia energética

Aunque la generación renovable ya es más barata, barreras políticas y regulatorias perpetúan la dependencia fósil del Caribe.

Fecha de publicación: 1 de octubre de 2026

Autor: Wilmar Suárez

Contenido

Sobre este informe

Cifras clave

Resumen ejecutivo

Lo que la dependencia fósil le cuesta al Caribe

- 1.1 La generación fósil deja al Caribe muy expuesto a las importaciones
- 1.2 Los hogares del Caribe pagan algunas de las tarifas eléctricas más altas del mundo

Las renovables ya cuestan menos que la generación fósil

- 2.1 La generación solar con baterías ya cuesta menos que con una planta de gas nueva

Las metas de generación renovable no se cumplen

- 3.1 Casi todos fijaron una meta; no todos definieron cómo medirla
- 3.2 El despliegue solar que las estadísticas del Caribe aún no ven

Cerrar la brecha entre la meta y su cumplimiento

- 4.1 Fijar metas verificables y validar su avance
- 4.2 Que la empresa eléctrica deje de decidir quién compite con ella
- 4.3 Licitación lo que el sistema necesita, y publicar el resultado

Material de apoyo

- Metodología
- Agradecimientos

Sobre este informe

Este informe analiza la dependencia de los combustibles fósiles para la generación eléctrica en trece países del Caribe (Antigua y Barbuda, Bahamas, Barbados, Cuba, Dominica, Granada, Haití, Jamaica, República Dominicana, San Cristóbal y Nieves, San Vicente y las Granadinas, Santa Lucía y Trinidad y Tobago), y lo que la evidencia muestra sobre el despliegue de las renovables: cuánto cuestan, cuánto acordaron pagar las empresas eléctricas, a qué se comprometen las metas nacionales, qué se ha cumplido, y cuánto del despliegue solar escapa a las estadísticas oficiales. Propone tres cambios en las reglas para acelerar el despliegue renovable. Se publica en la antesala de la XI Semana de la Energía de la Organización Latinoamericana y del Caribe de Energía (OLACDE).

Lea el informe en línea en:

<https://ember-energy.org/es/analisis/caribe-renovable-hacia-la-independencia-energetica/>

Cifras clave

9.1%

La participación de las renovables en la generación eléctrica de los trece países del Caribe en 2024.

11 de 13

Países del Caribe tienen una meta de renovables para 2030 o después.

1.8x

Entre 2021 y 2024, el Caribe probablemente instaló casi el doble de la capacidad solar registrada oficialmente.

Una dependencia costosa con alternativas más baratas disponibles

Las renovables aportan menos de una décima parte de la electricidad del Caribe, y la región depende de los mercados internacionales de combustibles para generar el resto. Contratos firmados en la propia región demuestran que la generación fósil ya no es la forma más barata de producir electricidad. Varios países han fijado metas de renovables, pero no todas pueden medirse, y ninguna de las medibles va en camino de cumplirse.

Once de los trece países del Caribe analizados no producen nada del combustible que queman para generar electricidad, y el 91% de la energía eléctrica de la región todavía proviene de fuentes fósiles. En cuatro de ellos, el combustible importado para todos los usos cuesta más del 7% del PIB: entre dos y tres veces el promedio mundial. Cuando sube el precio del petróleo, el costo se traslada a los precios que pagan los hogares o a las cuentas públicas al subsidiar los costos. De una forma u otra, se paga.

La dependencia fósil de la región persiste, pese a que las renovables ya se contratan a precios más bajos que la generación fósil. En las Bahamas, la empresa eléctrica estatal contrató energía solar a menos de la mitad del precio de la generación con gas en la misma ronda de contratación. En junio de 2026, la República Dominicana adjudicó renovables con baterías a un precio menor que el que sus distribuidoras pagaban en promedio a los generadores el año anterior.

Sin embargo, las renovables siguen por debajo de una décima parte de la generación de la región, y ningún país cuya meta pueda verificarse había alcanzado una quinta parte de avance en 2024. La región está comprando paneles solares mucho más rápido de lo que esas cifras sugieren: en 2024 llegaron 1,809 MW de paneles chinos,

cinco veces el total de 2021, y las estadísticas oficiales de capacidad no registran ese ritmo.

Lo que se interpone en el despliegue de las renovables no es el precio, sino las reglas. Este informe propone tres cambios: metas fijadas sobre una base medible, con avances periódicos verificados por alguien distinto de quien los reporta; decisiones sobre quién puede generar y quién se conecta a la red tomadas por un organismo distinto de la empresa que vende la electricidad; y licitaciones diseñadas en torno a lo que el sistema necesita, con el resultado publicado.

01

Cuatro países del Caribe destinan a combustible importado una proporción de su PIB que más que duplica el promedio mundial, y uno casi la triplica.

En 2023, el combustible importado de todo tipo —para electricidad, transporte y cocción— absorbió el 9.5% del PIB en Jamaica, el 8.5% en Dominica, el 8.0% en Granada y el 7.3% en Barbados, frente a un promedio mundial del 3.2%. Incluso supera el promedio en otros tres países menos expuestos a las importaciones: la República Dominicana, San Vicente y las Granadinas y las Bahamas.

02

Dos compradores del Caribe han contratado generación renovable por menos de lo que ya pagaban por la electricidad.

En las Bahamas, la empresa eléctrica estatal contrató generación solar a 11.5 centavos de dólar por kilovatio-hora (c/kWh) y generación con gas natural licuado a 23.3 c/kWh en la misma ronda contractual. En junio de 2026, la República Dominicana adjudicó 326 MW de capacidad renovable con 50% de respaldo en baterías, a 10.6-10.9 c/kWh, por debajo de los 14.9 c/kWh que sus distribuidoras pagaron en promedio a los generadores en 2025.

03

Cuatro países del Caribe redujeron o eliminaron su meta de renovables entre 2021 y 2025.

De los 13 países analizados, 11 tienen una meta de renovables para 2030 o más adelante, mientras Granada y Haití no fijaron ninguna. Dos países trasladaron su meta: Barbados pospuso su compromiso del 95% de electricidad renovable de 2030 a 2035, y San Cristóbal y Nieves trasladó su 100% de 2020 a 2030. Santa Lucía eliminó su meta en 2021 y la definió menos ambiciosa en 2025. De los seis países cuya meta está fijada como participación en la generación eléctrica, ninguno había alcanzado una quinta parte de avance en 2024.

04

Las importaciones de paneles solares desde China fueron cinco veces mayores en 2024 que en 2021, y alcanzaron 2,174 MW en 2025.

Las estadísticas oficiales de capacidad no registran ese ritmo. En total, los trece países analizados importaron 3,861 MW de paneles solares de China entre 2021 y 2024, lo que implicaría unos 2,280 MW instalados. Las estadísticas registran 1,269 MW, casi la mitad. En los once países distintos de la República Dominicana y Cuba, recogen una octava parte de la solar probablemente instalada desde 2021.

Las renovables y las baterías ya cuestan menos que la generación fósil, pero con frecuencia son las políticas las que frenan su despliegue. El resultado es que la región sigue muy expuesta a las importaciones de combustibles fósiles, y cada alza del precio del petróleo se traslada al costo de vida de los hogares o a las cuentas públicas.

Los propios contratos de la región muestran que las renovables ya son la opción más barata, sus puertos muestran que los paneles ya están llegando, y varios de sus países muestran que las reglas correctas producen resultados.

El Caribe tiene hoy una oportunidad real de reimaginar su sistema energético: uno que no esté expuesto a la volatilidad de los mercados de los combustibles fósiles y más resiliente ante huracanes y tormentas. Los hogares y los comercios podrían abastecerse localmente con electricidad asequible, generada con el sol y el viento abundantes en la región y almacenada en baterías para cuando más se necesite.

El acceso a una energía segura y de bajo costo está al alcance del Caribe; los mandatarios que actúen con decisión situarán a sus naciones a la cabeza de esta oportunidad histórica.

Wilmar Suárez

Analista Sénior de Energía para América Latina, Ember

Lo que la dependencia fósil le cuesta al Caribe

La región genera el 91% de su electricidad con combustibles fósiles, y diez de los trece países analizados no producen nada del combustible que queman para hacerlo. Un choque de los precios del petróleo en el exterior impacta en la factura de los hogares o en el presupuesto público.

Los sistemas eléctricos del Caribe son pequeños y están aislados entre sí. Varios están dimensionados para poblaciones de menos de cien mil habitantes, y casi todos funcionan con un combustible que se compra en dólares a un precio fijado fuera de la región. Eso deja poco margen para absorber los choques que experimentan los mercados internacionales de combustibles.

1.1 La generación fósil deja al Caribe muy expuesto a las importaciones

En 2024, el 90.9% de los 64 TWh generados en los trece países del Caribe provino de fuentes fósiles: gas (40.5%), derivados del petróleo (38.7%) y carbón (11.7%). Las renovables alcanzaron el 9.1%, frente al [32%](#) mundial.

Entre 2018 y 2024 la generación eléctrica total de la región creció 7.6%. Dos tercios de ese aumento se cubrieron con combustibles fósiles, lo que causó que la participación renovable aumentara únicamente en menos de dos puntos porcentuales, de 7.3% a 9.1%, justo cuando la [solar](#) y el [almacenamiento](#) reducían notablemente sus precios a nivel global.

Los combustibles fósiles dominan la generación eléctrica en el Caribe

Generación eléctrica por fuente, 2020-2024 (GWh)

Carbón Gas Petróleo Renovables



Fuente: OLACDE-sieLAC (Cuba, Granada, Haití, Jamaica, Trinidad y Tobago, República Dominicana y Barbados); IRENA - IRENASTAT (Antigua y Barbuda, Bahamas, Dominica, San Cristóbal y Nieves, San Vicente y las Granadinas y Santa Lucía) • Solo generación; no incluye importaciones netas. IRENA no publica generación de 2024, así que para esos seis países 2024 repite la matriz de 2023. Debido principalmente al subregistro de la generación solar distribuida, la cuota de renovables en la mayoría de los países está subestimada. «Caribe» es el agregado de los trece países mostrados.

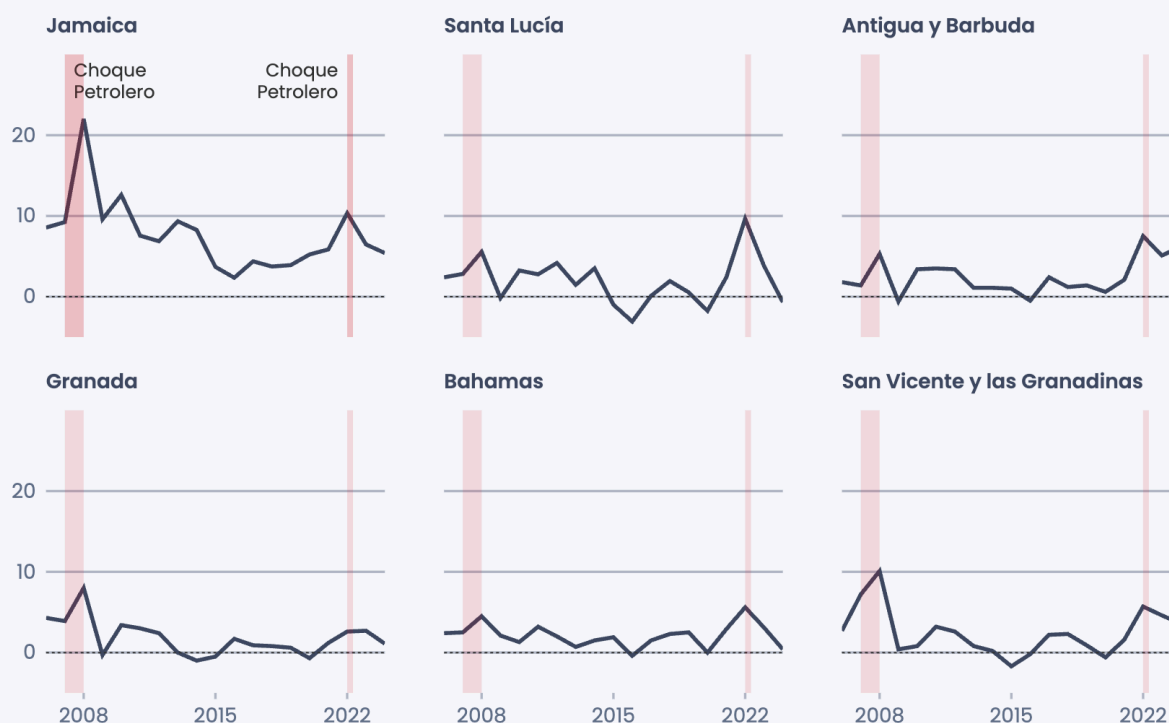
Muchos países del Caribe dependen fuertemente de combustibles fósiles importados para cubrir su demanda eléctrica. Solo dos países de los trece analizados usan combustible que ellos mismos producen: [Trinidad y Tobago](#) genera su electricidad con gas producido en su territorio, y [Cuba](#) cubre cerca del 60% de su producción eléctrica con crudo y gas nacionales. [Barbados](#) produce algo de petróleo y gas, pero nada de ello se usa para generar electricidad. En los diez países restantes, cada unidad de combustible quemada para generar electricidad es importada, a un precio fijado fuera de la región.

En 2023, la importación de combustible para todos sus usos (electricidad, transporte, cocina, etc.) absorbió el 9.5% del PIB de Jamaica, el 8.5% de Dominica, el 8.0% de Granada y el 7.3% de Barbados, muy por encima del promedio mundial (3.2%) y del de América Latina y el Caribe (2.8%). Aunque [el indicador solo está disponible](#) en siete de los trece países de este reporte, los siete superan ambas medias. Incluso los tres menos expuestos —la República Dominicana, San Vicente y las Granadinas, y las Bahamas— registraron niveles de entre el 4.1% y el 4.4%.

Esa exposición impacta a los hogares a través del costo de vida. Dos choques petroleros de este siglo se reflejaron en la inflación caribeña: en 2008 [la de Jamaica](#) subió de 9.2% a 22.0%, y en 2022 [la de Santa Lucía se cuadruplicó](#). [La de Antigua y Barbuda](#) se multiplicó por más de tres en ambos. El tercer choque está en curso: el Brent [superó los 100 dólares en marzo de 2026](#) tras el cierre del estrecho de Ormuz, y su efecto sólo podrá medirse hasta 2027.

La inflación se disparó en el Caribe durante los choques del precio del petróleo

Inflación anual de precios al consumidor (%), 2006-2024



Fuente: Banco Mundial, FP.CPI.TOTL.ZG (inflación), FRED, crudo Brent (POILBREUSD) • Los choques de 2008 y 2022 fueron globales y de causas múltiples; el gráfico muestra la coincidencia temporal, no la atribución causal.

EMBER

Donde los precios se movieron menos, rara vez fue por una menor exposición a los mercados internacionales. Varios gobiernos aplicaron [topes tarifarios](#) que trasladaron el aumento de costos a las arcas públicas. La factura siempre se paga: la única diferencia es si la asume el fisco o la terminan pagando los hogares.

1.2 Los hogares del Caribe pagan algunas de las tarifas eléctricas más altas del mundo

La electricidad en buena parte del Caribe está entre las más caras del mundo. [El Banco Mundial](#) sitúa el promedio regional en torno a 25 c/kWh, más del doble del promedio de Estados Unidos, con algunos países por encima de 40 c/kWh. En los seis estados del Caribe oriental que comparten una moneda común —Antigua y Barbuda, Dominica,

Granada, San Cristóbal y Nieves, Santa Lucía y San Vicente y las Granadinas—, el [Fondo Monetario Internacional](#) midió tarifas de 26–37 c/kWh, entre tres y cuatro veces el precio medio de las economías emergentes (10 c/kWh) y hasta casi el doble de los 19 c/kWh de las economías avanzadas.

Tres factores podrían explicar esos precios. El primero es la red: una infraestructura envejecida y mal mantenida produce [pérdidas de transmisión y distribución](#) del 15–20% en esos seis países orientales, frente al 6% en las economías avanzadas. El segundo es que la generación es principalmente fósil, de modo que cada kilovatio-hora lleva incorporado una compra de combustible: un costo mayormente importado y recurrente que la generación renovable no tiene en absoluto. El tercero es la escala: son sistemas pequeños y aislados que compran en volúmenes reducidos, no tienen una red vecina a la que recurrir y tienen poco poder de negociación sobre lo que pagan.

En 2024, la tarifa residencial promedio fue de 38.0 c/kWh en Granada, 36.9 c/kWh en Jamaica y 32.3 c/kWh en Barbados: las tres más altas de los dieciocho países de América Latina y el Caribe incluidos en [la serie de precios de OLACDE](#), cuya mediana fue 16.9 c/kWh. Trinidad y Tobago, en el otro extremo, registró 6.2 c/kWh: genera su electricidad enteramente con gas propio y mantiene su [tarifa congelada desde 2009](#).

Los altos precios de la electricidad recaen sobre los hogares. En las Bahamas, que generan el 99% de su electricidad con derivados del petróleo importados, en redes repartidas por islas separadas, el hogar promedio gasta alrededor de [4,800 dólares al año en energía](#): cinco veces el promedio de América Latina y el Caribe. En el quintil más pobre de los hogares, la electricidad por sí sola absorbe el 7.3% del ingreso, frente al 4.4% regional.

Las renovables ya cuestan menos que la generación fósil

Contratos firmados y subastas ejecutadas demuestran que la generación eléctrica renovable en el Caribe ya se adjudica a menor precio que la fósil.

En este capítulo se analizan tanto referencias globales como casos reales y específicos del Caribe. Los referentes globales son costos modelados, contruidos sobre supuestos acerca del costo de capital, las horas que opera una planta y la vida útil que se le asigna, y derivados de grandes redes interconectadas, no de islas de unos cientos de miles de habitantes. Las cifras del Caribe son precios efectivamente acordados en la región, de modo que el costo del financiamiento y el sobreprecio de construir en una isla pequeña ya están incorporados.

2.1 La generación solar con baterías ya cuesta menos que con una planta de gas nueva

A nivel global, más del 90% de los proyectos renovables a escala de red puestos en marcha en 2025 generan [electricidad más barata](#) que la central fósil nueva más económica de su mercado. La Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) sitúa el [costo nivelado medio ponderado mundial](#) de la eólica terrestre en 3.3 c/kWh y el de la solar en 4.4 c/kWh. Ese mismo año, la escasez de turbinas de gas casi duplicó la inversión requerida para una nueva planta de ciclo combinado, elevando su costo nivelado a cerca de 10 c/kWh en mercados con gas caro. Esta realidad ya está transformando la infraestructura que se construye: en 2025, [la expansión de la energía solar](#) superó en dieciocho veces la del gas, el único combustible fósil que registró crecimiento.

Para los sistemas eléctricos insulares, el indicador determinante es el costo de la energía firme: la combinación de generación y almacenamiento necesaria para asegurar un suministro continuo. [IRENA](#) analizó este modelo en regiones de radiación

solar estable —donde la reserva de almacenamiento para suplir los valles de generación es menor—, tales como Bahía (Brasil), el desierto de Thar (India) y el sur de Queensland (Australia). Pese a que ninguna es una isla, los hallazgos muestran que el costo firme solar-batería (a un 95% de confiabilidad) descendió de más de 10 c/kWh en 2020 a un rango de 6.5 a 8.2 c/kWh en 2025. En redes aisladas o con limitaciones técnicas, esta referencia debe interpretarse como un tope conservador. Esta evolución obedece a la caída de costos en toda la cadena: el costo instalado de una batería de cuatro horas a escala de red cayó 95% desde 2010 y en 2025 se situó en 140 USD por kWh de capacidad.

[Los costos de financiamiento](#) van del 3-5% a más del 12% según el mercado, y esa diferencia golpea con más fuerza a las renovables, cuyo gasto es casi todo al inicio de los proyectos. Los costos de las renovables y del almacenamiento han caído lo suficiente para absorber esa diferencia, y en el Caribe ya hay casos que lo demuestran.

En dos contratos recientes en el Caribe, las renovables resultaron más baratas que la alternativa convencional

En Gran Exuma, Bahamas, la empresa eléctrica estatal Bahamas Power and Light (BPL) [adjudicó un proyecto de 3 MW de energía solar](#) a 11.5 c/kWh frente a 23.3 c/kWh para la generación con gas natural licuado de terceros. Bajo el mismo proceso de licitación, el kilovatio-hora solar costó menos de la mitad que el de gas. Aunque el precio solar en una isla pequeña cotiza por encima de las referencias globales a escala comercial, la tecnología solar resultó significativamente más barata que la alternativa fósil. El contrato original no incluía baterías, pero aun [incorporando almacenamiento](#) el costo habría alcanzado unos 14.8 c/kWh, manteniéndose un tercio por debajo del precio del gas. Esta brecha se explica casi por completo por el costo del combustible, ya que el componente fijo del contrato de gas (10.5 c/kWh) equivale prácticamente al costo total de la solar, mientras que los 12.8 c/kWh restantes corresponden a un cargo variable que se ajusta cada mes.

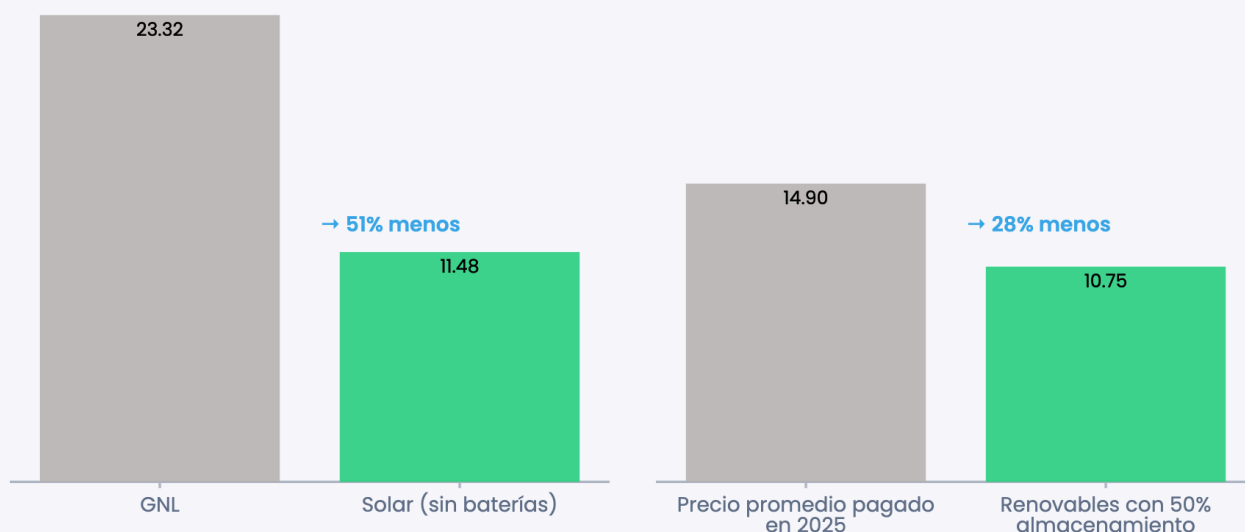
Este patrón se repite a una escala mucho mayor. En junio de 2026, la República Dominicana [adjudicó 326 MW de energía renovable](#) respaldada con un 50% de almacenamiento en baterías, a tarifas de entre 10.6 y 10.9 c/kWh. Esta cifra se ubica claramente por debajo de los 14.9 c/kWh que las distribuidoras pagaron en promedio a las generadoras en 2025. La entrada en operación comercial de estos proyectos está prevista para junio de 2028, y la Comisión Nacional de Energía fundamentó la subasta bajo la misma premisa de este informe: reducir la exposición del país al costo de los combustibles importados.

Dos compradores del Caribe contrataron renovables por menos que la alternativa, con y sin almacenamiento

Precios de contrato frente a lo que el comprador ya pagaba (centavos de dólar por kWh)

Bahamas · Gran Exuma

República Dominicana



Fuente: The Nassau Guardian (Feb 2026), Comisión Nacional de Energía, República Dominicana (Jun 2026) • Bahamas: dos precios de contrato de la misma ronda; el componente de combustible del gas (12.8 ¢) se recalcula cada mes, y los 23.3 ¢ reflejan las condiciones al momento de la firma. República Dominicana: precio adjudicado frente al precio promedio de compra de las distribuidoras en 2025, que incluye contratos vigentes de todas las tecnologías; la barra muestra el punto medio del rango adjudicado (10.6–10.9 ¢/kWh).

EMBER

La generación fósil crea una exposición permanente a las importaciones de materias primas que la generación renovable no tiene. Ambos contratos duran entre veinte y veinticinco años y ambos se ajustan por inflación una vez al año, pero solo el térmico agrega un componente que se recalcula cada mes con el precio del combustible.

Las metas de generación renovable no se cumplen

Once de los trece países analizados tienen una meta de renovables; solo seis la expresan sobre la generación eléctrica, y ninguno de esos seis había alcanzado una quinta parte en 2024. Cuatro de los trece redujeron o eliminaron su meta desde 2021. La solar llega más rápido de lo que muestran las estadísticas, pero no lo suficiente para cerrar la brecha.

En los países del Caribe, las metas renovables han sido establecidas en diversos instrumentos, desde las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC) y los planes energéticos nacionales hasta estrategias indicativas y leyes formales. Verificar el avance respecto a estos objetivos rara vez resulta sencillo. En muchos casos, los datos publicados son insuficientes para dar seguimiento al despliegue, mientras que en otros, las cifras disponibles muestran que el progreso está muy por debajo de lo que exigen las metas.

A pesar de estos desafíos, fijar metas explícitas sigue siendo fundamental para impulsar el despliegue de la generación renovable. Un objetivo claro ofrece a las empresas eléctricas una hoja de ruta para la planificación de la red, brinda a los reguladores la previsión para adaptar las normas y proporciona a los inversionistas la certeza de mercado necesaria para comprometer capital a largo plazo.

3.1 Casi todos fijaron una meta; no todos definieron cómo medirla

El costo ha dejado de ser un obstáculo. Sin embargo, la generación renovable en la región apenas alcanzó el 9% en 2024, a pesar de que diez de los trece países ya fijaron metas cuantitativas para 2030 y Barbados para 2035. Por su parte, solo [Granada](#) y [Haití](#) se limitan a mantener objetivos enfocados en la reducción de emisiones.

Once países del Caribe tienen una meta de renovables. Solo seis pueden verificarse con datos de generación

País	Meta	Año	Base	Instrumento
San Cristóbal y Nieves	100% 	2030	Generación eléctrica	NDC, octubre de 2021
Antigua y Barbuda	86% 	2030	Generación eléctrica	NDC, septiembre de 2021
Jamaica	50% 	2030	Generación eléctrica	Plan Integrado de Recursos, 2022, y NDC 3.0, septiembre de 2025
Santa Lucía	40% 	2030	Generación eléctrica	NDC, febrero de 2025
Trinidad y Tobago	30% 	2030	Generación eléctrica	NDC, enero de 2026
Cuba	26% 	2035	Generación eléctrica	NDC 3.0, febrero de 2025
Bahamas	30% 	2030	Matriz energética	NDC 3.0, noviembre de 2025
Barbados	95% 	2035	Ventas de electricidad	NDC, agosto de 2025
San Vicente y las Granadinas	60% 	2030	Matriz energética	NDC, septiembre de 2025
Dominica	100% 	2030	No especificada	NDC, julio de 2022
República Dominicana	30% 	2030	Solo plan indicativo	Plan Energético Nacional 2022-2037 (CNE)
Granada		Sin meta renovable		NDC, noviembre de 2020
Haití		47% eliminado en 2022		NDC, junio de 2022

Las filas en verde son las seis metas fijadas como participación en la generación eléctrica, las únicas que pueden verificarse con los datos. No se usan aquí las cifras que circulan sin un instrumento adoptado: 100% para Granada, 80% para Haití, 50% para Santa Lucía y 100% para Barbados, que abarca todo el sistema energético y no solo la electricidad. La NDC de Cuba da 24% para 2030 como punto de referencia de su compromiso para 2035; la proyección a 2030 de este informe usa esa cifra.

EMBER

La forma de fijar las metas de renovables varía mucho en el Caribe. Solo seis la expresan como participación en la generación eléctrica en un instrumento adoptado. [Las Bahamas](#) y [San Vicente y las Granadinas](#) fijan la suya sobre la matriz energética

nacional, [Barbados](#) sobre las ventas de electricidad y [Dominica](#) no indica una base; la de la [República Dominicana](#) existe solo en un plan indicativo.

Todas las metas fijadas sobre generación eléctrica van atrasadas

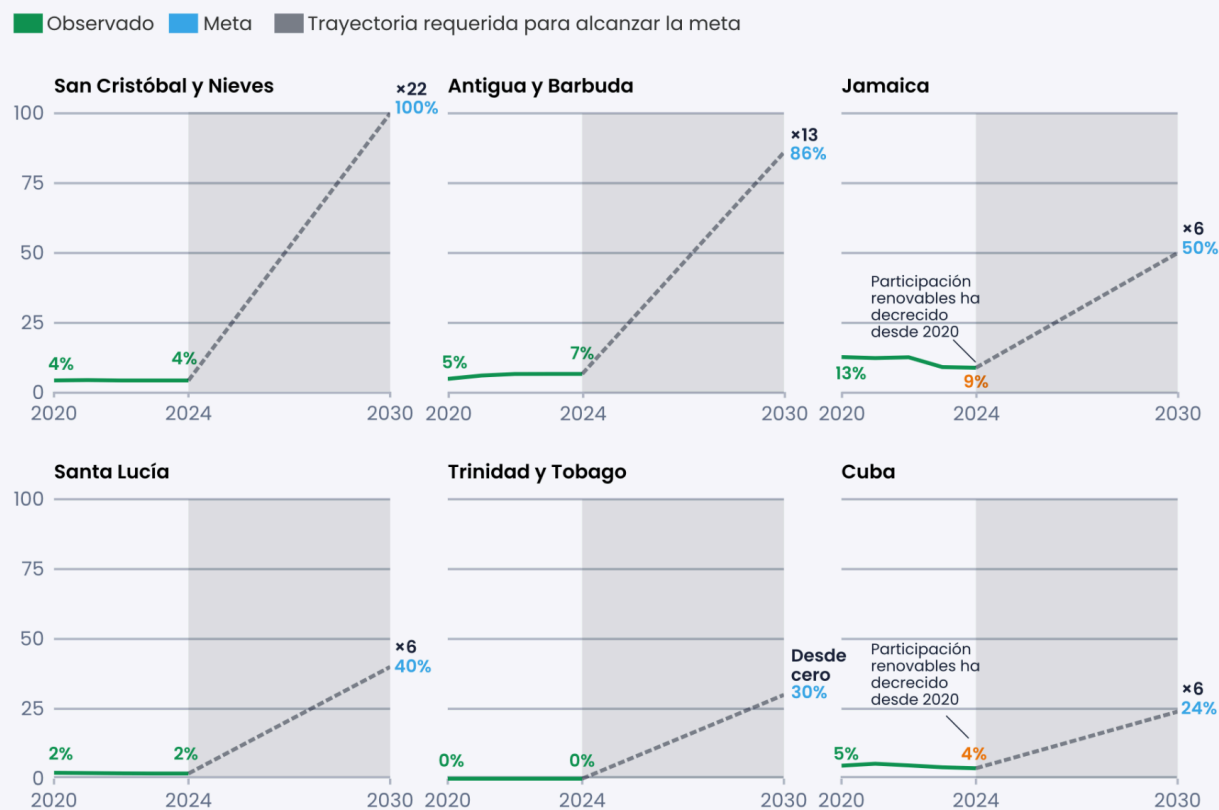
A finales de 2024, ninguno de los seis países con metas referidas a la generación eléctrica había alcanzado siquiera la quinta parte de su objetivo. Y el atraso no se explica por metas demasiado ambiciosas: [Cuba](#) fijó la más modesta de las seis, 26% para 2035, y estaba en 3.7% en 2024; [Jamaica](#), la más avanzada, fijó 50% para 2030 y estaba en 8.9%. Para [Trinidad y Tobago](#), con una meta del 30% a 2030, las estadísticas no registran generación renovable alguna. Cumplir con estos compromisos implicaría multiplicar la producción renovable de 2024 por siete en Cuba, por seis en Jamaica, por trece en Antigua y Barbuda, y por más de veinte tanto en San Cristóbal y Nieves como en Santa Lucía.

Tres de los países analizados se han alejado de su meta desde 2020, en lugar de acercarse: la participación renovable cayó 3.8 puntos en Jamaica, 0.9 en Cuba y 0.3 en Santa Lucía. Las razones difieren: en [Santa Lucía](#) no se construyó nada y la demanda adicional se cubrió con petróleo; en [Jamaica](#) la hidroeléctrica y la eólica generaron menos mientras la demanda creció una quinta parte y se cubrió con gas y petróleo; en [Cuba](#) la biomasa de caña cayó más de un tercio y la solar generó menos pese a contar con más capacidad. Antigua y Barbuda es el único que ganó terreno, 1.8 puntos; San Cristóbal y Nieves no se ha movido en absoluto.

Algunas metas tampoco son promesas firmes. [Antigua y Barbuda](#), [San Cristóbal y Nieves](#), [Santa Lucía](#) y [Trinidad y Tobago](#) condicionan las suyas al financiamiento internacional. Solo Cuba se compromete con la suya de forma incondicional, y Jamaica no lo especifica.

Los países del Caribe necesitan multiplicar al menos por seis su generación renovable para cumplir sus metas a 2030

Participación de las renovables en la generación eléctrica total (%), 2020–2024, contra meta a 2030



Fuente: OLACDE-sieLAC e IRENASTAT, metas tomadas de las NDC y del Plan Integrado de Recursos 2022 de Jamaica • IRENA no publica generación de 2024, así que Antigua y Barbuda, San Cristóbal y Nieves y Santa Lucía repiten 2023. El cero de Trinidad y Tobago es lo que registran las estadísticas. La meta de Cuba es 26% para 2035; el 24% en 2030 es el punto de referencia del mismo documento. La cifra de Jamaica es la de OLACDE-sieLAC; su ministerio publica 10% para 2024 y su regulador 12.9%.

EMBER

Los seis países cuyos compromisos se miden en función de su participación en la generación eléctrica representan el 56% de la generación fósil de la región. Cumplir con sus metas renovables reduciría la generación a base de combustibles entre un 23% y un 100% en cada nación. A escala regional, esto impulsaría la participación renovable del 9.1% en 2024 al 23% en 2030, casi independientemente de cuánto crezca la demanda. Si el consumo mantiene la tasa de crecimiento observada entre 2018 y 2024, la generación fósil disminuiría un 9% en términos absolutos. Menos de la mitad de esas nuevas renovables bastaría para frenar su crecimiento.

Cuatro países del Caribe redujeron o eliminaron su meta de renovables entre 2021 y 2025

Cuatro países ajustaron la meta en lugar de acelerar su cumplimiento. Barbados lo dice en su propia NDC: el 95% que comprometió para 2030 en 2021 "se mantiene", pero "ahora se espera alcanzarlo en 2035". San Cristóbal y Nieves trasladó su 100% de 2020, fijado en su [política energética de 2014](#), a 2030 en su NDC de 2021. Por su parte, la meta de Santa Lucía pasó del 50% para 2030 (fijado en 2015) a quedar omitida en la actualización de 2021, y luego reapareció en un 40% en 2025, cifra inferior al 50% que aún figura en su [política energética nacional](#). Finalmente, Haití eliminó el 47% que había fijado en 2015.

No todos los países siguieron ese camino. Trinidad y Tobago adoptó una meta del 30% para 2030 tras incumplir un [10% para 2021](#). Y la República Dominicana avanzó más que nadie sin una meta que pudiera exigírsele: su [ley](#) dice que las autoridades "procurarán" que el 25% de las necesidades del servicio se cubra con renovables en 2025, y su plan energético fija 30% para 2030 solo con carácter indicativo. Su participación renovable en la generación eléctrica subió de 7.6% a 16.6% entre 2015 y 2024: la solar pasó de 0.2% a 5.8% y la eólica de 1.6% a 4.2%, mientras la hidroeléctrica apenas se movió.

3.2 El despliegue solar que las estadísticas del Caribe aún no ven

En los trece países, [las importaciones de paneles solares desde China](#) subieron de 337 MW en 2021 a 1,809 MW en 2024 —cinco veces más en cuatro años— y alcanzaron 2,174 MW en 2025. Las compras están concentradas: en 2025, Cuba y República Dominicana recibieron el 85% de lo que llegó, y Cuba sola más de la mitad.

Las importaciones de paneles chinos son un buen indicador indirecto de las instalaciones, pero no una medida directa de ellas. [Ember](#) estima alrededor del 73% de los paneles exportados terminan instalados, y que tardan unos seis meses en llegar al sitio desde que se embarcan. Aplicando ambos factores a los 3,861 MW que llegaron a los trece países entre 2021 y 2024 se estiman unos 2,280 MW instalados a fines de 2024.

El Caribe ha instalado más energía solar de la que reflejan las estadísticas: 1,5 veces más en República Dominicana y 8 veces más en otros 11 países

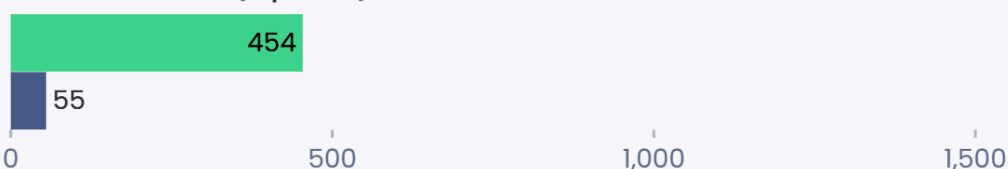
Capacidad solar estimada y registrada, 2021-2024, MW

■ Capacidad instalada estimada ■ Registrado en estadísticas oficiales

República Dominicana



Resto del Caribe (11 países)



Fuente: Ember, China Solar PV Export Explorer (importaciones); IRENA, Renewable Capacity Statistics 2026 (capacidad), IRENA, Renewable Capacity Statistics 2026 (capacity) • La estimación aplica a las exportaciones de paneles chinos la tasa de instalación del 73% de Ember y un desfase de seis meses. Cuba se excluye: su capacidad registrada creció 59% mientras su generación solar cayó 26%.

EMBER

[Las estadísticas oficiales](#) registran 1,269 MW de nueva capacidad solar en los trece países durante esos mismos cuatro años: poco más de la mitad de los 2,280 MW estimados. Pero la brecha no es igual en todos lados. En la República Dominicana, las estadísticas registran 1,037 MW frente a unos 1,614 MW estimados: dos de cada tres. En los otros once países, sin contar Cuba, registran apenas 55 MW frente a unos 454 MW estimados: uno de cada ocho. Cuba se analiza aparte porque su caso es distinto: su capacidad solar registrada creció 59% en esos años, pero su [generación solar](#) cayó 26%. Ahí el problema no es que falten paneles por contar, sino que los ya contados no están generando. Y aun si toda la capacidad no registrada estuviera generando, la participación renovable de la región subiría menos de dos puntos porcentuales.

El ritmo de compra en el Caribe siguió subiendo en 2025: de un promedio de 151 MW al mes en 2024 pasó a 181 MW al mes. En los primeros siete meses de 2026 bajó a 87 MW al

mes. Todavía no se sabe si es una pausa o un cambio de tendencia; eso solo se verá cuando cierre el año.

Cerrar la brecha entre la meta y su cumplimiento

Existen tres cambios que no dependen de nueva tecnología ni de capital: metas que se puedan verificar, licencias y conexiones que no se otorguen por la empresa eléctrica, y licitaciones cuyo resultado se publique. Son decisiones que un gobierno ya tiene la autoridad de tomar.

Los capítulos anteriores detallaron la matriz de generación eléctrica de la región, su dependencia de los combustibles importados y las metas de despliegue de las renovables. Dado que las renovables ya se contratan a precios inferiores a la generación fósil que desplazan, el costo no explica la brecha entre las metas y el avance real. La clave está en las reglas del juego —un factor bajo control directo de la región—, pues de ellas depende que un proyecto firmado hoy mantenga su conexión a la red y sus ingresos durante toda la vigencia del contrato.

4.1 Fijar metas verificables y validar su avance

Las metas de energía renovable que resultan creíbles y totalmente verificables desde su diseño contribuyen a atraer la inversión privada. Una meta sólida debe medirse a partir de datos públicos ya disponibles y definir con claridad su año base, su plazo de cumplimiento y su alcance —por ejemplo, si incluye o no a la generación distribuida—. A nivel institucional, se requiere una entidad responsable de publicar los avances de forma periódica, junto con hitos intermedios que permitan evaluar el progreso. Si un hito no se cumple, la normativa debe exigir la publicación inmediata de un plan de corrección para detectar los retrasos a tiempo. Por último, la información debe ser auditada por un tercero independiente, ya que, sin supervisión externa, la obligación de publicar datos se convierte con el tiempo en una formalidad que nadie fiscaliza.

Situación actual

Seis países tienen una meta fijada sobre una base medible; ese es el único requisito ampliamente cumplido. Más allá de eso, poco se sostiene. Solo la ley de un país nombra quién debe publicar la cifra de renovables y con qué frecuencia.

En el resto de los casos, la norma no existe o no incluye la obligación de reportar el dato de generación renovable. [La ley dominicana](#) exige a su comisión de energía informar cada año al Congreso sobre la ejecución de sus programas de renovables, pero no sobre la participación en sí. Donde nadie está designado, circula más de una cifra: en Jamaica, las [estadísticas del ministerio de energía](#) sitúan la participación renovable en cerca del 10% para 2024, mientras que el [informe anual del regulador](#) da 12.9%, una cifra que no lleva ni año ni fuente. La serie regional que usa este informe, [OLACDE-sieLAC](#), da 8.9% para el mismo año. En definitiva, existen tres datos diferentes para un mismo país sin que el lector tenga certeza de cuál de ellos es el válido.

Cuatro países establecieron metas intermedias de energía renovable antes de su plazo final, aunque dos de ellos las incluyeron en anexos y no en el compromiso principal. Sin embargo, ninguno de estos instrumentos especifica qué sucede si la meta no se cumple, omitiendo cualquier exigencia de un plan de corrección, una revisión obligatoria o acciones de seguimiento.

Por último, en ningún país la cifra publicada es verificada por un organismo externo al que la produce. Jamaica muestra lo que eso permite: dos cifras oficiales, con más de dos puntos de diferencia, y ningún proceso para conciliarlas.

Dónde ha funcionado

Ningún país cumple la recomendación completa, pero Antigua y Barbuda es el que más se acerca, al menos en el papel. Su [Ley de Energía Renovable](#) exige desde 2015 lo que la mayor parte de la región todavía no ha legislado: metas de renovables para la generación eléctrica establecidas por reglamento, de mediano y de largo plazo, un informe anual publicado sobre el avance hacia ellas y una declaración trimestral de la capacidad conectada. Diez años después, el [centro regional](#) que compila las estadísticas energéticas del Caribe sigue obteniendo los datos eléctricos de Antigua y Barbuda por comunicación privada de la empresa eléctrica. La ley no exige ninguna acción si el avance se queda corto y concentra todas las funciones en el ministro, así que no había nadie afuera que lo notara. Antigua y Barbuda está en 6.7% de la generación frente a un 86% para 2030.

4.2 Que la empresa eléctrica deje de decidir quién compite con ella

Dos decisiones definen si un nuevo generador puede entrar al mercado: quién recibe permiso para generar y quién obtiene conexión a la red. Ambas deben tomarlas un organismo que no genere ni venda electricidad, y no la empresa eléctrica establecida, que es justamente con quien ese nuevo generador va a competir. En la práctica esto significa dos cosas. Primera: la licencia de generación se otorga según criterios publicados de antemano. Segunda: la conexión a la red solo puede negarse por motivos que un organismo externo a la empresa eléctrica pueda revisar.

Situación actual

En el papel, el monopolio ya casi no existe. La mayoría de estos países permite hoy que empresas distintas de la eléctrica establecida generen y vendan electricidad. Pero el monopolio sobrevive por otra vía. Las leyes abrieron la generación, pero dejaron en manos de la empresa establecida las decisiones que determinan si un competidor realmente puede entrar.

Donde la empresa establecida decide quién puede generar, las [Bahamas](#) es el caso más claro y la ley más reciente: bajo una Ley de Electricidad aprobada en 2024, BPL decide si se necesita nueva capacidad, puede cubrir esa necesidad por sí misma con apenas una notificación al regulador y, cuando opta por un tercero, elige al ganador. En [Trinidad y Tobago](#) el derecho a generar está conferido por ley a la empresa eléctrica estatal, que luego declara a un generador como "aprobado".

En otros países, quien decide si un nuevo generador recibe licencia es directamente un ministro, sin que ningún regulador independiente participe en la decisión. Es el caso de [San Cristóbal y Nieves](#), bajo su Ley de Suministro Eléctrico de 2011, y de [Barbados](#), bajo su Ley de Luz y Energía Eléctrica de 2013: allí existe un comité que revisa las solicitudes, pero está formado por funcionarios del gobierno y solo emite recomendaciones; la decisión sigue siendo del ministro. Hay además un tercer caso: una ley que abre el mercado pero nunca llega a aplicarse. [Santa Lucía](#) sacó las renovables del monopolio en 2016, pero los reglamentos necesarios para otorgar licencias nunca se dictaron. Diez años después, su única planta renovable sigue siendo la de la propia empresa eléctrica.

La segunda decisión, la conexión a la red, rara vez está regulada por escrito, y ahí es donde la empresa eléctrica establecida recupera el control que la ley le había quitado sobre la generación. En [Barbados](#), la empresa eléctrica dejó de conectar nuevos

clientes solares durante unos dos años con el argumento de que la red ya no admitía más; fue una decisión que tomó ella misma, sin que nadie externo la revisara. En [Antigua y Barbuda](#), la ley hace que la conexión de proyectos renovables dependa de la política de interconexión que fija la propia empresa eléctrica, la Antigua Public Utilities Authority. Cuba llega al mismo resultado por otro camino: un productor privado puede ser dueño de su planta, pero está obligado a venderle toda su generación a la UNE, la empresa eléctrica estatal, y al precio que la UNE decide.

Dónde ha funcionado

[Dominica](#) muestra qué pasa cuando este cambio se aplica. Allí las dos decisiones están en manos del regulador, no de la empresa eléctrica: el regulador otorga las licencias de generación y aprueba las reglas técnicas de conexión a la red. Además, la licencia de la empresa eléctrica establecida no es exclusiva, así que el regulador pudo otorgar una segunda licencia a un productor independiente. La planta geotérmica de 10 MW de ese productor [entró en operación comercial](#) en 2026 y en junio aportó alrededor del 43% de la electricidad del país. Sumada a la hidroeléctrica que ya existía, dos tercios de la electricidad de Dominica ese mes fueron renovables.

[Granada](#) ya tiene el mecanismo legal, aunque todavía no el resultado. Su ley prohíbe que una licencia de generación sea exclusiva, y obliga a que la capacidad disponible para conectar nuevos proyectos la evalúen juntos el operador de la red y el regulador, en lugar de que la empresa eléctrica decida sola si la red "está llena". Desde 2021 se han otorgado licencias a diecisiete pequeños productores. Pero la generación renovable sigue en 1.7%, y las reglas técnicas de conexión siguen en borrador.

4.3 Licitar lo que el sistema necesita, y publicar el resultado

Comprar mediante competencia, y decir públicamente cuánto costó, es lo que le permite al siguiente comprador de la región partir de un precio real en lugar de un modelo de costos. En una red insular, el valor de un proyecto renovable no está solo en cuán barato genera, sino en si el sistema puede recibir la energía cuando llega; la licitación debe, por tanto, diseñarse en torno a lo que el sistema necesita —generación, almacenamiento, capacidad de red, o una combinación— y, cuando pida baterías, debe decir cuál será su función, incluidas la regulación de frecuencia y la reserva, y no solo cuántas horas de electricidad puede suministrar. Y la adjudicación debe

publicarse: quién ofertó, cuál fue el costo nivelado de cada proyecto y cómo se indexa cada tarifa.

Situación actual

La mayor parte de la generación de la región se contrata de manera bilateral. De los cinco contratos de compra de energía vigentes en Trinidad y Tobago, uno se adjudicó por licitación y el resto se negoció directamente; los cinco son confidenciales, y solo se divulgaron términos generales a una comisión parlamentaria. La ley eléctrica de [San Cristóbal y Nieves](#) no dice nada sobre cómo debe contratarse la generación, y la ley cubana no prevé licitación alguna: un productor independiente negocia con la UNE.

[Barbados](#) muestra lo que pasa cuando solo se compra generación. La solar se contrató proyecto por proyecto, sin almacenamiento contratado a la par, hasta que la red no pudo recibir más. El remedio fue una licitación de almacenamiento por separado —60 MW y 240 MWh— para desatascar una cola de proyectos ya aprobados.

Trinidad y Tobago muestra la misma brecha desde el otro lado. Su planta solar de Brechin Castle, de 92 MW, es la más grande del país y la única de sus cinco contratos de compra de energía que se adjudicó por licitación. Comenzó a entregar energía en julio de 2025 y [salió de la red](#) a fines de enero de 2026. El ministro responsable lo atribuye a que la planta no tiene baterías: la licitación compró generación solar, pero el sistema no pudo absorber esa energía cuando llegaba.

Dónde ha funcionado

Jamaica publicó lo que produjo su licitación. [Doce ofertas](#) por 100 MW llevaron a [dos adjudicaciones](#) de solar sin almacenamiento, a 6.5 y 7.0 c/kWh, y junto con el resultado se publicaron los oferentes, el costo nivelado de cada proyecto y la indexación de cada tarifa. La [República Dominicana](#) hizo lo mismo a escala, para un producto distinto: 32 oferentes calificados por 326 MW de renovables con almacenamiento en baterías, adjudicados a 10.6–10.9 c/kWh para entrega a partir de 2028.

Los dos resultados son públicos, y en ambos casos se sabe no solo el precio, sino qué se compró exactamente a ese precio: cuánta capacidad, con o sin baterías, con qué fecha de entrega y cómo se ajusta la tarifa con el tiempo. Ese es el valor de publicar: el precio por sí solo no sirve de referencia, pero un precio junto a la descripción de lo que se compró sí. Quien prepare la próxima licitación en la región ya no necesita apoyarse en un modelo global de costos, ni aceptar el precio que le proponga un único oferente. Puede partir de precios que ya se ofertaron y se firmaron a unos cientos de kilómetros,

en sistemas de tamaño parecido y con costos de combustible parecidos, y usar esos documentos para redactar sus propias condiciones: cómo se indexa la tarifa, qué debe hacer el almacenamiento, cuándo debe entrar la planta. Con solo dos licitaciones publicadas, los demás países del Caribe tienen ahora un punto de comparación que antes no existía.

En conclusión, ninguna de estas tres decisiones depende de que aparezca una nueva tecnología ni de que llegue financiamiento. Dependen de quienes hoy tienen la autoridad para tomarlas. Y el Caribe llega a ese momento con ventaja: sus propios contratos muestran que las renovables ya son la opción más barata, sus puertos muestran que los paneles ya están entrando, y varios de sus países muestran que las reglas correctas producen resultados. Cada punto porcentual que ganan las renovables es un punto menos de exposición a un precio que la región no controla, y un paso más hacia una electricidad generada con recursos que son suyos.

Metodología

Alcance

El informe cubre trece países del Caribe: Antigua y Barbuda, Bahamas, Barbados, Cuba, Dominica, Granada, Haití, Jamaica, República Dominicana, San Cristóbal y Nieves, San Vicente y las Granadinas, Santa Lucía y Trinidad y Tobago. La unidad de análisis es la generación eléctrica, no la energía primaria. La capacidad instalada aparece en un solo lugar: para comparar la solar que la región ha comprado con la que registran sus estadísticas.

Generación eléctrica

Los datos por país y por combustible provienen de [OLACDE-sieLAC](#) para los siete países miembros y de [IRENA](#) para los seis restantes, consultados en agosto de 2026.

Para Antigua y Barbuda, Bahamas, Dominica, San Cristóbal y Nieves, San Vicente y las Granadinas y Santa Lucía —el 5.5% de la generación regional— IRENA no publica 2024, y se usó la matriz tecnológica de 2023. El crecimiento se mide desde 2018, el año base usado en todo este informe.

Donde la capacidad instalada se convierte en generación, se usa un factor de planta del 13.5%: la tasa implícita en la propia generación solar de República Dominicana en 2024 y su capacidad instalada promedio ese año, el único país de los trece con suficiente solar para medirlo.

Metas de renovables

Cada meta se verificó contra su fuente primaria: [las NDC](#) registradas ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, decretos y planes nacionales. No se usaron compilaciones secundarias, porque reclasifican como metas de capacidad instalada las que los gobiernos expresaron sobre generación. Se excluyeron las cifras que circulan sin un instrumento que las respalde: 37% para Cuba, 100% para Granada, 80% para Haití y el 100% de Barbados, que abarca todo el sistema energético. Cuatro de las seis metas fijadas sobre generación eléctrica están condicionadas al financiamiento internacional; solo la de Cuba es incondicional, y Jamaica no lo especifica.

El avance es la participación renovable de 2024 dividida por la meta. La reducción de la generación fósil propia de un país si cumple su meta es $1 - (1 - \text{meta}) / (1 - \text{participación de 2024})$; la proyección de generación se cancela, así que no requiere ningún supuesto de demanda.

Para la región, se asume que los seis cumplen sus metas y que los otros siete mantienen su participación de 2024, lo que da 23% en 2030, invariante ante un crecimiento uniforme de la demanda, y entre 23.2% y 23.8% con tasas divergentes. La caída de la generación fósil sí depende de la demanda: 9% con el crecimiento anual del 1.25% observado entre 2018 y 2024, y 16% si la demanda se mantiene plana. Las cuatro metas condicionales se tratan como cumplidas; excluir la de Trinidad y Tobago daría una participación de 19% en 2030 y una caída fósil del 4%.

El compromiso de Cuba es 26% para 2035; la proyección a 2030 usa el 24% que su Contribución Determinada a Nivel Nacional establece como punto de referencia de 2030, desde el cual se mide ese compromiso.

Importaciones de combustible como proporción del PIB

$\frac{\text{Importaciones de combustible (\% de las importaciones de mercancías)}}{\text{Importaciones de mercancías (US\$ corrientes)}} \times 100 \times \frac{\text{PIB (US\$ corrientes)}}{\text{PIB (US\$ corrientes)}}$. Solo siete de los trece países tienen las tres series disponibles y estables; en los otros seis, la proporción de combustible oscila más de veinte veces entre años consecutivos, o está truncada. El último año con los siete es 2023.

Importaciones de paneles solares

Importaciones: Ember, [China Solar PV Export Explorer](#), tipo de producto "Panels", en vatios pico de corriente continua; 2026 cubre de enero a julio. Capacidad: [IRENA, Renewable Capacity Statistics 2026](#), edición del 16 de abril de 2026. Ningún país de los trece tiene una cifra de capacidad solar de una fuente nacional oficial para ningún año entre 2019 y 2024; las primeras cuatro aparecen en 2025.

Las instalaciones se estiman a partir de las importaciones siguiendo [el método de Ember](#): el 73% de las exportaciones de paneles chinos reportadas se instala, con un desfase de seis meses, aplicado sobre años calendario como la mitad del año en curso más la mitad del anterior. Las dos series se comparan en la misma ventana, 2021 a 2024, midiendo la capacidad agregada como la cifra de 2024 menos la de 2020. No se aplican los ajustes de Ember por importaciones no chinas, reexportaciones ni fabricación nacional, y no se hace conversión de CC a CA, siguiendo a Ember. Ember considera el 73% conservador para 2026; en un mercado joven y de rápido crecimiento

hay más paneles todavía en bodegas, así que la estimación aquí tiende más a sobreestimar las instalaciones que a subestimarlas. Cuba se reporta por separado.

Tarifas

La comparación latinoamericana es contra los dieciocho países cubiertos por [OLACDE](#), una muestra que no incluye a Haití.

Revisión legal y regulatoria

La sección 4 se basa en una revisión de la ley eléctrica de cada país, de cualquier ley específica de renovables y del instrumento que fija su meta de renovables, preguntando a cada uno: quién puede autorizar a un generador independiente; quién decide la conexión; si se fija una cifra intermedia de renovables antes del año meta y qué ocurre si no se cumple; y si la verificación está asignada a algún organismo distinto del que reporta. La revisión distingue lo que una ley prevé de lo que existe —varios instrumentos crean facultades que nunca se pusieron en vigor, como los reglamentos de licencias bajo la sección 64 de [la Ley de Suministro Eléctrico de Santa Lucía](#)— e indica cuándo un hallazgo se apoya en una compilación regional y no en el instrumento mismo. Los hallazgos sobre contratación se apoyan en una base de evidencia distinta: documentos de licitación y anuncios de adjudicación publicados, contratos de compra de energía cuando sus términos son públicos, y lo que empresas eléctricas y ministerios han divulgado a los parlamentos o a la prensa.

Unidades y comparabilidad

Los precios de la electricidad están en centavos de dólar estadounidense por kilovatio-hora (c/kWh) y los costos de baterías en dólares por kWh de capacidad. En este campo circulan cinco métricas de costo que no son intercambiables: tarifa al usuario final, costo de generación, precio de contrato o de adjudicación, precio promedio de compra mayorista y costo nivelado modelado. El informe las mantiene separadas e indica cuál está usando en cada caso.

Agradecimientos

Colaboradores

Bahadır Sercan Gümüş, Claire Kaelin, Hannah Broadbent, Lauren Orso, Matt Ewen, Nicolas Fulghum y Raul Miranda

Imagen de portada

[UNDP Dominican Republic](#) / Flickr

© Ember, 2026

Publicado bajo una licencia Creative Commons Atribución-CompartirIgual (CC BY-SA 4.0). Se alienta activamente a compartir y adaptar este informe, pero se debe dar crédito a los autores y al título, y todo material que se cree a partir de él debe compartirse bajo la misma licencia.