



**HOJA DE RUTA
DE ENERGÍAS
RENOVABLES
PARA CENTROAMÉRICA:
HACIA UNA TRANSICIÓN
ENERGÉTICA REGIONAL**

A menos que se indique lo contrario, el material que contiene esta publicación puede ser utilizado, compartido, copiado, reproducido, impreso o almacenado libremente, siempre que se reconozca debidamente a IRENA como fuente y titular de los derechos de autor. El material de la presente publicación que se atribuye a terceros puede estar sujeto a otras condiciones de uso y limitaciones, y es posible que sea necesario obtener la correspondiente autorización de dichos terceros antes de hacer cualquier uso de ese material.

CITA

IRENA (2022), *Hoja de ruta de energías renovables para Centroamérica: hacia una transición energética regional*, Agencia Internacional de Energías Renovables, Abu Dabi.

ISBN: 978-92-9260-440-0

Este documento es la traducción de “Renewable Energy Roadmap for Central America: Towards a Regional Energy Transition”

ISBN:978-92-9260-415-8 (2022). En caso de discrepancia entre esta traducción y el original en inglés, prevalecerá el texto inglés.

Disponible para descarga: www.irena.org/publications

Para más información o enviar una consulta: publications@irena.org

ACERCA DE IRENA

La Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA, por sus siglas en inglés) actúa como la principal plataforma de cooperación internacional, centro de excelencia y repositorio de conocimiento sobre políticas, tecnologías, recursos y financiación, y como motor de acción sobre el terreno para avanzar en la transformación del sistema energético global. Una organización intergubernamental constituida en 2011 que promueve la adopción generalizada y el uso sostenible de todas las formas de energía renovable, incluyendo bioenergía, geotérmica, hidroeléctrica, oceánica, solar y eólica para lograr el desarrollo sostenible, el acceso a la energía, la seguridad energética, y crecimiento y prosperidad bajos en carbono.

www.irena.org

AGRADECIMIENTOS

Los equipos de Hoja de ruta de energías renovables (REmap) y Estrategias de transformación del sector eléctrico (PSTS, por sus siglas en inglés) de IRENA prepararon esta publicación bajo la supervisión de Dolf Gielen. El conjunto de herramientas y el modelado de escenarios energéticos, incluidas las necesidades de inversión, y el informe se desarrollaron por Ricardo Gorini, Rodrigo Leme, María Vicente García, Maisarah Abdul Kadir, Krisly Guerra, Seán Collins y el análisis de flexibilidad en FlexTool por Emanuele Taibi y Carlos Fernández. Los expertos de IRENA proporcionaron valiosos aportes, apoyo y comentarios: Seungwoo Kang, Herib Blanco, José Torón y Fabián Barrera, Simon Benmarraze y Paula Nardone, Pablo Ralón, Luis Janeiro, Nicholas Wagner, Walter Sánchez, Gabriel Castellanos, Paul Komor, Ahmed Badr y Ute Collier.

Una característica importante de este proyecto fue el alto nivel de compromiso con los países de la región de Centroamérica, sus representantes nacionales y organismos regionales. En este sentido, IRENA agradece el apoyo de datos, ideas, sesiones virtuales y comentarios de las siguientes partes interesadas: Ryan Cobb, Lennox Gladden, Geon Hanson y Deon Kelly (Belice), Laura Lizano, Víctor Bazán, Arturo Molina, Marianela Ramírez y Esteban Zeledón (Costa Rica), Juan José García, Adonay Urrutia, Josué Palacios, Mario Ángel Cáceres y Joel Flores (El Salvador), Gabriel Velásquez y Héctor Orozco (Guatemala), Sindy Salgado, Moisés Martínez, Tania Vindel, Lesvi Montoya y Jorge Cárcamo (Honduras), Santiago Bermúdez, Carlos Sánchez, Horacio Guerra y Harold Madriz (Nicaragua), Jorge Rivera Staff, Guadalupe González, Rosilena Lindo, Marta Bernal y Carlos Rivera (Panamá), y el personal técnico y diplomático correspondiente de cada país.

Un agradecimiento especial al SICA por su apoyo para facilitar la implementación del proyecto y las contribuciones durante el proceso. IRENA también agradece los aportes, apoyo y participación en talleres de los organismos regionales OLADE, CEPAL y EOR, y los socios multilaterales BID, CMNUCC, PNUMA y Banco Mundial.

La publicación, las comunicaciones y el apoyo editorial estuvieron a cargo de Ling Ling Federhen, Stephanie Clarke y Manuela Stefanides. El informe fue editado por Elisabeth Mastny. El diseño gráfico fue realizado por Phoenix Design Aid. IRENA agradece el generoso apoyo del Gobierno de Noruega, que hizo realidad la publicación de este documento.

EXENCIÓN DE RESPONSABILIDAD

Esta publicación y el material que figura en ella se presentan en el estado en que se encuentran. IRENA ha tomado todas las precauciones razonables para verificar la fiabilidad del material presentado en esta publicación. Sin embargo, ni IRENA ni sus funcionarios, agentes, y proveedores externos de datos o contenidos ofrecen garantía alguna, ni expresa ni implícita, y no asumen responsabilidad alguna por las consecuencias que pueda tener el uso de la presente publicación o del material que figura en ella.

La información contenida en la presente publicación no representa necesariamente los puntos de vista de todos los miembros de IRENA. La mención de empresas específicas o ciertos proyectos o productos no significa que IRENA los respalde o recomiende por encima de otros de naturaleza similar que no aparezcan mencionados. Las designaciones empleadas y la presentación del material contenido en la presente publicación no significan la expresión de ninguna opinión por parte de IRENA sobre la situación jurídica de ninguna región, país, territorio o ciudad o zona ni de sus autoridades, ni en relación con la delimitación de sus fronteras o límites.

HOJA DE RUTA DE ENERGÍAS RENOVABLES PARA CENTROAMÉRICA: HACIA UNA TRANSICIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

TABLA DE CONTENIDO

GRÁFICOS.....	6
TABLAS.....	8
RECUADROS.....	8
PRÓLOGO.....	9
ABREVIATURAS.....	10
CÓDIGOS DE PAÍSES.....	11
CONCLUSIONES PRINCIPALES.....	12
RESUMEN.....	14
INTRODUCCIÓN.....	20
1.1 Enfoque del informe.....	20
1.2 Metodología.....	21
1.3 Objetivos de la transición energética y avances recientes.....	25
LA HOJA DE RUTA PARA CENTROAMÉRICA.....	34
2.1 Hoja de ruta de energías renovables.....	34
2.2 Oportunidad de inversión.....	36
2.3 Costos de tecnología del sector de uso final.....	37
2.4 Emisiones.....	40
ENERGÍAS RENOVABLES EN EL SECTOR ELÉCTRICO.....	43
3.1 Capacidad de energías renovables.....	43
3.2 Integración del sistema eléctrico regional.....	47
ELECTRIFICACIÓN EN LOS SECTORES DE USO FINAL.....	53
4.1 Uso de electricidad en el consumo de energía final total.....	53
4.2 Uso de electricidad en el sector transporte.....	56
4.3 Uso de electricidad en la cocina.....	61

USO DIRECTO DE ENERGÍAS RENOVABLES EN LOS SECTORES DE USO FINAL	65
5.1 Uso directo de energías renovables en la industria	67
5.2 Uso directo de energías renovables en edificios	67
5.3 Uso directo de energías renovables en el transporte	68
CONSERVACIÓN Y EFICIENCIA ENERGÉTICA.....	72
HIDRÓGENO Y SUS DERIVADOS.....	76
ACCIÓN SECTORIAL NECESARIA EN LA ACTUALIDAD	81
8.1 Edificios	81
8.2 Transporte	84
8.3 Industria	86
8.4 Sector eléctrico.....	88
REFERENCIAS	91
ANEXO A. RESUMEN DE LAS PRINCIPALES INICIATIVAS Y PLATAFORMAS EN CURSO IDENTIFICADAS EN CENTROAMÉRICA	94
ANEXO B. SUPUESTOS CLAVE DE COSTOS DE TECNOLOGÍA Y PRECIOS DE COMBUSTIBLES FÓSILES	95
ANEXO C. REFERENCIAS DE DATOS PARA EL ANÁLISIS REMAP	98

GRÁFICOS

Figura 1:	Reducción de emisiones de CO ₂ a través de medidas de la REmap en el DES para 2030 y 2050	18
Figura 2:	Países centroamericanos considerados en el análisis REmap-FlexTool	20
Figura 3:	Descripción de los escenarios del estudio de REmap	21
Figura 4:	Panorama general del sistema de interconexión eléctrica regional (SIEPAC)	22
Figura 6:	Descripción de la inversión y los costos en el análisis	23
Figura 5:	Justificación de las simulaciones del sector eléctrico	23
Figura 7:	Facilitadores de la flexibilidad del sistema eléctrico en el sector energético	24
Figura 8:	Herramientas REmap para el análisis de los sectores eléctrico y de uso final	24
Figura 9:	Consumo de energía final total por sector, 2018	25
Figura 10:	Consumo de energía final total por país, 2018	25
Figura 11:	Consumo de electricidad per cápita por país, 2000 a 2050	26
Figura 12:	Consumo de energía final total regional per cápita en 2018 y en virtud del PES en 2030 y 2050	26
Figura 13:	Instalaciones de capacidad anual y proporción de energías renovables en la generación en Centroamérica, 2011-2020	27
Figura 14:	Proporción de capacidad instalada y generación de electricidad por país, 2019	28
Figura 15:	Costo total de instalación de energía solar fotovoltaica, costo nivelado de electricidad y factor de capacidad para América Latina y el Caribe, 2010-2019	28
Figura 16:	Emisiones históricas (excluyen el cambio de uso de la tierra y la silvicultura) en Centroamérica por sector, 1990-2018	29
Figura 17:	Emisiones históricas (excluyen el cambio de uso de la tierra y la silvicultura) en Centroamérica por país, 1990-2018	29
Figura 18:	Reducción de las emisiones globales de carbono en virtud del Escenario WETO 1.5 °C de IRENA	30
Figura 19:	Consumo de energía final total en 2018 y en virtud del DES en 2050	35
Figura 20:	Proporción de energías renovables, renovables tradicionales y no renovables del suministro total de energía primaria en 2018 y en virtud del PES y DES en 2030 y 2050	36
Figura 21:	Inversión acumulada del sector eléctrico (izquierda) e inversión acumulada, operaciones y mantenimiento, y costos de combustible (derecha) para el periodo 2018-2050 en virtud del PES y el DES	37
Figura 22:	Costos acumulados de tecnología de uso final, costos de combustible y costos de tecnología de uso final y combustible para el periodo 2018-2050 en virtud del PES y DES	38
Figura 23:	Diferencia acumulada entre costos del sistema energético y ahorros por reducción de externalidades del DES frente al PES para el periodo 2018 - 2050	39
Figura 24:	Emisiones históricas y emisiones en virtud del PES (izquierda) y DES (derecha), por país y sector, 2000-2050	40
Figura 25:	Emisiones per cápita del sector eléctrico y de uso final con respecto al PIB per cápita, por país, en 2018 y en virtud del DES en 2050	41
Figura 26:	Consumo directo de electricidad por sector de uso final en 2018 y en virtud del PES, TES y DES en 2030 y 2050	43
Figura 27:	Capacidad de generación instalada por tecnología y cuotas en 2018 y en virtud del PES, TES y DES en 2030 y 2050	44
Figura 28:	Generación de electricidad por tecnología y cuotas en 2018 y en virtud del PES, TES y DES en 2030 y 2050	44
Figura 29:	Capacidad instalada de generación eléctrica y generación, por país, en virtud del DES en 2030 y 2050	45
Figura 30:	Capacidad instalada por tecnología en los dos escenarios de interconexión en virtud del DES en 2050	48
Figura 31:	Reducción del precio marginal del sistema en el escenario de mayor interconexión en virtud del DES en 2050	49
Figura 32:	Proporción de electricidad en el consumo de energía final total por sector en 2018 y en virtud del DES en 2030 y 2050, y proporción por país en 2018 y en virtud del DES en 2050	53

Figura 33: Demanda de energía por subsector transporte en 2018 y en virtud del PES y DES en 2030 y 2050	55
Figura 34: Demanda de energía por servicio de energía en el sector de edificios residenciales y comerciales en 2018 y en virtud del PES y DES en 2030 y 2050	55
Figura 34: Demanda de energía por servicio de energía en el sector de edificios residenciales y comerciales en 2018 y en virtud del PES y DES en 2030 y 2050 (continuación)	56
Figura 35: Proporción de vehículos de transporte por carretera por tipo en 2018 y en virtud del PES y DES en 2030 y 2050	57
Figura 36: Inventario de vehículos eléctricos por tipo de vehículo en virtud del DES en 2030 y 2050.....	57
Figura 37: Porcentaje de vehículos eléctricos en la flota por país en virtud del PES y DES en 2050.....	58
Figura 38: Emisiones por subsector transporte en 2018 y en virtud del PES y DES en 2030 y 2050.....	58
Figura 39: Proporción de hogares que usan estufas tradicionales por país en 2018 y en virtud del DES en 2030 y 2050	61
Figura 40: Porcentaje de tecnologías de cocción por tipo en 2018 y en virtud del PES y DES en 2050.....	61
Figura 41: Porcentaje de tecnologías de cocción limpias en virtud del PES y DES en 2050	63
Figura 42: Proporción de las energías renovables modernas en el consumo de energía final total en 2018 y en virtud del DES en 2030 y 2050.....	65
Figura 43: Consumo de energía final total en los sectores de uso final por vector energético en 2018 y en virtud del PES y DES en 2030 y 2050	66
Figura 44: Demanda de energías renovables modernas por sector de uso final en 2018 y en virtud del PES y DES en 2050	66
Figura 45: Demanda de energía industrial por vector en 2018 y en virtud del PES y DES en 2050	67
Figura 46: Ejemplo de curva de oferta de etanol de caña de azúcar en Centroamérica.....	69
Figura 47: Intensidad energética en 2018 y en virtud del PES y DES en 2030 y 2050	72
Figura 48: Emisiones acumuladas de la industria para el periodo 2018-2050 en virtud del PES y DES	73
Figura 49: Costos acumulados de eficiencia energética por subsector para el periodo 2018-2050 en virtud del PES y DES	73
Figura 50: Existencias de camiones grandes que usan hidrógeno, electrolizadores necesarios para la producción de combustible y almacenamiento de hidrógeno en virtud del DES en 2040 y 2050	76
Figura 51: Generación de electricidad y capacidad instalada que se requiere para producir hidrógeno renovable por tecnología en virtud del DES, 2020-2050.....	77
Figura 52: Porcentaje de hidrógeno y sus derivados utilizados para el transporte marítimo en 2050.....	78
Figura 53: Suministro de energía de hidrógeno por modo de transporte, 2020-2050.....	79
Figura 54: Suministro eléctrico y capacidad instalada de electrolizadores que serían necesarios para la producción de hidrógeno doméstico, 2020-2050.....	79
Figura 55: Demanda energética de los edificios en 2018 y en virtud del DES en 2030 y 2050, y energía ahorrada respecto al PES.....	81
Figura 56: Consumo de energía final total por vector, emisiones y proporción de energías renovables en edificios en 2018 y en virtud del DES en 2030 y 2050.....	81
Figura 57: Demanda de energía del transporte en 2018 y en virtud del DES en 2030 y 2050, y energía ahorrada respecto al PES	84
Figura 58: Consumo de energía final total por vector, emisiones y proporción de energías renovables en el transporte en 2018 y en virtud del DES en 2030 y 2050	84
Figura 59: Demanda de energía de la industria en 2018 y en virtud del DES en 2030 y 2050, y energía ahorrada respecto al PES	86
Figura 60: Consumo de energía final total por vector, emisiones y proporción de energías renovables en la industria en 2018 y en virtud del DES en 2030 y 2050.....	87
Figura 61: Generación de electricidad por tecnología, emisiones y proporción de energías renovables en el sector eléctrico en 2018 y en virtud del DES en 2030 y 2050	88

TABLAS

Tabla 1:	Población regional y PIB, 2018, 2030 y 2050	25
Tabla 2:	Indicadores del sector eléctrico por país, 2020	27
Tabla 3:	Contenidos de las NDC de los países centroamericanos, a noviembre de 2021.....	31
Tabla 4:	Ruta de escenarios clave para la descarbonización del sector energético	34
Tabla 5:	Promedio anual de inversión histórica y proyectada para el PES y DES.....	36
Tabla 6:	Necesidades acumuladas de inversión de capital en la capacidad de generación por tecnología entre 2021 y 2050 en el PES, TES y DES.....	46
Tabla 7:	Costos acumulados de tecnología de uso final para la electrificación de sectores de uso final el periodo 2018-2050 en virtud del DES	54
Tabla 8:	Número de cargadores eléctricos por tipo y tamaño en 2030, 2040 y 2050 en virtud del DES.....	59
Tabla 9:	Costo acumulado en tecnologías de cocción en el sector residencial para el periodo 2018-2050 en virtud del PES y DES (millones de USD)	62
Tabla 10:	Unidades de calentadores solares de agua de uso residencial en 2018, y en 2030 y 2050 en virtud del PES y el DES, y necesidades de inversión relacionadas.....	68
Tabla 11:	Consumo de bioetanol, biodiésel y biojet en 2018 y en virtud del PES y DES en 2030 y 2050.....	68
Tabla 12:	Acciones regionales para el sector de la edificación.....	82
Tabla 13:	Acciones regionales para el sector transporte	85
Tabla 14:	Acciones regionales para la industria.....	87
Tabla 15:	Acciones regionales para el sector eléctrico.....	89
Tabla 16:	Supuestos clave de los costos de la tecnología y los precios de los combustibles fósiles.....	95

RECUADROS

Recuadro 1.	REmap y análisis y herramientas de flexibilidad	24
Recuadro 2.	Análisis de costo-beneficio de la transición.....	39
Recuadro 3.	Reducción de las emisiones restantes en la industria (IRENA, 2021b).....	41
Recuadro 4.	Perspectiva de innovación: carga inteligente para vehículos eléctricos	50
Recuadro 5.	Estado de la tecnología de baterías	59
Recuadro 6.	Bioenergía de caña de azúcar en Centroamérica: potencial grande y competitivo para la producción de energía y la mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero.....	69
Recuadro 7.	El Canal de Panamá y un posible centro de hidrógeno	78
Recuadro 8.	Perspectivas de países e instituciones regionales del análisis de la Hoja de ruta de energías renovables para Centroamérica	90

PRÓLOGO

La contribución de IRENA hacia un mundo resiliente y más equitativo se presenta en su Perspectiva mundial de las transiciones energéticas y recuperación posterior al Covid: una agenda para la resiliencia, el desarrollo y la igualdad (*World Energy Transitions Outlook and Post-Covid Recovery: an agenda for resilience, development and equality*). Consciente de que la transición energética toma diferentes formas según cada región y país, los esfuerzos de IRENA ahora se dirigen hacia la implementación de la transición energética a nivel regional.

Inspirado en las vías tecnológicas de la Perspectiva mundial de las transiciones energéticas, la *Hoja de ruta de IRENA de energías renovables para Centroamérica*: hacia una transición energética regional se sumerge en la región de Centroamérica para contribuir al debate sobre la implementación de rutas locales de transición energética. Con un enfoque integrado para la planificación de la transición energética, la hoja de ruta tiene un enfoque especial en la evaluación de las opciones de tecnología de energías renovables en los sectores eléctrico y de uso final. Sirve como aporte para los responsables de la formulación de políticas gubernamentales y las partes interesadas para actualizar o definir su planificación energética y las estrategias de contribución determinada a nivel nacional, así como aportes para los planes de infraestructura local y paquetes de inversión.

Centroamérica está entrando en una década crucial para dar forma a su sistema energético futuro y está sumamente comprometida con la transición energética. Si bien la contribución de los países centroamericanos a las emisiones globales de CO₂ en 2018 fue solo del 0.2%, la región aún espera experimentar efectos adversos del cambio climático, como cambios en los patrones de precipitación y aumento de la temperatura promedio. Brindar acceso universal a la electricidad y tecnologías de cocción limpia son desafíos clave que enfrenta la región. Su creciente población y el progreso económico impulsarán un aumento de la demanda energética en las próximas décadas. La seguridad energética y la mitigación de la dependencia de las importaciones de combustibles fósiles serán cruciales en el contexto de la volatilidad de los precios de la energía y los debates sobre el precio global del CO₂. La región tiene una oportunidad única para desarrollar un sistema de energía sostenible basado en recursos de energías renovables que puede ayudar a la recuperación socioeconómica de la recesión causada por la pandemia de COVID-19, abordar las estrategias de mitigación y adaptación al cambio climático, mientras se logran los objetivos de seguridad energética, universalización y asequibilidad.

La *Hoja de Ruta de energías renovables para Centroamérica* proporciona un camino integral para el desarrollo de un sistema energético regional sostenible y más limpio. Explora el papel de la electrificación de los sectores de uso final, la expansión factible de la generación de energías renovables, las soluciones de eficiencia energética y la importancia de expandir la integración del sector eléctrico regional existente. Las vías tecnológicas específicas del sector y las oportunidades de inversión y las acciones personalizadas son resultados importantes que enriquecerán el debate regional y ayudarán a acelerar la transformación energética.

El compromiso con los países centroamericanos y la estrecha cooperación con ellos y nuestros socios locales SICA, OLADE, CEPAL y BID, ha sido clave para los resultados de este estudio. Nuestro futuro compartido solo será brillante si avanzamos juntos, llevando a todos hacia un mundo más resiliente, equitativo y justo.



Francesco La Camera
Director general de IRENA



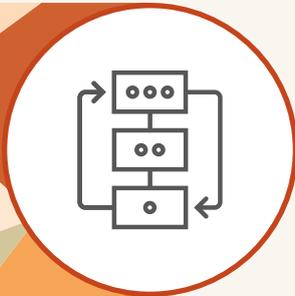
ABREVIATURAS

°C	grados Celsius	m³	metro cúbico
BES	Escenario energético base (por sus siglas en inglés)	MtCO₂e	millón de toneladas de CO ₂ equivalente
BID	Banco Interamericano de Desarrollo	MOVE Latam	Movilidad Eléctrica de Latinoamérica y el Caribe
CEPAL	Comisión Económica para América Latina y el Caribe	Mt	millón de toneladas
CO₂	dióxido de carbono	MW	megavatio
DES	Escenario de descarbonización de energía (por sus siglas en inglés)	MWh	megavatio-hora
EES2030	Estrategia Energética Sostenible 2030 de los países del SICA	NDC	Contribución determinada a nivel nacional (por sus siglas en inglés)
ER	energías renovables	ODS	Objetivo de Desarrollo Sostenible
FV	fotovoltaica	OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
GDP	producto interno bruto	PES	Escenario energético planificado (por sus siglas en inglés)
GIZ	Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit	PJ	petajulio
GLP	gas licuado de petróleo	REmap	Hoja de ruta de energías renovables
GW	gigavatio	SICA	Sistema de la Integración Centroamericana
GWh	gigavatio-hora	SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central
ICE	Motor de combustión interna (por sus siglas en inglés)	TES	Escenario de transformación energética (por sus siglas en inglés)
IRENA	Agencia Internacional de Energías Renovables	TWh	teravatio-hora
ktCO₂e	kilotoneladas de CO ₂ equivalente	UTS	uso de la tierra, cambio de uso de la tierra y silvicultura
kW	kilovatio	USD	Dólar estadounidense
kWh	kilovatio-hora		
LCOE	costo nivelado de generación eléctrica (por sus siglas en inglés)		

CÓDIGOS DE PAÍSES

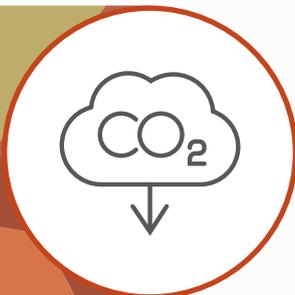
	NOMBRE CORTO	NOMBRE OFICIAL	CÓDIGO DE PAÍS
	Belice	Belice	BZ
	Costa Rica	República de Costa Rica	CR
	El Salvador	República de El Salvador	SV
	Guatemala	República de Guatemala	GT
	Honduras	República de Honduras	HN
	Nicaragua	República de Nicaragua	NI
	Panamá	República de Panamá	PA

CONCLUSIONES PRINCIPALES



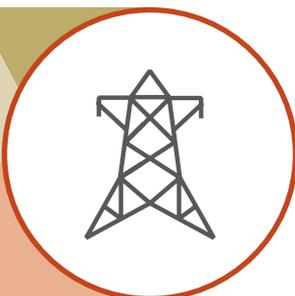
La **planificación regional** integrada para la transición energética es clave y vincula la política energética con la política climática y los compromisos de los países.

La **transición energética** en Centroamérica debe enfocarse en transformar el sector transporte junto con el sector eléctrico.



Una estrategia de **descarbonización** puede traer beneficios a la región al mismo costo total del sistema de energía (incluyendo inversión, operación y mantenimiento, costos de tecnología de uso final y costos de combustible) como la estrategia de planificación actual.

La **integración del sistema eléctrico** regional debe fomentarse y mejorarse para seguir explotando un potencial total de energías renovables de alrededor de **180 gigavatios** (GW).



Las **redes de transmisión y distribución** nacionales necesitarán expansión y refuerzo para satisfacer el creciente consumo de electricidad y permitir una operación del sistema más eficiente y confiable.

Los estudios de **factibilidad de financiamiento** de los proyectos financiables de generación de energías renovables y la expansión de la capacidad de interconexión son vitales, así como estudios para definir mejor la demanda de los sectores de uso final en los países.



La **electrificación del sector transporte** es crucial, así como el uso de biocombustibles y la implementación de cambios modales para disminuir las emisiones relacionadas con el transporte.

Las **estufas mejoradas y estufas eléctricas** necesitan aumentar **8.6 veces** para 2050 en comparación con los niveles de 2018 para ayudar a lograr el objetivo de brindar acceso a combustibles y tecnologías de cocción limpia para todos los hogares de la región.



El uso directo de **bioenergía, energía solar térmica y energía geotérmica** modernas puede ayudar a reducir el uso de combustibles fósiles en todos los sectores de uso final, lo que representa alrededor del **11%** del consumo de energía final total para 2050.

Las medidas de **eficiencia energética** y las normas tecnológicas, con las correspondientes inversiones acumuladas de alrededor de **8 700 millones de USD** para el periodo 2018-2050, deben impulsarse aún más en la región para reducir la intensidad energética **43%** para 2050, en comparación con los niveles de 2018.



El **hidrógeno verde** ofrece una solución alternativa para descarbonizar el transporte de carga pesada por carretera en la región, así como una oportunidad para un suministro de energía más limpia en el transporte marítimo internacional.

RESUMEN



Una estrategia de descarbonización puede traer beneficios a la región de Centroamérica al mismo costo del sistema de energía que la estrategia de planificación actual. La transformación del sistema energético es una oportunidad para cerrar las brechas socioeconómicas existentes y satisfacer las crecientes necesidades de servicios energéticos de una manera más eficiente, competitiva y sostenible.

Los costos totales del sistema de energía del Escenario de descarbonización de energía (DES, por sus siglas en inglés), incluida la inversión en nuevas redes y capacidad eléctrica instalada, operaciones y mantenimiento, costos de combustible y costos de tecnología de uso final, son comparables a los costos del sistema de energía en el Escenario energético planificado (PES, por sus siglas en inglés). Estos costos alcanzan un estimado de 1.93 billones de USD en el DES en comparación con los 1.95 billones de USD en el PES, para el periodo 2018-2050.



Atraer la inversión necesaria para descarbonizar el sistema de energía de la región puede promover las economías nacionales y apoyar tanto la recuperación de COVID-19 como la resiliencia climática.

La instalación, operación y mantenimiento de más y nuevas tecnologías para cumplir con los objetivos de descarbonización requeriría personal capacitado, lo que conduciría a la creación de empleo local (IRENA, 2020).

El uso de recursos renovables locales tanto para la generación eléctrica como para los servicios de energía de uso final reduciría el consumo de combustibles fósiles en el sector eléctrico en un 90%, y en los sectores de uso final en un 65% para 2050 en el DES en comparación con el PES 2050. Esto reduciría las importaciones de combustibles fósiles y mejoraría la seguridad energética. El uso de combustibles más limpios en los sectores del transporte y residencial también disminuye la contaminación local y doméstica. Las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) de los sectores eléctrico y de uso final disminuirían un 72% en el DES 2050 en comparación con el PES 2050.

La diversificación de la matriz energética a través de energías renovables competitivas y una mayor integración regional contribuiría a reducir la volatilidad de los costos de la energía, ya que estos se ven menos afectados por las fluctuaciones en el precio de los combustibles fósiles. Junto con la eficiencia energética, esto reduciría el costo relativo de la energía para los consumidores, mejoraría la asequibilidad de la energía y traería otros beneficios macroeconómicos. Una mayor diversidad en el suministro de energía primaria y en las soluciones de gestión de la demanda (tanto distribuidas como a escala de servicios públicos, integradas y proporcionadas por diferentes localidades) también contribuye a una mayor resiliencia al cambio climático.



La planificación regional integrada para la transición energética es clave y vincula la política energética con la política climática y los compromisos de los países.

Es poco probable que se obtengan los diversos beneficios de la descarbonización sin una mayor coordinación a nivel regional. Esto implica esfuerzos conjuntos de los países en muchos frentes, como el desarrollo de infraestructura para la electrificación del transporte en la región, la expansión y el refuerzo de las redes para aprovechar el potencial de las energías renovables y la maximización del uso de los recursos entre los países. Se requiere hacer uso de todo tipo de instrumentos: gobernanza regional, planificación, mejoras del mercado, políticas y regulación.



La transición energética en Centroamérica debe enfocarse en transformar el sector transporte junto con el sector eléctrico.

Los principales impulsores de la descarbonización regional son la electrificación de la flota de transporte (alrededor del 75% de los vehículos para 2050 en el DES), la movilidad sostenible y la creciente penetración de las energías renovables en el sector eléctrico (alrededor del 90% de la capacidad instalada total para 2050 en el DES). Juntos, estos pueden contribuir a la mayor parte de la reducción de las emisiones de CO₂ del sector transporte para 2050 en el DES en comparación con el PES 2050 (alrededor del 70%, equivalente a 43 millones de toneladas de CO₂).



Es necesario triplicar la implantación anual de energías renovables en la región (alrededor de 1.4 gigavatios (GW) por año) en comparación con la implantación planificada para aumentar la proporción de capacidad de energías renovables del 67% en 2018 a casi el 75% para 2030 y más del 90% para 2050.

En virtud del DES, la proporción de tecnologías basadas en energías renovables en el sector eléctrico de Centroamérica aumentaría del 67% de la capacidad instalada total en 2018 al 91% para 2050; de este incremento, alrededor del 45% serían energías renovables variables, es decir, solar y eólica.

Para lograr esta alta proporción renovable, se necesitará una inversión anual de 3 500 millones de USD en nueva capacidad instalada (74%) y redes (26%),¹ lo que corresponde al 1.6% del producto interno bruto (PIB) de la región en 2018. En el DES, la energía hidroeléctrica aumentaría en 350 megavatios (MW) por año, pasaría de los 7 GW actuales a 18 GW en 2050, y alcanzaría alrededor del 35% de la generación total. La energía solar fotovoltaica (FV) y eólica, principalmente solar FV, aumentaría en 870 MW por año, pasaría de los 2 GW actuales a 30 GW en 2050 para alcanzar alrededor del 25% de la generación total. La bioenergía y los residuos alcanzarían alrededor del 20%, la energía geotérmica el 15% y el gas natural el 5% restante de la generación en 2050.



Esta instalación de 59 GW de energías renovables podría ayudar a reducir los costos totales del sistema eléctrico en un 7% por unidad de electricidad entregada entre 2018 y 2050.²

La disminución de los costos del sistema eléctrico refleja la reducción significativa en los costos de generación de energías renovables observada en la última década (IRENA, 2021a), así como la estrategia óptima esperada de operación del sistema regional. En todos los escenarios, las redes nacionales de transmisión y distribución deberán expandirse y reforzarse para satisfacer el creciente consumo de electricidad. Esto permitirá una operación del sistema más eficiente y confiable al desbloquear una gama más amplia de tecnologías para su uso, incluidos los recursos de energía distribuida, como la energía solar instalada en los tejados, las soluciones de almacenamiento distribuido y el acoplamiento de sectores.



La integración del sistema eléctrico regional podría entonces fomentarse y mejorarse para explotar aún más un potencial total de energías renovables de alrededor de 180 GW. En el DES, aumentar la capacidad de interconexión a 2 GW puede ayudar a ampliar la generación de energías renovables de bajo costo que se encuentra actualmente estancada.

Financiar estudios de viabilidad para desarrollar una cartera de proyectos financiables de generación de energías renovables, así como desarrollar proyectos para expandir la capacidad de interconexión entre países contribuiría a una mayor explotación de los recursos renovables disponibles en la región. Las soluciones de almacenamiento de energía de la red también podrían considerarse para reforzar la flexibilidad del sistema y proporcionar valiosos servicios del sistema. Se requiere mayor integración de las operaciones de mercado para maximizar estos beneficios, lo que permitiría un uso colectivo más eficaz de los activos. Además, será necesaria una coordinación conjunta en la planificación energética regional a medio y largo plazo, incluidos los sectores de uso final y la selección de proyectos, para desarrollar el sistema de la manera más rentable y segura, lo que no es posible si cada sistema nacional se planifica por separado.

¹ Las redes incluyen la inversión en transmisión y distribución, expansión del SIEPAC y almacenamiento.

² Se calcula como los costos totales del sistema eléctrico (inversión en nueva capacidad instalada, transmisión y distribución, expansión de la red internacional, almacenamiento, operación y mantenimiento, y costos de combustible) dividido por la generación total.



En el DES, la proporción del uso de electricidad en el consumo de energía final total de la región aumentaría del 13% en 2018 al 50% en 2050. Esto ayudaría a reducir la proporción de combustibles fósiles del 50% en 2018 al 34% en 2050, con costos acumulados de tecnología de uso final requeridos de alrededor de 500 000 millones de USD para el periodo 2018-2050.

Para alcanzar este objetivo de electrificación en el DES, se necesitarán esfuerzos en todos los sectores de uso final, con la mayor transformación en el transporte. Este sector requerirá alrededor del 97% de los costos acumulados de tecnología de uso final en electrificación³ estimados entre 2018 y 2050. El aumento de la demanda de electricidad vendrá acompañado de la necesidad de reforzar la red de transmisión y distribución, así como de incrementar la generación de electricidad.



La electrificación en el sector transporte sería crucial, cubriría el 77% de la flota de pasajeros y el 53% de la flota de carga para 2050, como parte de las políticas de mitigación para disminuir las emisiones relacionadas con el sector. La reducción de emisiones de CO₂ en el DES de 2050 rondaría el 70% respecto al PES de 2050.

El sector transporte es el principal emisor de CO₂ relacionado con la energía de la región, y contribuye con alrededor del 55% de los 55 millones de toneladas estimadas de CO₂ liberadas en 2018. Según los planes y programas nacionales de mitigación actuales, el consumo de combustibles fósiles en el sector aún sería 1.8 veces mayor en 2050, en comparación con los niveles de 2018.

Se podría lograr una reducción adicional mediante la aplicación de las medidas propuestas en el DES, con costos totales de tecnología de uso final de alrededor de 485 000 millones de USD para el periodo 2018-2050, incluida la flota de vehículos eléctricos y la infraestructura relacionada. Serían necesarios programas para promover los vehículos eléctricos y desarrollar la infraestructura relacionada para fomentar el mercado. El desarrollo de infraestructura de carga, normas y modelos de negocio para vehículos eléctricos podría hacerse de manera conjunta a nivel nacional y regional.



En el DES, las estufas mejoradas y las estufas eléctricas aumentarían 8.6 veces para 2050 en comparación con 2018, para ayudar a lograr el objetivo de brindar acceso a tecnologías y combustibles de cocción limpia para todos.

Actualmente, el 37% de los hogares de la región no tienen acceso a tecnologías y combustibles de cocción limpia. En el DES, esta proporción caería al 1% gracias a la introducción de estufas eléctricas mejoradas, lo que demandaría costos de tecnología de alrededor de 12 500 millones de USD durante el periodo 2018-2050. Los beneficios socioeconómicos y de salud adicionales incluirían la reducción de la contaminación de las actividades de cocción, y beneficiarían en particular a las mujeres y los niños.

³ Los costos de electrificación incluyen la introducción de estufas y calefactores eléctricos en los sectores residencial y comercial y la introducción de vehículos eléctricos y su infraestructura de carga. Por lo tanto, los costos totales relacionados con el sector transporte son considerablemente más altos que los relacionados con el sector de edificación. Debido a la baja caracterización del sector industrial, no se pudieron definir medidas de electrificación en el análisis.



El uso directo de las energías renovables modernas⁴ puede ayudar a reducir el uso de combustibles fósiles en todos los sectores de uso final, lo que representa alrededor del 11% del consumo de energía final total en el DES de 2050.

La introducción de energías renovables modernas, es decir, bioenergía moderna, energía térmica solar y energía geotérmica en la industria; calentadores de agua solares para calentar agua y biomasa moderna para cocinar en edificios; y la mezcla de biocombustibles en el sector transporte, contribuiría a una reducción del 65% en la demanda de combustibles fósiles en el DES 2050 en comparación con el PES 2050. La proporción de la bioenergía moderna en los sectores de uso final aumentaría del 3% actual del consumo de energía final total al 7% en el DES 2050, lo que serviría como una solución de transición a medida que la electrificación se implementa gradualmente en las principales actividades sectoriales.



Los costos acumulados de la tecnología de eficiencia energética⁵ aumentarían de 2 200 millones de USD en el PES a 8 700 millones de USD en el DES para reducir la intensidad energética en un 43% para 2050 en comparación con los niveles de 2018, medidos como consumo de energía final total por unidad de PIB.

Los costos de la tecnología de eficiencia energética generarían ahorros en costos de combustible y electricidad de 82 000 millones de USD durante el periodo 2018-2050, lo que compensaría los costos iniciales necesarios. La definición y actualización de normas regionales para el uso de tecnologías y unidades eficientes, es decir, códigos técnicos para aire acondicionado, refrigeración, iluminación y motores, podría fomentar una mayor integración regional.



El hidrógeno verde es una solución alternativa para descarbonizar el transporte de carga pesada por carretera en la región, así como una oportunidad para lograr un suministro de energía más limpia en el transporte marítimo internacional.

El hidrógeno verde es un combustible limpio que podría usarse para descarbonizar sectores difíciles de reducir, como el transporte y la industria. La introducción de 22 300 camiones de servicio pesado a hidrógeno se consideró en el DES para 2050, lo que ayudaría a reducir la demanda de combustibles fósiles principalmente en los casos en que las opciones de electromovilidad sean complejas. Además, debido a la ubicación estratégica de la región y la presencia del Canal de Panamá, la posibilidad de proporcionar hidrógeno para alimentar buques de carga y exportaciones podría estudiarse más a fondo para comprender mejor sus implicaciones para la cadena de suministro y las necesidades de infraestructura, teniendo en cuenta las posibles partes interesadas en América Latina.

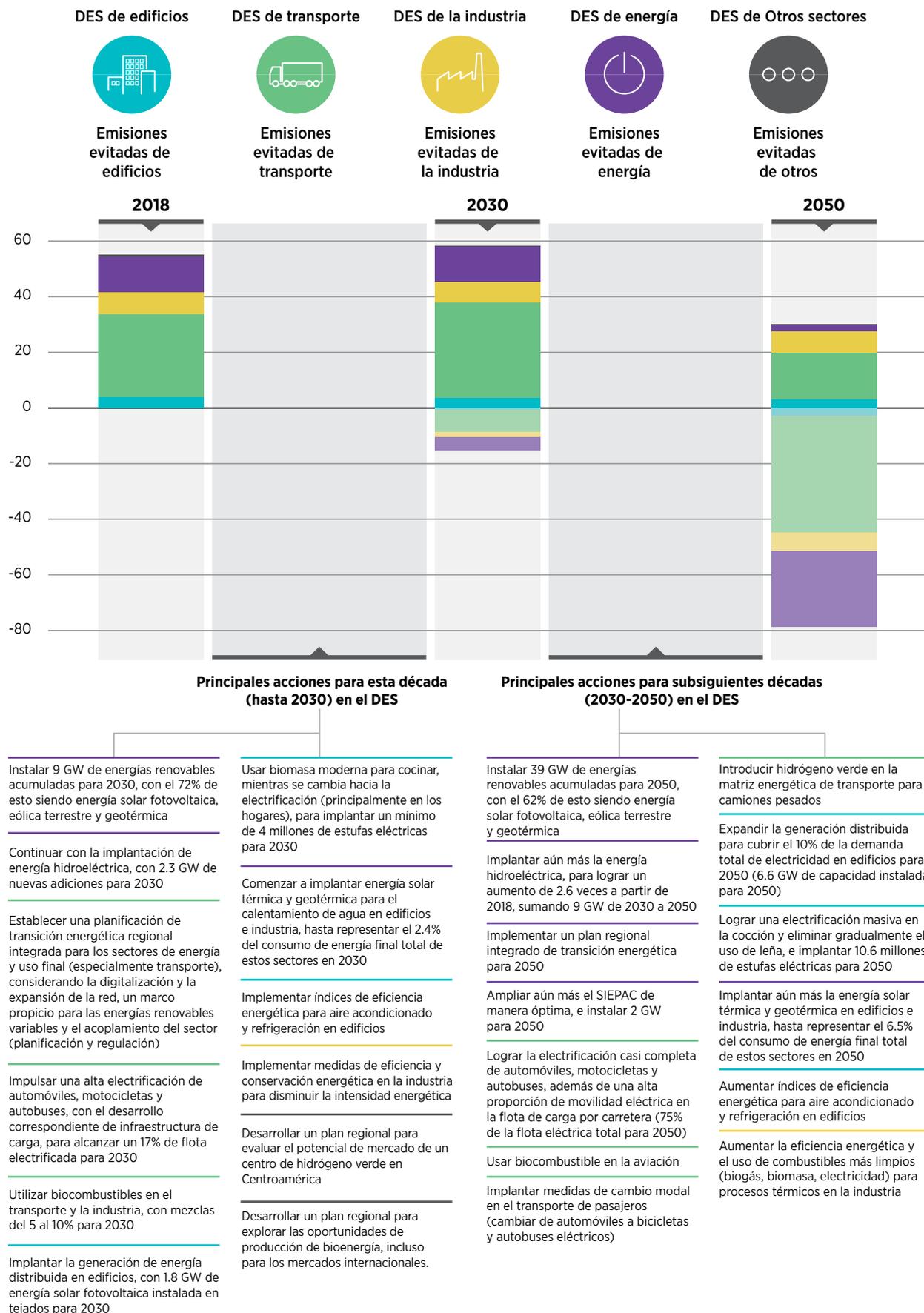
Se necesitan acciones clave ahora para implementar el DES y estabilizar el aumento de las emisiones de CO₂ en Centroamérica para 2030. Para 2050, las acciones indicadas pueden ayudar a evitar alrededor de 80 millones de toneladas de CO₂, y reducir las emisiones relacionadas con la energía de alrededor de 55 millones de toneladas de CO₂ en la actualidad a alrededor de 30 millones de toneladas de CO₂ en 2050, a pesar del crecimiento de la población y de las necesidades de la demanda de energía.

La Figura 1 ilustra las acciones y medidas que deberán ocurrir en esta década y en las décadas siguientes para acelerar la descarbonización de la región de Centroamérica. Los sectores de transporte y electricidad son los principales contribuyentes a la reducción total de emisiones para 2050.

⁴ El uso directo de las energías renovables modernas incluye los siguientes vectores de energía: bioenergía moderna (bagazo, biodiésel, bioetanol, biogás, biomasa y carbón), energía geotérmica y térmica solar.

⁵ Los costos acumulados de eficiencia energética se refieren al costo incremental de los equipos eficientes en los edificios, principalmente aires acondicionados y refrigeradores, en comparación con los estándares y con las medidas de eficiencia del sector industrial.

Figura 1: Reducción de emisiones de CO₂ a través de medidas de la REmap en el DES para 2030 y 2050



Nota: los valores positivos corresponden a las emisiones absolutas de CO₂ relacionadas con la energía en los años respectivos. Los valores negativos representan las emisiones evitadas en el DES frente al PES. Los resultados se clasifican por sector.

INTRODUCCIÓN

1

INTRODUCCIÓN

La *Perspectiva mundial de las transiciones energéticas (World Energy Transitions Outlook)*, publicada por la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) en 2021, muestra que se necesita una reducción drástica de las emisiones de gases de efecto invernadero para cumplir el objetivo del Acuerdo de París de mantener el aumento de la temperatura global muy por debajo de los 2 grados centígrados (°C). La clave para esta reducción de emisiones en las próximas décadas será el aumento de las inversiones en la transición energética, incluido un mayor despliegue de las energías renovables y cambios en la infraestructura energética.

El programa de hojas de ruta de energías renovables de IRENA, REmap, proporciona estrategias para la transición energética a nivel nacional y regional, con perspectivas para 2030 y 2050. El objetivo de desarrollar estudios regionales es comprender de qué manera una región puede promover un camino de transición energética y respetar los recursos de energía, el estado socioeconómico, así como las dotaciones institucionales y normativas únicos de los países, mientras que al mismo tiempo contribuye al objetivo de reducción de emisiones globales y aprovecha las oportunidades para cumplir con los objetivos regionales de energía e inversión.

Centroamérica se encuentra entre las regiones consideradas en la labor en curso del programa REmap de IRENA.

1.1 ENFOQUE DEL INFORME

Este informe evalúa la integración de las tecnologías renovables y bajas en carbono en los sectores de electricidad y uso final de siete países centroamericanos (Figura 2), e incluye un análisis de flexibilidad del sistema eléctrico regional. Este análisis sirve como guía técnica que puede apoyar el proceso de toma de decisiones de los responsables de la formulación de políticas, los responsables de la planificación energética, las instituciones gubernamentales y el sector privado para definir el desarrollo bajo en carbono en la región. Los hallazgos pueden aclarar el diseño, la elaboración y la implementación de planes energéticos, contribuciones determinadas a nivel nacional (NDC, por sus siglas en inglés), planes nacionales de mitigación y planes de inversión que están en curso o en trámite. El desarrollo bajo en carbono también es una piedra clave de las estrategias de recuperación post-COVID-19 de los gobiernos de la región.

El estudio contribuye a los debates en curso sobre la transición energética en la región y las iniciativas relacionadas. Estos incluyen, entre otros: la Estrategia Energética Sostenible 2030 de los países del Sistema de

Figura 2: Países centroamericanos considerados en el análisis REmap-FlexTool



Exención de responsabilidad: este mapa se proporciona únicamente con fines ilustrativos. Los límites y nombres que se muestran no implican la expresión de ninguna opinión por parte de IRENA sobre el estado de cualquier región, país, territorio, ciudad o zona ni de sus autoridades, ni en relación con la delimitación de sus fronteras o límites.

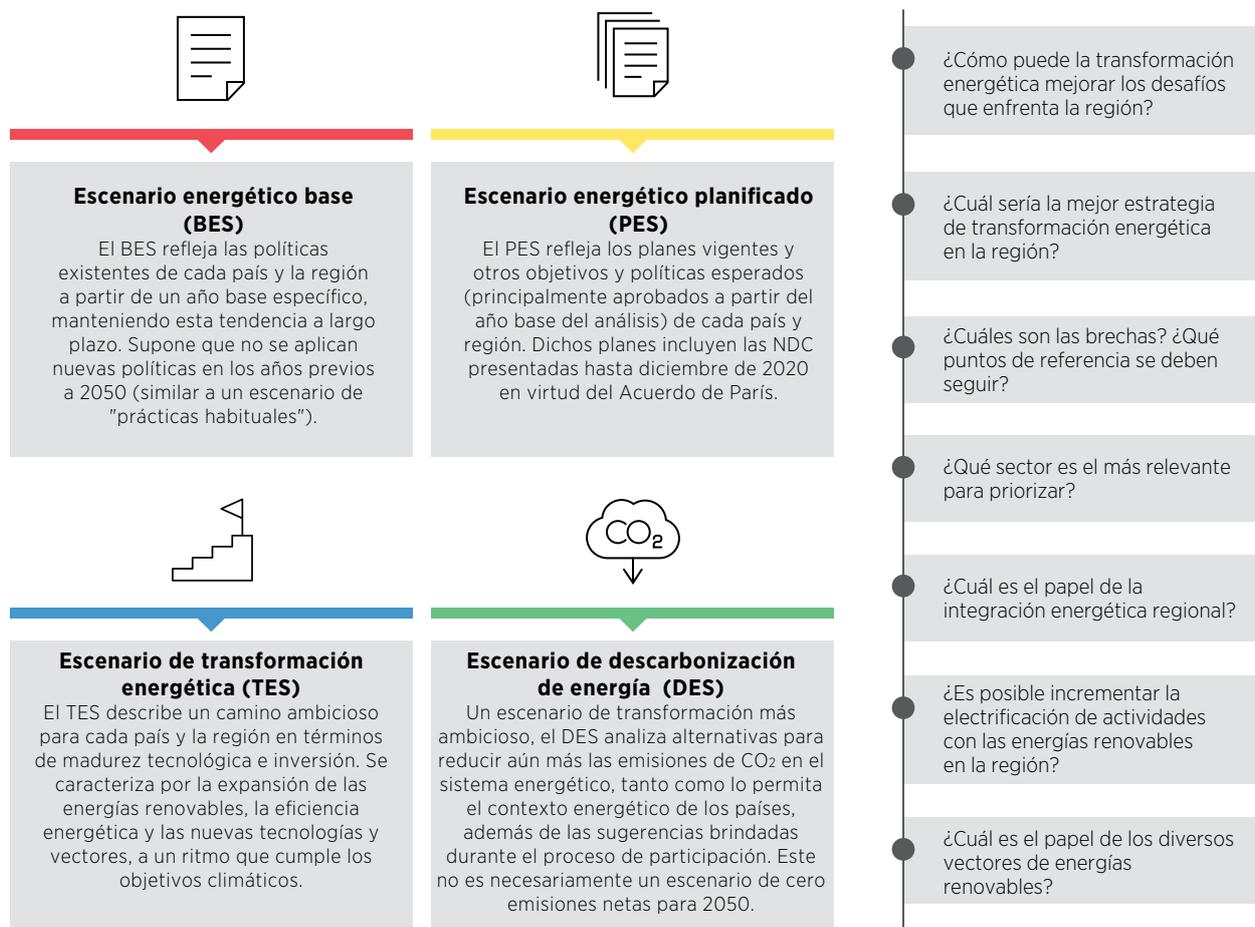
la Integración Centroamericana (SICA)⁶ (SICA, 2020); Programas del SICA relacionados con el uso racional de la leña, el despliegue de la energía geotérmica y la eficiencia energética (*es decir*, códigos técnicos regionales de aparatos eléctricos) (COMIECO, 2020); la plataforma MOVE (MOVE Latam, 2021); el programa geotérmico de la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) de Alemania (GIZ, 2020); un programa de movilidad eléctrica apoyado por el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente; Euroclima+; así como programas para fomentar el uso de biocombustibles, planes nacionales de descarbonización y el proceso de revisión de las NDC (consulte el Anexo para más información sobre estas iniciativas).

El proceso de participación para este análisis incluyó varias reuniones multilaterales y bilaterales con entidades internacionales y regionales, así como representantes de países y especialistas en energía, a lo largo de diferentes etapas del proyecto. Los resultados incluyeron: proporcionar una visión y estrategias para un camino hacia la transformación energética; proponer tecnologías aplicables a los sectores de suministro y uso final de energía, respetando el contexto, situación y características de cada país y de la región, considerando parámetros de nivel de actividad y necesidades de inversión; identificar vacíos de datos e información y proporcionar recomendaciones; y apoyar el desarrollo de estrategias de transición energética a través de talleres y divulgación y la provisión de insumos para los procesos de NDC del sector energético.

1.2 METODOLOGÍA

El análisis de cada país incluyó cuatro escenarios energéticos que cubren el periodo 2018-2050, como se describe en la Figura 3. Para analizar los sectores de uso final, se implementó un enfoque ascendente utilizando una herramienta desarrollada por el equipo REmap. El sector eléctrico se modeló en MESSAGE y se realizó una evaluación de la flexibilidad utilizando el producto FlexTool de IRENA (Recuadro 1).

Figura 3: Descripción de los escenarios del estudio de REmap



⁶ Se definieron los objetivos presentados en la Estrategia Energética Sostenible 2030 para los países del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA) para los siete países de Centroamérica y República Dominicana.

El sector eléctrico de Centroamérica está integrado a través de un sistema de interconexión eléctrica conocido como SIEPAC, que consiste en una sola línea de transmisión de circuito de 230 kilovoltios con una capacidad de 300 megavatios (MW) que cubre seis países (Figura 4). Dos preguntas principales guiaron la simulación del sector eléctrico de IRENA: 1) ¿Cuál es el papel del sistema de interconexión y la integración regional para desbloquear los beneficios potenciales de una estrategia de transición energética conjunta, con todos los países a bordo como un mercado único? y 2) ¿Cuán resiliente sería el nuevo sistema a los periodos secos y a la volatilidad de los precios del combustible?

En la medida de lo posible, el estudio se centró en modelar el funcionamiento de la región como un sistema eléctrico independiente en lugar de uno que depende de sus vecinos del norte o del sur, dado que estos países estaban fuera del alcance del estudio y que dicho análisis sería mejor analizarlo en un estudio totalmente integrado. El modelado del sistema eléctrico se realizó para brindar estos conocimientos y otros relacionados.

Figura 4: Panorama general del sistema de interconexión eléctrica regional (SIEPAC)



Fuente: (Global Infrastructure Connectivity Alliance, 2017)

Exención de responsabilidad: este mapa se proporciona únicamente con fines ilustrativos. Los límites y nombres que se muestran no implican la expresión de ninguna opinión por parte de IRENA sobre el estado de cualquier región, país, territorio, ciudad o zona ni de sus autoridades, ni en relación con la delimitación de sus fronteras o límites.

Las simulaciones del sector eléctrico abarcan cuatro pilares, como se describe en la Figura 5. Estas son: 1) mostrar lo que entregaría la capacidad planificada y la interconexión actual en el Escenario energético base (BES) y en el Escenario energético planificado (PES) al 2050; 2) mostrar lo que se puede lograr en el Escenario de transformación energética (TES) y el Escenario de descarbonización de energía (DES) a través de la implementación de proyectos de energías renovables para desplazar unidades de combustibles fósiles, mientras están limitados por los niveles de interconexión actuales; 3) mostrar lo que se puede lograr con mayores niveles de interconexión en los cuatro escenarios; y 4) mostrar cómo los escenarios desarrollados responden operativamente a cambios en la disponibilidad de energías renovables y en los precios de los combustibles.

Figura 5: Justificación de las simulaciones del sector eléctrico

Planes existentes	Mayor implantación de energías renovables	Expansión regional conjunta de energías renovables	Prueba de resiliencia: expansión regional conjunta de energías renovables
<ul style="list-style-type: none"> • SIEPAC de 300 MW existente • Cartera existente de proyectos de energías renovables en cada país • Expansión de combustibles fósiles con base en planes nacionales • Intercambio limitado entre los actores del mercado: países 	<ul style="list-style-type: none"> • SIEPAC de 300 MW existente • Expansión de la cartera de proyectos de energías renovables en cada país, que desplaza la expansión de los combustibles fósiles, así como el consumo adicional de electricidad, debido a la electrificación de los usos finales • Intercambio limitado entre los actores del mercado: países 	<ul style="list-style-type: none"> • Capacidad SIEPAC hasta 2 000 MW para 2050 • Expansión adicional de capacidad renovable con base en una expansión óptima de la interconexión, simulada para cubrir la creciente electrificación de la región • Sin restricciones a las importaciones y exportaciones de los actores del mercado: países 	<ul style="list-style-type: none"> • ¿Cuál es la implicación de los precios del gas natural para la solidez de los resultados? • ¿Cuál es la robustez de los resultados a un periodo seco en la región?
<p>Escenarios relevantes: BES/PES</p>	<p>Escenarios relevantes: TES/DES</p>	<p>Escenarios relevantes: BES/PES/TES/DES</p>	<p>Escenarios relevantes: BES/PES/TES/DES</p>

El análisis de los diferentes casos del sector eléctrico encontró que expandir el nivel de interconexión es una tecnología facilitadora clave para una alta proporción de energías renovables en el sector eléctrico y la implementación reducida de proyectos de combustibles fósiles. Por lo tanto, el mantenimiento del sistema de interconexión existente de 300 MW hasta 2050 y todos los proyectos de combustibles fósiles planificados se consideró exclusivamente para los casos de BES y PES. Para los casos más ambiciosos de TES y DES, esta interconexión se amplió a 2 gigavatios (GW), con menos proyectos de combustibles fósiles encargados para 2050 para facilitar la integración efectiva de las energías renovables y permitir una operación rentable del sistema.

La flexibilidad del sistema eléctrico, evaluada con FlexTool de IRENA, consideró el papel de la energía hidroeléctrica, las soluciones de almacenamiento, la carga inteligente de vehículos eléctricos y la introducción del hidrógeno en la matriz energética. Para este último, se realizó un análisis complementario que consideró la aplicación del hidrógeno en el transporte de carga por carretera y el transporte marítimo internacional a través del Canal de Panamá.

La evaluación energética de la región se complementó con un análisis de las necesidades de inversión y los costos asociados con diversas tecnologías en los sectores de uso final (Figura 6). *Necesidades de inversión* se refieren a la inversión requerida en capacidad instalada y redes en el sector eléctrico, y *costos de tecnología de uso final* se refieren a los costos de adquisición de tecnología en los sectores de la edificación, el transporte y la industria. La herramienta REmap utilizada para el análisis energético también permite calcular las emisiones relacionadas de dióxido de carbono (CO₂) de los países y su evolución en virtud de los escenarios propuestos.

Figura 6: Descripción de la inversión y los costos en el análisis

 Inversión	 Costos de energía de uso final	 Costos de combustible	 Costos de operación y mantenimiento
<p>Capital requerido para la nueva capacidad instalada y redes en el sector eléctrico</p>	<p>Costos de adquisición o compra de tecnologías en los sectores de uso final</p>	<p>En relación con vectores usados en los sectores eléctrico y de uso final</p>	<p>En relación con la operación y el mantenimiento en el sector eléctrico</p>

Este informe incluye la evaluación energética, la inversión, los costos y los resultados de las emisiones para los sectores eléctrico y de uso final. Se destacan tanto el PES como el DES, mientras que los TES y los BES se discuten principalmente en aquellos casos relacionados con el sector eléctrico. Se presentan más detalles en un contenido en línea del estudio que muestra más información del país y los resultados del escenario.

Recuadro 1. REmap y análisis y herramientas de flexibilidad

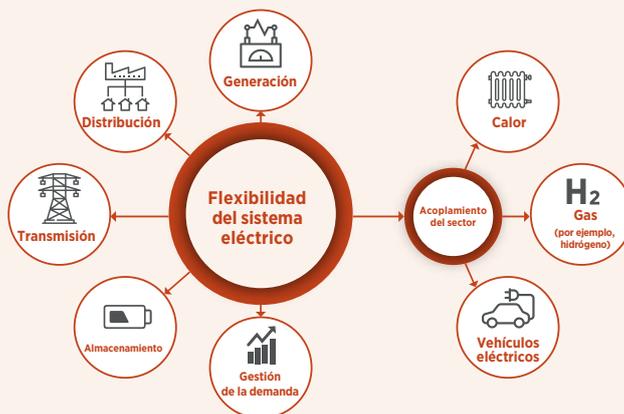
La herramienta de actividad REmap es una aplicación de software que se utiliza para desarrollar escenarios energéticos a nivel nacional y regional. El equipo REmap de IRENA lo desarrolló y está completamente basado en Excel en su versión actual. Si bien la herramienta está diseñada principalmente para el análisis energético, también permite la estimación de las emisiones de gases de efecto invernadero, específicamente CO₂, en función de los valores del Grupo Intergubernamental sobre el Cambio Climático (IPCC), a través de factores de emisión para convertir los flujos de energía en flujos de emisión.

La herramienta aborda la modelización energética desde los niveles de actividad en diferentes sectores, subsectores y servicios energéticos. La información a nivel de actividad se utiliza para estimar los balances de energía y las emisiones totales. Debido a que la herramienta aplica una lógica similar para todos los sectores/subsectores para estimar el consumo de energía, se necesitan numerosos análisis independientes (uno para cada sector/subsector).

IRENA FlexTool, desarrollada con el VTT Technical Research Centre of Finland Ltd., realiza evaluaciones de flexibilidad del sistema eléctrico con base en planes y pronósticos de inversión de capacidad nacional. Las evaluaciones de la herramienta reflejan el despacho completo del sistema eléctrico y ofrecen una vista detallada de las opciones de generación flexible, la flexibilidad de la demanda y el almacenamiento de energía, junto con tecnologías de acoplamiento del sector, como la conversión de energía a calor, los vehículos eléctricos y la producción de hidrógeno a través de la electrólisis (Figura 7) (IRENA, 2018).

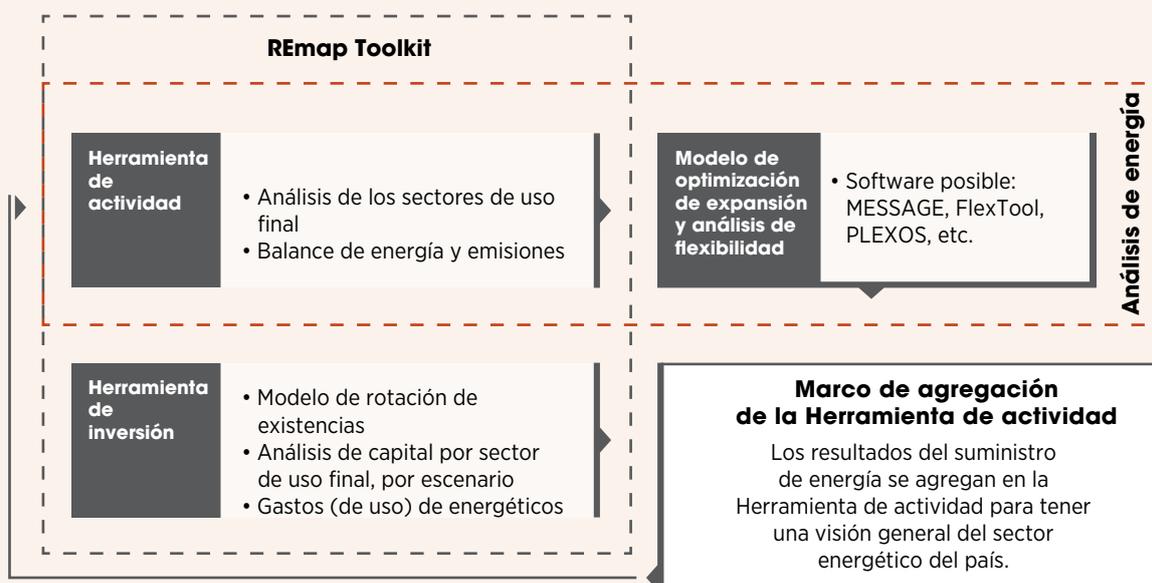
La Figura 8 muestra la interacción de las diferentes herramientas para realizar análisis energéticos de los sectores eléctrico y de uso final, así como estimaciones de inversión y emisiones de CO₂, para la evaluación regional.

Figura 7: Facilitadores de la flexibilidad del sistema eléctrico en el sector energético



Fuente: (IRENA, 2018)

Figura 8: Herramientas REmap para el análisis de los sectores eléctrico y de uso final



1.3 OBJETIVOS DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA Y AVANCES RECIENTES

En 2018, Centroamérica albergaba alrededor de 48 millones de personas, con un producto interno bruto (PIB) regional de casi 225 000 millones de USD. Con base en los datos proporcionados por los países para este estudio, para 2050 la población de la región aumentará a 65 millones de habitantes y el PIB regional se duplicará, aumentando a una tasa de crecimiento anual compuesta de 2.8% (Tabla 1).

Tabla 1: Población regional y PIB, 2018, 2030 y 2050

ESTADO Y PERSPECTIVAS	2018	2030	2050
 Población [Millones]	48	55	65
 PIB [Millones de USD - 2010]	224 753	297 439	541 737
 PIB per cápita [USD/cápita]	4 703	5 419	8 335

El consumo de energía final total en la región fue de alrededor de 1 245 petajulios (PJ) en 2018, siendo el sector de la edificación el principal consumidor, seguido del sector transporte (Figura 9). Por países, Guatemala fue el mayor consumidor de energía, representando el 41% del total, mientras que Belice fue el más bajo, con solo el 1% (Figura 10).

Figura 9: Consumo de energía final total por sector, 2018

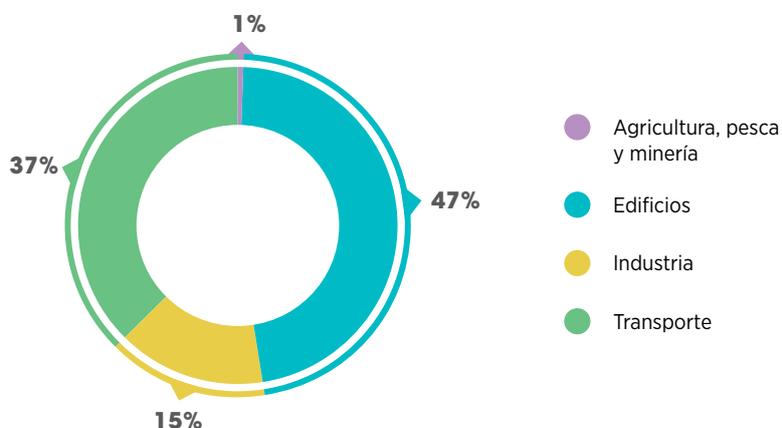
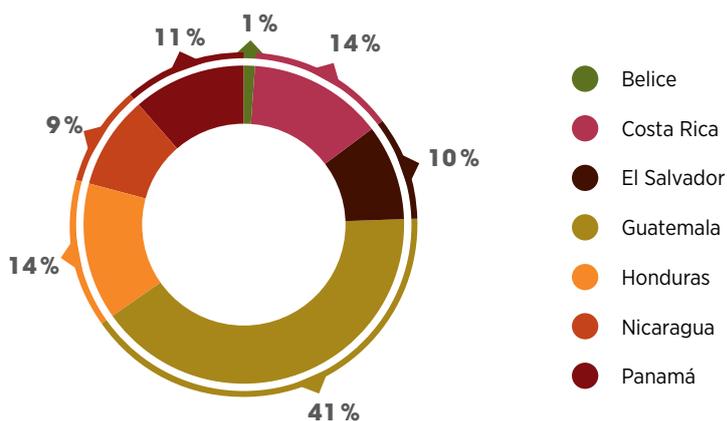


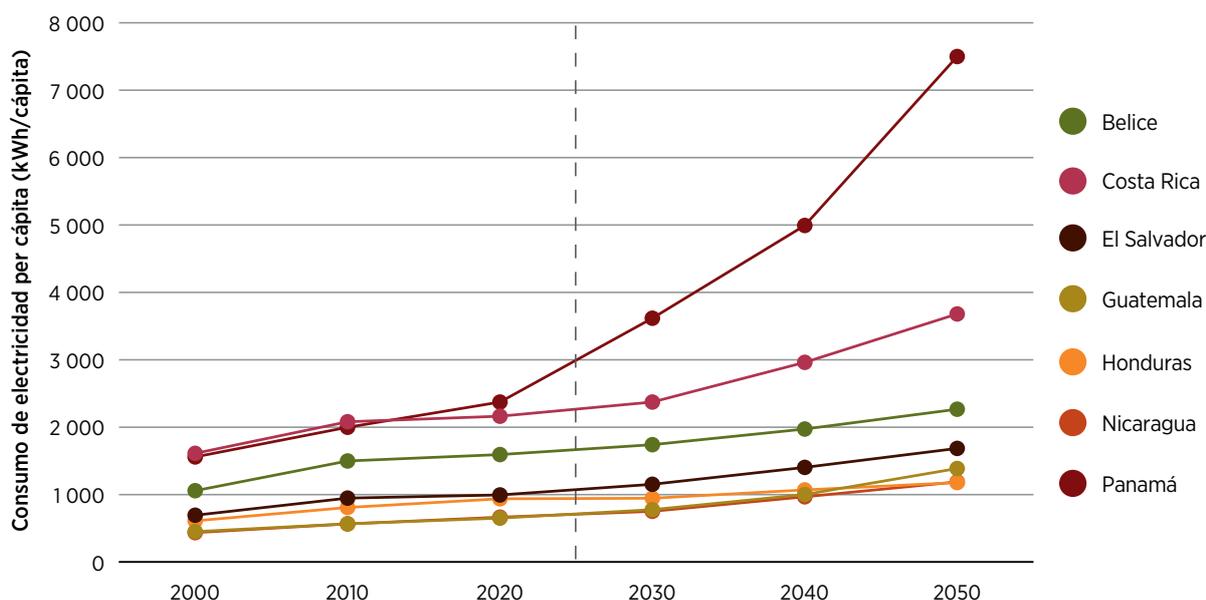
Figura 10: Consumo de energía final total por país, 2018



El consumo anual de electricidad per cápita en la región se ha incrementado en las últimas dos décadas (Figura 11), alcanzando un promedio de 1 390 kilovatios-hora (kWh) en 2018; esto es alrededor de una quinta parte del consumo de electricidad per cápita en los países miembros de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE). El consumo de energía final total per cápita en la región se estimó en 26 gigajulios en 2018 y se espera que aumente un 7% para 2030 y un 27% para 2050 con las políticas energéticas nacionales actuales (el PES) (Figura 12).

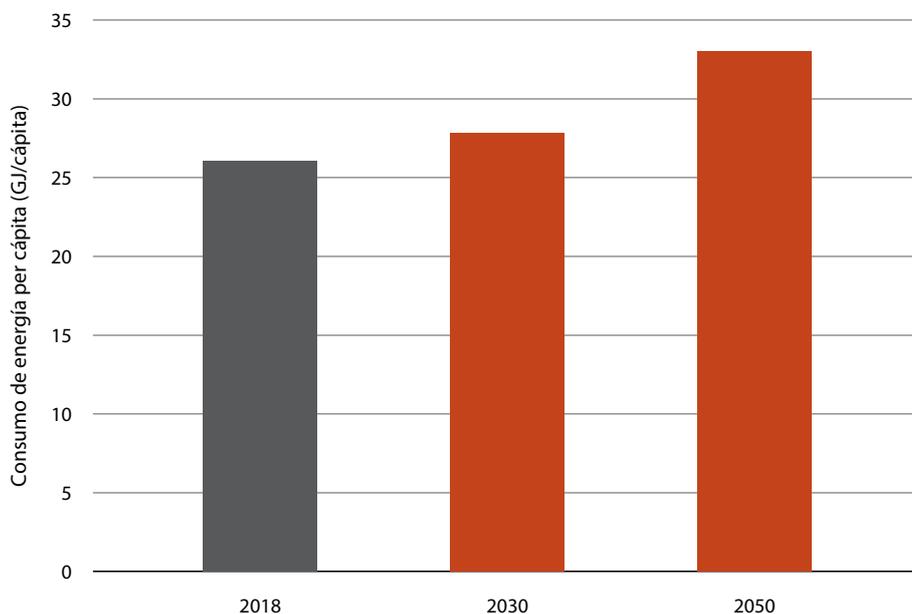
Estas estadísticas demográficas y energéticas demuestran la necesidad de una planificación energética integrada no solo en el lado de la oferta (para cubrir la creciente demanda de energía de manera óptima), sino también en los sectores de uso final, asegurando el uso racional de la energía al mismo tiempo que se consideran los posibles problemas ambientales e impactos socioeconómicos.

Figura 11: Consumo de electricidad per cápita por país, 2000 a 2050



Fuente: (CEPAL, 2021) para valores hasta 2020, PES para 2030 - 2050.

Figura 12: Consumo de energía final total regional per cápita en 2018 y en virtud del PES en 2030 y 2050



Si bien los países de la región han alcanzado altos porcentajes de acceso a la electricidad (Tabla 2), aún se necesitan esfuerzos para alcanzar el objetivo del 100% de acceso para 2030, según lo establecido por los organismos regionales.

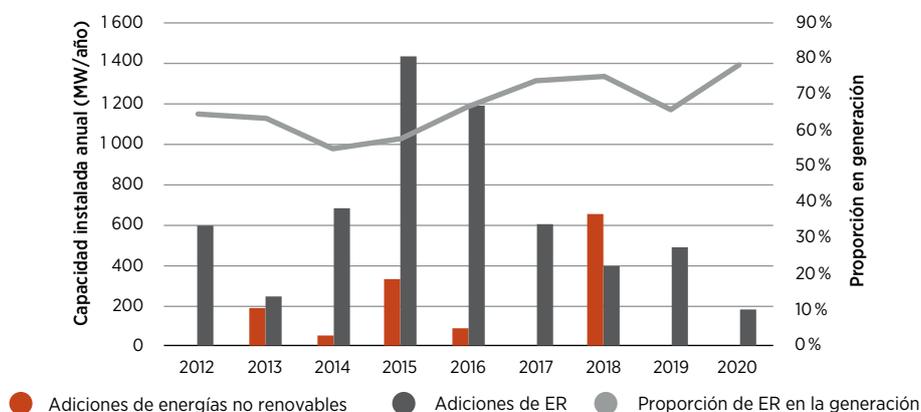
Tabla 2: Indicadores del sector eléctrico por país, 2020

PAÍS	ACCESO A LA ELECTRICIDAD	CAPACIDAD INSTALADA	GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD	DEMANDA PICO DE ELECTRICIDAD
Belice	95%	159 MW	364 GWh	103 MW
Costa Rica	99%	3 537 MW	11 534 GWh	1 738 MW
El Salvador	98%	2 312 MW	5 811 GWh	1 010 MW
Guatemala	92%	4 109 MW	11 122 GWh	1 787 MW
Honduras	85%	2 817 MW	9 001 GWh	1 618 MW
Nicaragua	97%	1 600 MW	3 333 GWh	689 MW
Panamá	94%	4 132 MW	10 721 GWh	1 969 MW

Nota: GWh = gigavatios-hora
Fuente: (CEPAL, 2021).

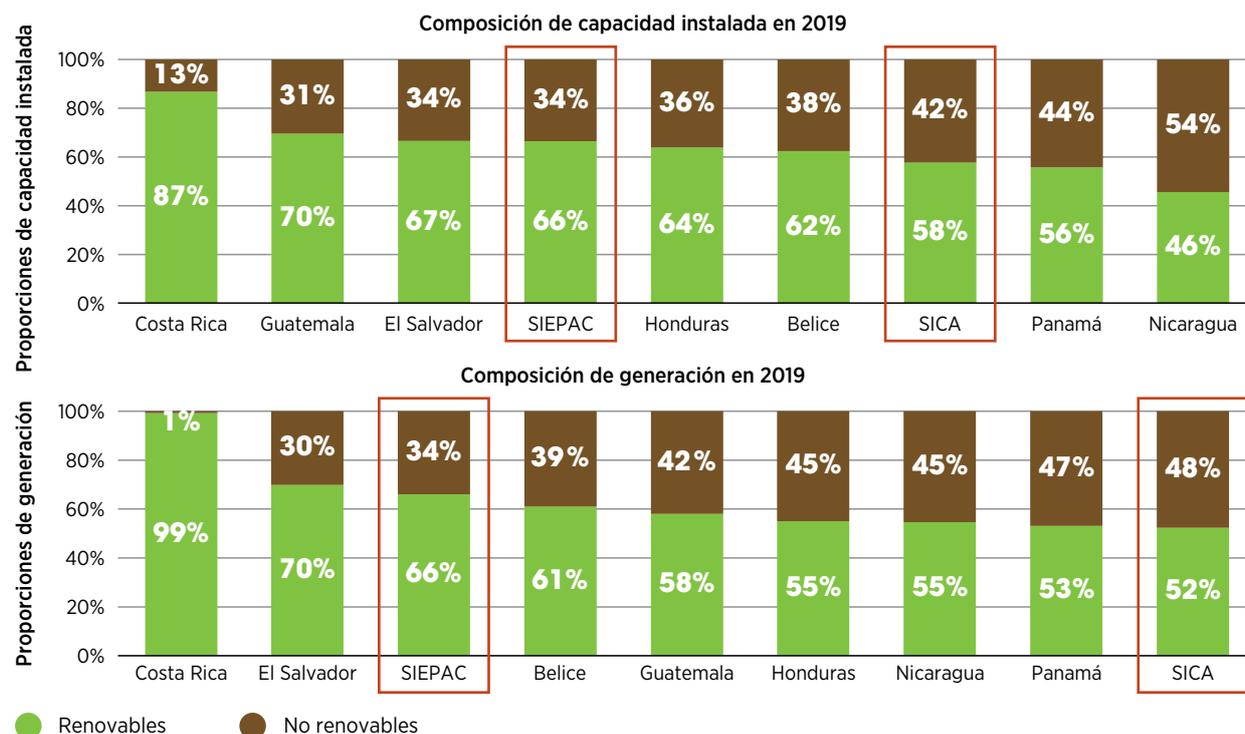
A medida que los países han agregado capacidad de energías renovables, la proporción de las energías renovables en el sistema centralizado de generación de electricidad se ha mantenido por encima del 55% durante la última década (Figura 13). En 2019, las energías renovables representaron más del 50% de la generación total en la región, con proporciones mucho más altas en países individuales como Costa Rica (casi el 87% de generación de energías renovables) (Figura 14).

Figura 13: Instalaciones de capacidad anual y proporción de energías renovables en la generación en Centroamérica, 2011-2020



Nota: La región experimentó importantes adiciones en energía hidroeléctrica (295 MW), eólica terrestre (355 MW), biomasa (260 MW) y solar fotovoltaica (520 MW) en 2015; y en hidráulica (727 MW) y biomasa (316 MW) en 2016.
Nota: ER = energías renovables
Fuente: (CEPAL, 2021)

Figura 14: Proporción de capacidad instalada y generación de electricidad por país, 2019

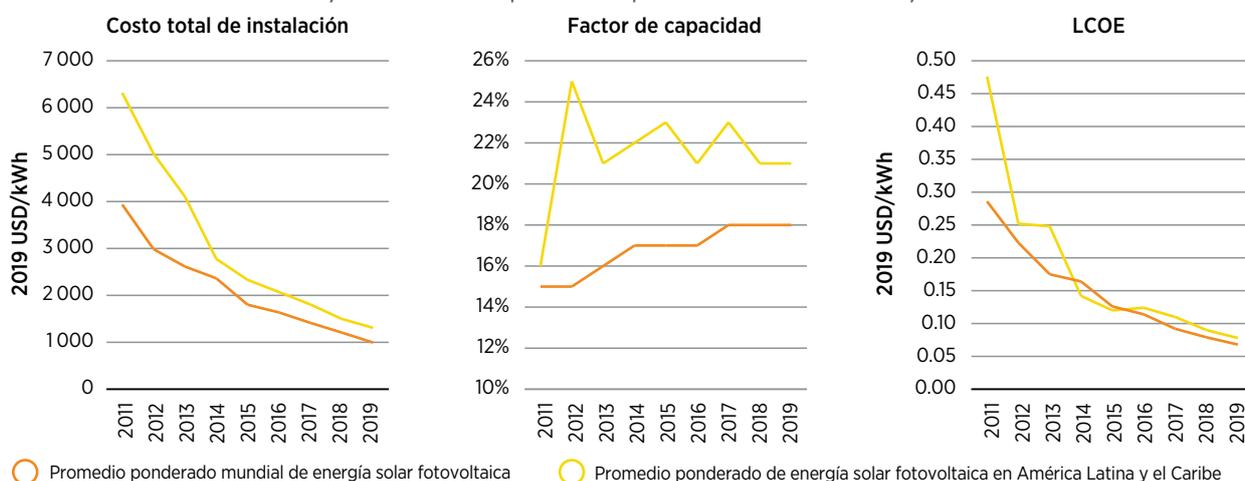


Fuente: (CEPAL, 2021)

La integración de capacidad adicional de energías renovables en los sectores eléctricos de los países es factible, considerando los costos de generación competitivos y las tendencias de costos decrecientes para las principales tecnologías renovables instaladas en la región: energía hidroeléctrica, eólica terrestre y solar fotovoltaica. El costo nivelado promedio ponderado de la electricidad (LCOE, por sus siglas en inglés) para las grandes centrales hidroeléctricas en Centroamérica y el Caribe alcanzó alrededor de 0.10 USD/kWh en el periodo 2016-2020. Para la energía eólica terrestre, los costos de instalación cayeron un 23% en la última década a 2 060 USD/kW en 2020, y el LCOE cayó un 38% a 0.059 USD/kWh IRENA. (2021a), “Renewable Power Generation Costs in 2020”.

La energía solar fotovoltaica se ha implementado aún más ampliamente en la región, con adiciones de alrededor de 150 MW anuales entre 2015 y 2020 (CEPAL, 2021), y ha experimentado importantes reducciones de costos. Para todos los países de América Latina y el Caribe, los costos totales de instalación de energía solar fotovoltaica cayeron un 80% en la última década a 1 300 USD/kW en 2019, mientras que el LCOE cayó un 84% a 0.078 USD/kWh (Figura 15).

Figura 15: Costo total de instalación de energía solar fotovoltaica, costo nivelado de electricidad y factor de capacidad para América Latina y el Caribe, 2010-2019

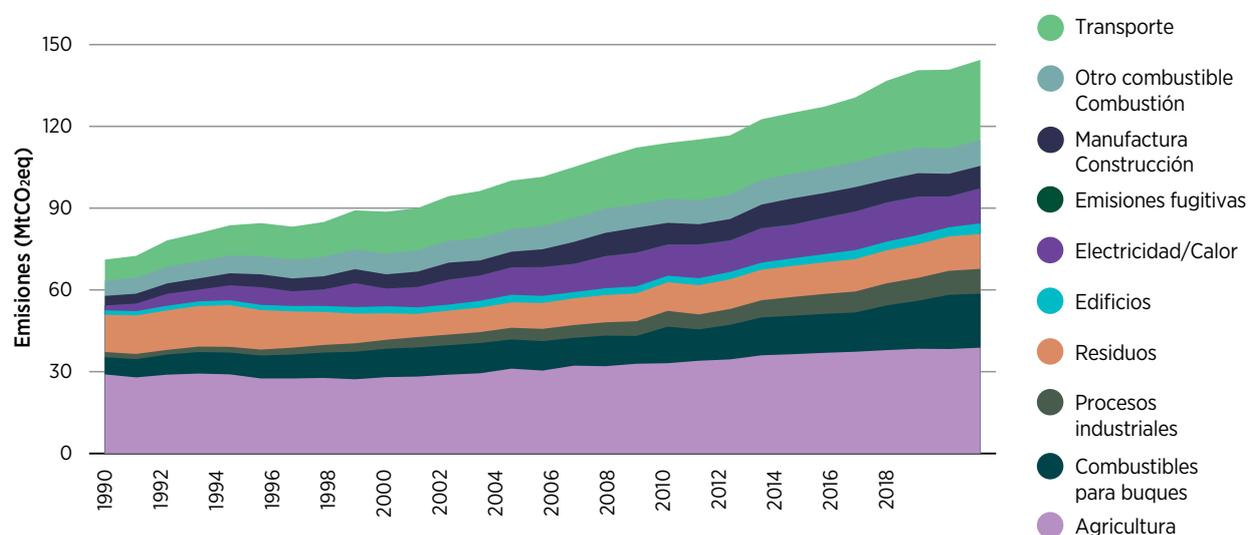


Fuente: Base de datos de costos de energías renovables de IRENA.

En un ejemplo reciente de procesos de compra competitivos en la región, Panamá realizó una subasta de energías renovables a corto plazo a mediados de agosto de 2021 que resultó en un rango de precios para grandes ofertas de energía hidroeléctrica de entre 0.0584 USD/kWh y 0.075 USD/kWh, y para la solar fotovoltaica de entre 0.0595 USD/kWh y 0.083 USD/kWh. La oferta más baja de la subasta en energía eólica terrestre fue de 0.09 USD/kWh (Energía Estratégica, 2021).

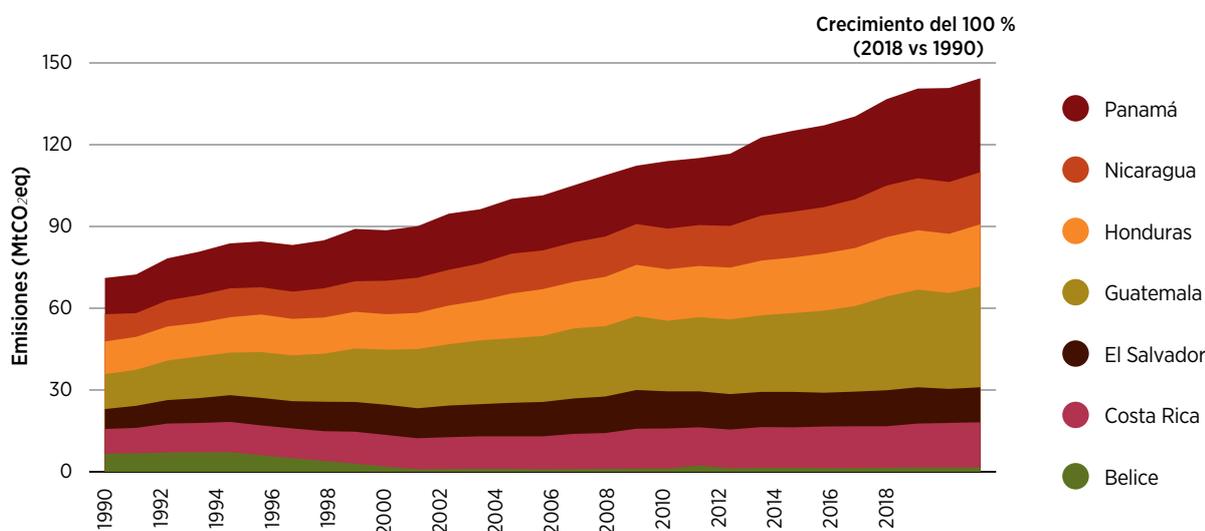
En 2018, Centroamérica contribuyó con solo el 0.3% de las emisiones globales de gases de efecto invernadero (Climate Watch, 2021). Sin embargo, las emisiones de la región han aumentado gradualmente desde 1990 (Climate Watch, 2021). La agricultura contribuyó con la mayor parte de las emisiones en la década de 1990, y las emisiones del sector aumentaron ligeramente hasta 2018. En las últimas décadas, las emisiones del sector energético han aumentado más rápidamente hasta convertirse en el sector que más contribuye. Las mayores fuentes de estas emisiones fueron el sector transporte, los combustibles para buques y la producción de electricidad y calor, lo que destaca la necesidad de un mayor enfoque en estos subsectores (Figura 16). Las emisiones históricas por país se muestran en la Figura 17.

Figura 16: Emisiones históricas (excluyen el cambio de uso de la tierra y la silvicultura) en Centroamérica por sector, 1990-2018



Fuente: (Climate Watch, 2021)

Figura 17: Emisiones históricas (excluyen el cambio de uso de la tierra y la silvicultura) en Centroamérica por país, 1990-2018



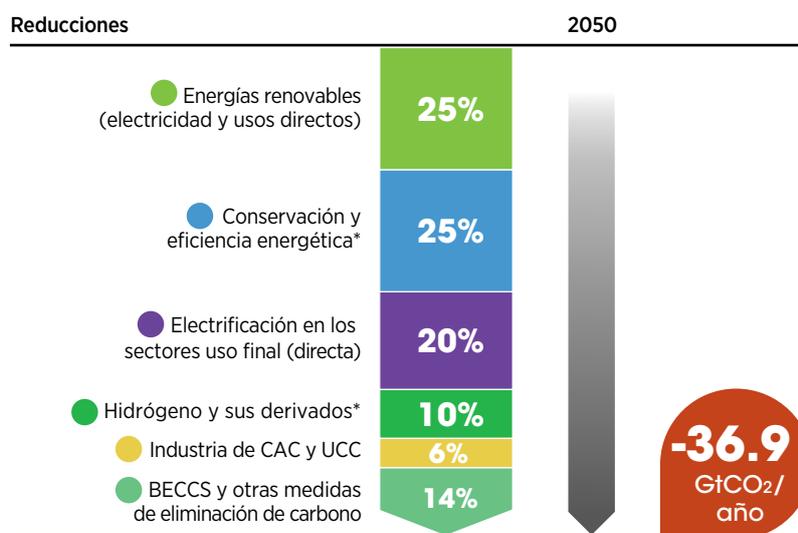
Fuente: (Climate Watch, 2021)

Varios países de Centroamérica están desarrollando sus nuevos planes energéticos y agendas de transición energética en el marco de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de las Naciones Unidas, con el objetivo de lograr energía limpia y asequible para sus poblaciones (ODS 7) considerando también los impactos del sector de la energía en oportunidades socioeconómicas como la promoción del empleo local y el crecimiento económico (ODS 8) y la mejora del papel de la mujer (ODS 5). Los países también están evaluando la contribución del sector energético a los inventarios de gases de efecto invernadero, además de definir políticas para disminuir las emisiones (ODS 13) como parte de los planes de descarbonización y el proceso de presentación de contribuciones determinadas a nivel nacional (NDC) para reducir las emisiones en virtud del Acuerdo de París.

En el contexto de la pandemia del COVID-19, las iniciativas de transición energética constituyen un motor fundamental para la recuperación social y económica de la región, que también se ha visto afectada por los recientes eventos ambientales (huracanes Eta e Iota, noviembre de 2020) (OPS, 2020). Esto sugiere la necesidad de desarrollar infraestructura y planes nacionales que sean resilientes al cambio climático y se vean fortalecidos por una mayor integración regional del desarrollo y manejo de recursos. Un esfuerzo conjunto para reducir las emisiones regionales sería beneficioso para todos los países y podría representar una oportunidad para crear una industria regional de energía limpia y mejorar la cooperación general entre los países.

Para reducir las emisiones relacionadas con la energía en la región, particularmente en los sectores de energía y transporte intensivos en emisiones, los países deben promover el uso de energías renovables y fomentar la eficiencia energética y la electrificación, entre otros pasos. La Figura 18 muestra, a nivel mundial, cómo cada una de estas líneas de acción contribuiría a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en línea con el objetivo del Acuerdo de París de mantener el aumento de la temperatura global por debajo de 1.5°C (IRENA, 2021b).

Figura 18: Reducción de las emisiones globales de carbono en virtud del Escenario WETO 1.5 °C de IRENA



Fuente: (IRENA, 2021b)

Los países de Centroamérica han estado dando pasos en esa dirección, han presentado NDC que incluyen objetivos para una mayor integración de energías renovables en el sector eléctrico, así como planes de descarbonización para sectores de uso final que apuntan a lograr reducciones de emisiones para 2030 o 2050. La Tabla 3 resume el progreso de los países hacia la implementación del Acuerdo de París y proporciona una descripción general de los elementos cubiertos en los documentos relacionados de NDC presentados a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) a noviembre de 2021.

Además de los planes nacionales y las NDC presentadas por la mayoría de los países considerados en el análisis, se persiguen iniciativas regionales en temas similares, como el despliegue de nuevos recursos de energía más limpia, la electromovilidad, la eficiencia energética y la expansión de la red eléctrica, entre otros. Estos programas ya están contribuyendo a abordar varios desafíos en la región, como la reducción de las importaciones de combustibles fósiles y la disminución de la contaminación local y doméstica.

Tabla 3: Contenidos de las NDC de los países centroamericanos, a noviembre de 2021

PAÍS	TIPO DE MITIGACIÓN	COBERTURA	ÁMBITO SECTORIAL	OBJETIVO DE MITIGACIÓN	DETALLES DE LA MITIGACIÓN
Belice	Reducción relativa de emisiones	Toda la economía	Energía, transporte, residuos, uso de la tierra, cambio de uso de la tierra y silvicultura (UTS), agricultura	Se estiman objetivos para evitar un total de emisiones acumuladas de 5 647 ktCO ₂ e entre 2021 y 2030	<ul style="list-style-type: none"> • Reducir las emisiones de GEI y aumentar las eliminaciones de GEI relacionadas con el cambio de uso de la tierra por un total de 2 053 kilotoneladas de CO₂ equivalente acumulado (ktCO₂e acumulado) durante el periodo de 2021 a 2030. • Mejorar la capacidad de los ecosistemas de manglares y algas marinas del país para actuar como sumideros de carbono para 2030, mediante una mayor protección de los manglares y al eliminar un total acumulado de 381 053 ktCO₂e entre 2021 y 2030 a través de la restauración de manglares. • Reducir las emisiones de metano del ganado en un 10% para 2030 y evitar emisiones de al menos 4.5 ktCO₂e relacionadas con el cambio de uso de la tierra impulsado por la agricultura para 2025 • Evitar emisiones del sector eléctrico equivalentes a 19 053 ktCO₂e/año a través de medidas de eficiencia del sistema y consumo de al menos 100 GWh/año para 2030 • Evitar 44 053 ktCO₂e en el suministro eléctrico nacional para 2030 mediante la introducción de capacidad ampliada a partir de fuentes de energía renovable • Evitar 117 053 ktCO₂e/año del sector transporte para 2030 a través de una reducción del 15% en el uso de combustible de transporte convencional para 2030 y lograr una eficiencia del 15% por pasajero y tonelada-kilómetro a través de políticas e inversiones adecuadas • Mejorar los procesos de gestión de residuos para evitar emisiones de hasta 18 053 ktCO₂e/año para 2030, en línea con la estrategia nacional de gestión de residuos
Costa Rica	Reducción absoluta de emisiones	Toda la economía	Energía, agricultura, transporte, residuos, UTS, industria	9.11 MtCO ₂ e para 2030; 106.5 MtCO ₂ e entre 2021 y 2030	<ul style="list-style-type: none"> • Comprometidos con un límite de emisión neta de 9.1 millones de toneladas de CO₂ equivalente (MtCO₂e) para 2030, que incluye todos los gases y todos los sectores cubiertos por el informe del Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero. Este objetivo es consistente con el Plan Nacional de Estrategia de Descarbonización a largo plazo del país, presentado en 2019, que exige cero emisiones netas para 2050, así como la trayectoria de 1.5 °C. • Comprometido con un presupuesto de emisiones netas de 106.5 MtCO₂e de 2021 a 2030, que incluye todos los gases y todos los sectores cubiertos por el Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero.

Tabla 3: Contenidos de las NDC de los países centroamericanos, a noviembre de 2021 (continuación)

PAÍS	TIPO DE MITIGACIÓN	COBERTURA	ÁMBITO SECTORIAL	OBJETIVO DE MITIGACIÓN	DETALLES DE LA MITIGACIÓN
El Salvador	Reducción relativa de emisiones	Toda la economía	Energía, agricultura, transporte, UTS	El 46% de reducción (incondicional), 61% de reducción (condicional)	<ul style="list-style-type: none"> En octubre de 2016, estableció una meta de reducción del 46% en las emisiones de gases de efecto invernadero en relación con las "prácticas habituales" (crecimiento sin acciones específicas de mitigación). El país podría lograr una reducción adicional del 15% si obtiene apoyo financiero para desarrollar 92 MW adicionales de generación geotérmica.
Guatemala	Reducción absoluta de emisiones	Toda la economía	Energía, agricultura, transporte, residuos, UTS, industria	El 11.2% de reducción (incondicional), 22.6% de reducción (condicional)	<ul style="list-style-type: none"> Incondicional: reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 11.2% a partir de los niveles de 2005 para 2030. Esto implica que las emisiones proyectadas de prácticas habituales de 53.85 MtCO₂e en 2030 se reducirían a 47.81 MtCO₂e. Condicionales: reducir las emisiones de forma aún más agresiva, hasta un 22.6% a partir de los niveles de 2005 para 2030. Esto implica que las emisiones proyectadas de prácticas habituales de 53.85 MtCO₂e en 2030 se reducirían a 41.66 MtCO₂e.
Honduras	Reducción relativa de emisiones	Toda la economía	Energía, agricultura, transporte, residuos, industria	El 16% de reducción, salvo para UTS	<ul style="list-style-type: none"> Comprometido a reducir las emisiones en un 16% para 2030 en relación con un escenario de prácticas habituales, salvo UTS. Comprometido con promover la "conservación y restauración funcional del paisaje rural", con la meta de restaurar 1.3 millones de hectáreas de bosque para 2030. Comprometido a reducir el consumo doméstico de leña en un 39% para 2030, lo que ayudará a frenar la deforestación.
Nicaragua	Políticas y acciones	N/A	Energía, UTS	El 65% de electricidad renovable	<ul style="list-style-type: none"> Aumentar la participación de la generación de electricidad renovable al 65% para 2030.
Panamá	Reducción relativa de emisiones	Toda la economía	Energía, UTS	En el sector energético, reducción de emisiones del 11.5% para 2030 y del 24% para 2050	<ul style="list-style-type: none"> Lograr una reducción mínima del 24% en las emisiones totales del sector energético para 2050 y una reducción mínima del 11.5% para 2030, en comparación con el escenario tendencial. Comprometido a restaurar 50 000 hectáreas de bosque, resultando en la absorción de alrededor 2.6 MtCO₂e para 2050.

LA HOJA DE RUTA PARA CENTROAMÉRICA

2

LA HOJA DE RUTA PARA CENTROAMÉRICA

2.1 HOJA DE RUTA DE ENERGÍAS RENOVABLES

En el análisis REmap para Centroamérica, se desarrollaron una serie de escenarios que brindan soluciones innovadoras y alternativas de descarbonización, al mismo tiempo que aumentan gradualmente las ambiciones del país. Los escenarios tienen en cuenta la situación actual de los países en términos de su evolución económica, intensidad energética, contextos del sector eléctrico nacional y regional, e iniciativas, planes y compromisos en curso para abordar las emisiones sectoriales.

Los escenarios describen un conjunto de medidas y evalúan sus impactos en la energía y las emisiones, al mismo tiempo que determinan la inversión y los costos necesarios. Las medidas se agrupan en cinco categorías, siguiendo las líneas de acción seleccionadas de la *Perspectiva mundial de las transiciones energéticas* (*World Energy Transitions Outlook*) de IRENA (IRENA, 2021b) que son aplicables a la región. Las categorías son energías renovables en el sector eléctrico, uso directo de energías renovables en los sectores de uso final, electrificación en los sectores de uso final, conservación y eficiencia energética e hidrógeno. Dentro de estas cinco categorías, la Tabla 4 resume los indicadores clave del DES, la ruta de descarbonización para el sector energético de la región, y los compara con los planes actuales del sector energético (el PES), con perspectivas a 2030 y 2050.

Tabla 4: Ruta de escenarios clave para la descarbonización del sector energético

INDICADOR		HISTÓRICO	PES		DES	
		2018	2030	2050	2030	2050
 Energías renovables en el sector eléctrico	Proporción de las energías renovables en la generación eléctrica (%)	70%	66%	59%	82%	97%
	Adiciones anuales de energía solar fotovoltaica (MW/año)	-	145	280	375	780
	Adiciones hidroeléctricas anuales (MW/año)	-	135	130	190	355
 Uso directo de energías renovables en sectores de uso final	Proporción de energías renovables modernas en el CEFT (%)	5%	4%	4%	9%	15%
	Colectores solares térmicos en viviendas (miles de unidades)	9.2	41	320	534	2 803
	Bioenergía moderna en el CEFT (PJ)	36	54	73	71	85
 Electrificación en los sectores de uso final	Proporción de la electricidad en el CEFT (%)	13%	16%	23%	22%	49%
	Vehículos eléctricos de pasajeros en la carretera (millones de unidades)	0.0	0.3	2.9	2.3	18.8
 Conservación y eficiencia energética	Intensidad energética en términos de demanda de energía por PIB (TJ/millón de USD)	5.5	5.1	4.0	4.2	2.3
 Hidrógeno	Número de camiones de servicio pesado a hidrógeno (unidades)	0	N/A	N/A	1190	4 830

Nota: CEFT = consumo de energía final total; TJ = terajulio.

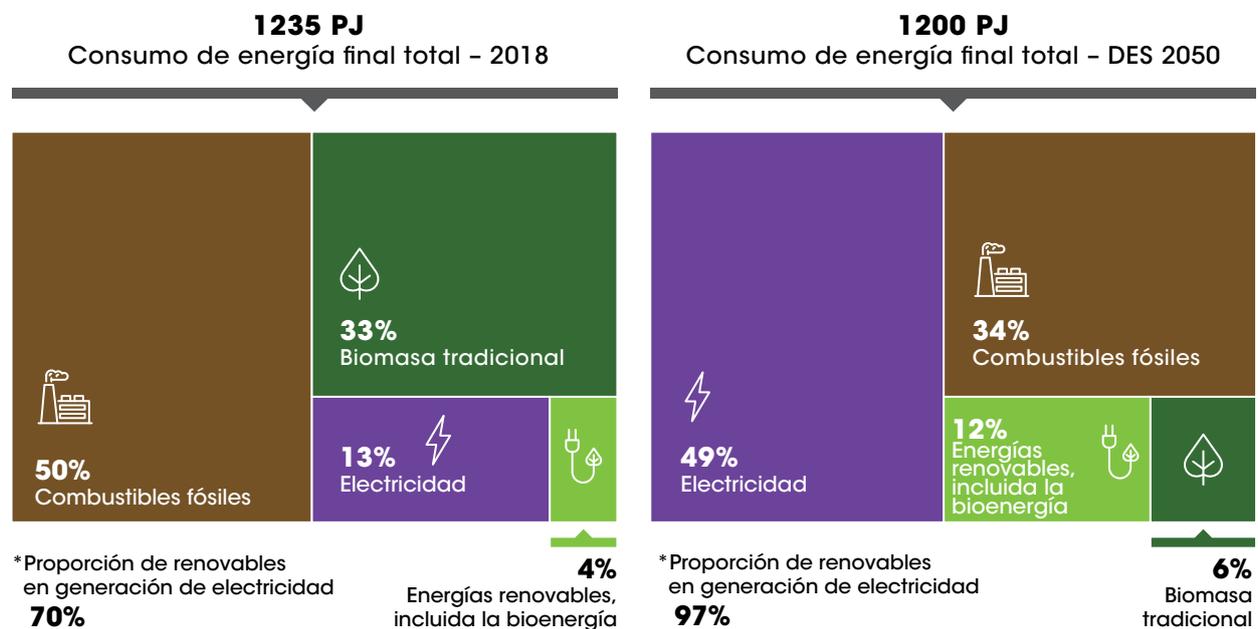
En el DES, la proporción de la generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovable crecería de alrededor del 70% en 2018 al 97% en 2050, impulsada principalmente por las adiciones de capacidad en energía solar e hidroeléctrica.⁷ A medida que crece la proporción de generación de energías renovables, también lo hace la proporción de electrificación en los sectores de uso final. En el DES 2050, cerca del 50% de la demanda en los sectores de uso final estaría cubierta por electricidad (Figura 19). La electrificación de la flota de transporte sería fundamental para cumplir con esta cuota. La proporción de las energías renovables en el suministro total de energía primaria aumenta más rápidamente en el DES que en el PES, alcanzando el 62% en el DES 2050 (Figura 20).

El uso directo de energías renovables en los sectores de uso final contribuiría a reducir aún más el uso de combustibles fósiles y sus emisiones de CO₂ asociadas. Las tecnologías relevantes incluyen la introducción de calentadores de agua solar en edificios para cubrir las necesidades de calentamiento de agua y el uso de bioenergía en la industria para suministrar calor para procesos térmicos de baja temperatura, entre otros. El uso de la bioenergía podría explorarse más con la introducción de biocombustibles y biomasa, entre otros.

La implementación de medidas de eficiencia energética y la introducción de tecnologías más eficientes también tendrían un impacto importante, lo que reduciría la intensidad energética a la mitad en 2050 en virtud del DES y se reduciría así la cantidad de recursos de energía necesarios para cubrir las necesidades energéticas regionales. También se explorarían tecnologías innovadoras, como la introducción de camiones a hidrógeno, para reducir aún más las emisiones de sectores difíciles de reducir, como el transporte de carga, incluido el transporte marítimo internacional (Recuadro 5).

Para lograr las proporciones descritas en la Tabla 4, se necesitaría una mayor inversión inicial en el sector eléctrico y los consumidores enfrentarían costos más altos para las tecnologías de uso final.⁸ Sin embargo, estos costos podrían compensarse con los ahorros obtenidos mediante el uso de tecnologías más eficientes y combustibles más baratos, tal y como se explica en los apartados siguientes.

Figura 19: Consumo de energía final total en 2018 y en virtud del DES en 2050

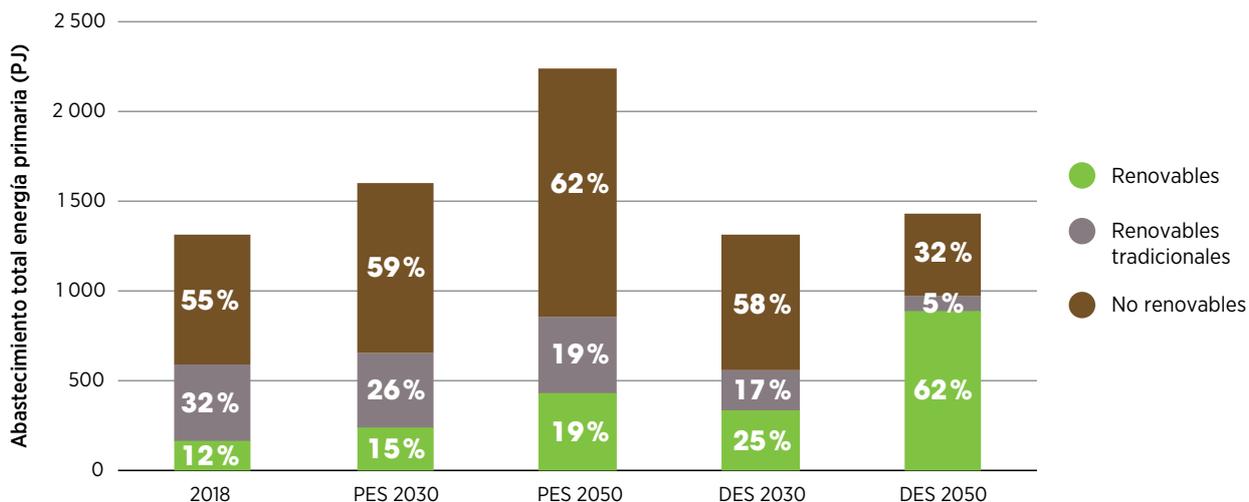


Nota: la biomasa tradicional se refiere al uso tradicional de la biomasa para cocinar y calentar edificios. La bioenergía representó el 100% de la proporción de energías renovables en 2018 y el 61% en el DES 2050, siendo el 39% restante energías renovables modernas, es decir, energía solar térmica e hidrógeno.

⁷ Las adiciones de capacidad para 2030 y 2050 representan valores promedio anuales para los periodos 2018-2030 y 2018-2050, respectivamente.

⁸ Los costos de la tecnología de uso final se refieren a las diferentes tecnologías utilizadas en los edificios, el transporte y la industria. (Por ejemplo, vehículos eléctricos e infraestructura relacionada, estufas y aires acondicionados).

Figura 20: Proporción de energías renovables, renovables tradicionales y no renovables del suministro total de energía primaria en 2018 y en virtud del PES y DES en 2030 y 2050



Nota: El suministro total de energía primaria aumenta un 70% para 2050 con las políticas actuales (PES). Sin embargo, se podría lograr una reducción del 45% en el DES 2050 en comparación con el PES 2050 al acelerar las energías renovables, la electrificación y las medidas de eficiencia energética. Las energías renovables tradicionales se refieren al uso tradicional de leña en los edificios.

2.2 OPORTUNIDAD DE INVERSIÓN

La inversión promedio anual⁹ en tecnologías de energías renovables para la generación de electricidad y en redes y flexibilidad¹⁰ a 2050 aumentaría respecto a la inversión pública histórica durante 2015-2020 (Recuadro 5) (IRENA, 2021c). Esta mayor inversión anual se dedicaría a la energía hidroeléctrica, seguida de la energía solar, geotérmica, de biomasa, eólica terrestre y solar de concentración (ESC). A partir de los datos disponibles, se espera que el mayor incremento de la inversión sea en energía hidráulica, seguida de la biomasa. En el DES, la futura inversión anual en energía solar fotovoltaica y geotérmica sería aproximadamente el doble del nivel histórico, mientras que la inversión anual en tecnologías de energía eólica sería 3.8 veces mayor.

Tabla 5: Promedio anual de inversión histórica y proyectada para el PES y DES

		PROMEDIO ANUAL DE INVERSIONES (MILLONES DE USD/AÑO)			FACTORES DE ESCALA	
		HISTÓRICO (2015 - 2020)	PES (2021 - 2050)	DES (2021 - 2050)	PES VS HISTÓRICO	DES VS HISTÓRICO
 Capacidad de generación eléctrica	Hidroeléctrica	98	320	1015	3.3	10.4
	Energía solar fotovoltaica (servicios públicos y tejados)	215	172	499	0.8	2.3
	Energía solar de concentración	N.A.	N.A.	95	-	-
	Biomasa	74	N.A.	268	-	3.6
	Eólica terrestre	78	184	102	2.4	1.3
	Geotérmica	168	336	419	2.0	2.5

⁹ Valores históricos para la energía hidroeléctrica, eólica, geotérmica y de biomasa de (BNEF, 2021a). La energía solar fotovoltaica representa una inversión pública según IRENA (2021c).

¹⁰ La inversión en la red eléctrica incluye la inversión en transmisión y distribución y la expansión del SIEPAC.

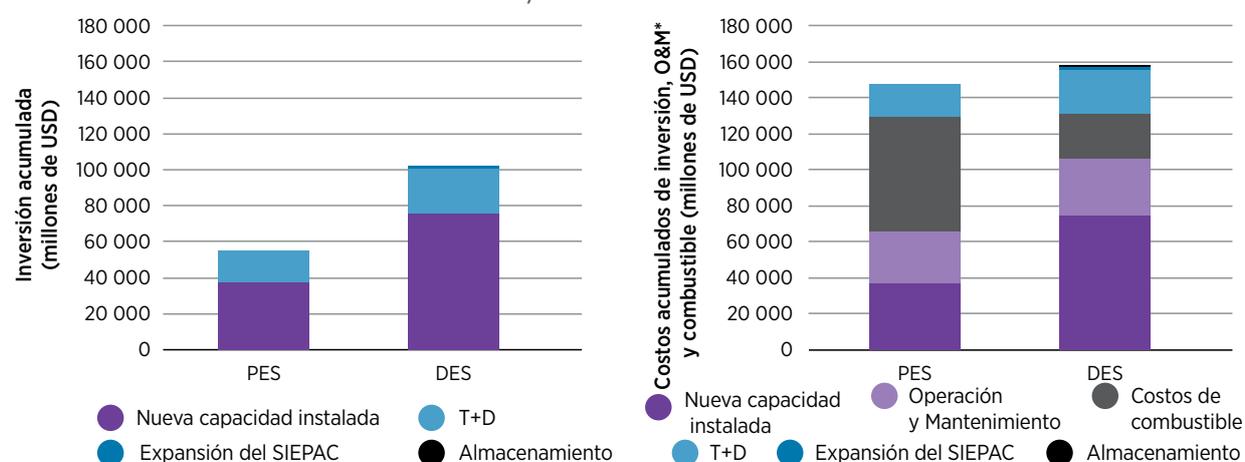
Tabla 5: Promedio anual de inversión histórica y proyectada para el PES y DES (continuación)

		PROMEDIO ANUAL DE INVERSIONES (MILLONES DE USD/AÑO)			FACTORES DE ESCALA	
		HISTÓRICO (2015 - 2020)	PES (2021 - 2050)	DES (2021 - 2050)	PES VS HISTÓRICO	DES VS HISTÓRICO
 Redes y flexibilidad	Red eléctrica	N.A.	610	907	-	-
	Medidas de flexibilidad (por ejemplo, almacenamiento)	N.A.	N.A.	9	-	-

Nota: ESC = energía solar de concentración.

La inversión acumulada en el sector eléctrico durante el periodo 2021-2050 en el DES sería casi el doble que en el PES, debido principalmente a la necesidad de satisfacer la mayor demanda eléctrica creada por la electrificación de la flota. Sin embargo, si los costos de operación y mantenimiento, así como el combustible, se consideran junto con la inversión, entonces los costos totales del sistema eléctrico en el DES son solo un 8% más altos que los del PES (Figura 21). Los costos de combustible en particular son considerablemente más bajos debido al uso adicional de recursos de energías renovables locales como las tecnologías de energía hidráulica, solar y eólica, que no tienen costos de combustible asociados, así como al uso de biomasa y residuos como los residuos sólidos municipales y los residuos de industrias regionales, incluido el bagazo de la caña de azúcar (estos costos estaban más allá del alcance del análisis).

Figura 21: Inversión acumulada del sector eléctrico (izquierda) e inversión acumulada, operaciones y mantenimiento, y costos de combustible (derecha) para el periodo 2018-2050 en virtud del PES y el DES



*Operaciones y mantenimiento

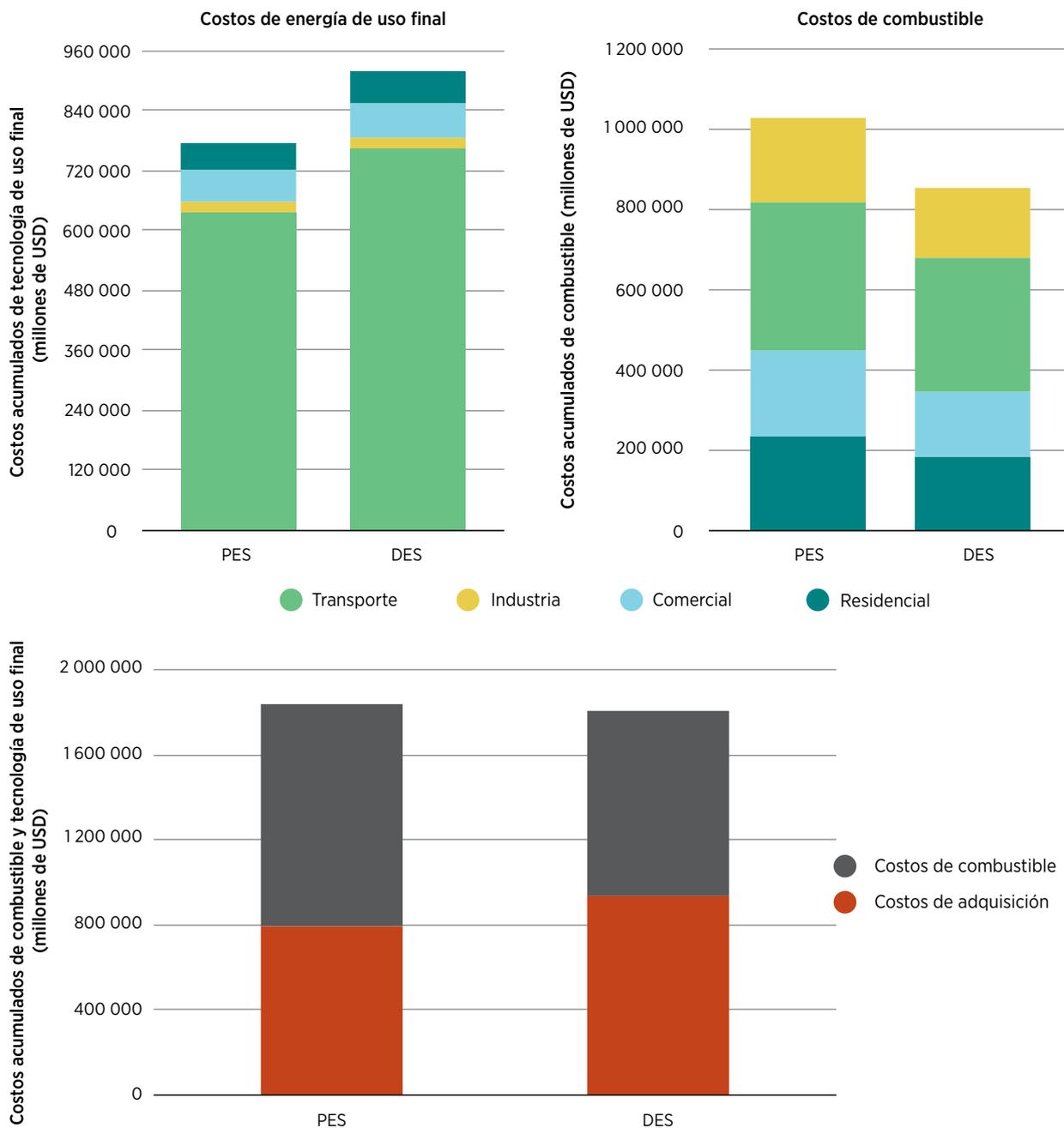
2.3 COSTOS DE TECNOLOGÍA DEL SECTOR DE USO FINAL

Tanto en el PES como en el DES, la mayor parte de los costos de tecnología de uso final (periodo 2018-2050) se encuentran en el sector transporte, que representa el 81% y el 82% de estos costos totales, respectivamente.

Como se muestra en la Figura 22, los costos acumulados de combustible del sector de uso final¹¹ para 2018-2050 disminuyen del 18% en el DES respecto al PES, debido a la implementación de medidas de eficiencia energética, uso de tecnologías más eficientes y combustibles más económicos. Por lo tanto, si se consideran juntos los costos de tecnología de uso final y los costos de combustible para el periodo 2018-2050, los costos totales del sector de uso final en el DES podrían ser un 1.5% más bajos que en el PES.

¹¹ Parte de los costos de combustible corresponde al costo de la electricidad, el cual se dedicaría a recuperar la inversión realizada en el aumento de la capacidad instalada del sector eléctrico para satisfacer la demanda de electricidad de los consumidores.

Figura 22: Costos acumulados de tecnología de uso final, costos de combustible y costos de tecnología de uso final y combustible para el periodo 2018-2050 en virtud del PES y DES



Nota: SUF = sector de uso final; O&M = operaciones y mantenimiento

Además, los costos de tecnología de uso final que se requieren para las tecnologías renovables y más eficientes durante el periodo 2018-2050, en particular en los últimos años del análisis, también generarán ahorros de combustible después de 2050, beneficios que no se consideran en el análisis actual. Además, los costos de tecnología de uso final necesarios en el DES se centran en la explotación de los recursos energéticos locales y las nuevas tecnologías, lo que requeriría mantenimiento y provisión de servicios en el sitio y, a su vez, creará empleos locales e impulsará la economía de la región.

Los resultados de este análisis de costos de inversión y tecnología de uso final podrían proporcionar aportes valiosos para definir las necesidades financieras y de inversión para la Plataforma Inicial del Plan de Inversiones del SICA (SICA, 2020).

Recuadro 2. Análisis de costo-beneficio de la transición

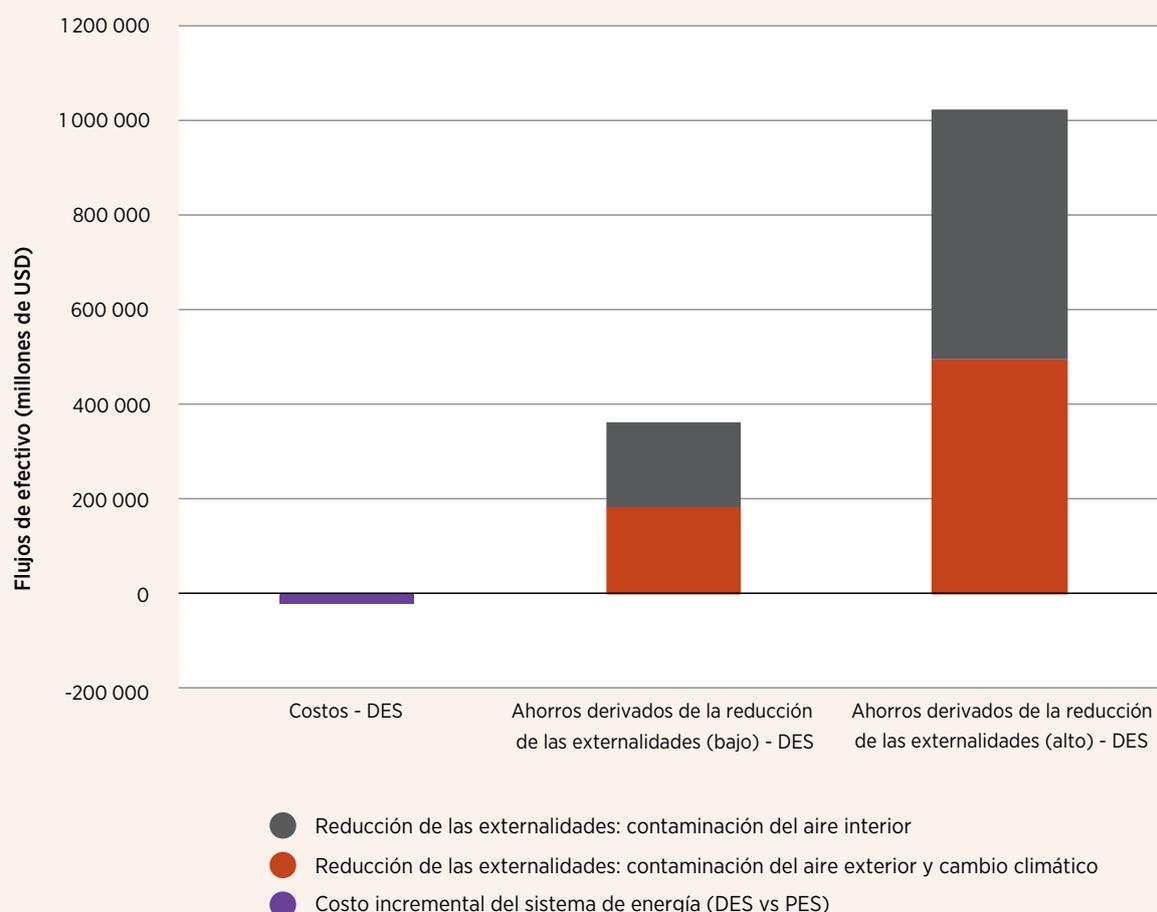
Se calcularon estimaciones de las externalidades relacionadas con la contaminación exterior e interior y el cambio climático para la región de Centroamérica. El balance general de invertir en el escenario DES en comparación con la estimación del escenario PES es positivo, con beneficios que superan los costos.

Si se consideran en conjunto la inversión en el sector eléctrico, los costos de las tecnologías del sector de uso final y los costos del combustible, el costo general del sistema de energía para los escenarios PES y DES sería comparable. Esto significa que la misma cantidad de dinero fluiría en el PES y el DES, sin embargo, se distribuiría de manera diferente. La inversión en el escenario DES podría generar un retorno de la inversión acumulativo a través de la reducción de las externalidades de la salud humana y el medio ambiente de entre 360 000 millones y 1 billón de USD para 2050 (Figura 23).

Los ahorros derivados de la reducción de las externalidades se dividen en dos grandes categorías: contaminación del aire exterior y cambio climático, y contaminación interior:

- La contaminación del aire exterior y el cambio climático representan la mitad del total. Las externalidades del cambio climático se cuantifican mediante el enfoque del costo social del carbono para las emisiones de CO₂.
- La contaminación interior resulta del uso de biomasa tradicional en los hogares residenciales y representa la mitad restante de las externalidades. Esto resalta la importancia que tiene brindar acceso a combustibles y tecnologías de cocción limpia a toda la población de la región.

Figura 23: Diferencia acumulada entre costos del sistema energético y ahorros por reducción de externalidades del DES frente al PES para el periodo 2018 - 2050

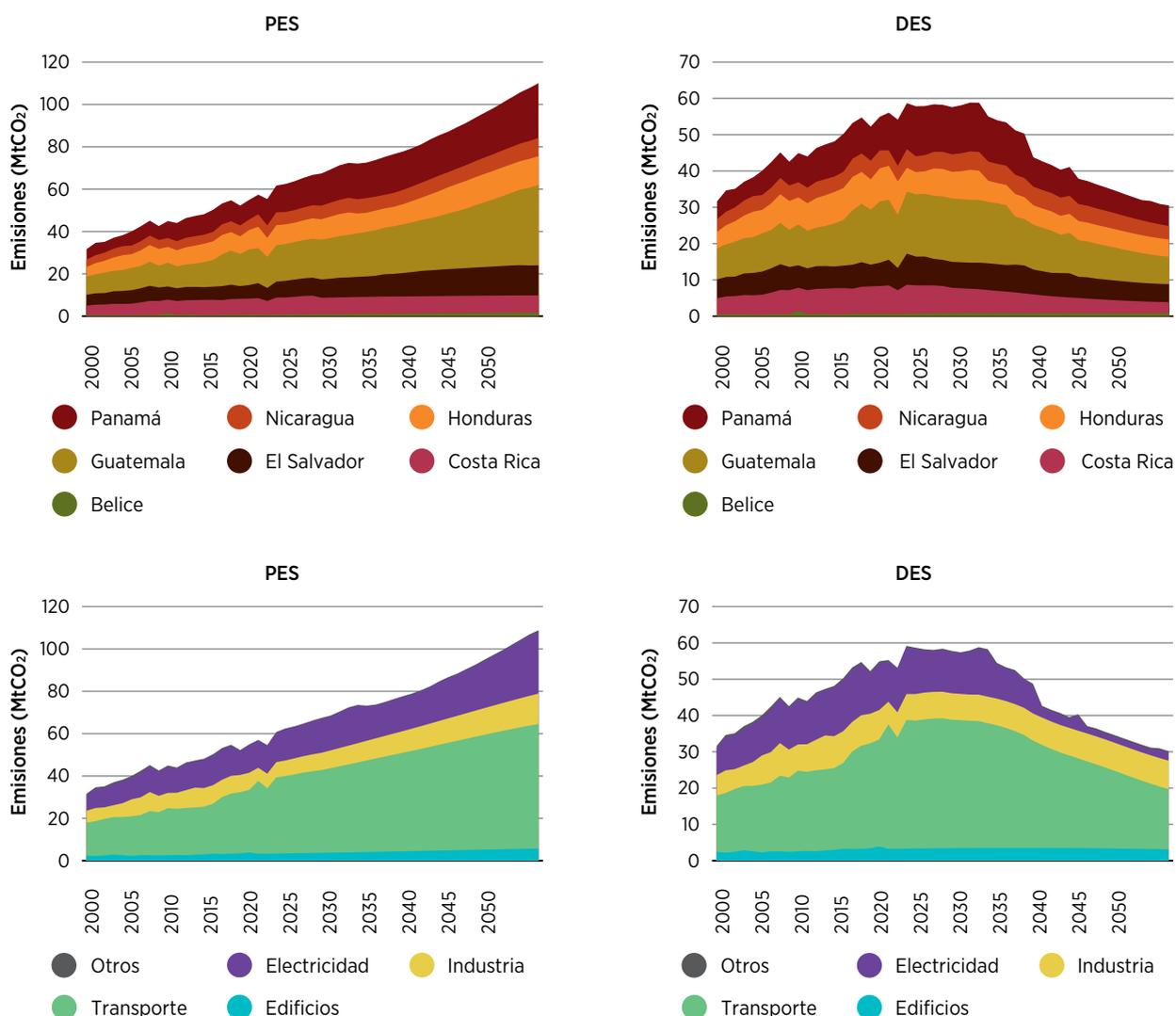


2.4 EMISIONES

Si se cumplen los objetivos energéticos establecidos en el DES y se asumen los costos de inversión y tecnología de uso final, las emisiones en 2050 se reducirían alrededor del 70% en el DES respecto al PES (Figura 24). En 2018, el transporte representó la mayor parte de las emisiones regionales, con un 54%, seguido por el sector eléctrico (23%) y la industria (15%). El sector transporte seguirá siendo el mayor emisor de CO₂ tanto en el PES como en el DES, y contribuiría con alrededor del 55% de las emisiones en cada escenario en 2050. Sin embargo, las emisiones del sector en el DES 2050 serán un 72% más bajas que en el PES 2050 debido a los importantes esfuerzos hacia la electrificación de la flota.

En virtud del PES, se espera que las emisiones continúen aumentando hasta 2050 en todos los países. En virtud del DES, todos los países contribuirían a la reducción de emisiones, lo que reduciría las emisiones alrededor del 70% en el DES 2050 en comparación con el PES 2050 (por debajo de los niveles de 2018). Los sectores del transporte y la industria serían los principales contribuyentes a las emisiones restantes en el DES 2050. Estos se derivan del uso del resto de vehículos con motor de combustión interna, principalmente camiones grandes, y del uso de tecnologías de combustibles fósiles en el sector industrial. Se podría desarrollar un análisis profundo en estos sectores para definirlos y proponer soluciones para una mayor descarbonización. El Recuadro 8 presenta varias alternativas a considerar en sectores difíciles de reducir como la industria.

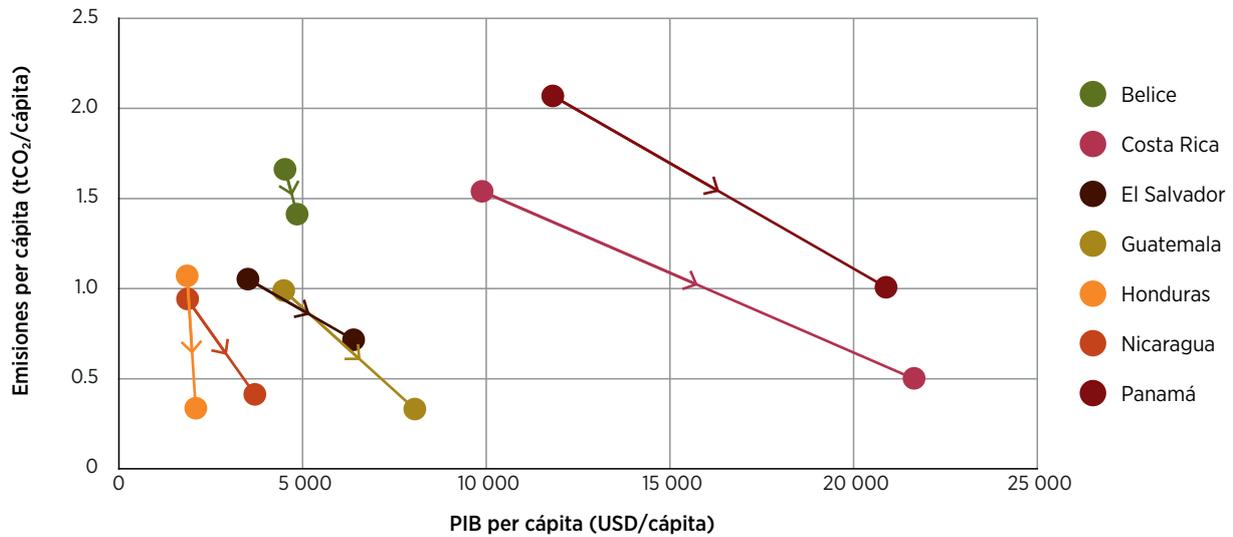
Figura 24: Emisiones históricas y emisiones en virtud del PES (izquierda) y DES (derecha), por país y sector, 2000-2050



Fuente: Emisiones para 2000-2018 extraídas de Climate Watch (Climate Watch, 2021).

La Figura 25 muestra la evolución de las emisiones relacionadas con la energía per cápita de 2018 a 2050 en el DES. Todos los países contribuyen a la disminución de las emisiones per cápita durante el periodo de estudio.

Figura 25: Emisiones per cápita del sector eléctrico y de uso final con respecto al PIB per cápita, por país, en 2018 y en virtud del DES en 2050



Recuadro 3. Reducción de las emisiones restantes en la industria (IRENA, 2021b)

Centroamérica no tiene una alta presencia de industrias intensivas en carbono y energía, como la siderurgia, cemento, aluminio y productos químicos. Sin embargo, la región aún alberga un conjunto diverso de industrias, principalmente en los sectores de alimentos y bebidas, celulosa y papel y materiales de construcción (SICA, 2020). Estas industrias seguirán representando una parte considerable (26%) de las emisiones restantes en 2050 en virtud del DES. Dada disponibilidad de información limitada sobre estas industrias, así como su naturaleza diversa y escala relativamente pequeña, no se realizó un análisis detallado de las opciones de mitigación para este estudio. Sin embargo, según las características de algunas de estas industrias, es posible ofrecer una guía general sobre medidas para ayudar a mitigar aún más las emisiones del sector industrial.

Por lo general, existe un gran potencial para mejorar la eficiencia energética en el sector industrial. Una forma de mitigar las emisiones en el sector es mantener un enfoque sólido en la eficiencia energética al hacer que los procesos sean cada vez más eficientes y al establecer o exigir normas mínimas para la eficiencia energética y/o para la intensidad de carbono de los combustibles, procesos y productos. A menudo se adoptan incentivos (*por ejemplo*, a través de precios o impuestos) para la eficiencia energética con buenos resultados. En general, las oportunidades surgen en la mejora de la eficiencia de los procesos, la adopción de soluciones de gestión de la demanda, la introducción de motores altamente eficientes y el desarrollo del reciclaje de materiales y el fortalecimiento de la gestión de residuos.

La industria también puede beneficiarse del abastecimiento corporativo y la autogeneración de electricidad renovable. En muchos países, no existen las condiciones que permitan a la industria depender de la autogeneración o el abastecimiento fuera del mercado regulado. Por lo tanto, la política y la regulación deberían permitir una mayor flexibilidad si el suministro eléctrico proviene de energías renovables y reconocer los beneficios de alejarse de la generación basada en combustibles fósiles. Permitir y promover los recursos energéticos distribuidos in situ permitiría a los consumidores industriales también producir energía (convirtiéndolos en prosumidores) y participar en servicios auxiliares. Los grandes consumidores deberían tener un papel activo en los servicios de gestión de la energía.

El suministro de calor bajo en carbono es otra área en la que la industria puede contribuir a la reducción de emisiones. Una opción es desarrollar cadenas de suministro de bioenergía sostenibles para satisfacer la creciente necesidad de bioenergía en la industria para suministrar calor a baja, media y alta temperatura. La bioenergía puede tomar la forma de combustibles sólidos y líquidos y biogás. El calor bajo en carbono también se puede lograr a través de tecnologías de calefacción alternativas, como unidades térmicas solares, bombas de calor y recursos geotérmicos, especialmente para aplicaciones de temperatura baja y media.

En cierta medida, estas medidas se han propuesto como parte de los escenarios desarrollados en el presente análisis. Sin embargo, se necesita más investigación y análisis para comprender en qué medida se puede implementar cada una de estas medidas, considerando las limitaciones técnicas y económicas en el contexto de la región.

ENERGÍAS RENOVABLES EN EL SECTOR ELÉCTRICO

3

ENERGÍAS RENOVABLES EN EL SECTOR ELÉCTRICO

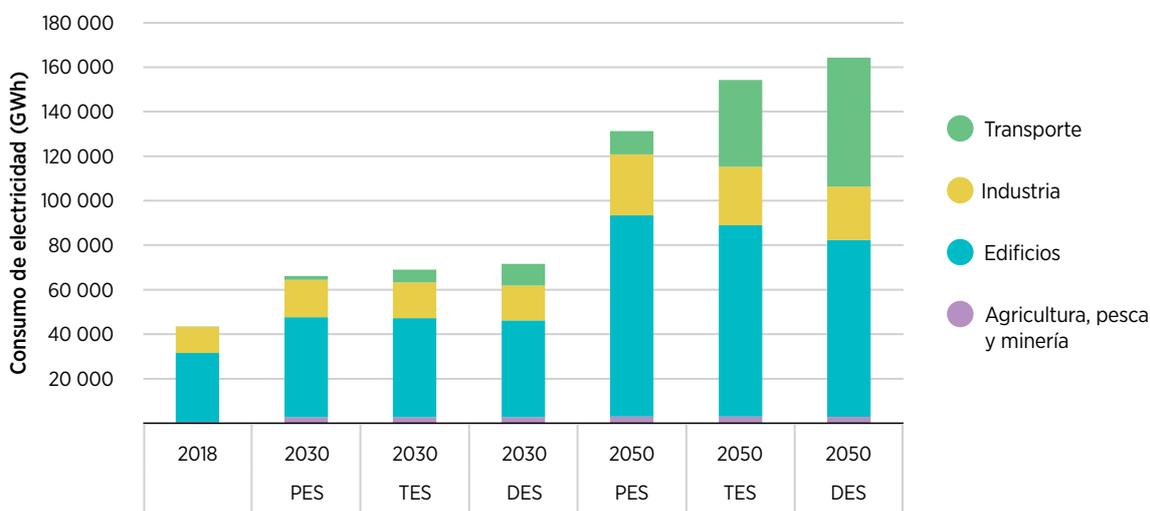
Aumentar el uso de energías renovables para generar electricidad es clave para descarbonizar el sector eléctrico y para usar energías renovables para electrificar los servicios de energía en los sectores de uso final. Existen dos soluciones clave disponibles en la región: aumentar la capacidad de energías renovables y mejorar la integración del sistema eléctrico regional.

3.1 CAPACIDAD DE ENERGÍAS RENOVABLES

En el DES, la implantación anual de energías renovables se triplica en comparación con la implantación planificada, para alcanzar cuotas de capacidad de energías renovables de casi el 75% para 2030 y más del 90% para 2050 (en comparación con el 67% en 2018).

Las energías renovables ofrecen la oportunidad de satisfacer la creciente demanda de electricidad mientras impulsan el crecimiento económico local, lo que desbloquea algunas de las fuentes de electricidad de menor costo en la actualidad y logra objetivos de neutralidad de carbono. El consumo directo total de electricidad¹² en la región aumentará al menos un 50% para 2030 y entre un 300% y un 400% para 2050 a partir de los niveles de 2018 (Figura 26, PES). Bajo las condiciones planificadas, las emisiones anuales del sector eléctrico se duplican a partir de los niveles de 2018 para 2050, pero el TES y el DES muestran que este no tiene por qué ser el caso. El TES y el DES muestran cómo se pueden lograr reducciones de emisiones del 80% y, al mismo tiempo, lograr ahorros significativos en los costos por unidad de electricidad a través del mayor uso de recursos de energía renovable domésticos.

Figura 26: Consumo directo de electricidad por sector de uso final en 2018 y en virtud del PES, TES y DES en 2030 y 2050



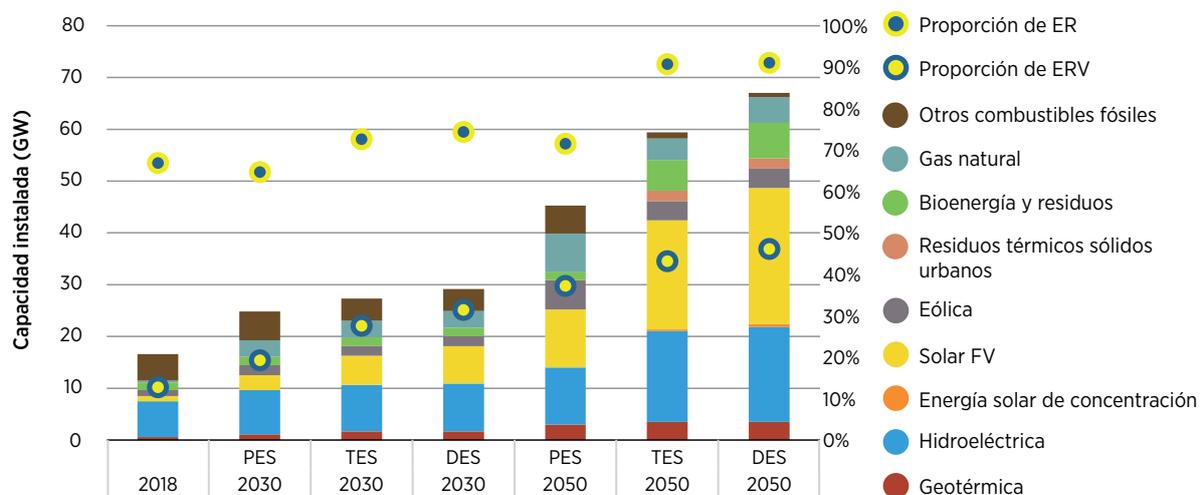
La capacidad de generación en la región necesita expandirse mucho en todos los escenarios para satisfacer la demanda, independientemente de la vía. En el PES, se espera que la capacidad aumente un 66% a 25 GW para 2030 y un 300% a 45 GW para 2050. El TES y el DES alcanzan capacidades instaladas totales de 55 GW y 65 GW respectivamente para 2050, impulsadas por una mayor demanda de electricidad y, por lo general, menos horas de carga completa de tecnologías de generación renovable, lo que significa que se necesita más capacidad para satisfacer la misma demanda.

¹² El consumo total directo de electricidad comprende la demanda de electricidad en los sectores de la edificación, el transporte y la industria y no tiene en cuenta la demanda indirecta de electricidad, es decir para la producción de hidrógeno.

Dado el vasto potencial de las energías renovables en la región, las energías renovables se expandirán en todos los escenarios; sin embargo, en ausencia de una política adicional, los combustibles fósiles (principalmente gas natural) abarcarán gran parte del crecimiento de la demanda de energía a partir de los niveles actuales, alcanzando una capacidad instalada total de combustibles fósiles de casi 13 GW para 2050. El DES y el TES muestran cómo esto puede caer por debajo de los 6 GW para 2050 y mejorar la seguridad energética al depender de los recursos nacionales y regionales.

Lo más notable es el crecimiento de la capacidad solar fotovoltaica (a 26 GW) y la capacidad hidroeléctrica (a 13 GW), que forman el eje central del sector eléctrico en el DES y el TES. En virtud del PES, la cuota de renovables de la capacidad se mantiene en los niveles actuales a pesar del crecimiento considerable en la demanda de electricidad para 2030 y 2050, lo que indica que las energías renovables figurarán en cualquier escenario futuro debido a su competitividad en costos. Sin embargo, como se sugiere en la Figura 27, los objetivos en energías renovables basados en la capacidad pueden ser engañosos.

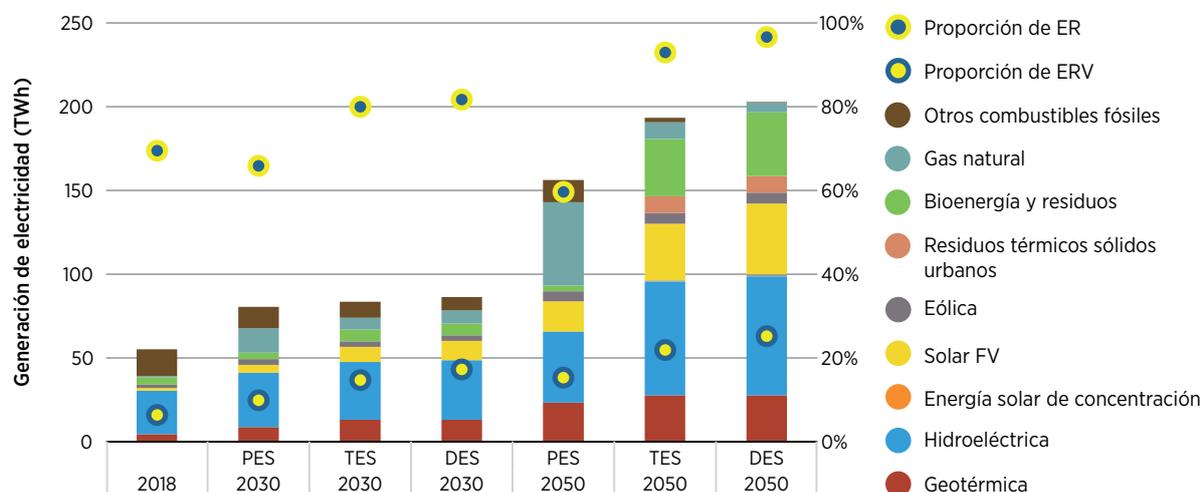
Figura 27: Capacidad de generación instalada por tecnología y cuotas en 2018 y en virtud del PES, TES y DES en 2030 y 2050



Nota: ER = energías renovables; ERV = energías renovables variables; CSP = energía solar de concentración

Cuando se considere la generación en el PES, sin la implementación de nuevas políticas, alrededor de la mitad del crecimiento de la demanda de electricidad se cubrirá con la generación basada en combustibles fósiles importados, dejando en gran parte sin explotar las fuentes de energía domésticas, con implicaciones económicas significativas. La cuota de renovables de la generación de energía cae considerablemente en las condiciones planificadas a pesar de que la cuota de renovables de la capacidad sigue siendo básicamente la misma (Figura 28).

Figura 28: Generación de electricidad por tecnología y cuotas en 2018 y en virtud del PES, TES y DES en 2030 y 2050



Nota: ER = energías renovables; ERV = energías renovables variables; CSP = energía solar de concentración

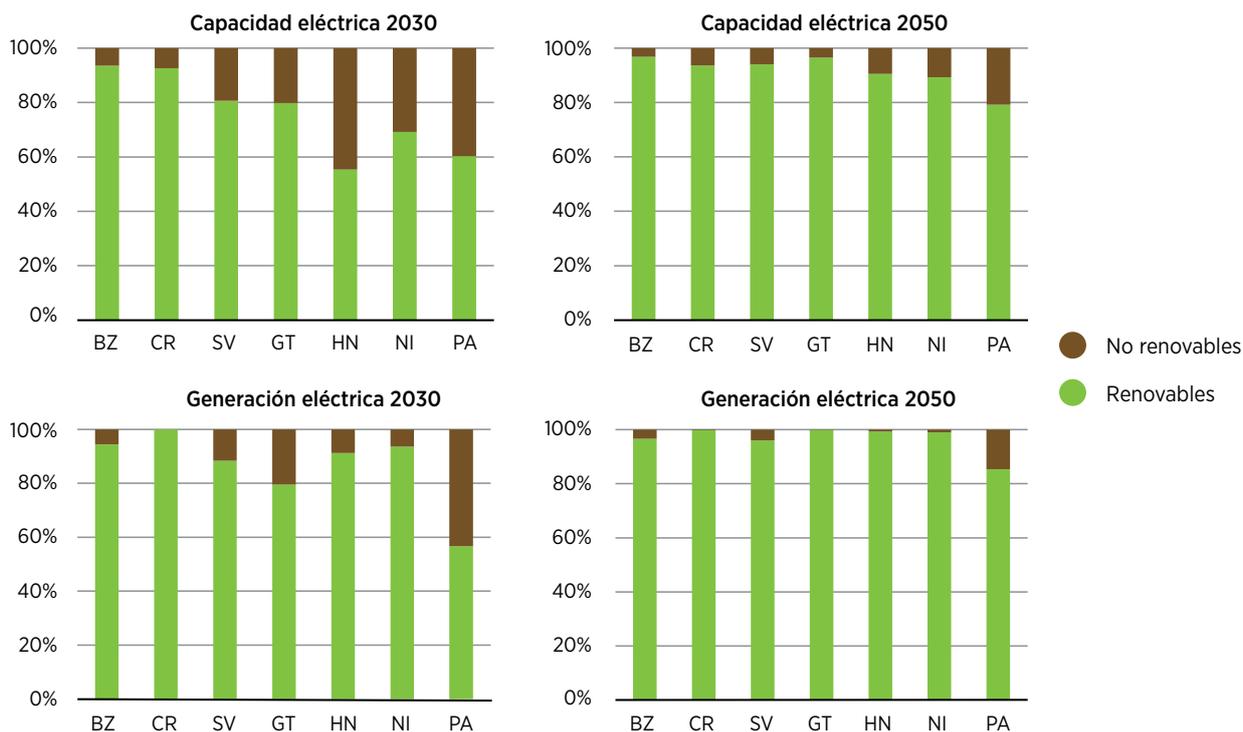
Si bien los tres escenarios muestran el potencial de la energía solar fotovoltaica, la implantación hasta ahora ha sido limitada. En 2018, la capacidad instalada de energía solar fotovoltaica sumó menos de 1 GW en toda la región, lo que sugiere que la capacidad deberá crecer en varios órdenes de magnitud en todos los escenarios. En el PES, la capacidad solar fotovoltaica alcanza los 2.9 GW para 2030, pero en el TES y el DES alcanza niveles más altos de 5.6 GW y 7.2 GW, respectivamente. Esta tendencia se acelera aún más para 2050, cuando el PES alcanza los 11 GW pero el TES y el DES alcanzan los 21 GW y 26 GW, respectivamente. Esto corresponde a una tasa de crecimiento anual promedio en el PES y el DES de 320 MW y 800 MW respectivamente, lo que ofrece información sobre la movilización de la inversión necesaria en energía solar fotovoltaica. La escala de implantación es tan grande que será fundamental aprovechar tanto la capacidad distribuida de los tejados como la de servicios públicos.

La energía hidroeléctrica seguirá desempeñando un papel clave en el sistema eléctrico de Centroamérica, pasando de una capacidad instalada total de alrededor de 7 GW en 2018 a 9 GW en 2030 en todos los escenarios. Sin embargo, para 2050, esta capacidad aumentará a 11 GW en el PES y 18 GW en el DES, lo que corresponde a tasas de crecimiento anuales promedio de 130 MW y 355 MW, respectivamente. A diferencia de la energía solar fotovoltaica, donde la radiación solar no varía mucho en la región, una ambiciosa implantación de energía hidroeléctrica se concentrará en áreas donde se encuentra el potencial de recursos. Esto tiene implicaciones significativas sobre cómo opera el sistema eléctrico regional, los mecanismos de financiación necesarios y la regulación del sistema para garantizar una competencia leal y un funcionamiento fiable.

La biomasa y los residuos también serán cruciales para diversificar la cartera de tecnologías de generación eléctrica en el TES y el DES. Estos recursos relativamente sin explotar tienen una capacidad instalada actual de alrededor de 1.5 GW, pero esta crecerá a 7 GW para 2050 en el TES y el DES, provenientes de una variedad de fuentes. Si bien existe una notable producción de caña de azúcar en muchos países de la región, existe un gran potencial sin explotar para expandir y modernizar la capacidad existente mediante el uso de calderas altamente eficientes y el aprovechamiento de todos los productos de desecho de la cosecha. También existe un potencial significativo para expandir la recolección y el uso de residuos sólidos municipales y el gas de vertedero para producir electricidad y, al mismo tiempo, evitar la restricción, lo que proporciona beneficios ambientales. Si bien estos recursos son inherentemente variables, cuando se combinan con la variabilidad de la energía solar, hidráulica y otras fuentes, reducen la variabilidad general de los recursos que sustentan la operación del sistema.

La proporción de las energías renovables en la capacidad y generación eléctrica en el DES de 2030 y 2050 se muestra en la Figura 29, que muestra el progreso entre los dos años.

Figura 29: Capacidad instalada de generación eléctrica y generación, por país, en virtud del DES en 2030 y 2050



La Tabla 6 muestra las necesidades de inversión en capacidad de generación para el sistema eléctrico y cómo evolucionaría en virtud de los tres escenarios. La inversión total de capital prácticamente se duplica en el TES y el DES, donde alcanza hasta 75 000 millones de USD para 2050, en comparación con los 37 000 millones de USD necesarios en el PES. La energía hidroeléctrica, solar fotovoltaica (servicios públicos y en los tejados) y la energía geotérmica son los componentes más importantes de esta inversión, todos los cuales brindan ahorros significativos en los costos de combustible, así como mejoras en la independencia energética para 2050. Estas tecnologías, además de la biomasa, podrían priorizarse en la creación de una cartera de proyectos financiables para subastas para que este potencial pueda realizarse. Las inversiones en combustibles fósiles también se reducen considerablemente en el TES y el DES, y ambos escenarios ven una operación reducida de los generadores de combustibles fósiles, lo que aumenta las perspectivas serias de activos varados a menos que se tomen medidas.

Tabla 6: Necesidades acumuladas de inversión de capital en la capacidad de generación por tecnología entre 2021 y 2050 en el PES, TES y DES

MILES DE MILLONES DE USD		PES	TES	DES
	Geotérmica	9.8	12.1	12.2
	Central hidroeléctrica	9.3	27.6	29.4
	Nuclear	-	-	-
	Energía solar de concentración	-	1.4	2.8
	Solar FV	4.3	9.9	10.1
	Energía solar fotovoltaica (tejados)	0.7	0.9	4.4
	Carbón térmico	0.3	-	-
	Diésel térmico	-	-	-
	Fuelóleo térmico	0.5	0.2	-
	Gas natural térmico	7.0	4.4	5.8
	Biomasa y residuos	-	6.4	7.8
	Turbinas eólicas	5.3	3.0	3.0
	Total	37.2	65.9	75.4

Esto implica la necesidad de diseñar mercados de electricidad que valoren muchos de los servicios no energéticos que brindan estos mercados, como la respuesta inercial síncrona, la respuesta de frecuencia rápida y el margen de rampa. Dicho diseño de mercado se aplicaría a todos los modos de generación que podrían proporcionar estos servicios. Incentivaría la operación inteligente del sistema, y abriría la puerta a innovaciones

en el sector como agregadores, generadores distribuidos y gestión de la demanda, que también podrían proporcionar muchos de estos servicios al mejorar su justificación económica.

Sin embargo, el uso efectivo de estos servicios requerirá altos niveles de observación del sistema (un sistema no se puede administrar de manera efectiva si solo se supervisa una parte de él y se incluye activamente en las decisiones operativas) para permitir que la operación del sistema eléctrico inteligente aproveche de manera efectiva el valor de todos sus componentes. Esto desbloquearía aún más los beneficios de las energías renovables de bajo costo al permitir el uso de una variedad de innovaciones en las áreas de tecnologías facilitadoras, modelos comerciales, diseño de mercado y operación del sistema, como se detalla en el informe del escenario de innovación de IRENA (IRENA, 2019a).

Esta flexibilidad operativa será un facilitador clave de la mayor integración de las energías renovables variables en el sistema eléctrico, como se ve en el TES y el DES. Esto permitirá un suministro de electricidad cada vez más dependiente del clima con base en energía eólica y solar para satisfacer el perfil cambiante de la demanda de electricidad. Crucial para proporcionar esta flexibilidad será la expansión de los sistemas de transmisión y distribución nacionales e internacionales, además del almacenamiento de electricidad y la flexibilidad de la demanda.

La alta proporción de energías renovables variables, principalmente solar fotovoltaica, en el TES y el DES podría plantear desafíos para la operación del sistema; por lo tanto, se realizó un análisis de flexibilidad en estos escenarios para 2030 y 2050 utilizando IRENA FlexTool para evaluar estas necesidades potenciales a nivel internacional. No se encontraron desafíos de flexibilidad en los escenarios 2030, independientemente de la capacidad de interconexión existente entre países. Sin embargo, a medida que aumenta la penetración de las energías renovables variables hasta 2050, podrían surgir algunos desafíos de flexibilidad si la capacidad de interconexión se mantiene en 300 MW y no se aumenta la flexibilidad del sistema eléctrico. La expansión de los sistemas domésticos de transmisión y distribución también será esencial para facilitar esta flexibilidad.

El análisis mostró que ampliar la capacidad de la línea SIEPAC a 2 GW, como es el caso del TES y del DES, es una tecnología facilitadora clave (como se explica en la siguiente sección). Permite que la oferta y la demanda se equilibren en un área más amplia y permite que la región aproveche enormes economías de escala para el sector eléctrico al compartir recursos que de otro modo no podrían obtenerse. Tal expansión reduce la necesidad de duplicación de esfuerzos en toda la región al permitir un mayor intercambio de capacidad en lugar de que cada sistema nacional necesite brindar sus propios servicios de sistema y equilibrio.

La expansión del SIEPAC se traduce en una inversión adicional en interconexión de 1 700 millones de USD, lo que suma alrededor de un 2.3% al total de inversiones de capital que se muestra en la Figura 21. Adicional a esta inversión, la capacidad de almacenamiento de electricidad alcanza hasta 810 MW y 1.7 GWh en el DES, con una inversión de 250 millones de USD, lo que corresponde a una inversión adicional del 0.3%. La parte proporcional de estas inversiones oculta los ricos beneficios que desbloquean, dado que podrían reducir los costos totales del sistema eléctrico en un 7% por unidad de energía generada para 2050 en comparación con el PES.

3.2 INTEGRACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO REGIONAL

Fomentar y mejorar la integración del sistema eléctrico regional podría permitir a la región explotar aún más un potencial de energías renovables sin explotar de alrededor de 180 GW.

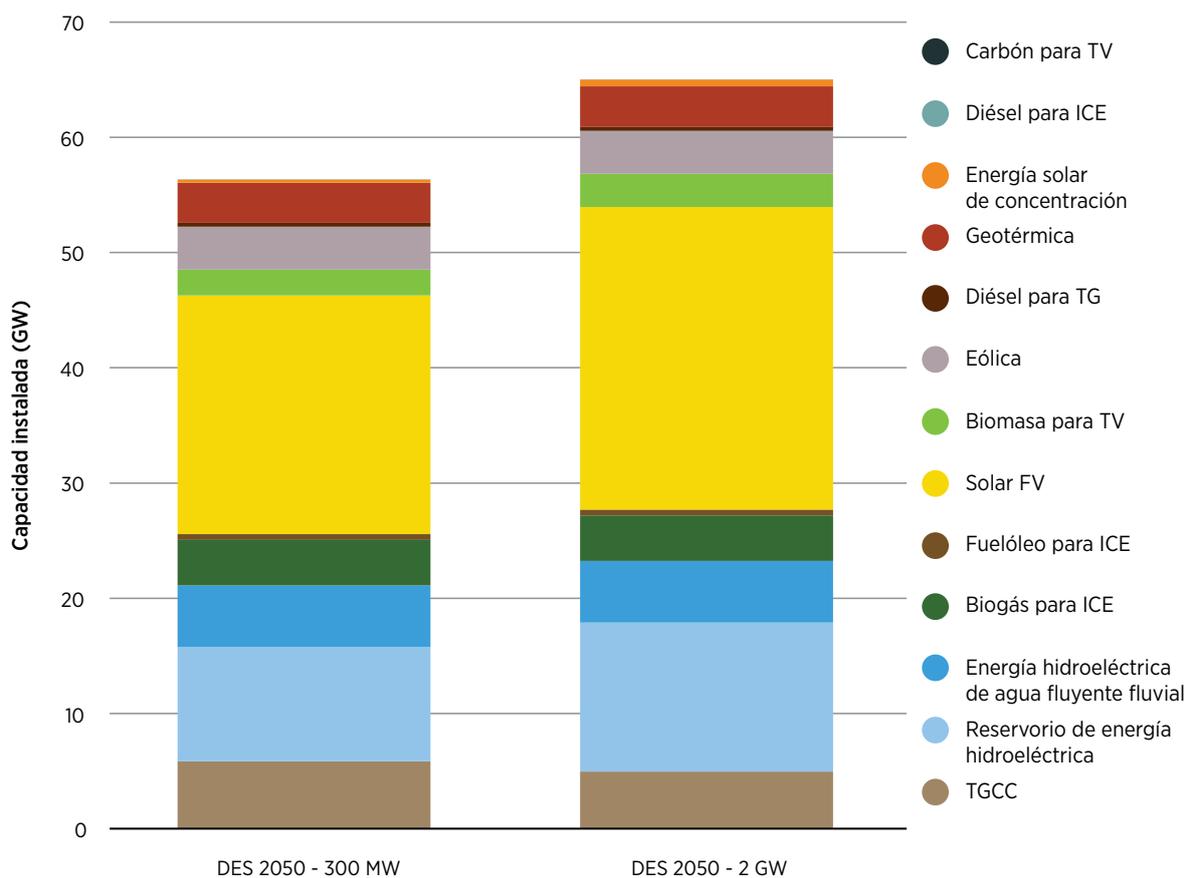
La cooperación entre los países centroamericanos es clave para garantizar un suministro de electricidad confiable, bajo en carbono y barato al fomentar una mayor integración de fuentes renovables en el sistema. Actualmente, los países están interconectados a través de la línea SIEPAC, una línea de transmisión eléctrica de 230 kilovoltios con una capacidad de transferencia neta de hasta 300 MW.¹³ Esta línea ha estado en operación desde octubre de 2014 y podría ampliarse fácilmente a 600 MW si fuera necesario (BID, 2017). Gracias a la creación del Mercado Eléctrico Regional (MER), los operadores del sistema u operadores del mercado de los países miembros también pueden presentar ofertas para importar o exportar energía de manera más eficiente.

¹³ Tenga en cuenta que esta es la máxima capacidad de transferencia posible de la línea. En realidad, debido a cuellos de botella internos de transmisión en ciertas subestaciones de la región, la capacidad de transferencia entre algunos países tiende a ser considerablemente menor.

Tanto la línea SIEPAC como el MER benefician a la región al disminuir los costos totales del sistema y los precios marginales, y fomentar la integración de las energías renovables, reduciendo así las emisiones (BID, 2017). Sin embargo, a medida que aumenta la demanda de electricidad y la capacidad de energías renovables, también aumentarán los flujos de electricidad entre países, lo que provocará la congestión de la línea SIEPAC. Esto podría conducir a la reducción de las energías renovables, el aumento de los diferenciales de precios entre países, mayores emisiones de CO₂ e incluso la pérdida de carga si no se consideran medidas adicionales.

En virtud del DES, que tiene la penetración más ambiciosa de energías renovables, la capacidad óptima de transferencia de la línea SIEPAC al 2050 ronda los 2 GW. La Figura 30 muestra la diferencia de capacidad instalada en el DES entre mantener la capacidad del SIEPAC en 300 MW y aumentarla a 2 GW.

Figura 30: Capacidad instalada por tecnología en los dos escenarios de interconexión en virtud del DES en 2050



Nota: TGCC = turbina de gas de ciclo combinado; TG = turbina de gas; CSP = energía solar de concentración; RES = reservorio; ROR = central hidroeléctrica de pasada; ICE = motor de combustión interna; TV = turbina de vapor

En el escenario DES con mayor interconexión (2 GW), la capacidad instalada de energías renovables aumenta en 9.6 GW (principalmente la energía solar fotovoltaica e hidráulica), y se evita la instalación de 900 MW de plantas a gas natural. La cuota de energías renovables aumenta del 86% al 90%, lo que se traduce en una disminución de las emisiones anuales de CO₂ del sector eléctrico de 8.9 millones de toneladas a 2.6 millones de toneladas (es decir, alrededor de 60 gramos a 20 gramos de CO₂ por kWh generado). Debido a que las emisiones provienen en su mayoría de la generación a gas natural, la diferencia en ambos escenarios de interconexión se debe principalmente a esto.

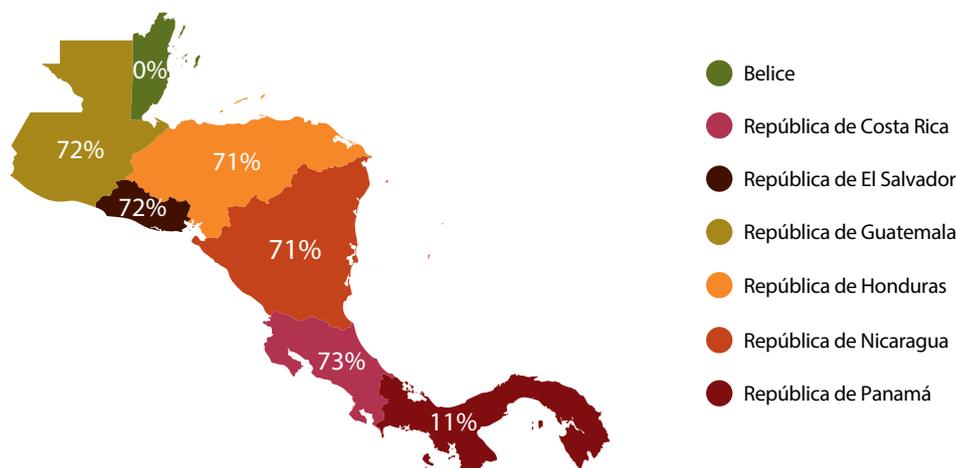
En ausencia de una mayor interconexión, en 2050 se reducirán alrededor de 7 teravatios-hora (TWh) de capacidad mayoritariamente solar fotovoltaica en el DES y 4 TWh en el TES, y una parte muy pequeña de la demanda de electricidad en algunos países no podrá satisfacerse. En este caso, se consideraron por separado diferentes opciones de flexibilidad para analizar su impacto en el sistema. Se realizaron simulaciones para considerar la carga inteligente de vehículos eléctricos (carga unidireccional, no del vehículo a la red; consulte el Recuadro 4), almacenamiento de electricidad y aumento de la capacidad de interconexión.

En las tres simulaciones, la pérdida de carga desaparece y la restricción de energías renovables variables se reduce considerablemente (*por ejemplo*, el almacenamiento de electricidad reduce el vertido en el DES 2050 de 7 TWh a 1.5 TWh). Estas simulaciones también presentan menores emisiones de CO₂, mayores proporciones de energías renovables, precios marginales más bajos y costos totales del sistema más bajos, ya que se resolvió un problema de expansión de capacidad para obtener la capacidad óptima de costo de estas opciones de flexibilidad. También se simuló un escenario combinado con diferentes opciones de flexibilidad, lo que resultó en el escenario más rentable y mostró que una cesta de soluciones de flexibilidad es clave.

En el caso de la interconexión aumentada en 2 GW, la reducción de las energías renovables variables se reduce del 6.2% del potencial total a solo el 2.7%, y se cubre toda la carga del cliente. La congestión de líneas, que en algunas líneas supera las 7 000 horas anuales en el caso de 300 MW, se reduce al mínimo. Además, dada la importancia de la generación hidroeléctrica en la región, en el modelo se consideró un análisis de sensibilidad de año seco. Si bien los factores de capacidad hidroeléctrica ya son conservadores en los principales escenarios, se consideró una reducción del 25% de los caudales afluentes anuales, alcanzando un factor de capacidad promedio de alrededor del 32%. Este análisis de sensibilidad mostró que incluso si el año de estudio es seco, el sistema tiene suficiente capacidad instalada y flexibilidad para operar, con solo un 0.17% de pérdida de carga (que puede reducirse a cero con la instalación de energía solar fotovoltaica y almacenamiento de electricidad en algunas regiones) y una restricción de energías renovables muy baja. Sin embargo, un año seco tendría implicaciones negativas en términos de costos totales del sistema, precio marginal y emisiones de CO₂ debido al aumento de la generación con combustibles fósiles para cubrir los periodos de demanda más críticos con baja disponibilidad de energía hidráulica y/o renovable variable.

El aumento de la interconexión también tendría un impacto en el precio marginal del sistema, e indirectamente en la tarifa eléctrica. Mientras que en el caso de 300 MW el precio promedio del sistema es diferente para cada país de la región, en el caso de mayor interconexión el precio es el mismo¹⁴ y menor ya que no hay congestión de transmisión¹⁵ y esto evita la división del mercado. La Figura 31 muestra las reducciones marginales de precios en el escenario de mayor interconexión en virtud del DES en 2050.

Figura 31: Reducción del precio marginal del sistema en el escenario de mayor interconexión en virtud del DES en 2050



Nota: el precio marginal del sistema se refiere al precio de la tecnología/central eléctrica que tendría que aumentar la generación si aumenta la demanda

Exención de responsabilidad: este mapa se proporciona únicamente con fines ilustrativos. Los límites y nombres que se muestran no implican la expresión de ninguna opinión por parte de IRENA sobre el estado de cualquier región, país, territorio, ciudad o zona ni de sus autoridades, ni en relación con la delimitación de sus fronteras o límites.

¹⁴ Salvo Belice, que no está interconectado con la línea SIEPAC, por lo que el escenario de mayor interconexión no afecta los resultados.

¹⁵ Tenga en cuenta que el modelo asume que no hay restricciones de transmisión interna dentro de los países.

El aumento de la capacidad de transferencia neta de la línea SIEPAC también tiene beneficios económicos considerables.¹⁶ La ampliación de la línea juega un papel clave para lograr un 7% menos de costos por unidad de electricidad generada al 2050 en el DES en comparación con el PES (donde no se amplía la línea). La dependencia mutua en la operación y planificación regional tiene, por lo tanto, importantes beneficios de eficiencia y puede ayudar a reducir los costos para todos mientras se satisface una mayor demanda de electricidad.

Además de los beneficios técnicos y económicos, una mayor interconexión podría mejorar la seguridad energética en la región, con menos riesgo macroeconómico para los países a medida que disminuye su uso de combustibles fósiles.

Recuadro 4. Perspectiva de innovación: carga inteligente para vehículos eléctricos

La *Perspectiva de innovación de IRENA: carga inteligente para vehículos eléctricos* (Innovation outlook: Smart charging for electric vehicles) (IRENA, 2019b) muestra que las reducciones constantes en los costos de generación de energías renovables están haciendo de la electricidad una fuente de energía atractiva de bajo costo para impulsar el sector del transporte. Ampliar la implantación de vehículos eléctricos también representa una oportunidad para el desarrollo del sistema eléctrico, con el potencial de agregar la flexibilidad que tanto se necesita en los sistemas eléctricos y apoyar la integración de altas proporciones de energías renovables.

Sin embargo, lograr el mejor uso de los vehículos eléctricos requiere un análisis detallado a los casos de uso que se adaptarían mejor tanto para el sector del transporte como para el de la electricidad. De manera óptima, los vehículos eléctricos alimentados por energías renovables pueden generar beneficios generalizados para la red sin afectar negativamente la funcionalidad del transporte. Para eso, la carga inteligente y la infraestructura de carga inteligente son clave, ya que proporcionan una interfaz inteligente que permite ciclos de carga adaptables tanto a las condiciones del sistema eléctrico como a las necesidades de los usuarios del vehículo.

Entre otros aspectos, la perspectiva de innovación de IRENA analiza el impacto potencial de la carga de vehículos eléctricos en los sistemas de distribución de electricidad en las ciudades y muestra cómo la carga inteligente podría reducir la inversión asociada con el refuerzo de las redes locales. El informe también destaca la capacidad de la carga inteligente de vehículos eléctricos para facilitar la integración de fuentes de energía renovables variables, incluso dentro y alrededor de las ciudades. El análisis explora aún más el posible impacto de otras tecnologías disruptivas que potencialmente pueden transformar el transporte urbano, como los vehículos autónomos y la movilidad como servicio.

¹⁶ Las reservas operativas no se modelaron en detalle; sin embargo, sería útil analizar la posibilidad de compartir reservas a través de un mercado regional de servicios complementarios, como se hace en los mercados de compensación europeos, lo que trae beneficios adicionales (ENTSO-E, 2018).

Energías renovables en el sector eléctrico: acciones necesarias para el periodo 2018-2030 y 2030-2050

ACCIONES REALIZADAS AL 2030

- Construir una cartera de proyectos financiables de energías renovables preparados para subastas.
- Fomentar la implantación de recursos energéticos distribuidos.
- Ampliar los sistemas de transmisión y distribución dentro de los países para aprovechar el potencial de las energías renovables, lo que permite una generación de bajo costo y bajas emisiones.
- Incrementar la capacidad de interconexión entre países de la región en 1.5 GW.
- Crear un mercado regional de servicios auxiliares y de compensación para compartir los requisitos operativos entre los países.
- Desarrollar estrategias para la carga inteligente de vehículos eléctricos.

ACCIONES REALIZADAS AL 2050

- Habilitar la operación inteligente de los sistemas de transmisión y distribución para que se puedan aprovechar los recursos y dispositivos de energía distribuida.
- Instalar almacenamiento de energía para integrar aún más las energías renovables, especialmente la energía solar fotovoltaica.
- Habilitar la flexibilidad de la demanda con agregadores y tarifas por tiempo de uso.
- Establecer la operación del sistema y mercado integrado regional.
- Mejorar la gobernanza conjunta regional sobre planificación energética, comercio de mercado y operación del sistema.
- Instalar electrolizadores para la producción doméstica de hidrógeno verde y flexibilidad del sistema eléctrico.

APORTES A LA REGIÓN

- Mayor inversión y estímulo a las economías; proceso de recuperación post-COVID-19.
- Generación de empleo por la instalación y operación y mantenimiento de existencias.
- Mayor seguridad energética al reducir la dependencia de los combustibles fósiles.
- Evitar los condicionantes de los combustibles fósiles y posicionar a la región para aprovechar tecnologías altamente innovadoras e impulsar la innovación local.
- Reducción de los costos totales del sistema, así como del precio marginal del sistema.
- Reducción de la contaminación local.

CUMPLIMIENTO DE LAS ESTRATEGIAS REGIONALES VIGENTES

- EES2030
- Euroclima+

SOCIOS TÉCNICOS/ FINANCIEROS

- Banco Mundial
- Banco Interamericano de Desarrollo
- BCIE - Banco Centroamericano de Integración Económica
- CAF - Banco de Desarrollo de América Latina

ELECTRIFICACIÓN EN LOS SECTORES DE USO FINAL

4

ELECTRIFICACIÓN EN LOS SECTORES DE USO FINAL

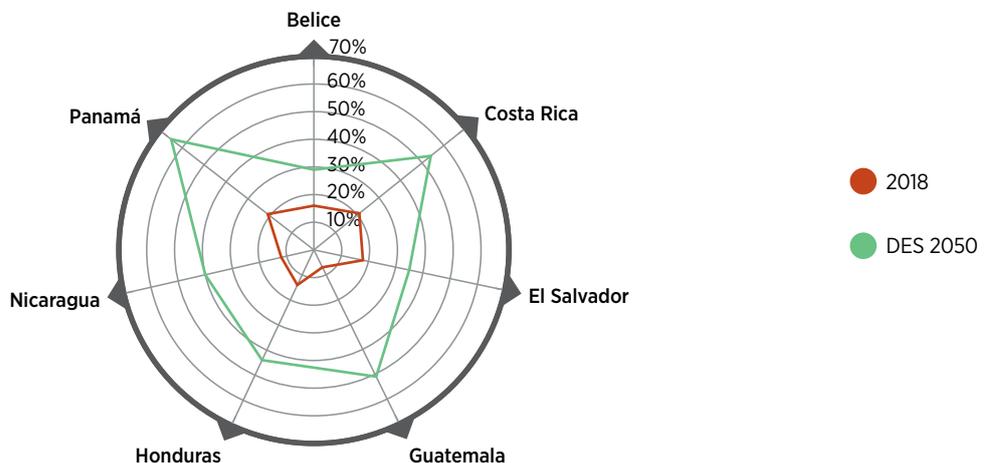
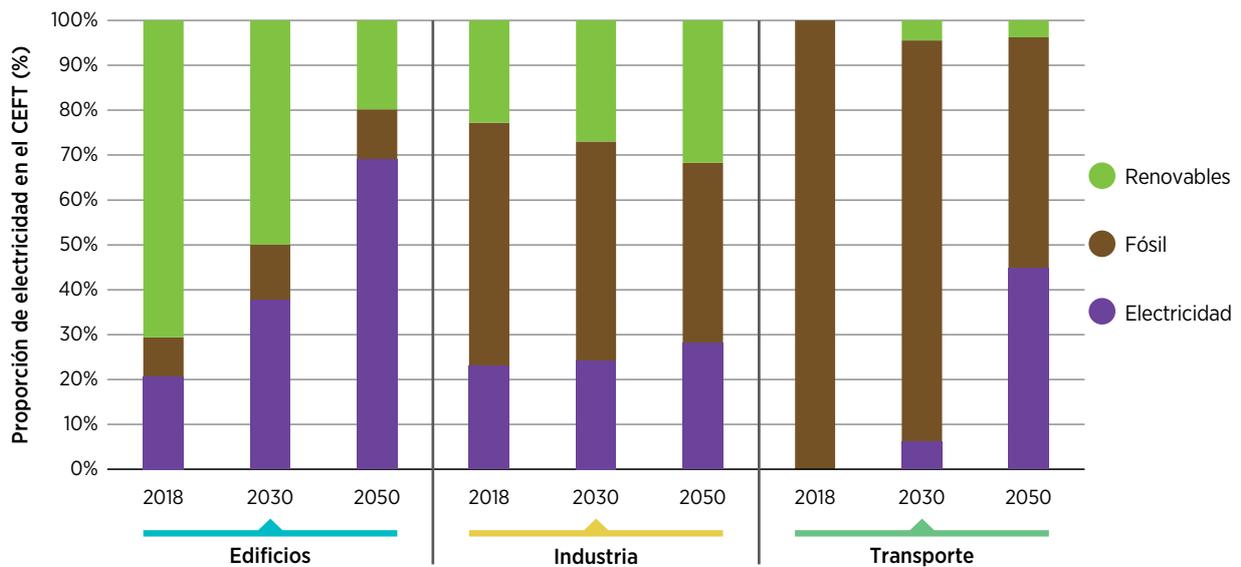
Cuando la matriz de generación de electricidad es predominantemente renovable, la electrificación de ciertos servicios energéticos en los sectores de uso final podría generar numerosos beneficios, como se describe en las siguientes secciones.

4.1 USO DE ELECTRICIDAD EN EL CONSUMO DE ENERGÍA FINAL TOTAL

En el DES, la proporción de la electricidad en el consumo de energía final total aumenta del 13% en 2018 al 50% en 2050, lo que ayuda a reducir la proporción de los combustibles fósiles del 50% en 2018 al 33% en 2050, con costos de tecnología de uso final de alrededor de 500 000 millones de USD.

La electrificación de los servicios de energía en los sectores de uso final dará como resultado una mayor proporción de la electricidad en el consumo de energía final total, en comparación con los combustibles fósiles, como se muestra en la Figura 32.

Figura 32: Proporción de electricidad en el consumo de energía final total por sector en 2018 y en virtud del DES en 2030 y 2050, y proporción por país en 2018 y en virtud del DES en 2050



Se espera que la electrificación del sector transporte sea moderada en el PES, con una proporción de electricidad en la demanda de energía del transporte alcanzando solo el 4% en 2050 a partir del 0% en 2018. En el DES, por el contrario, se producen fuertes esfuerzos de electrificación y la proporción de electricidad en la demanda de energía del transporte asciende al 44% en 2050.

La proporción del uso de electricidad en el sector de edificación aumenta del 20% en 2018 al 40% en el PES 2050 y al 70% en el DES 2050. Esto se debe principalmente a la disminución de la demanda de energías renovables tradicionales, específicamente la leña, provocada por la reducción en el uso de estufas tradicionales.

Se espera que la proporción de electricidad en el sector industrial incremente del 23% en 2018 al 26% en el PES 2050 y al 28% en el DES 2050. A pesar de esta ligera diferencia en la proporción de electricidad en 2050, la contribución de los combustibles fósiles disminuye en el DES en comparación con el PES, mientras que aumenta la proporción de las energías renovables modernas.

Se requerirían costos de tecnología¹⁷ de 500 000 millones de USD para cubrir la electrificación de los sectores de uso final en el DES, para el periodo 2018-2050. Casi todo esto (97%) se gastaría en el sector transporte, para la compra de vehículos eléctricos (82%) e infraestructura de carga relacionada (18%). La Tabla 7 muestra las necesidades específicas de costos para cada sector.

Tabla 7: Costos acumulados de tecnología de uso final para la electrificación de sectores de uso final el periodo 2018-2050 en virtud del DES

SECTOR DE USO FINAL	SUBSECTOR	COSTOS DE TECNOLOGÍA (MILLONES DE USD)
 Transporte	Vehículos eléctricos	399 146
	Infraestructura	86 831
 Edificios residenciales	Cocina	11 493
	Calefacción	1 080
 Edificios comerciales	Cocina	393
	Calefacción	102
Total		499 045

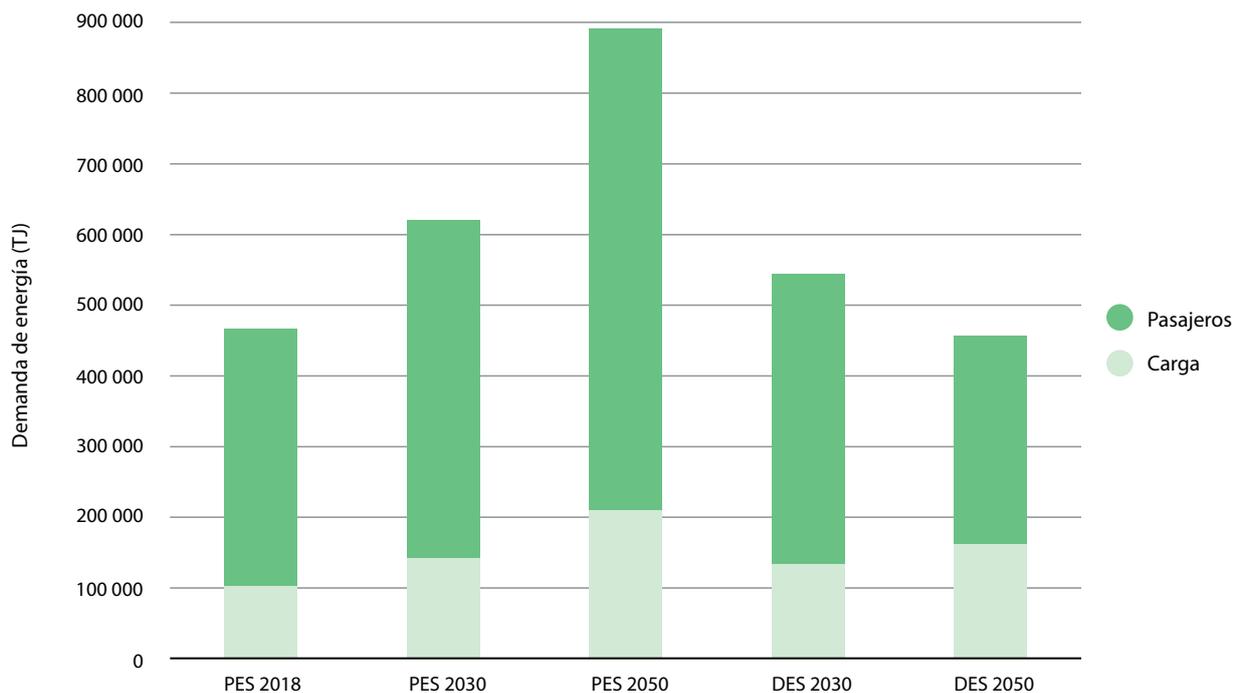
Nota: Vehículos eléctricos incluye los costos de adquisición de motocicletas, automóviles, vehículos utilitarios deportivos, furgonetas, minibuses, autobuses y camiones pequeños y grandes eléctricos. Infraestructuras de transporte incluye el costo de adquisición de cargadores de vehículos eléctricos privados y públicos. Cocina incluye los costos de adquisición de las estufas eléctricas. Calefacción incluye el costo de adquisición de los calentadores eléctricos.

La demanda de energía en el sector transporte podría disminuir considerablemente si se implementan las medidas propuestas en el DES,¹⁸ como se muestra en la Figura 33. La mayor parte de este descenso se consigue gracias a la implantación de medidas en el transporte de pasajeros, principalmente la electrificación de la flota. Los vehículos eléctricos requieren alrededor de un 80% menos de energía por kilómetro recorrido en comparación con los vehículos con motor de combustión interna, siendo considerablemente más eficientes. En consecuencia, los esfuerzos de electrificación de la flota serán clave para reducir la demanda de energía.

¹⁷ Los costos en infraestructura de transporte se refieren a cargadores públicos y privados para vehículos eléctricos, y en cocina y calefacción residencial y comercial se refieren a calentadores eléctricos y estufas eléctricas. Las medidas de electrificación de la industria no pudieron definirse en el análisis debido a la baja caracterización del sector industrial regional.

¹⁸ El conjunto de medidas propuestas en el DES para el sector transporte se indican en la sección “Acción sectorial que se requiere actualmente”.

Figura 33: Demanda de energía por subsector transporte en 2018 y en virtud del PES y DES en 2030 y 2050



En el sector de edificios residenciales y comerciales en 2018, la cocina fue el servicio de mayor demanda de energía debido a la gran proporción de estufas tradicionales ineficientes, seguida por la calefacción de espacios (relevante solo en Guatemala, donde se usa fuego abierto para esta actividad) (Figura 34). Para 2050, los mayores ahorros de energía en virtud del DES se obtendrían al implementar medidas en cocinas en edificios residenciales y en refrigeración de espacios y cocinas en edificios comerciales.

Figura 34: Demanda de energía por servicio de energía en el sector de edificios residenciales y comerciales en 2018 y en virtud del PES y DES en 2030 y 2050

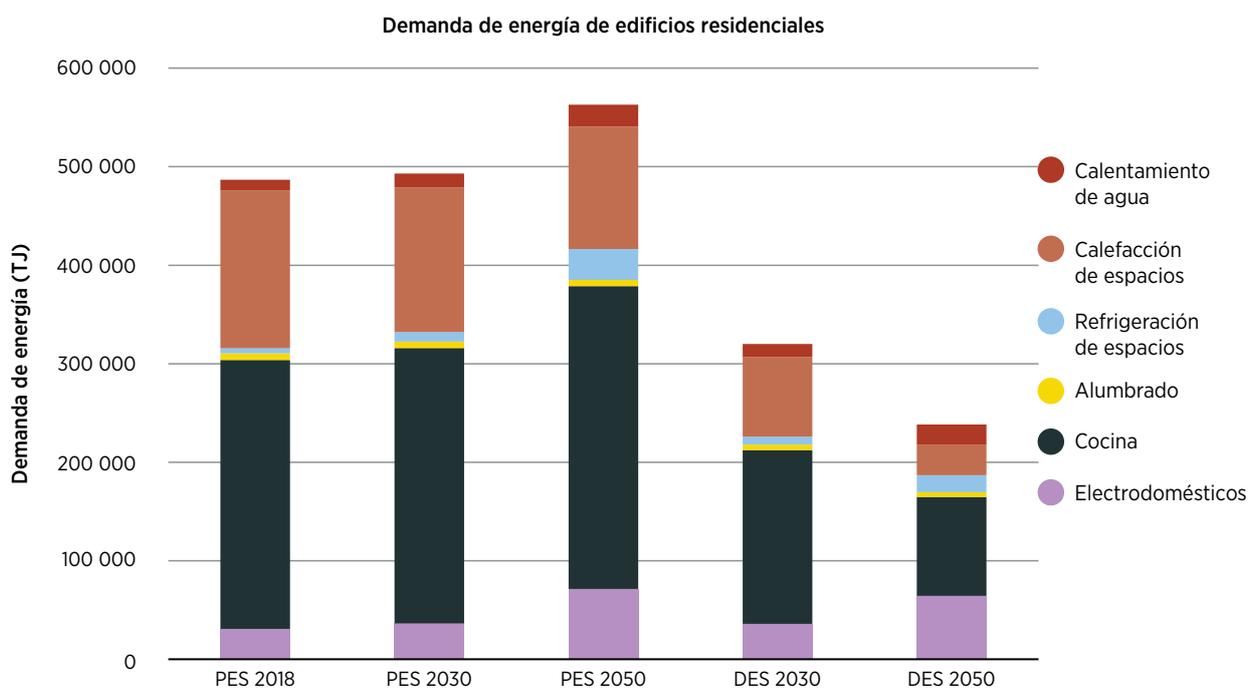
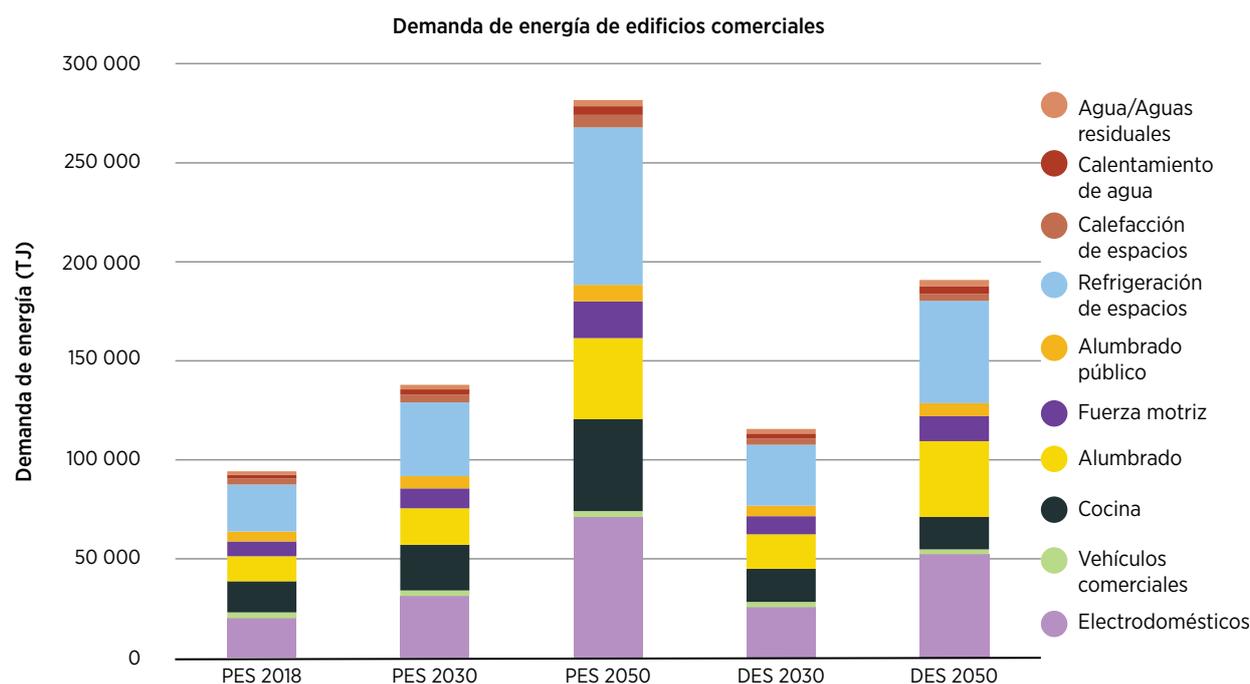


Figura 34: Demanda de energía por servicio de energía en el sector de edificios residenciales y comerciales en 2018 y en virtud del PES y DES en 2030 y 2050 (continuación)



La electrificación de los servicios de energía en los sectores de uso final podría ser clave para la recuperación económica post-COVID-19, ya que brinda oportunidades para la inversión local y la industrialización a escala regional, además de aumentar la tasa de empleo en los países. Además, el aumento en el uso de electricidad disminuiría la necesidad de combustibles fósiles, que no están fácilmente disponibles en la región, lo que aumentaría la seguridad energética y reduciría la contaminación local. A medida que Centroamérica continúa creciendo, se necesita un desarrollo de infraestructura que tenga en cuenta los objetivos de transición energética y la resiliencia al cambio climático.

4.2 USO DE ELECTRICIDAD EN EL SECTOR TRANSPORTE

En el DES, el 77% de la flota de pasajeros y el 53% de la flota de carga están electrificadas para 2050, lo que requiere ventas anuales promedio de alrededor de 190 000 vehículos eléctricos para 2030 y 1.1 millones para 2050. Con ello, las emisiones del sector transporte disminuyen un 72% en 2050 en el DES respecto al PES. Se evita una demanda de combustibles fósiles de alrededor de 8 exajulios entre 2018 y 2050 en el DES en comparación con el PES, equivalente a 17 veces la demanda de combustibles fósiles del transporte en 2018.

Varios países de Centroamérica, así como entidades y comités regionales, han definido planes, estrategias, programas y objetivos para fomentar la electromovilidad como una oportunidad para disminuir las emisiones del sector transporte (PNUMA, 2021). El transporte es uno de los principales contribuyentes a los inventarios de emisiones de CO₂ de los países, ya que representa el 55% de los aproximadamente 55 millones de toneladas de CO₂ emitidas por el sector energético de la región en 2018.

El análisis REmap integró estas medidas en el PES y las incrementó para el TES y el DES para 2050. Para el DES se asumió que todo tipo de vehículos utilizados para el transporte de pasajeros y carga se pueden electrificar, lo que alcanzaría proporciones del 18% en la flota de pasajeros y del 13% en la flota de carga para 2030.

La electrificación del sector transporte ocurre principalmente en automóviles (39% de la flota de pasajeros en el DES 2050), seguido de motocicletas (31% en el DES 2050), ya que estos tipos de vehículos tienen la proporción más alta en la flota de la mayoría de los países de la región (Figura 35). La Figura 36 muestra las unidades de vehículos con mayores proporciones de vehículos eléctricos de pasajeros y de carga en 2030 y 2050 en el DES.

Figura 35: Proporción de vehículos de transporte por carretera por tipo en 2018 y en virtud del PES y DES en 2030 y 2050

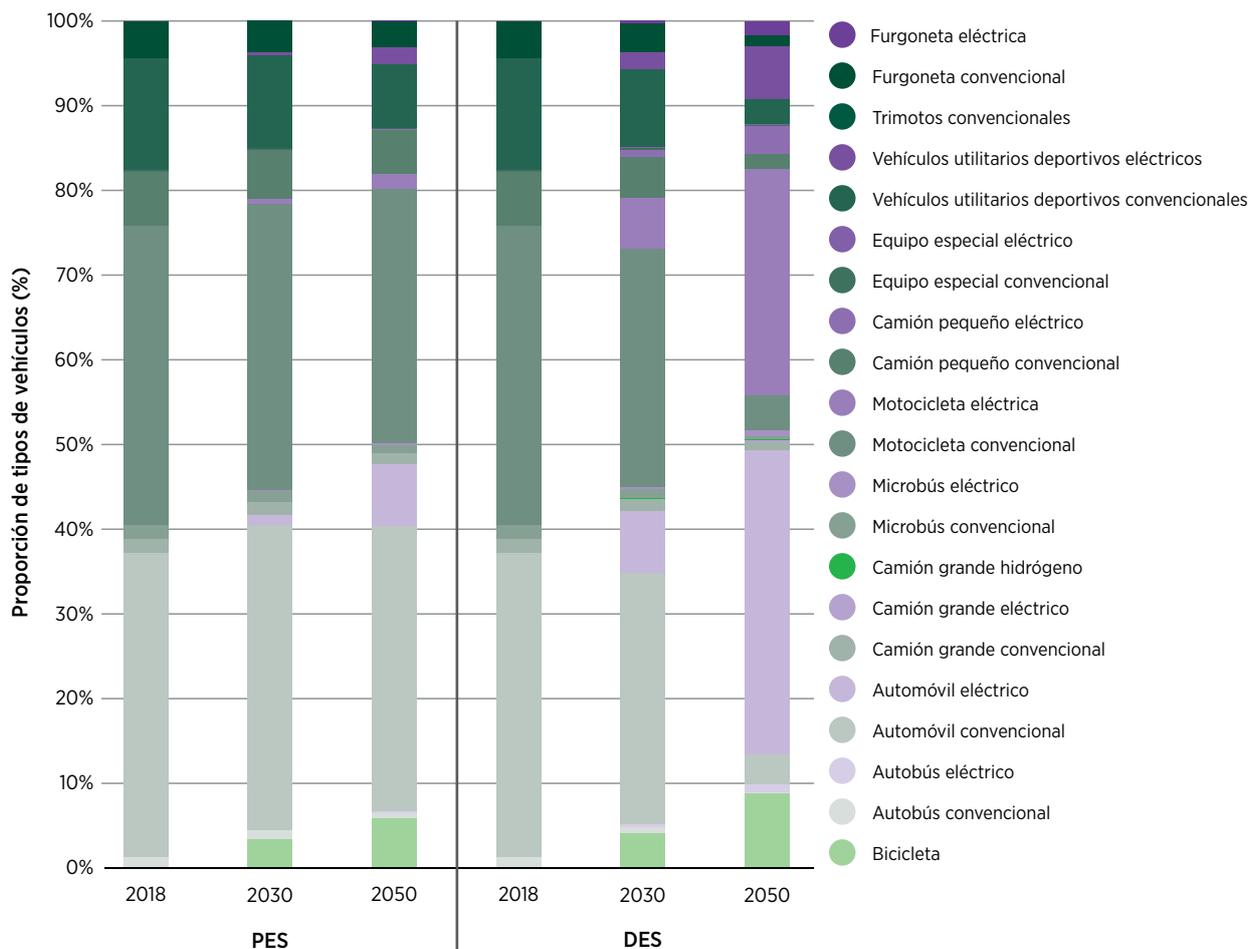
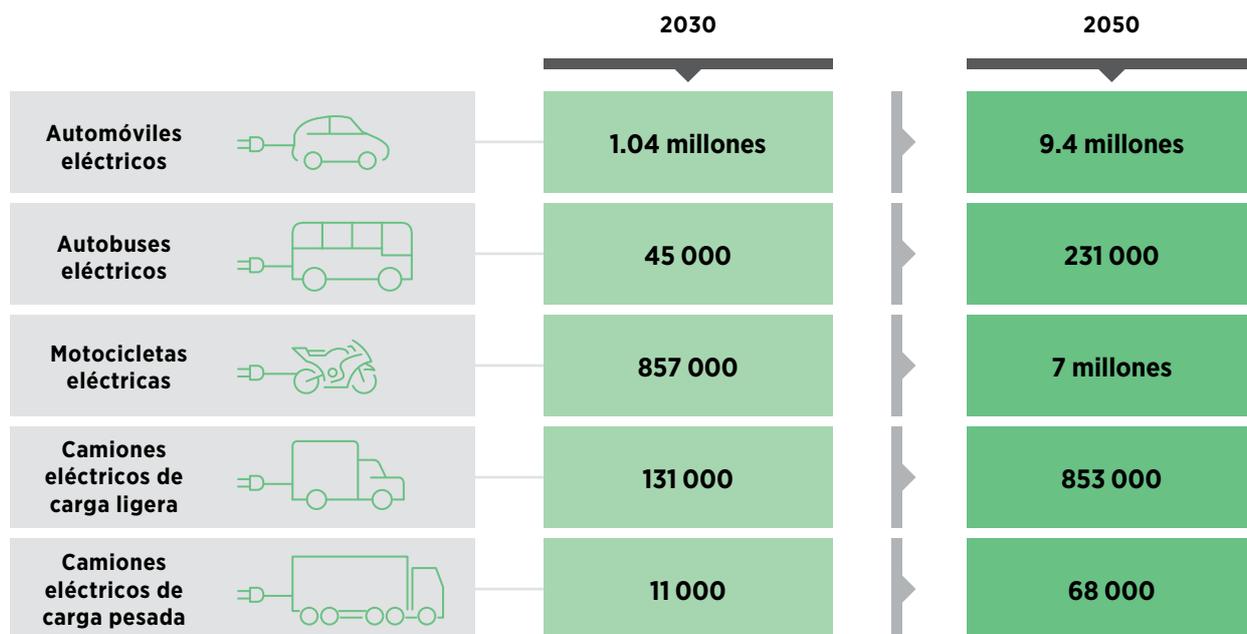


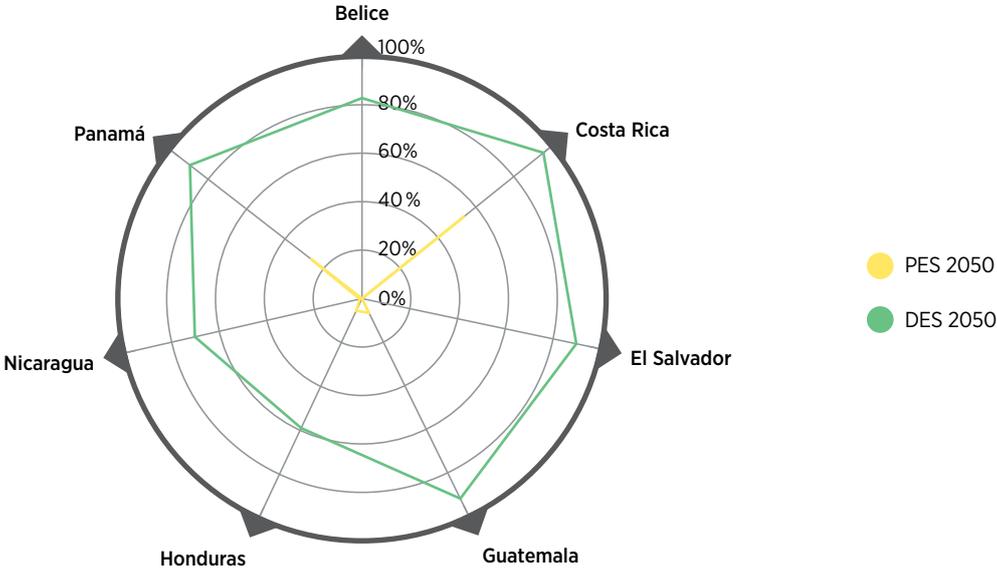
Figura 36: Inventario de vehículos eléctricos por tipo de vehículo en virtud del DES en 2030 y 2050



Nota: LD = servicio ligero; HD = servicio pesado.

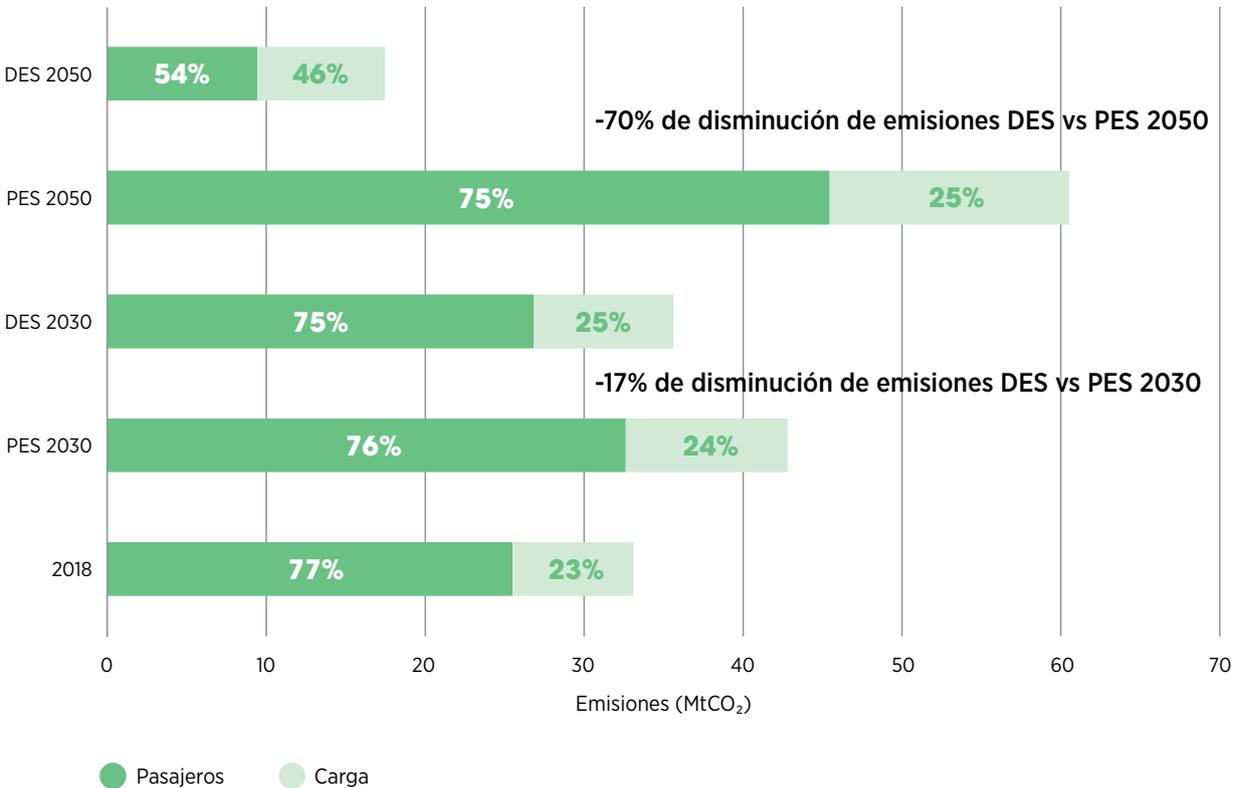
La Figura 37 muestra la proporción de vehículos eléctricos en la flota por país en 2050 en virtud del PES y DES, lo que indica los esfuerzos generales para descarbonizar el sector transporte. Costa Rica y Panamá están considerando objetivos ambiciosos en sus planes actuales para la electrificación de flotas. Según estimaciones, menos del 1% de la flota total de la región está actualmente electrificada.

Figura 37: Porcentaje de vehículos eléctricos en la flota por país en virtud del PES y DES en 2050



Por subsector, el transporte de pasajeros contribuyó con la mayor parte de las emisiones en 2018 debido a la gran proporción de automóviles y motocicletas en la flota de la región (Figura 38). Con la introducción de los vehículos eléctricos, la contribución de emisiones del transporte de pasajeros en relación con el transporte de carga disminuye, del 77% en 2018 al 54% en 2050 en virtud del DES.

Figura 38: Emisiones por subsector transporte en 2018 y en virtud del PES y DES en 2030 y 2050



La electrificación de la flota requiere la construcción de la infraestructura de carga adecuada. La Tabla 8 muestra la cantidad de cargadores eléctricos por tipo y tamaño que se requerirían en virtud del DES, con predominio de pequeños cargadores privados. Desarrollar esta infraestructura requeriría costos acumulados de 86.8 millones de USD durante el periodo 2018-2050. Además, sería necesario reforzar la red eléctrica para brindar un servicio confiable a todos los usuarios de vehículos eléctricos, considerando medidas de flexibilidad como la carga inteligente. La inversión asociada para esto se cubrió anteriormente en la inversión acumulada de 24 600 millones de USD en transmisión y distribución durante el periodo 2018-2050, como se muestra en la Figura 20.

Tabla 8: Número de cargadores eléctricos por tipo y tamaño en 2030, 2040 y 2050 en virtud del DES

TIPO DE CARGADOR ELÉCTRICO	2030	2040	2050
 Cargador privado pequeño	1115154	4887439	9199899
 Cargador privado grande	226086	747233	1343442
 Cargador público pequeño	111515	488744	919990
 Cargador público grande	11304	37362	67172

Nota: los cargadores privados pequeños se refieren a cargadores domésticos de típicamente 3.6 kW a 7 kW para motocicletas, automóviles y vehículos utilitarios deportivos (SUV); los cargadores públicos pequeños se refieren a cargadores de típicamente 22 kW. Los cargadores grandes privados y públicos se refieren a cargadores de <50 kW para furgonetas, minibuses, autobuses y camiones pequeños y grandes.

Recuadro 5. Estado de la tecnología de baterías

El almacenamiento en baterías es un componente clave de la transformación hacia sistemas de energía de cero emisiones netas. Las baterías baratas que se producen en masa permitirán una descarbonización rentable del sector del transporte por carretera, que actualmente representa alrededor de una quinta parte de las emisiones mundiales de CO₂ relacionadas con la energía. Las baterías pueden almacenar generación de energía solar y eólica barata y neutra en carbono, lo que contribuye a la operación segura y confiable de los sistemas de energía con una proporción muy alta de energías renovables. Las baterías también pueden admitir una gama más amplia de servicios en el sector eléctrico, incluida la respuesta de frecuencia, la capacidad de reserva y la capacidad de arranque en negro (black start), entre otros (IRENA, 2017).

La tecnología de baterías ha experimentado un progreso impresionante durante la última década, con una disminución de costos de alrededor del 90%. El costo de los paquetes de baterías de iones de litio, que generalmente se usan en vehículos eléctricos, superó los 1100 de USD/kWh en 2010, pero cayó a 137 de USD/kWh en 2020 (BNEF, 2020). Si las tendencias actuales continúan, los costos promedio pronto podrían superar la marca de 100 USD/kWh, una cifra que a menudo se cita como el umbral para que los vehículos de carretera ligeros alcancen la paridad de costos iniciales con los vehículos de combustión interna. Para 2030, los precios de los paquetes de baterías podrían alcanzar los 61 USD/kWh (BNEF, 2021b), y mejorar aún más la competitividad de costos de los vehículos eléctricos. Al mismo tiempo, la capacidad de producción mundial de baterías está creciendo exponencialmente. La capacidad de producción de baterías para vehículos eléctricos alcanzó los 180 gigavatios-hora por año en 2020, y la cartera de grandes fábricas de baterías (>1 GWh de capacidad) ahora incluye 181 plantas con una capacidad planificada de 3 teravatios-hora por año para 2030 (Moore, 2021). Dicha capacidad permitiría la producción de 48 millones de vehículos ligeros al año, más de la mitad del mercado mundial en los últimos años.*

La tecnología de baterías existente está alcanzando rápidamente la madurez comercial para permitir la descarbonización de algunos servicios energéticos, por ejemplo, el transporte por carretera, el almacenamiento de energía a corto plazo y los servicios auxiliares. El almacenamiento de energía de larga duración (decenas a cientos de horas), la aviación y el transporte marítimo son candidatos para beneficiarse de la tecnología de baterías mejorada en el futuro. Cada una de estas aplicaciones requiere baterías optimizadas para sus necesidades específicas (Trahey et al., 2020).

*Asumiendo que el 80 % de la producción se dedique a vehículos eléctricos ligeros, y un tamaño promedio de paquete de baterías de 50 kWh.

Uso de electricidad en el sector transporte: acciones necesarias para el periodo 2018-2030 y 2030-2050

ACCIONES REALIZADAS AL 2030

- Organizar comités de trabajo que integren instituciones públicas y privadas y posibles socios técnicos/ financieros.
- Evaluar la situación actual del sector para identificar obstáculos y definir prioridades.
- Desarrollar planes y estrategias específicas para la movilidad sostenible (por ejemplo, Costa Rica, Panamá).
- Implementar proyectos piloto (por ejemplo, Costa Rica, Panamá).
- Empezar esfuerzos para financiar la inversión en electromovilidad, por ejemplo iniciativas actuales de bancos y gobiernos que brindan a los clientes condiciones especiales de préstamos bancarios para la adquisición de vehículos eléctricos (UNEP, 2021).
- Implantar infraestructuras y redes de carga para vehículos eléctricos.
- Desarrollar modelos de negocio y reglamentos para la recarga de vehículos eléctricos.
- Implementar soluciones de recarga inteligente y diseñar un marco tarifario con funcionalidades locales y regionales.
- Reducir el volumen de transporte y la congestión a través del cambio modal (cambiar el 2.5% de la distancia recorrida de automóviles a bicicletas y el 5% de la distancia recorrida de automóviles a autobuses eléctricos).

ACCIONES REALIZADAS AL 2050

- Acelerar el cambio a la electromovilidad al dar acceso prioritario a los vehículos eléctricos en las ciudades.
- Explorar la introducción de otras soluciones de cambios modales (por ejemplo, ferrocarriles en las principales ciudades).
- Mejorar la infraestructura de transporte, los sistemas de red y las existencias.

APORTES A LA REGIÓN

- Mayor inversión y estímulo a las economías; proceso de recuperación post-COVID-19.
- Generación de empleo para la instalación, operación y mantenimiento de las existencias e infraestructura requerida, donde se considere la igualdad de género para la postulación laboral.
- Reducción de las importaciones de combustibles fósiles, con el correspondiente impacto en los gastos del Estado, más una mayor seguridad energética por el uso de energías renovables locales para la generación eléctrica.
- Reducción de la contaminación local.

CUMPLIMIENTO DE LAS ESTRATEGIAS REGIONALES VIGENTES

- EES2030
- MOVE Latam - Electromovilidad en América Latina
- Euroclima+

SOCIOS TÉCNICOS/ FINANCIEROS

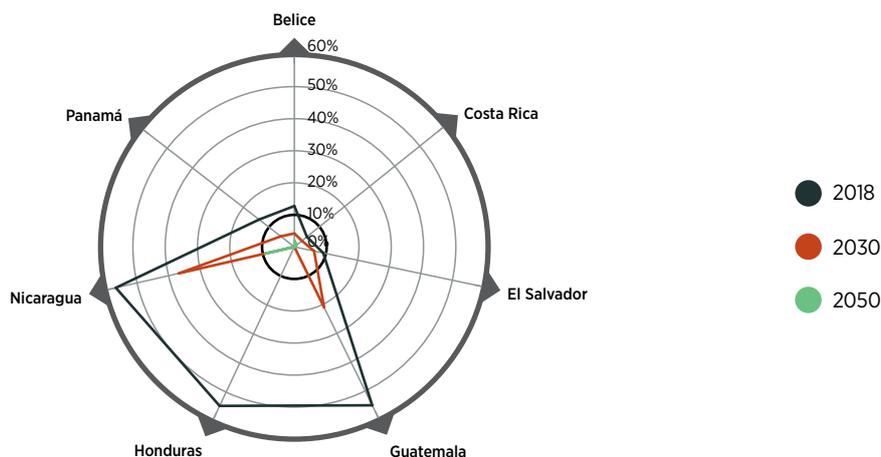
- Banco Mundial
- Banco Interamericano de Desarrollo
- BCIE - Banco Centroamericano de Integración Económica
- CAF - Banco de Desarrollo de América Latina

4.3 USO DE ELECTRICIDAD EN LA COCINA

En el DES, las estufas mejoradas y las estufas eléctricas aumentan 8.6 veces para 2050 en comparación con 2018, lo que ayuda a lograr el objetivo de brindar acceso a tecnologías y combustibles de cocción limpia para todos.

A partir de 2018, el 37% de los hogares de la región, o alrededor de 18 millones de personas, no tenían acceso a tecnologías y combustibles de cocción limpia, lo que genera contaminación en el interior y problemas de salud, particularmente para mujeres y niños. Las concentraciones de material particulado fino (PM 2.5) fueron más altas en Guatemala, El Salvador y Honduras (con niveles promedio anuales de 25-35 $\mu\text{g}/\text{m}^3$), seguidos de Belice, Costa Rica y Nicaragua (15-25 $\mu\text{g}/\text{m}^3$) y Panamá (10-15 $\mu\text{g}/\text{m}^3$) (OMS, 2021). Las proporciones más altas de estufas tradicionales en 2018 se dieron en Nicaragua, Guatemala y Honduras, seguidos de Panamá (Figura 39).

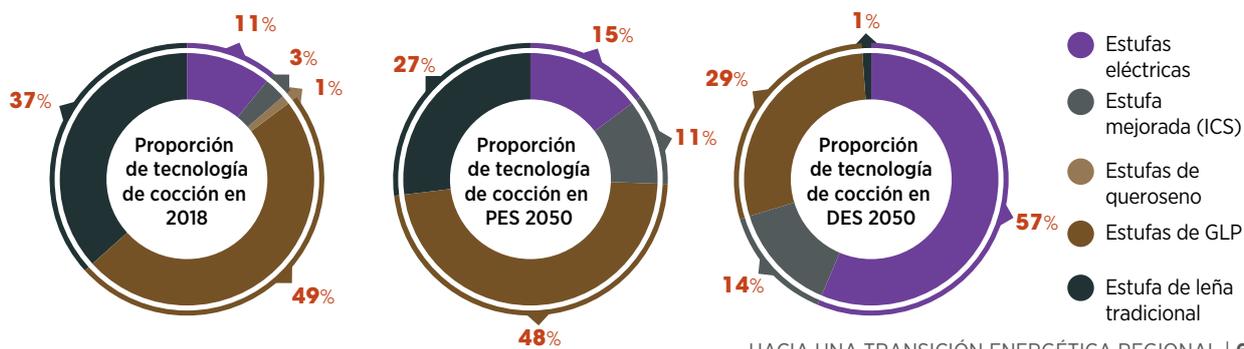
Figura 39: Proporción de hogares que usan estufas tradicionales por país en 2018 y en virtud del DES en 2030 y 2050



La recolección de leña recae principalmente en las mujeres y ocupa gran parte de su tiempo (CEPAL, 2020). La introducción de estufas limpias y combustibles de cocción limpia podría liberar más tiempo para que las mujeres participen en actividades educativas o económicas remuneradas. Además, las mujeres estarían menos expuestas a problemas de salud y otros riesgos por contaminantes emitidos mientras cocinan o por accidentes y peligros durante la cosecha. Finalmente, la introducción de estufas limpias y combustibles de cocción limpia podría representar una oportunidad para que las mujeres se involucren en negocios y proyectos relacionados con las estufas (*es decir*, restaurantes, servicio de comidas y producción y distribución de estufas). Esto conduciría a la generación de ingresos, y empoderaría financieramente a las mujeres y les otorgaría un mayor poder de decisión en el hogar (GINN, 2021).

La región ya está haciendo esfuerzos para reducir el uso de estufas tradicionales, como lo refleja el PES. En este escenario, la proporción de estufas tradicionales alcanza el 27% en 2050 y la de las estufas eléctricas llega al 15%. Sin embargo, en el DES se dan mayores esfuerzos para promover el uso de tecnologías limpias y eficientes. En este escenario, las proporciones de las estufas eléctricas alcanzan el 28% en 2030 y el 57% en 2050, mientras que las proporciones de las estufas tradicionales son del 13% y 1% respectivamente (Figura 40).

Figura 40: Porcentaje de tecnologías de cocción por tipo en 2018 y en virtud del PES y DES en 2050



En el DES, 4.2 millones de hogares utilizan estufas eléctricas para 2030 y 11 millones de hogares para 2050. Esto implica la adición de 230 000 estufas eléctricas anualmente al 2030 y 330 000 estufas eléctricas anualmente del 2030 al 2050. En este escenario, la proporción promedio del consumo eléctrico dedicado a la cocina en los hogares de la región aumenta de 6.5% en 2018 a 13% en 2030 y 20% en 2050.

Con la introducción de estufas eléctricas, la demanda de gas licuado de petróleo (GLP) para cocinar disminuye, al igual que las importaciones de GLP y los subsidios gubernamentales dedicados a mantener un precio bajo del GLP para uso residencial. Ecuador, por ejemplo, implementó un Programa de Cocción Eficiente en 2014 para fomentar el uso de estufas eléctricas en lugar de estufas de GLP, con el objetivo de reducir los costos de los subsidios de GLP, introducir estufas más eficientes y reducir los riesgos de accidentes relacionados con las estufas de GLP (Empresa Eléctrica Quito, 2021).

Los requisitos de costos específicos para las tecnologías de cocción en edificios residenciales se presentan en la Tabla 9. Para lograr una matriz de tecnología de cocción más limpia en 2050, se necesitarían costos acumulados adicionales de 6 300 millones de USD, como se muestra en la Figura 39, junto con los esquemas de políticas y financiamiento correspondientes para la ejecución. La cooperación internacional podría desempeñar un papel clave en la prestación de asistencia técnica y financiera.

Tabla 9: Costo acumulado en tecnologías de cocción en el sector residencial para el periodo 2018-2050 en virtud del PES y DES (millones de USD)

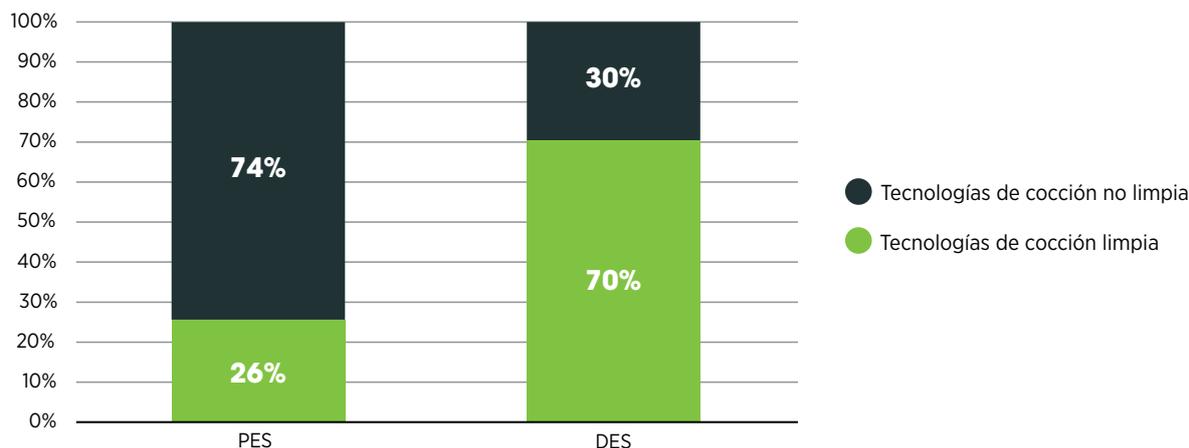
TECNOLOGÍA DE COCCIÓN	PES	DES
 Estufas eléctricas	3 292	11 493
 Estufas mejoradas	887	1 156
 Estufas de GLP	7 212	5 210
 Estufas de leña tradicionales	0	0
Total	11 391	17 859

Nota: el costo acumulado se refiere al costo de adquisición de los diferentes tipos de estufas.

Alrededor del 70% de los hogares de la región utilizan tecnologías de cocción limpia en el DES al 2050, como se muestra en la Figura 41. La alternativa predominante a las estufas eléctricas son las estufas de GLP, que no generan contaminación interior, pero aun así se basan en combustibles fósiles. En contraste, en virtud del PES 2050, las estufas eléctricas son representativas solo en Costa Rica, representando el 55% de la matriz de estufas del país.

Si bien el contexto de los países varía entre ellos, en términos de tecnologías de cocción disponibles, combustibles utilizados, precios y marcos normativos, se podría considerar un esfuerzo regional que aproveche la escala y experiencia de los países líderes en la materia.

Figura 41: Porcentaje de tecnologías de cocción limpias en virtud del PES y DES en 2050



Nota: las tecnologías limpias se refieren a estufas eléctricas (convencionales y eficientes) y estufas mejoradas. Las tecnologías no limpias se refieren al GLP y unidades tradicionales a base de leña.

Para poder atender las mayores cuotas de electrificación en cocción mencionadas anteriormente, así como facilitar el acceso a la iluminación eléctrica y otros electrodomésticos, es fundamental dotar de acceso universal a la electricidad a todas las poblaciones de la región. De acuerdo con la estrategia EES2030 (SICA, 2020), este objetivo se cumpliría al 2030. Esto traerá no solo beneficios para la salud de la población de la región, sino también sociales, como el acceso a la iluminación y la información.

Uso de electricidad en la cocción: acciones necesarias para el periodo 2018-2030 y 2030-2050

ACCIONES REALIZADAS AL 2030

- Definir el estado de salud, económico y social de la población que aún utiliza estufas tradicionales.
- Evaluar el estado actual de las tecnologías de cocción limpia e identificar la mejor manera de hacer la transición a ellas.
- Desarrollar planes y estrategias específicas para fomentar las tecnologías limpias, desde perspectivas nacionales y regionales (posiblemente una estrategia regional siguiendo el ejemplo del RTCA).
- Desarrollar incentivos financieros para la promoción de tecnologías de cocción limpia.
- Revisar los subsidios actuales a los combustibles fósiles para los vectores de energía para cocinar.

ACCIONES REALIZADAS AL 2050

- Implementar los planes y estrategias desarrollados y evaluarlos/actualizarlos considerando una perspectiva regional.
- Promover los incentivos económicos establecidos para el fomento de tecnologías de cocción limpia.
- Supervisar el progreso realizado durante el periodo para asegurarse de que se cumplan los objetivos establecidos.

APORTES A LA REGIÓN

- Mayor inversión y estímulo a las economías; proceso de recuperación post-COVID-19.
- Generación de empleo para la instalación, operación y mantenimiento de las existencias, considerando la igualdad de género para la postulación laboral.
- Reducción de las importaciones de combustibles fósiles, con el correspondiente impacto en los gastos del Estado, más garantía de seguridad energética.
- Reducción de la contaminación local.

CUMPLIMIENTO DE LAS ESTRATEGIAS REGIONALES VIGENTES

- EES2030
- Euroclima+
- NDC

SOCIOS TÉCNICOS/FINANCIEROS

- Banco Mundial
- Banco Interamericano de Desarrollo
- BCIE – Banco Centroamericano de Integración Económica
- CAF – Banco de Desarrollo de América Latina
- GIZ – Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit

USO DIRECTO DE ENERGÍAS
RENOVABLES EN LOS SECTORES
DE USO FINAL

5

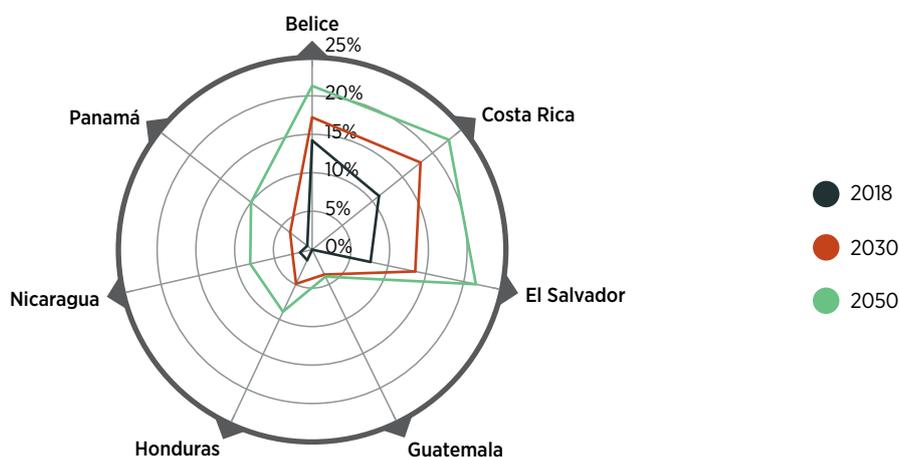
USO DIRECTO DE ENERGÍAS RENOVABLES EN LOS SECTORES DE USO FINAL

Para ciertos servicios de energía, la electrificación puede no ser la única solución disponible, u óptima, para reducir el uso de combustibles fósiles. En algunos casos, el uso directo de energías renovables puede representar una solución más adecuada y eficiente.

El uso directo de energías renovables modernas¹⁹ puede ayudar a reducir el uso de combustibles fósiles en los sectores de uso final en la actualidad y alcanzaría una proporción del 11% en 2050 en el DES.

En toda la región, la proporción de energías renovables modernas en 2018, así como en el DES en 2030 y 2050, es más alta en Belice, Costa Rica y El Salvador, debido al uso de bagazo y biomasa moderna en los sectores industriales de estos países (Figura 42).

Figura 42: Proporción de las energías renovables modernas en el consumo de energía final total en 2018 y en virtud del DES en 2030 y 2050



La bioenergía moderna²⁰ podría representar el 7% de la demanda total de energía para 2050 en virtud del DES. La región tiene potencial para utilizar sus recursos bioenergéticos como parte de las políticas energéticas de descarbonización, con aplicaciones en todos los sectores de uso final, siempre que la bioenergía se produzca de manera sostenible para evitar daños ambientales y efectos relacionados con los cambios en el uso del suelo. En general, se espera que la matriz de demanda de energía evolucione, como se muestra en la Figura 43. La biomasa tradicional²¹ es menos representativa en el DES 2050, mientras que las energías renovables modernas asumen una mayor participación.

El uso de energías renovables modernas en 2050 se duplica con el PES y se triplica con el DES en comparación con 2018 (Figura 44). En ambos escenarios, la mayor parte de este uso (alrededor del 70%) se produce en el sector industrial. El uso directo de energías renovables en los edificios en el DES 2050 se produce principalmente a través de la introducción de sistemas solares de calentamiento de agua. En el sector transporte, los biocombustibles (principalmente biodiésel, bioetanol y biojet) se utilizan más en el PES que en el DES, principalmente porque la electrificación de la flota es mayor en el DES y se utilizan menos vehículos con motor de combustión interna.

¹⁹ El uso directo de las energías renovables modernas incluye los siguientes vectores de energía: bagazo, biodiésel, bioetanol, biogás, biomasa, carbón vegetal, energía geotérmica y térmica solar.

²⁰ La bioenergía moderna incluye los siguientes vectores energéticos: bagazo, biodiésel, bioetanol, biogás, biomasa y carbón vegetal.

²¹ la biomasa tradicional se refiere al uso tradicional de la biomasa para cocinar y calentar edificios.

Figura 43: Consumo de energía final total en los sectores de uso final por vector energético en 2018 y en virtud del PES y DES en 2030 y 2050

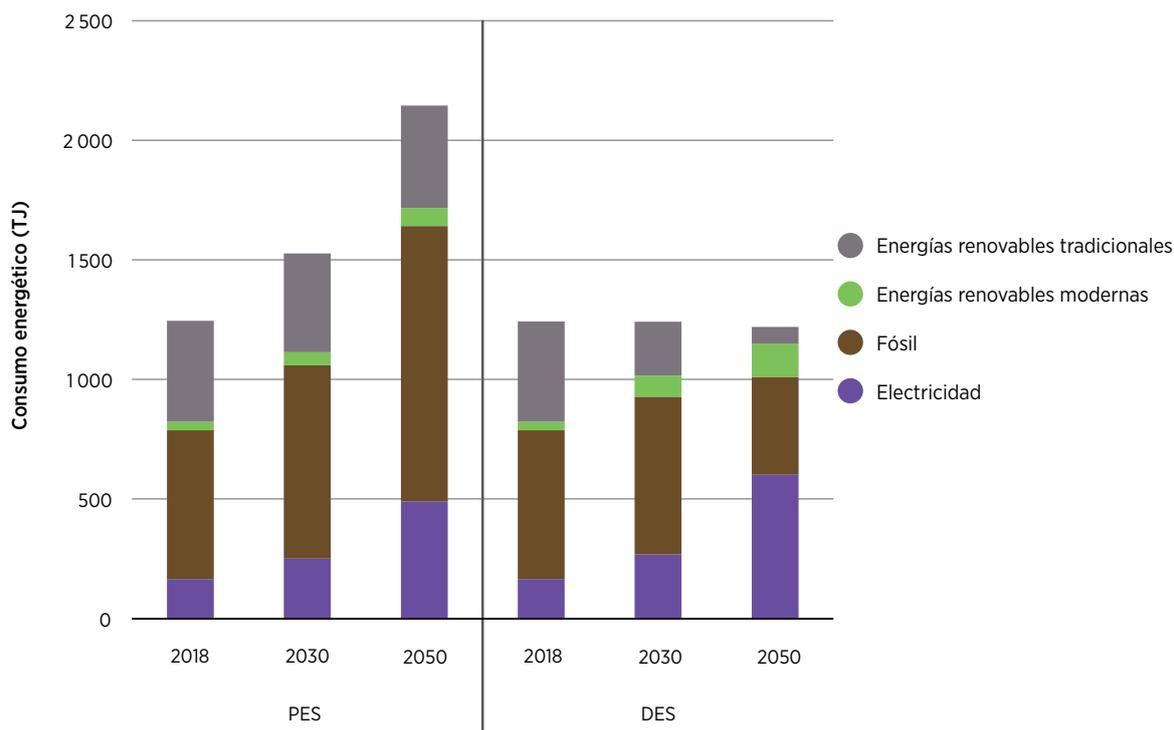
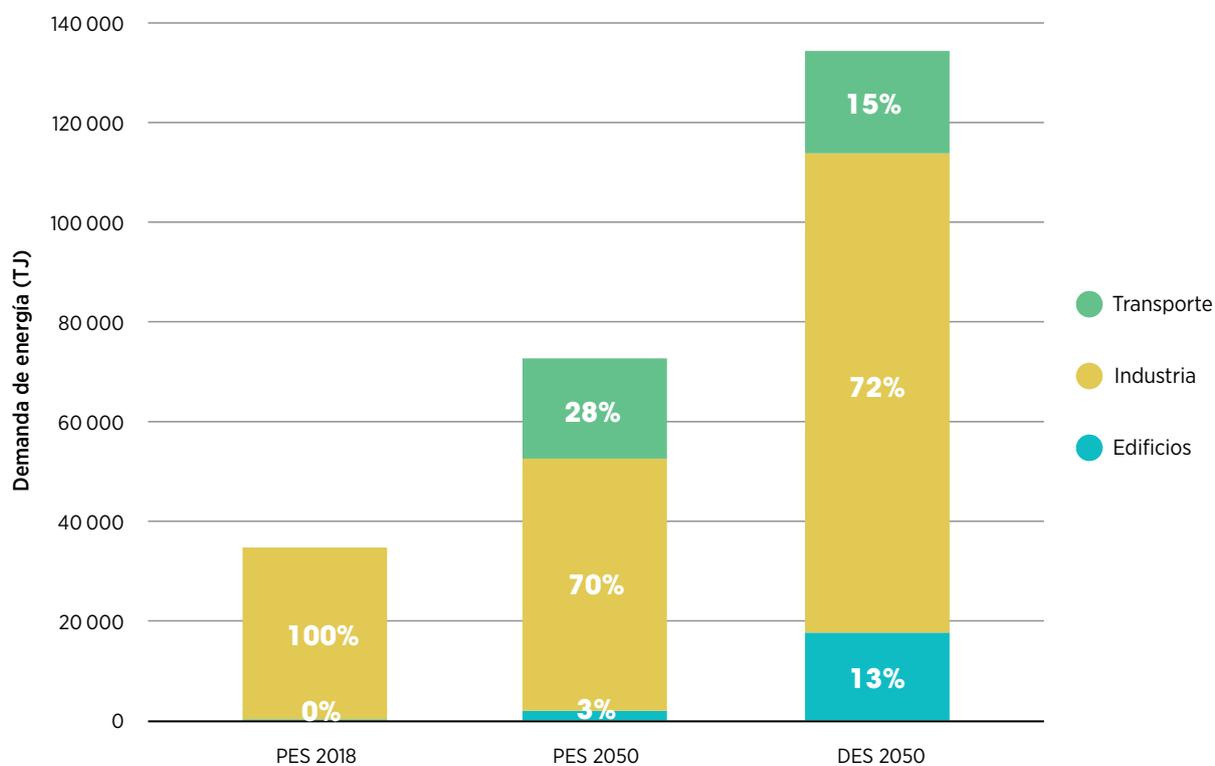


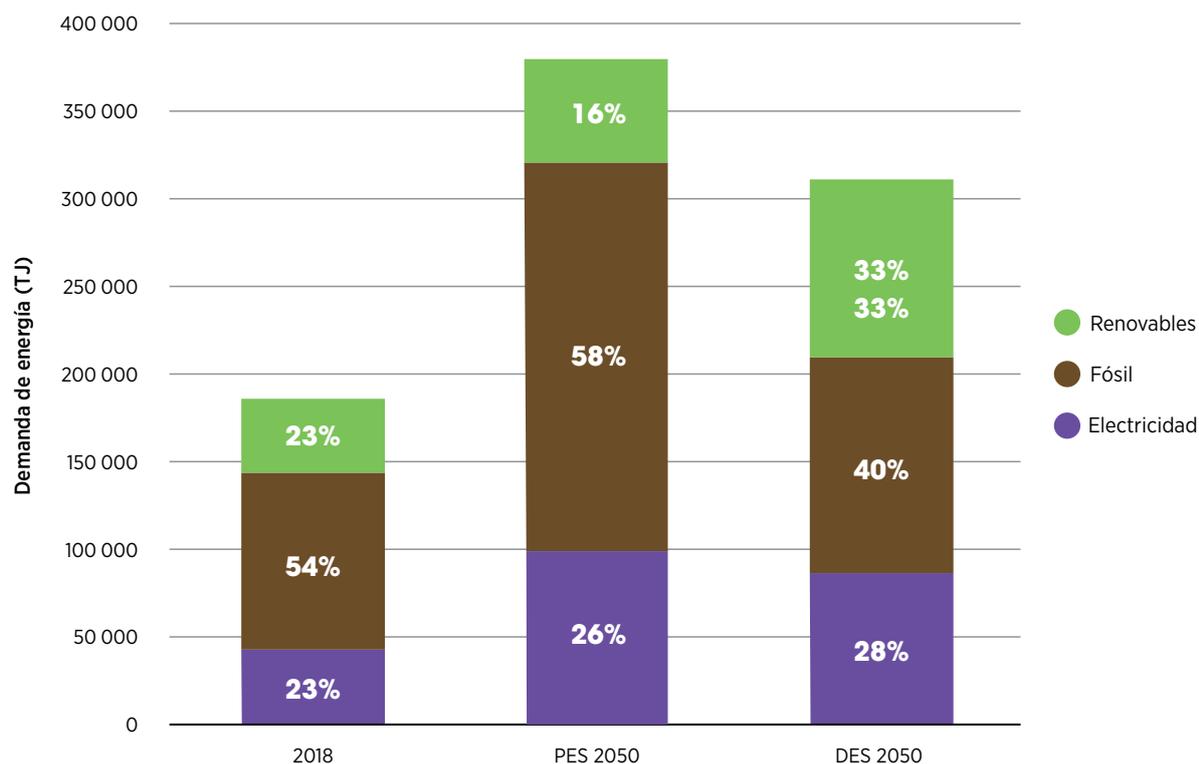
Figura 44: Demanda de energías renovables modernas por sector de uso final en 2018 y en virtud del PES y DES en 2050



5.1 USO DIRECTO DE ENERGÍAS RENOVABLES EN LA INDUSTRIA

El uso directo de energías renovables en el sector industrial conduce a una reducción en la demanda de combustibles fósiles, como se muestra en la Figura 45. Alimentos y bebidas, textiles y cemento son las industrias predominantes identificadas en la región, y se supone que los recursos renovables se integran en los procesos térmicos de baja temperatura. En el DES, las energías renovables cubren el 33% de la demanda energética industrial. Adicionalmente, si se implementan las mejoras de eficiencia energética propuestas en el DES, la demanda de energía industrial en 2050 es 18% menor en el DES en comparación con el PES.

Figura 45: Demanda de energía industrial por vector en 2018 y en virtud del PES y DES en 2050



El análisis de la demanda de energía industrial en este estudio se desarrolló con un enfoque descendente debido a la falta de información en este sector. Se necesita más investigación para definir mejor el sector industrial de la región y su consumo de energía relacionado, por ejemplo, a través del desarrollo de encuestas de demanda de energía industrial. Esto facilitaría un mejor análisis del sector, así como recomendaciones más específicas y el desarrollo de un plan para la descarbonización de la industria.

5.2 USO DIRECTO DE ENERGÍAS RENOVABLES EN EDIFICIOS

La introducción de calentadores solares de agua en los edificios contribuiría a una mayor proporción de uso directo de energías renovables en los sectores de uso final. El número de unidades instaladas en el PES y DES y sus costos asociados para el periodo 2018-2050 se muestran en la Tabla 10. Los costos iniciales para cubrir las necesidades de calentamiento de agua son más altos en el DES debido a los costos más altos de los calentadores solares de agua en comparación con las tecnologías actuales, principalmente las calderas de GLP. Sin embargo, la matriz de tecnologías propuesta en el DES genera ahorros de combustible en el calentamiento de agua de 6 700 millones de USD en comparación con el PES durante el periodo de estudio, lo que compensa los costos iniciales necesarios. La introducción de sistemas solares de agua también generaría un mayor empleo local, seguridad energética y acceso a servicios de calentamiento de agua.

Tabla 10: Unidades de calentadores solares de agua de uso residencial en 2018, y en 2030 y 2050 en virtud del PES y el DES, y necesidades de inversión relacionadas

PARÁMETROS	2018	PES		DES	
		2030	2050	2030	2050
 Calentadores solares de agua en edificios residenciales (unidades)	9 180	41 408	319 519	533 839	2 803 187
 Inversión acumulada en calentadores solares de agua en edificios residenciales (millones de USD)	-	50	518	789	4 830

Además, el uso de biomasa moderna en edificios podría ser una opción factible para proporcionar una solución limpia y eficiente para cocinar. En respuesta a la quema generalizada de leña en la región, los países están considerando un suministro sostenible de bioenergía, principalmente para comunidades indígenas o áreas de difícil acceso. Según el DES, el carbón vegetal representa el 1% del consumo de energía final total en los edificios para 2050.

5.3 USO DIRECTO DE ENERGÍAS RENOVABLES EN EL TRANSPORTE

Por último, la mezcla de bioetanol en gasolina, biodiésel en diésel y biojet en turbosina podría contribuir a reducir la demanda de combustibles fósiles en los sectores transporte e industria. Las tasas de mezcla asumidas en el DES son más altas que las del PES. Las tasas de mezcla en volumen alcanzan el 15% para el bioetanol y el 10% para el biodiésel en el DES, que son las tasas máximas posibles para que no sea necesario realizar ningún cambio de tecnología en la actual flota de vehículos con motor de combustión interna. Si la flota de vehículos estuviera compuesta por vehículos que permitieran tasas de mezcla más altas, el uso de biocombustibles podría ser mayor tanto en el PES como en el DES. Sin embargo, debido a la mayor electrificación de la flota en el DES, el número de vehículos con motor de combustión interna en los que se aplicaría la mezcla es menor, por lo que la demanda de biocombustibles en el DES es menor que en el PES, como se muestra en Tabla 11.

Tabla 11: Consumo de bioetanol, biodiésel y biojet en 2018 y en virtud del PES y DES en 2030 y 2050

	2018	PES		DES	
		2030	2050	2030	2050
 Bioetanol (millones de litros)	0	158	190	445	172
 Biodiésel (millones de litros)	0	506	742	422	409
 Biojet (millones de litros)	0	0	0	47	75

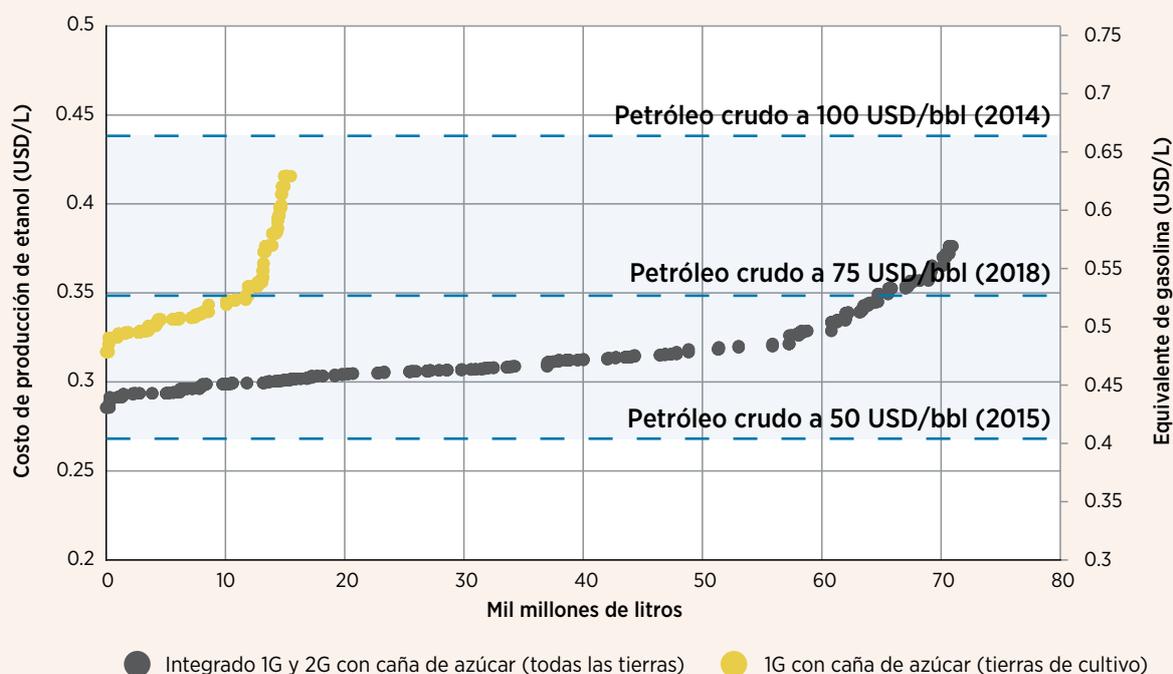
Recuadro 6. Bioenergía de caña de azúcar en Centroamérica: potencial grande y competitivo para la producción de energía y la mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero

La caña de azúcar es un excelente portador de energía solar y es una materia prima de elección para producir tanto biocombustibles líquidos como electricidad, como se ha adoptado con éxito en algunos países.

Aprovechando el buen clima y la disponibilidad de tierras de la región, el cultivo y procesamiento de la caña de azúcar representa una actividad económica clave en los siete países de Belice, Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá, donde existe una agroindustria azucarera de clase mundial, que procesa alrededor de 58 millones de toneladas de caña de azúcar en 2019 (FAO, 2021).

Sin embargo, solo alrededor del 12% de la producción de caña de azúcar se utiliza con fines energéticos y aún existe potencial para aumentar significativamente. IRENA evaluó cuánta bioenergía de caña de azúcar se puede producir y a qué costo, en diversos escenarios tecnológicos que incluyen productividad con un modelo agronómico, disponibilidad de tierras, variedades de caña energética y tecnologías de procesamiento (próximamente IRENA). Los resultados muestran un potencial significativo para aumentar el suministro de bioenergía de la caña de azúcar, que alcanza los 15 000 millones de litros de etanol (primera generación con caña de azúcar en tierras de cultivo, amarillo en la Figura 46), 71 000 millones de litros de etanol (tecnología avanzada con caña energética en todas las tierras disponibles, gris en la Figura 46) y 12.3 a 110 TWh para cogeneración de electricidad. Una gran parte del potencial del etanol en los escenarios sería competitivo en costos con la gasolina en el rango de precios del petróleo crudo de 50 USD a 100 USD por barril.

Figura 46: Ejemplo de curva de oferta de etanol de caña de azúcar en Centroamérica



Si se adoptan prácticas sostenibles, la bioenergía de caña de azúcar puede ser económicamente atractiva, cumplir con estrictos indicadores de sostenibilidad y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero hasta en un 80% en comparación con la gasolina (Seabra *et al.*, 2011). Además de la mezcla convencional con gasolina o el uso directo en ICE, el etanol también se puede usar de diferentes maneras para la transición energética, como en vehículos eléctricos con celda de combustible, ya sea utilizando hidrógeno producido por reforma de etanol a bordo (NISSAN, 2019) o celdas de combustible de etanol directo (Akhairi y Kamarudin, 2016), como materia prima para que el bioetileno reemplace a los productos químicos de origen fósil (IRENA y ETSAP, 2013) y para biocombustibles a través del proceso de alcohol a jet (IRENA, 2021d).

Uso directo de energías renovables en el transporte: acciones necesarias para el periodo 2018-2030 y 2030-2050

ACCIONES REALIZADAS AL 2030

- Organizar comités de trabajo que integren instituciones públicas y privadas y posibles socios técnicos/ financieros.
- Desarrollar un estudio de caracterización de la industria.
- Desarrollar planes y estrategias específicos para la descarbonización de la industria (*por ejemplo*, Costa Rica).
- Identificar proyectos específicos por sector industrial para facilitar el acceso al financiamiento.
- Desarrollar un programa de incentivos para la promoción de calentadores solares de agua en el sector de edificios residenciales y comerciales (*por ejemplo*, Termosolar Panamá).
- Brindar apoyo financiero para cubrir los costos iniciales de los calentadores solares de agua.
- Desarrollar planes y estrategias específicos para la mezcla de biocombustibles.

ACCIONES REALIZADAS AL 2050

- Desarrollar proyectos industriales específicos para fomentar la descarbonización y cumplir los objetivos marcados en los planes y estrategias.
- Implementar los programas de incentivos para la promoción de calentadores solares de agua para brindar acceso a los servicios de calentamiento de agua.

APORTES A LA REGIÓN

- Mayor inversión y estímulo a las economías; proceso de recuperación post-COVID-19.
- Generación de empleo para la instalación y operación y mantenimiento de existencias.
- Reducción de las importaciones de combustibles fósiles, con el correspondiente impacto en los gastos del Estado, más garantía de seguridad energética mediante el uso de recursos renovables locales para la generación de electricidad.
- Reducción de la contaminación local.

CUMPLIMIENTO DE LAS ESTRATEGIAS REGIONALES VIGENTES

- EES2030
- Euroclima+

SOCIOS TÉCNICOS/ FINANCIEROS

- Banco Mundial
- Banco Interamericano de Desarrollo
- BCIE – Banco Centroamericano de Integración Económica
- CAF – Banco de Desarrollo de América Latina
- GIZ – Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit

CONSERVACIÓN Y EFICIENCIA ENERGÉTICA

6

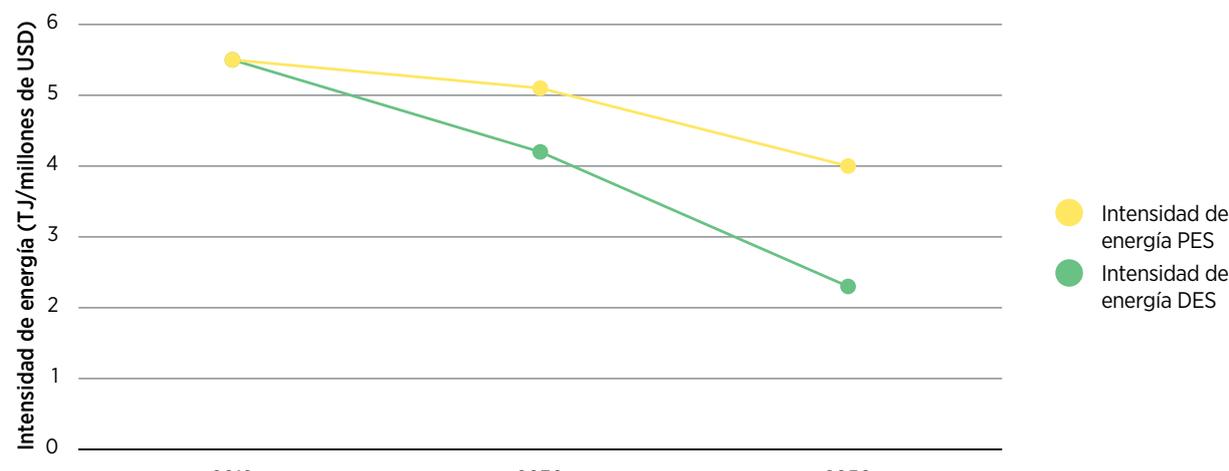
CONSERVACIÓN Y EFICIENCIA ENERGÉTICA

El uso de tecnologías con eficiencia energética en el DES podría ayudar a la región a satisfacer el mismo nivel de necesidades energéticas que en el PES, pero con una menor demanda de energía. El establecimiento de normas de eficiencia energética jugaría un papel importante para fomentar el uso de tecnologías eficientes.

Los costos de eficiencia energética aumentan de 2 200 millones de USD en el PES a 8 700 millones de USD en el DES, para reducir la intensidad energética en un 43% para 2050 (medido como consumo de energía final total por unidad de PIB) (Figura 47).

Una iniciativa en curso en la región tiene como objetivo implementar medidas de eficiencia energética en los edificios para reducir el consumo de energía y, por lo tanto, los gastos asociados con las facturas de electricidad, los costos de generación y las importaciones de combustible (COMIECO, 2020). Algunos países ya establecieron índices de eficiencia energética, comenzando por los aires acondicionados y los refrigeradores, que en conjunto representaron alrededor del 38% del consumo eléctrico promedio de los hogares en 2018.

Figura 47: Intensidad energética en 2018 y en virtud del PES y DES en 2030 y 2050



Para restringir las importaciones de productos menos eficientes en los demás países, los organismos regionales han trabajado en la elaboración del Reglamento Técnico Centroamericano (RTCA), que abarca las principales cargas como aires acondicionados, refrigeradores y motores.

Los reglamentos aprobados y planificados de los países se modelaron en el PES, TES y DES, y se cubrieron específicamente los servicios energéticos de enfriamiento de espacios, refrigeración e iluminación en el sector de edificación. La reducción de la intensidad energética se logra mediante la introducción de unidades de refrigeración y enfriamiento de espacios con menor consumo de energía, así como la sustitución de los focos convencionales (como los incandescentes, halógenos y fluorescentes) por LED.

Para el sector transporte, se modeló una mejora en el consumo de combustible durante el periodo de estudio asumiendo nuevos desarrollos en la eficiencia de la industria automotriz en virtud del PES, TES y DES. Los vehículos eléctricos ya son más eficientes que los vehículos con motor de combustión interna (utilizan menos energía por kilómetro). Sin embargo, esto se tiene en cuenta en el modelo de electrificación de la flota, ya que la mejora de la eficiencia está integrada en el cambio de tecnología.

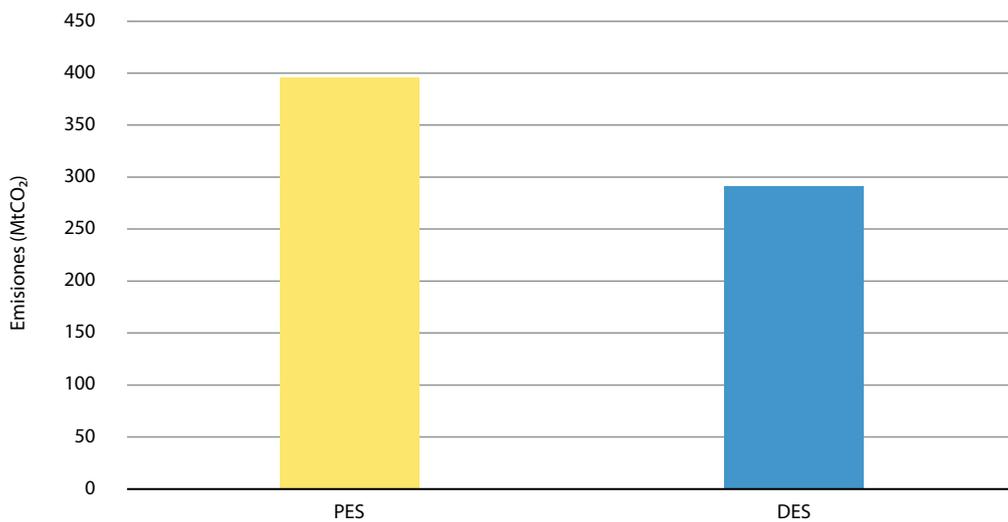
El proceso de recopilación de datos del sector industrial y revisión de documentos para este estudio encontró que solo existe información limitada sobre la demanda de energía industrial y su distribución en las principales actividades del sector, desde procesos térmicos hasta el uso de electricidad para motores, refrigeración e iluminación.

Por lo tanto, se utilizó un enfoque descendente para llevar a cabo la modelización del sector industrial en cada país, a partir de variables económicas y balances energéticos. Las principales medidas energéticas introducidas

se aplicaron a la intensidad energética estimada del sector, así como a los vectores requeridos para los usos finales, lo que disminuyó la magnitud o consumo para 2050 y entre escenarios, además de la sustitución de combustibles tradicionales por otros más limpios o electricidad, principalmente con recursos renovables disponibles en la región.

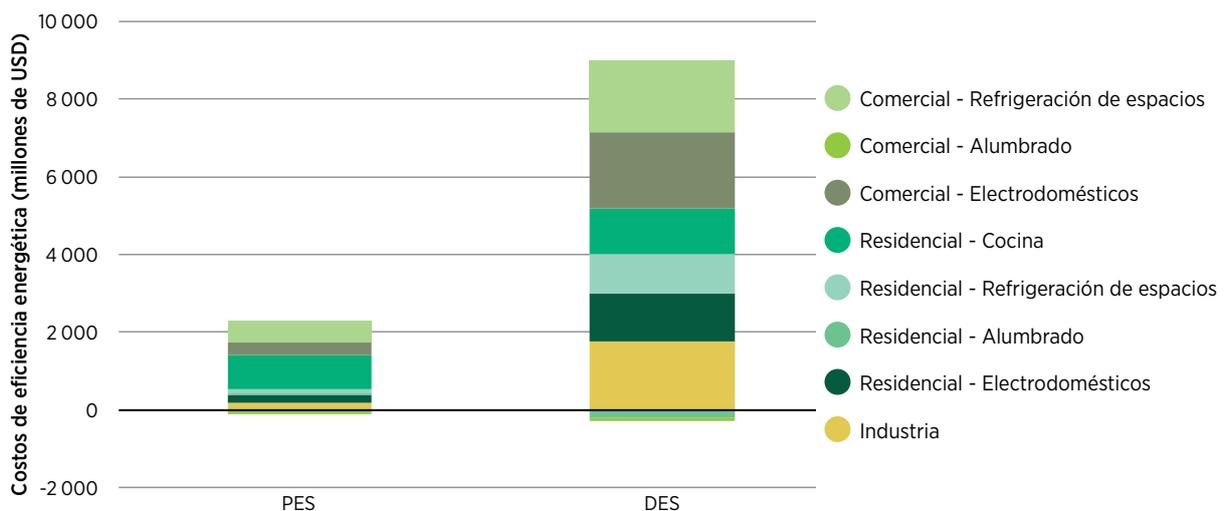
En el DES, la implementación de las medidas de eficiencia energética propuestas en el sector industrial, junto con los cambios tecnológicos, reducen la proporción de los combustibles fósiles del 54% en 2018 al 49% en 2030 y al 40% en 2050. Esto da como resultado una disminución del 26% en las emisiones para el periodo 2018-2050 en comparación con el PES, como se muestra en la Figura 48.

Figura 48: Emisiones acumuladas de la industria para el periodo 2018-2050 en virtud del PES y DES



Para lograr la reducción de la intensidad energética que se muestra en la Figura 49, se necesitan costos acumulados de 8 700 millones de USD durante el periodo 2018-2050 en el DES, que es 4 veces los costos en el PES (Figura 49). En ambos escenarios, hay un gasto negativo, o ahorro, en iluminación residencial y comercial, debido a la mayor vida útil de los focos LED y los ahorros acumulados a lo largo del tiempo.

Figura 49: Costos acumulados de eficiencia energética por subsector para el periodo 2018-2050 en virtud del PES y DES



Es importante señalar que la reducción de la intensidad energética daría como resultado un ahorro de 82 000 millones de USD en costos de combustible durante el periodo de estudio en el DES en comparación con el PES. Teniendo en cuenta los gastos de eficiencia energética y los ahorros en costos de combustible resultantes, invertir en eficiencia energética valdría la pena durante el periodo 2018-2050, lo que lograría ahorros acumulados de 75 000 millones de USD.

Conservación y eficiencia energética: acciones necesarias para el periodo 2018-2030 y 2030-2050

ACCIONES REALIZADAS AL 2030

- Definir objetivos para la penetración de aires acondicionados, refrigeradores y focos eficientes.
- Reducir la intensidad energética del sector industrial en torno al 8% (a través de un mejor diseño de infraestructura y materiales para la recuperación de energía, mejores prácticas en operaciones y mantenimiento, mejores procesos productivos, etc.).
- Acelerar la implantación de tecnologías bajas en carbono para la calefacción de procesos industriales (biocombustibles, energía solar térmica, energía geotérmica y bioenergía moderna).
- Organizar mesas de trabajo para la definición de planes/ programas energéticos sectoriales, e integrar instituciones públicas y privadas y posibles socios técnicos/ financieros.
- Continuar con la definición de normas energéticas para el resto de los países y otros aparatos eléctricos de alto consumo.
- Definir códigos de edificación para construcciones nuevas y planes de modernización para unidades antiguas.
- Realizar encuestas y estudios para definir la demanda energética de los sectores.
- Desarrollar esfuerzos para financiar inversiones y estudios o crear incentivos para la eficiencia energética (*por ejemplo*, iniciativas actuales de bancos y gobiernos que brindan beneficios para edificios con eficiencia energética).
- Implementar certificaciones de edificación (*por ejemplo*, LEED).
- Establecer regulaciones para la importación de vehículos usados y normas de emisiones para controlar la calidad del mercado.
- Implementar la digitalización, la gestión de la demanda y las microrredes inteligentes en los sectores de uso final a través de proyectos piloto.
- Implementar sistemas de supervisión, reporte y verificación (MRV) para rastrear el desempeño de las medidas de eficiencia energética.

ACCIONES REALIZADAS AL 2050

- Reducir la intensidad energética un 15%.
- Incrementar la penetración de la bioenergía moderna y otras energías renovables en el consumo final de energía.
- Evaluar el impacto de los índices de eficiencia energética implementados.
- Evaluar el aumento de las normas.
- Evaluar la implementación de un sistema de refrigeración urbana.
- Implantar por completo la digitalización, las soluciones de gestión de la demanda y las redes inteligentes.

APORTES A LA REGIÓN

- Mayor inversión de nuevas empresas a nivel local (centros industriales), y estímulo a las economías gracias a precios competitivos de la electricidad y mayor sustentabilidad en los procesos y planes de recuperación post-COVID-19.
- Generación de empleo para la instalación, operación y mantenimiento de nuevas tecnologías y soluciones, considerando la igualdad de género para la postulación laboral.
- Reducción de las importaciones de combustibles fósiles debido a menores requerimientos de energía en procesos de calefacción o generación de electricidad.
- Aumento de la seguridad energética mediante el uso de recursos renovables locales, lo que se traduce en una reducción de la contaminación local.

CUMPLIMIENTO DE LAS ESTRATEGIAS REGIONALES VIGENTES

- EES2030
- RTCA (Reglamento Técnico Centroamericano)

SOCIOS TÉCNICOS/ FINANCIEROS

- Banco Mundial
- Banco Interamericano de Desarrollo
- BCIE – Banco Centroamericano de Integración Económica
- CAF – Banco de Desarrollo de América Latina
- GIZ – Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit

HIDRÓGENO Y SUS DERIVADOS

7

HIDRÓGENO Y SUS DERIVADOS

Varios sectores difíciles de reducir, como el envío de carga pesada por camión, podrían requerir el uso de tecnologías más innovadoras para lograr la descarbonización. El hidrógeno y sus derivados podrían servir como combustibles alternativos en estos sectores.

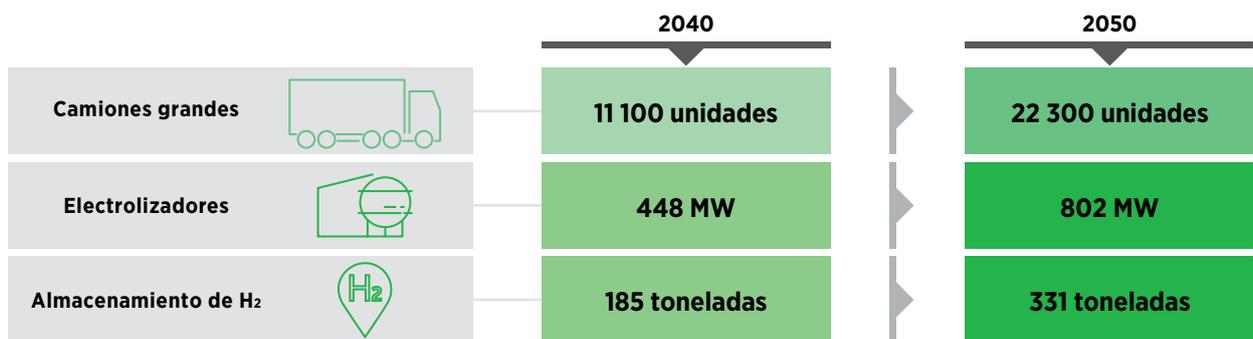
El hidrógeno verde sirve como una solución alternativa para descarbonizar el transporte de carga pesada por carretera en la región, así como una oportunidad para lograr un suministro más limpio en el transporte marítimo internacional.

El hidrógeno y sus derivados brindan una vía alternativa para descarbonizar aún más sectores como procesos industriales específicos, transporte de larga distancia, transporte marítimo y aviación, como se presenta en la *Perspectiva mundial de las transiciones energéticas (World Energy Transitions Outlook)* de IRENA (IRENA, 2021b). En el análisis de Centroamérica, considerando la intensidad energética baja a media de las industrias de la región, el hidrógeno solo se introdujo en el sector del transporte por carretera de países que actualmente están considerando el hidrógeno verde como una solución innovadora para la flota de carga. Se considera que esta una solución principalmente para llegar a áreas remotas o aisladas donde una red de distribución de energía robusta para vehículos eléctricos es poco viable y existe la necesidad de cargadores de alta capacidad.

El DES de países seleccionados, a saber, Costa Rica y Panamá, incluyeron el hidrógeno como vector alternativo para camiones grandes, además de la electrificación intensiva. Este uso de hidrógeno comienza con una pequeña parte de las unidades convencionales, alcanzando el 1.3% de la flota regional de servicio pesado para 2050. La suposición en ambos países era que los camiones de hidrógeno de servicio pesado podrían constituir el 20% de la flota para 2050, lo que sigue la visión del Hydrogen Council (Hydrogen Council, 2017).

Estas proporciones en el DES se traducen en mayores existencias de camiones, electrolizadores y almacenamiento de hidrógeno para 2050, como se muestra en la Figura 50.

Figura 50: Existencias de camiones grandes que usan hidrógeno, electrolizadores necesarios para la producción de combustible y almacenamiento de hidrógeno en virtud del DES en 2040 y 2050

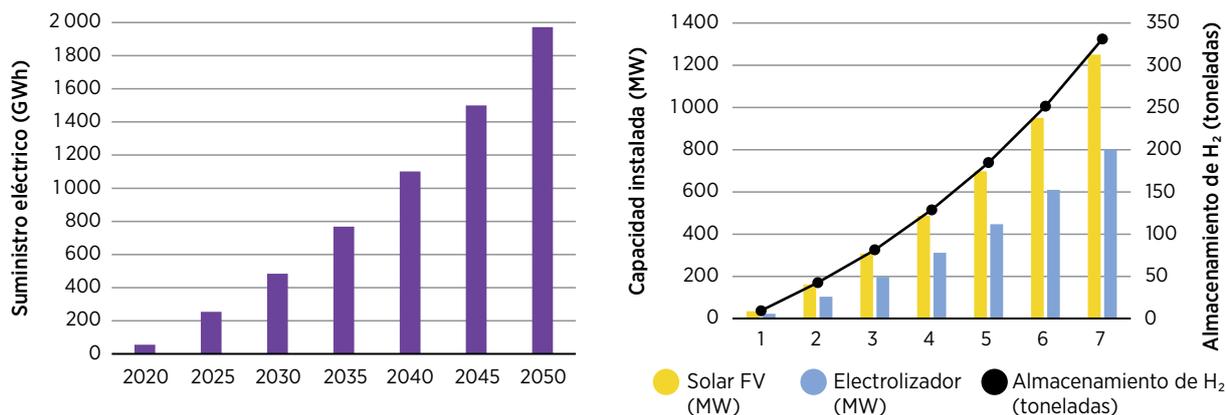


Con respecto al sector eléctrico, la Figura 51 muestra la capacidad instalada de energías renovables (energía solar fotovoltaica²² en este caso) y la generación eléctrica que se requiere para el proceso de producción de hidrógeno en el periodo 2020-2050. En total se requieren 698 MW de capacidad y 1100 GWh de electricidad para 2040, y 1250 MW y 1973 GWh²³ para 2050, lo que representa solo el 1% de la demanda total de electricidad en la región.

²² El modelo invierte en energía solar fotovoltaica debido a su mayor potencial en la región en comparación con otras tecnologías, menores costos de instalación y su fácil implementación. Se considera que los proyectos fuera de la red garantizan la producción renovable/verde de hidrógeno. Se agrega almacenamiento óptimo asumiendo tanques de almacenamiento de acero a un precio de 500 USD/kilogramo.

²³ Especificaciones del electrolizador: unidad alcalina con una eficiencia de 49 MWh/tonelada, instalación aislada en una instalación dedicada, costo de inversión de 480 USD/kW y costos fijos de 9.6 USD/kW/año.

Figura 51: Generación de electricidad y capacidad instalada que se requiere para producir hidrógeno renovable por tecnología en virtud del DES, 2020-2050



Como resultado del cambio de combustible que reemplaza a las unidades convencionales en la flota de carga, la proporción de hidrógeno en el consumo de energía final total del sector transporte aumenta del 0.6% en 2040 al 1% en 2050.

Hidrógeno y sus derivados: acciones necesarias para el periodo 2018-2040 y 2040-2050

ACCIONES REALIZADAS AL 2040

- Organizar mesas de trabajo para la definición de planes/ estrategias e integrar instituciones públicas y privadas y posibles socios técnicos/ financieros.
- Desarrollar esfuerzos para financiar estudios e inversiones en instalaciones de hidrógeno verde.
- Desarrollar planes y estrategias específicas para la producción y distribución de hidrógeno verde.
- Implantar infraestructura de producción, distribución y abastecimiento de combustible para abastecer a las flotas de vehículos pesados.
- Implementar proyectos piloto.

ACCIONES REALIZADAS AL 2050

- Implantar infraestructura de abastecimiento de combustible y diseñar un marco tarifario con funcionalidades locales y regionales.
- Mejorar la infraestructura de transporte, los sistemas de red y las existencias.

APORTES A LA REGIÓN

- Mayor inversión y estímulo a las economías; proceso de recuperación post-COVID-19.
- Generación de empleo para la instalación, operación y mantenimiento de las existencias e infraestructura requerida, donde se considere la igualdad de género para la postulación laboral.
- Reducción de las importaciones de combustibles fósiles, utilizando recursos energéticos renovables locales para la producción de hidrógeno.
- Reducción de la contaminación local.

SOCIOS TÉCNICOS/ FINANCIEROS

- Banco Mundial
- Banco Interamericano de Desarrollo
- BCIE - Banco Centroamericano de Integración Económica
- CAF - Banco de Desarrollo de América Latina
- GIZ - Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit

Recuadro 7. El Canal de Panamá y un posible centro de hidrógeno

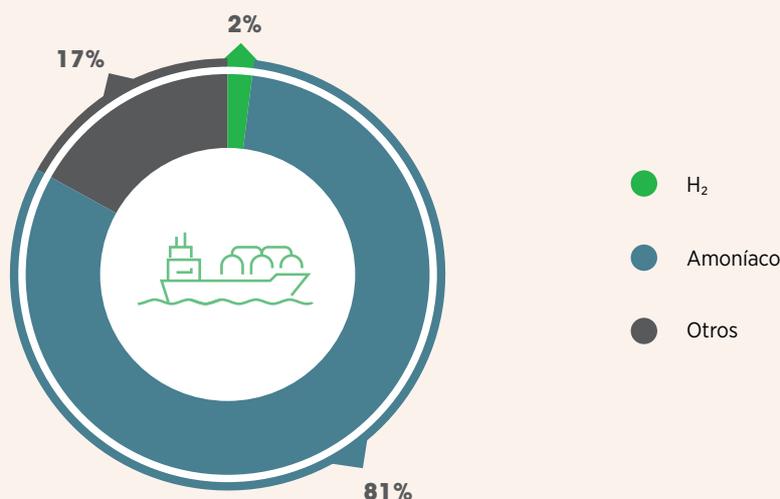
La región de Centroamérica, y particularmente Panamá, tiene una influencia significativa en el sector del transporte marítimo internacional (Ricardo Energy and Environment, 2020). Con la implementación de la regulación de 2020 de la Organización Marítima Internacional sobre emisiones del transporte marítimo, los barcos que se acercan a los puertos deben cambiar a combustibles más limpios (Autoridad del Canal de Panamá, 2019). El Canal de Panamá firmó el acuerdo, que entró en vigor en enero de 2020.

Panamá, tal como se presenta en su Agenda de Transición Energética 2020-2030 (Secretaría de Energía - República de Panamá, 2020), brinda una gran oportunidad para el desarrollo de un centro de hidrógeno verde, debido a su posición geográfica, experiencia logística en la región y las instalaciones del Canal de Panamá.

Se realizó un análisis hipotético para estimar la demanda potencial de hidrógeno en la región, tanto para el transporte de carga como para el envío a través del Canal de Panamá. Para la flota de carga, se asumió que los camiones grandes restantes que usan diésel en el DES cambiarían a hidrógeno y sus derivados a partir de 2030, con esta flota completamente abastecida para 2050. Para el transporte marítimo se utilizaron como valores de referencia las ventas de combustible marino registradas por la Autoridad Marítima de Panamá que serían reemplazadas por hidrógeno y sus derivados durante el periodo 2030-2050. Para completar el análisis se consideró el perfil de evolución del transporte marítimo internacional y las proporciones de hidrógeno, amoníaco y metanol según el análisis Perspectiva mundial de las transiciones energéticas (*World Energy Transitions Outlook*) de IRENA (IRENA, 2021b), así como las eficiencias energéticas y los factores de conversión.

La Figura 52 muestra los vectores más factibles basados en hidrógeno verde para abastecer la demanda de energía del transporte marítimo en 2050, donde domina el amoníaco en alrededor del 80%, seguido del metanol (el segundo derivado propuesto para reemplazar los combustibles convencionales).

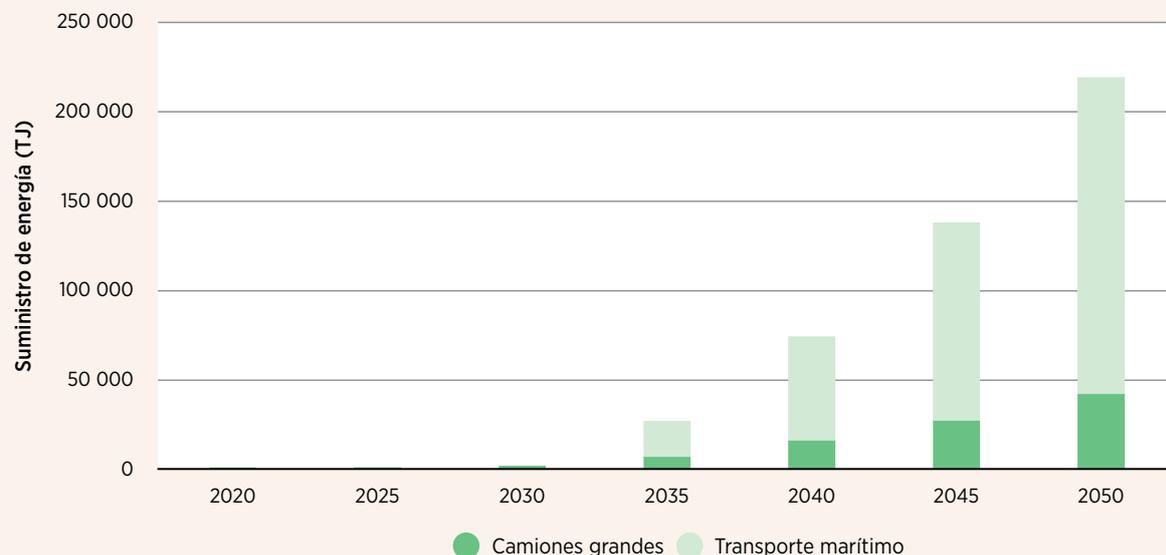
Figura 52: Porcentaje de hidrógeno y sus derivados utilizados para el transporte marítimo en 2050



Recuadro 7. El Canal de Panamá y un posible centro de hidrógeno (continuación)

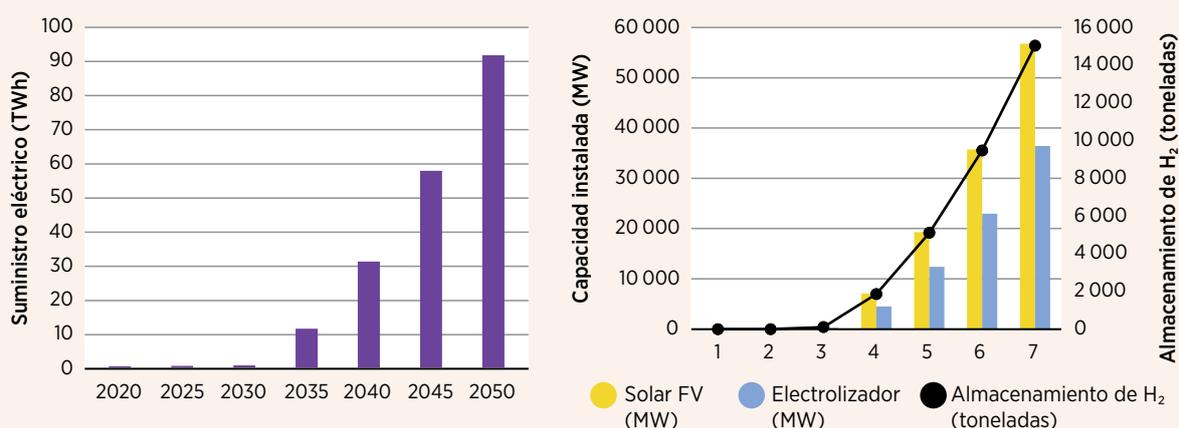
La Figura 53 muestra el suministro total de hidrógeno necesario para cubrir el consumo de energía de camiones grandes y transporte marítimo en 2050. Se requerirían alrededor de 219 PJ para ambos modos de transporte, el transporte marítimo representaría alrededor del 80 % del total. Esto representa alrededor de 1800 kilotoneladas de producción de hidrógeno en 2050.

Figura 53: Suministro de energía de hidrógeno por modo de transporte, 2020-2050



Producir el hidrógeno verde total necesario en 2050 requeriría alrededor de 89.5 TWh* de generación eléctrica, lo que supone un aumento del 47% en la demanda eléctrica regional (190 TWh). Usando la misma cantidad de energía solar fotovoltaica para suministrar electrolizadores, así como la relación de almacenamiento de hidrógeno que se utilizó en los escenarios de camiones grandes, esto requeriría la instalación de 36 GW de electrolizadores, 15 kilotoneladas de almacenamiento de hidrógeno y 56 GW de energía solar fotovoltaica (Figura 54). Esto triplicaría la capacidad de energía solar fotovoltaica sugerida en 2050 en comparación con el DES y posiblemente superaría con creces el potencial solar en la región. Estos resultados muestran que se podría considerar una combinación de importaciones de hidrógeno y derivados de otras regiones con producción local para suplir los requerimientos de energía previstos.

Figura 54: Suministro eléctrico y capacidad instalada de electrolizadores que serían necesarios para la producción de hidrógeno doméstico, 2020-2050



Se requeriría un análisis más detallado para estimar el potencial de la región para el suministro de hidrógeno verde, ya sea a través de la generación local o mediante importaciones regionales si el potencial de energías renovables no es suficiente. Aquí también, los beneficios surgen de la logística de una mayor integración latinoamericana. Por ejemplo, los planes de Chile para producir hidrógeno podrían integrarse en un estudio regional para definir la logística de distribución y las necesidades de infraestructura adicional, considerando las ventajas de las instalaciones del Canal de Panamá.

*Suponiendo un electrolizador alcalino con una eficiencia de 49 MWh/tonelada.

ACCIÓN SECTORIAL NECESARIA EN LA ACTUALIDAD

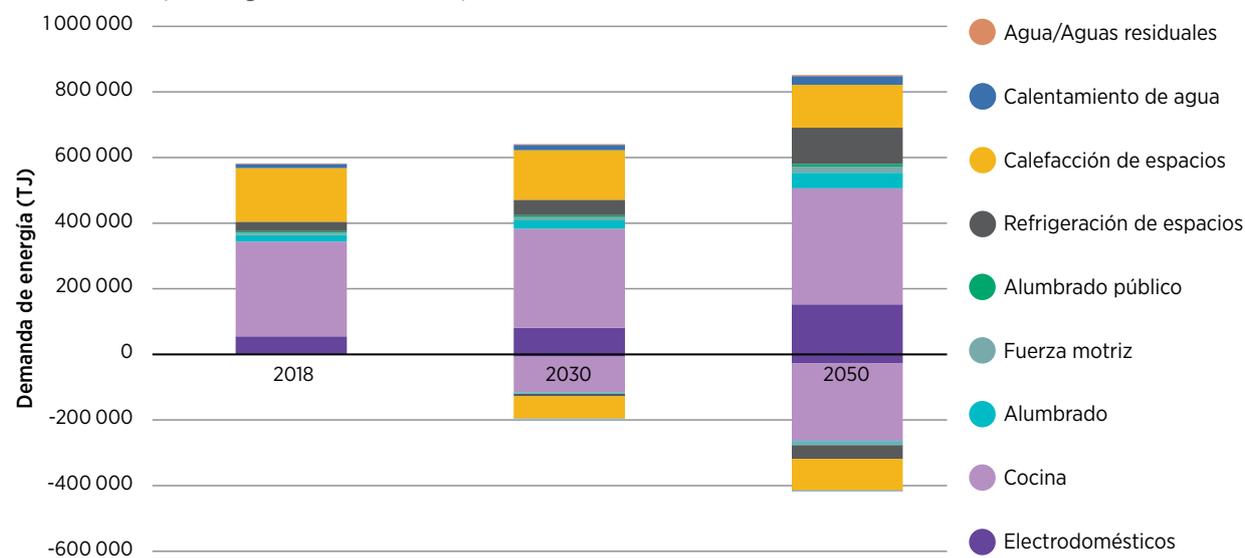
8

ACCIÓN SECTORIAL NECESARIA EN LA ACTUALIDAD

En la sección se presenta la demanda de energía en 2018, así como la demanda de energía en 2030 y 2050 en el DES (eje positivo) y las diferencias relativas al PES (eje negativo), para los tres sectores de uso final de edificación, transporte e industria, así como para el sector eléctrico. Esto va acompañado de un conjunto de propuestas de medidas que posibilitan la disminución de la demanda energética de cada sector. Estas medidas sirven como una descripción general de las diferentes "acciones" que deberían tomarse lo antes posible para fomentar la descarbonización del sector energético y permitir la transición energética sostenible.

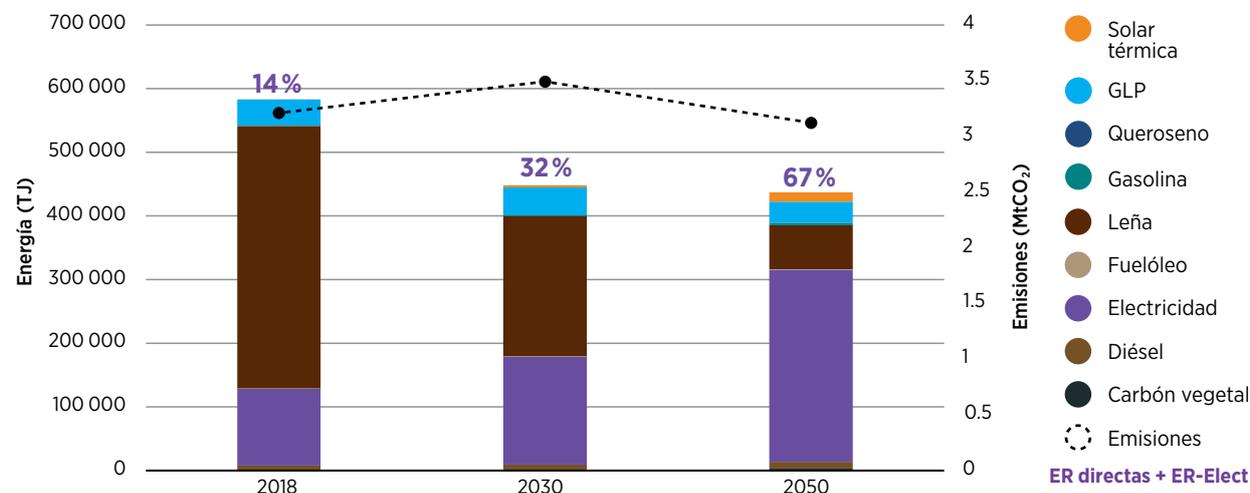
8.1 EDIFICIOS

Figura 55: Demanda energética de los edificios en 2018 y en virtud del DES en 2030 y 2050, y energía ahorrada respecto al PES



Nota: los valores positivos corresponden a la demanda de energía absoluta en virtud del DES. Los valores negativos corresponden a ahorros al comparar la demanda energética del DES con respecto al PES. Las categorías se refieren a la proporción de cada servicio de energía en la demanda de energía de los edificios.

Figura 56: Consumo de energía final total por vector, emisiones y proporción de energías renovables en edificios en 2018 y en virtud del DES en 2030 y 2050



Nota: disminución del consumo final de energía en los edificios debido a medidas de electrificación y eficiencia energética; ER = energías renovables.

Tabla 12: Acciones regionales para el sector de la edificación



EDIFICIOS: INDICADOR DE PROGRESO: ESTADO EN 2018 Y OBJETIVOS PARA 2030 Y 2050

COMPONENTE DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA	INDICADOR (UNIDAD)	HISTÓRICO 2018	ESCENARIO MÁS AMBICIOSO (DES)		ACCIONES CLAVE
			2030	2050	
Estrategia y componentes de la transición energética					
<p>Conservación y eficiencia energética</p>	Edificios CEFT (PJ)	583	448	437	<ul style="list-style-type: none"> • Desarrollo y revisión de índices de eficiencia energética para Aires Acondicionados y refrigeradores para la introducción de equipos eficientes en la flota • Aumentos de eficiencia energética en electrodomésticos del sector de la edificación comercial • Introducción de focos LED en sustitución de focos incandescentes, halógenos y fluorescentes • Continuar con la definición de normas energéticas para el resto de los países y otros aparatos eléctricos de alto consumo • Definir códigos de edificación para construcciones nuevas y planes de modernización para unidades antiguas • Implementar certificaciones de edificación (por ejemplo, LEED) • Evaluar la implementación de un sistema de refrigeración urbana a partir de 2030 • Esfuerzos para financiar inversiones, estudios o creación de incentivos para la eficiencia energética (por ejemplo, iniciativas actuales de bancos y gobiernos que brindan beneficios a los edificios con eficiencia energética) • Implementar digitalización, DSM y micro redes inteligentes en sectores de uso final a través de proyectos piloto • Implementar sistemas de MRV para rastrear el desempeño de las medidas de eficiencia energética
<p>Electrificación en los sectores de uso final</p>	Proporción de electricidad en edificios (%)	21%	38%	69%	<ul style="list-style-type: none"> • Introducción de estufas eléctricas en sustitución de las estufas tradicionales de leña o GLP • Introducción de calentadores de agua eléctricos para la sustitución de calderas de GLP o leña para calentar agua • Introducción de calentadores eléctricos y bombas de calor para la sustitución de la leña tradicional para su uso con fines de calefacción de espacios

Tabla 12: Acciones regionales para el sector de la edificación (continuación)

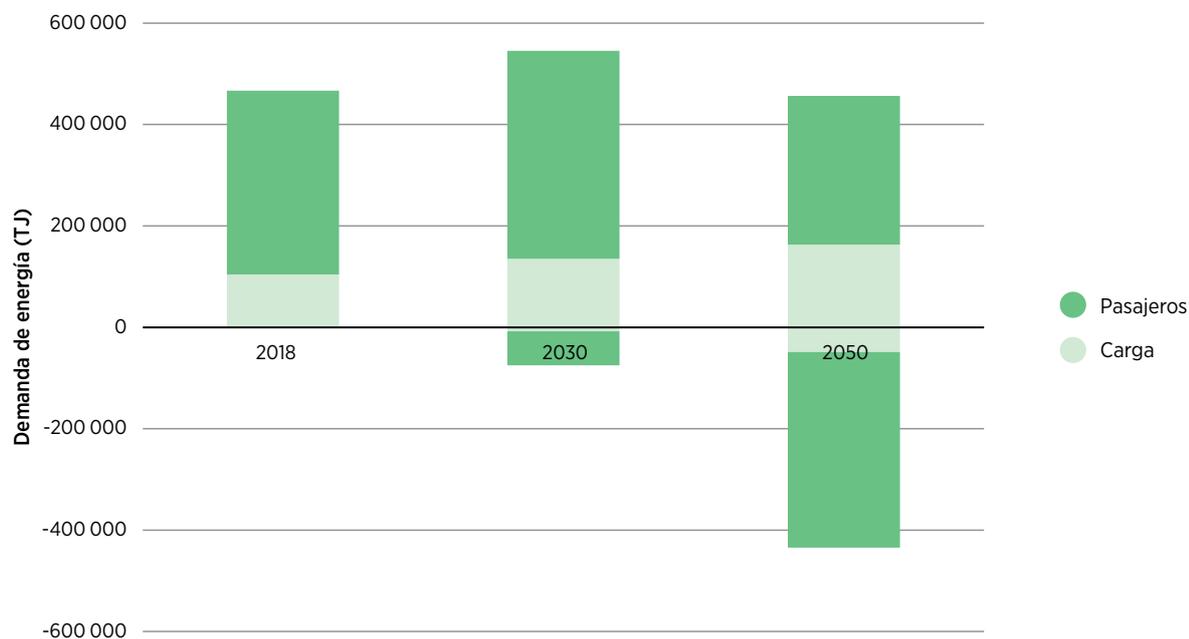
COMPONENTE DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA	INDICADOR (UNIDAD)	HISTÓRICO 2018	ESCENARIO MÁS AMBICIOSO (DES)		ACCIONES CLAVE
			2030	2050	
 Uso directo de energías renovables en sectores de uso final	Proporción de biomasa en edificios CEFT (incluida la tradicional) (%)	71%	49%	16%	<ul style="list-style-type: none"> Introducción de estufas mejoradas para cocinar para reemplazar las estufas tradicionales de leña
	Proporción de consumo de energía solar térmica y geotérmica en edificios CEFT (calefacción) (%)	0%	1%	3%	<ul style="list-style-type: none"> Desarrollo de un programa de incentivos para la promoción de tecnologías de calentamiento solar de agua bajas en carbono para cubrir las necesidades de calentamiento de agua en los sectores residencial y comercial (por ejemplo, Termosolar Panamá)

Emisiones de CO₂

 Emisiones de CO₂	Directo (MtCO ₂ /año)	3.9	3.5	3.1	<ul style="list-style-type: none"> Realizar encuestas y estudios para definir la demanda energética de los sectores Definir el estado de salud, económico y social de la población que aún utiliza estufas tradicionales Evaluar el estado actual e identificar la mejor manera de hacer la transición a tecnologías de cocción más limpias Desarrollar planes y estrategias específicas para fomentar las tecnologías limpias, desde perspectivas nacionales y regionales (posibilidad de estrategia regional siguiendo el ejemplo del RTCA) Desarrollar incentivos financieros para la promoción de tecnologías de cocción limpia Revisar los subsidios actuales a los combustibles fósiles para los vectores de energía para cocinar Supervisar el progreso realizado durante el periodo para asegurarse de que se cumplan los objetivos establecidos
--	----------------------------------	-----	-----	-----	---

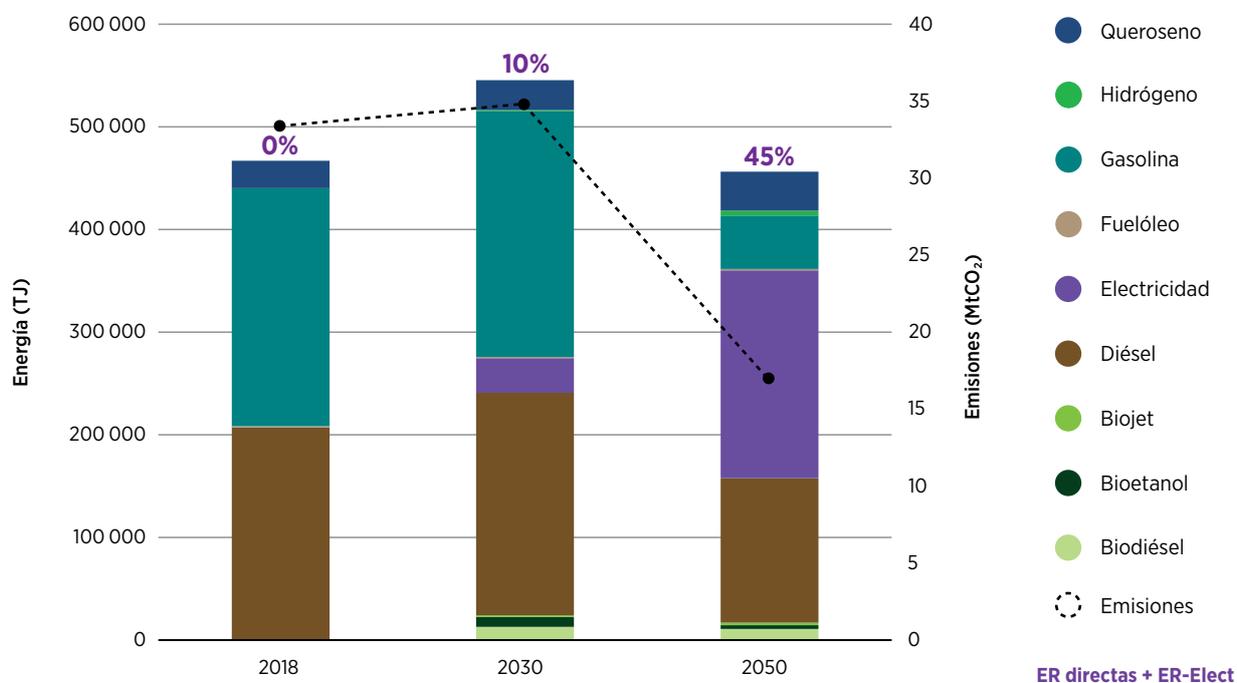
8.2 TRANSPORTE

Figura 57: Demanda de energía del transporte en 2018 y en virtud del DES en 2030 y 2050, y energía ahorrada respecto al PES



Nota: los valores positivos corresponden a la demanda de energía absoluta en virtud del DES. Los valores negativos corresponden a ahorros al comparar la demanda energética del DES con respecto al PES. Las categorías se refieren a la participación de los subsectores en la demanda de energía del transporte.

Figura 58: Consumo de energía final total por vector, emisiones y proporción de energías renovables en el transporte en 2018 y en virtud del DES en 2030 y 2050



Nota: el número de vehículos eléctricos en la región en 2018 según las bases de datos utilizadas es inferior a 50 unidades. De ahí la baja proporción de consumo eléctrico respecto a la flota y consumo final de energía del sector.

Tabla 13: Acciones regionales para el sector transporte



TRANSPORTE: INDICADOR DE PROGRESO: ESTADO EN 2018 Y OBJETIVOS PARA 2030 Y 2050

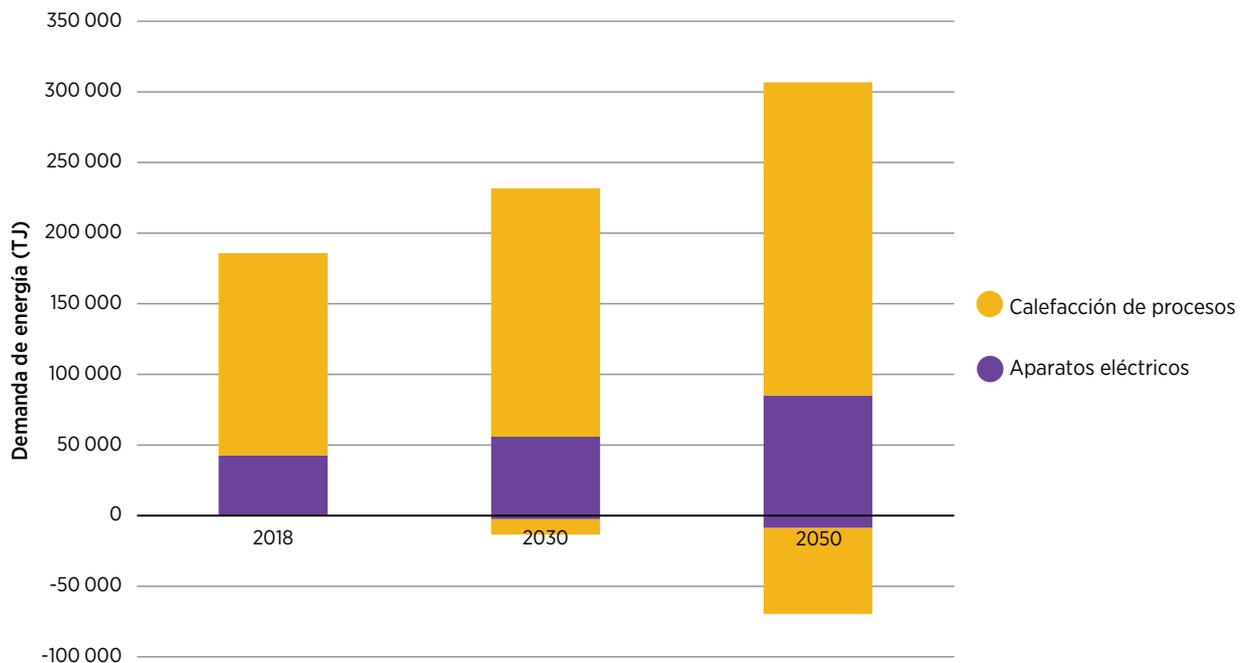
COMPONENTE DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA	INDICADOR (UNIDAD)	HISTÓRICO 2018	ESCENARIO MÁS AMBICIOSO (DES)		ACCIONES CLAVE
			2030	2050	
Estrategia y componentes de la transición energética					
Conservación y eficiencia energética	Transporte CEFT (PJ)	467	546	456	<ul style="list-style-type: none"> Mejora de la eficiencia energética en el consumo de combustible de los vehículos con motor de combustión interna Reducir el volumen de transporte y la congestión mediante el cambio modal (cambiar el 2.5% de la distancia recorrida de automóviles a bicicletas, cambiar el 5 % de la distancia recorrida de automóviles a autobuses eléctricos)
Electrificación en los sectores de uso final	Proporción de electricidad en el transporte (%)	0%	6%	44%	<ul style="list-style-type: none"> Introducción de vehículos eléctricos a la flota para 2030, en particular: motocicletas, automóviles, vehículos utilitarios deportivos, minibuses, autobuses, camiones ligeros y pesados. Esfuerzos para financiar la inversión en electromovilidad (por ejemplo, iniciativas actuales de bancos y gobiernos que brindan a los clientes condiciones especiales de préstamos bancarios para la adquisición de vehículos eléctricos (PNUMA, 2021). Implementar soluciones de carga inteligente y diseñar marcos tarifarios con funcionalidades locales y regionales Modelos de negocio y normativos para la carga de vehículos eléctricos Acelerar el cambio a la electromovilidad para dar prioridad a los vehículos eléctricos en el acceso a la ciudad a partir de 2030
Uso directo de energías renovables en sectores de uso final	Proporción de los biocombustibles en el transporte CEFT (%)	0%	4%	4%	<ul style="list-style-type: none"> Introducción de la mezcla de biocombustibles, en particular bioetanol, biodiésel y biojet en gasolina, diésel y turbosina, respectivamente.
Hidrógeno y sus derivados	Participación de hidrógeno verde en el transporte CEFT (%)	0%	0%	1%	<ul style="list-style-type: none"> Desarrollar planes y estrategias específicas para la producción y distribución de hidrógeno verde. Implantar infraestructura de producción, distribución y abastecimiento de combustible para abastecer a la flota de vehículos pesados Implementar proyectos piloto Implantar infraestructura de abastecimiento de combustible y diseñar un marco tarifario con funcionalidades locales y regionales

Tabla 13: Acciones regionales para el sector transporte (continuación)

COMPONENTE DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA	INDICADOR (UNIDAD)	HISTÓRICO 2018	ESCENARIO MÁS AMBICIOSO (DES)		ACCIONES CLAVE
			2030	2050	
Emisiones de CO₂					
 Emisiones de CO₂	Directo (MtCO ₂ /año)	30	34	17	<ul style="list-style-type: none"> Organizar comités de trabajo que integren instituciones públicas y privadas y posibles socios técnicos/ financieros Evaluar la situación actual del sector para identificar obstáculos y definir prioridades Desarrollar planes y estrategias específicas para la movilidad sostenible (por ejemplo, Costa Rica, Panamá) Implementar proyectos piloto (por ejemplo, Costa Rica, Panamá) Mejorar la infraestructura de transporte, los sistemas de red y las existencias Establecer regulaciones para la importación de vehículos usados y normas de emisiones para controlar la calidad del mercado

8.3 INDUSTRIA

Figura 59: Demanda de energía de la industria en 2018 y en virtud del DES en 2030 y 2050, y energía ahorrada respecto al PES



Nota: los valores positivos corresponden a la demanda de energía absoluta en virtud del DES. Los valores negativos corresponden a ahorros al comparar la demanda energética del DES con respecto al PES. Las categorías se refieren a la proporción del servicio de energía en la demanda de energía de la industria. Más medidas para la reducción de emisiones y la penetración de energías renovables en el sector están disponibles en el Recuadro 3.

Figura 60: Consumo de energía final total por vector, emisiones y proporción de energías renovables en la industria en 2018 y en virtud del DES en 2030 y 2050

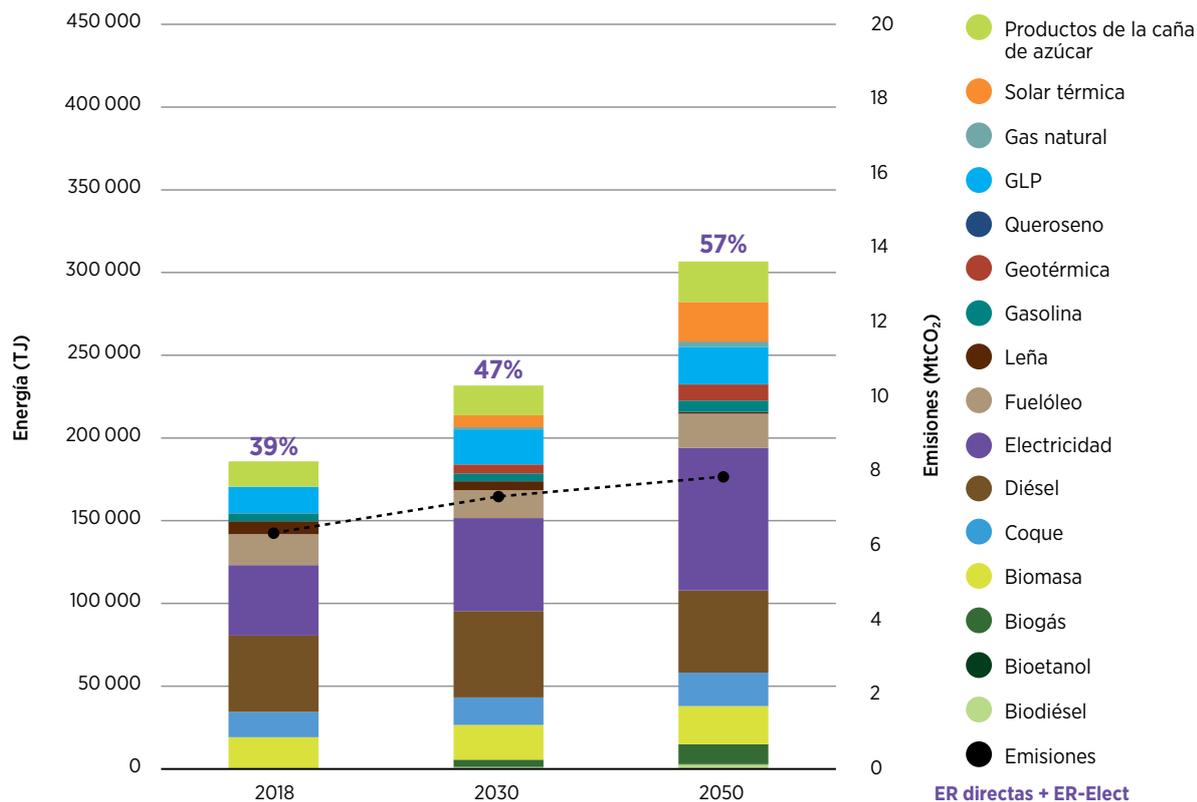


Tabla 14: Acciones regionales para la industria



INDUSTRIA: INDICADOR DE PROGRESO: ESTADO EN 2018 Y OBJETIVOS PARA 2030 Y 2050

COMPONENTE DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA	INDICADOR (UNIDAD)	HISTÓRICO 2018	ESCENARIO MÁS AMBICIOSO (DES)		ACCIONES CLAVE
			2030	2050	
Estrategia y componentes de la transición energética					
Conservación y eficiencia energética	Industria CEFT (PJ)	186	232	307	<ul style="list-style-type: none"> Reducir la intensidad energética del sector industrial en aproximadamente 8% al 2030 y doble factor al 2050 (mejora del diseño de infraestructura y materiales para recuperación de energía, mejores prácticas en O&M, mejora de procesos productivos, etc.) Implementar digitalización, DSM y micro redes inteligentes en sectores de uso final a través de proyectos piloto Implementar sistemas de MRV para rastrear el desempeño de las medidas de eficiencia energética
	Electrificación en los sectores de uso final	Proporción de electricidad en la industria (%)	23%	24%	28%

Tabla 14: Acciones regionales para la industria (continuación)

COMPONENTE DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA	INDICADOR (UNIDAD)	HISTÓRICO 2018	ESCENARIO MÁS AMBICIOSO (DES)		ACCIONES CLAVE
			2030	2050	
 Uso directo de energías renovables en sectores de uso final	Proporción de bioenergía moderna en la industria CEFT (%)	19%	19%	20%	<ul style="list-style-type: none"> • Desarrollar planes y estrategias específicos para la mezcla de biocombustibles (diésel y gasolina) • Introducción del uso de biogás • Uso de biomasa para procesos térmicos de alta temperatura (es decir, producción de cemento)
	Proporción de consumo de energía solar térmica y geotérmica en la industria CEFT (calefacción) (%)	0%	5%	11%	<ul style="list-style-type: none"> • Aceleración de la implantación de tecnología baja en carbono para el calentamiento de procesos industriales, particularmente de soluciones geotérmicas y de calentamiento solar de agua • Provisión de ayuda financiera para hacer frente a los costos iniciales de estas tecnologías

Emisiones de CO₂

 Emisiones de CO₂	Directo (MtCO ₂ /año)	8.1	7.3	7.8	<ul style="list-style-type: none"> • Organizar comités de trabajo que integren instituciones públicas y privadas y posibles socios técnicos/ financieros • Desarrollar un estudio de caracterización de la industria • Desarrollar planes y estrategias específicos para la descarbonización de la industria (por ejemplo, Costa Rica) • Identificación de proyectos específicos por sector industrial para facilitar el acceso al financiamiento
--	----------------------------------	-----	-----	-----	---

8.4 SECTOR ELÉCTRICO

Figura 61: Generación de electricidad por tecnología, emisiones y proporción de energías renovables en el sector eléctrico en 2018 y en virtud del DES en 2030 y 2050

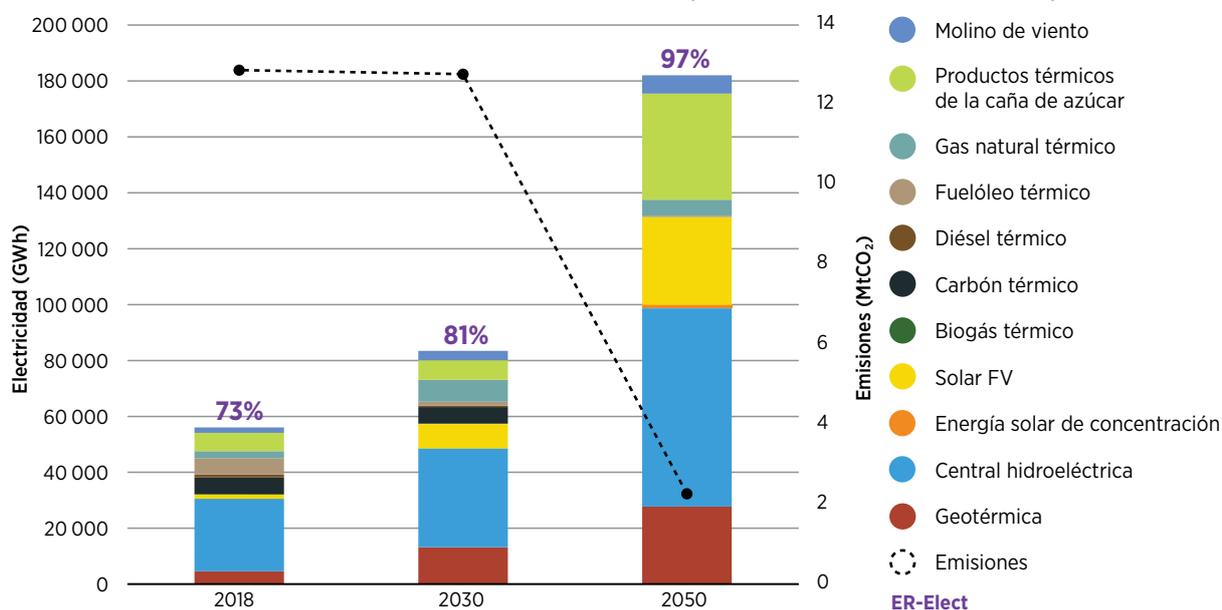


Tabla 15: Acciones regionales para el sector eléctrico



SECTOR ELÉCTRICO: INDICADOR DE PROGRESO: ESTADO EN 2018 Y OBJETIVOS PARA 2030 Y 2050

COMPONENTE DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA	INDICADOR (UNIDAD)	HISTÓRICO 2018	ESCENARIO MÁS AMBICIOSO (DES)		ACCIONES CLAVE
			2030	2050	
Estrategia y componentes de la transición energética					
<p>Energías renovables en el sector eléctrico</p>	Capacidad total instalada (GW)	17	27	65	<p>Recursos energéticos distribuidos</p> <ul style="list-style-type: none"> Introducción de sistemas de generación de energía solar fotovoltaica distribuida para la generación de electricidad en edificios <p>Planificación</p> <ul style="list-style-type: none"> Preparar y planificar el desarrollo de un conjunto de proyectos robustos de energías renovables y reforzar el papel del SICA a medida que se incorporan mayores proporciones de energías renovables variables con la planificación del sistema integrado. <p>Acuerdo comercial</p> <ul style="list-style-type: none"> Introducción de un mercado regional como principal mercado diario Implementación de un mercado regional de compensación y servicios auxiliares, para compartir reservas operativas y servicios no energéticos <p>Regulación – Precio</p> <ul style="list-style-type: none"> Regulación para asegurar que haya armonía entre las regulaciones de precios/tarifas para evitar la competencia desleal en la región. Esto también debería generar un comercio justo entre los diferentes países y tener fuerza de aplicación, debería haber acuerdos regionales adecuados para hacer frente a tales situaciones, de modo que los beneficios de los precios más bajos de la electricidad y los costos de la integración regional se distribuyan de manera justa. <p>Redes y almacenamiento</p> <ul style="list-style-type: none"> Aumento de capacidad de interconexión de líneas SIEPAC de 300 MW hasta 2 GW Instalación de almacenamiento para ayudar a la integración de energías renovables al cambiar la producción de energía solar fotovoltaica a periodos nocturnos Flexibilización de los vehículos eléctricos mediante la introducción de estrategias de carga inteligente Desarrollar e implementar mayor supervisión y capacidad de observación de los sistemas de transmisión y distribución para ayudar a la integración de tecnologías distribuidas y aprovechar las innovaciones en flexibilidad. Instalación de electrolizadores para la producción doméstica de hidrógeno verde y flexibilidad del sistema eléctrico
	Generación eléctrica total (TWh)	56	83	182	
	Proporción de energías renovables en capacidad (%)	67%	73%	91%	
	Proporción de energías renovables variables en capacidad (%)	13%	27%	46%	
	Proporción de energías renovables en la generación (%)	73%	81%	97%	
	Proporción de energías renovables variables en la generación (%)	6%	14%	21%	
Emisiones de CO₂					
<p>Emisiones de CO₂</p>	Directo (MtCO ₂ /año)	12.9	12.8	2.3	<p>Finanzas</p> <ul style="list-style-type: none"> Prepararse para duplicar el financiamiento requerido en la región, hasta un total de 72 000 millones de USD, para que el sector eléctrico asegure la entrega de proyectos de energías renovables, almacenamiento, transmisión nacional e internacional para proporcionar un suministro eléctrico de menor costo y generar beneficios económicos locales significativos.

Recuadro 8. Perspectivas de países e instituciones regionales del análisis de la Hoja de ruta de energías renovables para Centroamérica

Se organizó un taller regional final en noviembre de 2021 después de compartir un borrador preliminar del informe con los países centroamericanos y las instituciones regionales multilaterales. El objetivo del taller fue brindar a los países e instituciones multilaterales un espacio para compartir su experiencia durante el proyecto y sus percepciones sobre los resultados del estudio.

Los países reconocieron el estrecho compromiso y la cooperación durante el proceso. El análisis proporcionó insumos valiosos para la definición de planes nacionales, incluida la actualización de las NDC de los países. Por ejemplo, los aportes del análisis sirvieron como base para la definición de los objetivos de emisiones del sector eléctrico y de uso final en las NDC actualizadas de Belice. Asimismo, El Salvador consideró los resultados del análisis para establecer objetivos más ambiciosos para el sector eléctrico en las NDC e incluir otras adicionales en el sector transporte.

Las tecnologías y medidas que se presentaron en los escenarios más ambiciosos tanto de la demanda como de la oferta, abrieron un abanico de nuevas posibilidades sostenibles para algunos países. Este conjunto de acciones fue muy valorado por algunos países, que ahora tienen pensado profundizar sus conocimientos en estos temas. Mantener un equilibrio entre tener una matriz energética rentable, sostenible y confiable se consideró como un punto clave para el desarrollo de los sistemas energéticos del país.

A lo largo del proyecto se realizó un ejercicio de fortalecimiento de capacidades y transferencia de conocimiento, lo que se considera fundamental para que los países puedan dar seguimiento al análisis y seguir trabajando de manera independiente en iniciativas similares.

La naturaleza rica en datos del análisis fue muy valorada por los países, ya que proporciona las bases para el desarrollo de políticas con objetivos claros y mensurables. Se resaltó la importancia de definir planes y acciones que aseguren la implementación de las políticas y el cumplimiento de los objetivos. Un seguimiento integral de su logro se considera crucial para tener una comprensión clara de su impacto relacionado.

Una vez que se definen los planes específicos, las acciones y los actores responsables de su implementación, el acceso al financiamiento y a la cooperación técnica se convierte en un desafío clave, según los países. Las partes interesadas de la región creen que la disponibilidad de fondos e instrumentos público-privados para el desarrollo de proyectos piloto fomentaría en gran medida el uso de tecnologías de energías renovables y medidas de eficiencia energética en todos los sectores. Por ejemplo, en los casos de Guatemala y Honduras estos mecanismos de factibilidad podrían apoyar a los países en la transición a tecnologías de cocción más limpia.

Durante el panel de discusión se enfatizó que tener una perspectiva regional de la operación y expansión del sistema energético podría ayudar a los países a explotar más sus recursos locales y buscar la complementariedad de otros recursos disponibles en los países vecinos. Según Nicaragua, podría haber desafíos para la puesta en marcha de proyectos para ampliar la red de transmisión, ya que estos proyectos deben ser aprobados por la entidad de interconexión regional en función de los beneficios sociales derivados. El análisis complementa este requisito y provee varios beneficios operativos, incluido el refuerzo de la seguridad energética de la región.

Adicionalmente, los países consideran positivamente la importancia de trabajar juntos en iniciativas conjuntas y compartir buenas prácticas. Algunos ejemplos de cooperación bilateral en curso incluyen el proyecto conjunto entre Panamá y El Salvador para la certificación de profesionales y empresas de eficiencia energética. En cuanto a la electromovilidad, cabe destacar la cooperación triangular de Alemania, Costa Rica y Honduras para implantar esta tecnología en este último país, y el proyecto de fomento entre Costa Rica y Panamá, en el que se han instalado cargadores eléctricos a lo largo de la ruta de alrededor de 900 km que conecta las ciudades capitales de San José y Ciudad de Panamá.

En conclusión, la Hoja de ruta de energías renovables para Centroamérica constituye un estudio rico en datos que brinda una perspectiva del sistema energético regional, enfocándose al mismo tiempo en el contexto de cada país, y que apunta a identificar y abordar los principales desafíos de inquietud. Durante su desarrollo hubo un ejercicio de transferencia de conocimiento, que ha sido muy valorado por los países. Adicionalmente, brindó un espacio de diálogo e intercambio de experiencias que está facilitando el desarrollo de un sistema energético sostenible y confiable en la región.

REFERENCIAS

Akhairi, M.A.F. & Kamarudin (2016), "Catalysts in direct ethanol fuel cell (DEFC): An overview", *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 41, No. 7, www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360319915027846 (consultado el 17 de noviembre de 2021).

Autoridad del Canal de Panamá (2019), "Reminder concerning Fuel Requirements in the Panama Canal", www.pancanal.com/common/maritime/advisories/2019/a-39-2019-1.pdf (consultado el 14 de septiembre de 2021).

BNEF (2020), "Battery Pack Prices Cited Below \$100/kWh for the First Time in 2020, While Market Average Sits at \$137/kWh", <https://about.bnef.com/blog/battery-pack-prices-cited-below-100-kwh-for-the-first-time-in-2020-while-market-average-sits-at-137-kwh/> (consultado el 27 de septiembre de 2021).

BNEF (2021 a), "BNEF", <https://about.bnef.com/> (consultado el 7 de octubre de 2021).

BNEF (2021 b), "Electric Vehicle Outlook 2020", <https://about.bnef.com/electric-vehicle-outlook/> (consultado el 27 de septiembre de 2021).

Climate Watch (2021), "Historical GHG Emissions", www.climatewatchdata.org/ghg-emissions?breakBy=countries&chartType=area&end_year=2018®ions=BLZ%2CCRI%2CSLV%2CGTM%2CHND%2CNIC%2CPAN§ors=agriculture%2Cindustrial-processes%2Cwaste%2Cbuilding%2Celectricity-heat%2Cfugitive-emissions%2Cmanufacturing-construction%2Cother-fuel-combustion%2Ctransportation%2Cbunker-fuels&start_year=1990 (consultado el 14 de septiembre de 2021).

COMIECO (2020), "RTCA 23.01.78.20", members.wto.org/crnattachments/2020/TBT/GTM/20_7238_00_s.pdf (consultado el 4 de octubre de 2021).

CEPAL (2020), "Mujeres y energía", www.cepal.org/es/publicaciones/45377-mujeres-energia (consultado el 7 de septiembre de 2021).

CEPAL (2021), "Estadísticas del subsector eléctrico de los países del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA), 2019 y avances a 2020", www.cepal.org/es/publicaciones/47019-estadisticas-subsector-electrico-paises-sistema-la-integracion-centroamericana (consultado el 24 de septiembre de 2021).

Empresa Eléctrica Quito (2021), "Programa de Cocción Eficiente - PEC, cocinas de inducción", www.eeq.com.ec:8080/energia-renovable-y-eficiencia/programa-de-coccion-eficiente-pec (consultado el 2 de noviembre de 2021).

Energía Estratégica (2021), "Estas son las ofertas de energías renovables con los precios más bajos en Panamá", www.energiaestrategica.com/estas-son-las-energias-renovables-que-ofrecieron-los-precios-mas-bajos-en-panama/ (consultado el 12 de octubre de 2021).

ENTSO-E (2018), *Electricity Balancing in Europe - An overview of the european balancing market and electricity balancing guideline*, European Network of Transmission System Operators for Electricity, https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Network%20codes%20documents/NC%20EB/entso-e_balancing_in%20_europe_report_Nov2018_web.pdf.

FAO (2021), “FAOSTAT Statistical Database [Sugarcane production in Central America in 2019]”, www.fao.org/faostat/ (consultado el 17 de noviembre de 2021).

GINN (2021), “Improving Women’s Empowerment with Clean Cookstoves”, <https://navigatingimpact.thegiin.org/strategy/gli/improving-womens-empowerment-with-clean-cookstoves/> (consultado el 23 de noviembre de 2021).

GIZ (2020), “Promotion of geothermal energy in Central America”, www.giz.de/en/worldwide/78071.html (consultado el 2 de noviembre de 2021).

Global Infrastructure Connectivity Alliance (2017), “SIEPAC Electrical Interconnection System”, www.gica.global/initiative/siepac-electrical-interconnection-system.

Hydrogen Council (2017), “Hydrogen scaling-up - A sustainable pathway for the global energy transition”, hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2017/11/Hydrogen-scaling-up-Hydrogen-Council.pdf.

BID (2017), “Central American Electricity Integration - Genesis, Benefits and Outlook of the SIEPAC Project”, <https://publications.iadb.org/publications/english/document/central-american-electricity-integration.pdf>.

IRENA (2017), *Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030*, Agencia Internacional de Energías Renovables.

IRENA (2018), *Power System Flexibility for the Energy Transition. Part I: Overview for Policy Makers*, IRENA.

IRENA (2019a), *Innovation landscape for a renewable-powered future*, IRENA, Abu Dabi.

IRENA (2019b), *Innovation Outlook: Smart charging for electric vehicles*, IRENA, Abu Dabi.

IRENA (2020), *The Post-COVID Recovery: An agenda for resilience, development and equality*, IRENA, Abu Dabi.

IRENA (2021a), *Renewable Power Generation Costs in 2020*, IRENA, Abu Dabi.

IRENA (2021b), *World Energy Transitions Outlook: 1.5°C Pathway*, IRENA, Abu Dabi.

IRENA (2021c), *Renewable energy statistics 2021*, IRENA, Abu Dabi.

IRENA (2021d), *Reaching zero with renewables: Biojet fuels*, IRENA, Abu Dabi.

IRENA & IEA-ETSAP (2013), *Production of Bioethylene: Technology brief*, IRENA, IEA-ETSAP, Abu Dabi, París.

S. Moores (2021), “The Global Battery Arms Race: Lithium-Ion Battery Gigafactories and their Supply Chain”, www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2021/02/THE-GLOBAL-BATTERY-ARMS-RACE-LITHIUM-ION-BATTERY-GIGAFACTORIES-AND-THEIR-SUPPLY-CHAIN.pdf (consultado el 27 de septiembre de 2021).

MOVE Latam (2021), “MOVE - Movilidad eléctrica en América Latina y el Caribe”, <https://movelatam.org/>.

NISSAN (2019), “e-Bio Fuel-Cell: A fuel cell system that generates electricity from bioethanol to power a vehicle”, www.nissan-global.com/EN/TECHNOLOGY/OVERVIEW/e_bio_fuel_cell.html (consultado el 17 de noviembre de 2021).

OPS (2020), “Respuesta a los huracanes Eta e Iota - noviembre de 2020”, www.paho.org/es/respuesta-huracanes-eta-iota (consultado el 19 de noviembre de 2021).

PNUMA (2021), “Movilidad Eléctrica - Avances en América Latina y El Caribe 4ta. edición”, <https://movelatam.org/4ta-edicion/> (consultado el 19 de agosto de 2021).

Ricardo Energy and Environment (2020), “Zero-Carbon for Shipping - Propelling investment in South and Central America with hydrogen-based shipping solutions”, www.researchgate.net/publication/344554235_Zero-Carbon_for_Shipping_Propelling_investment_in_South_and_Central_America_with_hydrogen-based_shipping_fuels.

Seabra J.E.A. *et al.*, (2011), “Life cycle assessment of Brazilian sugarcane products: GHG emissions and energy use”, *Biofuels, Bioproducts and Biorefining*, Vol. 5, No. 5, pp. 519–532, <https://doi.org/10.1002/bbb.289>.

SICA (2020), “Estrategia Energética Sostenible 2030 de los países del SICA”, www.cepal.org/es/publicaciones/46374-estrategia-energetica-Sostenible-2030-paises-sica.

SNE (2020), “Lineamientos Estratégicos de la Agenda de Transición Energética 2030”, www.gacetaoficial.gob.pa/pdfTemp/29163_B/81944.pdf.

Trahey, L. *et al.*, (2020), “Energy storage emerging: A perspective from the Joint Center for Energy Storage Research”, *Proceedings of the National Academy of Sciences*, Vol. 117, No. 23, pp. 12550–12557, <https://doi.org/10.1073/pnas.1821672117>.

OMS (2021), “Concentraciones de material particulado fino (PM 2.5)”, [www.who.int/data/gho/data/indicators/indicator-details/GHO/concentrations-of-fine-particulate-matter-\(pm2-5\)](http://www.who.int/data/gho/data/indicators/indicator-details/GHO/concentrations-of-fine-particulate-matter-(pm2-5)) (consultado el 19 de agosto de 2021).

ANEXO A. RESUMEN DE LAS PRINCIPALES INICIATIVAS Y PLATAFORMAS EN CURSO IDENTIFICADAS EN CENTROAMÉRICA²⁴

<p>ESTRATEGIA DE ENERGÍA SOSTENIBLE 2030 – EES2030 (SICA)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Conjunto de acciones regionales al 2030 en los países del SICA agrupadas en 14 temas, que incluyen fuentes de <i>energía</i> (diversificación de la matriz energética: combustibles y nuevas <i>energías</i> renovables), acceso a la <i>energía</i>, integración regional, sector transporte, regulación y normalización, uso racional y eficiente de la <i>energía</i>, redes inteligentes, financiamiento e instituciones. <p>www.cepal.org/es/publicaciones/46374-estrategia-energetica-Sostenible-2030-paises-sica</p>
<p>RTCA (SICA)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Reglamento Técnico Centroamericano en materia de índices de eficiencia energética para aparatos eléctricos de alta demanda (es decir, refrigeración de espacios, refrigeración, iluminación, motores). <p>www.sica.int/download/?gofd_116071_1_26112018.pdf</p>
<p>USO RACIONAL DE LA LEÑA (SICA)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Proyecto que apoya a Guatemala, Honduras, Nicaragua y Belice en sus iniciativas nacionales para frenar el consumo de leña. <p>www.sica.int/iniciativas/usosostenibleleña</p>
<p>IMPLANTACIÓN DE ENERGÍA GEOTÉRMICA (SICA)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Proyecto regional como parte del programa de Desarrollo Geotérmico en Centroamérica, realizado en el marco de la Iniciativa Alemana sobre Tecnología del Clima (DKTI). <p>www.sica.int/iniciativas/fogeo</p>
<p>MOVE LATAM (UNEP)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Plataforma para la electromovilidad en América Latina y el Caribe. • Informes regionales del estado de la normativa, estadísticas, marcos de incentivos, recomendaciones para una mayor implantación y otros temas relacionados con la electromovilidad y la calidad del aire (cuatro ediciones). <p>https://movelatam.org</p>
<p>PROYECTOS EUROCLIMA+</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Líneas de acción en la región europea, incluidos planes y políticas, financiamiento climático, transparencia, coordinación intersectorial, multinivel y de múltiples partes interesadas, acción para el empoderamiento climático, género y grupos vulnerables. <p>https://euroclimaplus.org/en/lines-of-action/plans-and-policies</p>
<p>PROGRAMA GEOTÉRMICO (GIZ)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Promoción del desarrollo geotérmico en Centroamérica, específicamente en Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá. <p>www.giz.de/en/worldwide/78071.html</p>
<p>PLANES/ ESTRATEGIAS/ PROGRAMAS NACIONALES/ BILATERALES DESTACADOS</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Plan de Descarbonización (Costa Rica) • Caracterización de la demanda de la industria (Costa Rica) • Electromovilidad/Estrategias de movilidad sostenible (Costa Rica, Panamá) • Desarrollo del mercado de <i>energía</i> solar térmica (Panamá, El Salvador) • Índices de eficiencia energética y/o desarrollo de capacidades (Panamá, Costa Rica, El Salvador)

²⁴ Las iniciativas nacionales/bilaterales consideradas están actualmente publicadas o aprobadas.

ANEXO B. SUPUESTOS CLAVE DE COSTOS DE TECNOLOGÍA Y PRECIOS DE COMBUSTIBLES FÓSILES

Los supuestos clave para el análisis de inversión se presentan en la Tabla 16, que incluye, entre otros: costos de inversión de las principales tecnologías de electricidad renovable y gas natural, costos promedio de adquisición de tecnologías seleccionadas del sector de uso final con alto consumo de energía o impacto en la asequibilidad en la región (*por ejemplo*, vehículos y su infraestructura de carga ²⁵ costos) y los precios medios de los combustibles fósiles, utilizados principalmente en los sectores de uso final. Más aportes en términos de características técnicas o nivel de actividad que se requieren para la modelización energética estarán disponibles en línea.

Tabla 16: Supuestos clave de los costos de la tecnología y los precios de los combustibles fósiles

		2018	2030	2050	REFERENCIAS
Parámetros de generación de electricidad					
 <p>Costo de inversión en tecnología basada en energías renovables (USD/kW)</p>	Hydroeléctrica	1445	1445	1430	<ul style="list-style-type: none"> EC JRC (2017), "Cost development of low carbon energy technologies", https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC109894/cost_development_of_low_carbon_energy_technologies_v2.2_final_online.pdf
	Energía solar fotovoltaica: servicios públicos	1200	590	320	
	Energía solar fotovoltaica: generación distribuida	1400	680	375	
	Bioenergía y residuos	1500	1500	1500	
	Geotérmica	4 600	4 175	3 860	
	Eólica terrestre	1 420	1 300	1 220	
	Energía solar de concentración	7 350	5 355	4 535	
 <p>Costo de inversión en tecnología basada en combustibles fósiles (USD/MW)</p>	Gas natural (ciclo combinado)	890	890	890	<ul style="list-style-type: none"> EIA (2021), "Cost and Performance Characteristics of New Generating Technologies, Annual Energy Outlook 2021", www.eia.gov/outlooks/aeo/assumptions/pdf/table_8.2.pdf

²⁵ los cargadores privados pequeños se refieren a cargadores domésticos de típicamente 3.6 kW a 7 kW para motocicletas, automóviles y vehículos utilitarios deportivos (SUV); los cargadores públicos pequeños se refieren a cargadores de típicamente 22 kW. Los cargadores grandes privados y públicos se refieren a cargadores de <50 kW para furgonetas, minibuses, autobuses y camiones pequeños y grandes.

Tabla 16: Supuestos clave de los costos de la tecnología y los precios de los combustibles fósiles (continuación)

		2018	2030	2050	REFERENCIAS	
	Economía	Tasa de descuento	10 %	10 %	10 %	• Suposición de IRENA.
Parámetros de tecnologías de sectores de uso final						
	Costo de la tecnología residencial (USD/unidad)	Estufa de GLP	450	450	450	• Valor promedio de los datos consultados en las principales tiendas comerciales de cada país.
		Estufa eléctrica	725	725	725	
	Costos de tecnología de transporte (USD/unidad)	Motocicleta eléctrica	2 000	1 473	1 200	• Valor promedio de los datos consultados y cotizaciones solicitadas en los principales distribuidores de vehículos de cada país.
		Automóvil eléctrico	30 000	20 000	15 000	
		Vehículos utilitarios deportivos eléctricos	60 000	45 000	39 785	
		Minibús eléctrico	70 000	50 000	40 000	
		Autobús eléctrico	160 000	100 000	80 000	
		Camión pequeño eléctrico	60 000	40 000	30 000	
		Camión grande eléctrico	150 000	100 000	75 000	
	Costos de tecnología de transporte (USD/unidad)	Cargador privado pequeño	1 000	1 000	1 000	• Investigación de IRENA. Valor promedio de los datos consultados.
		Cargador público pequeño	3 000	3 000	3 000	
		Cargador grande privado y público	42 500	42 500	42 500	
		Motocicleta convencional (gasolina)	1 500	1 500	1 500	• Valor promedio de los datos consultados y cotizaciones solicitadas en los principales distribuidores de vehículos de cada país.
		Automóvil convencional (gasolina)	15 000	15 000	15 000	
		Automóvil convencional (diésel)	18 000	18 000	18 000	
		Vehículo utilitario deportivo convencional (diésel)	40 000	40 000	40 000	
		Minibús convencional (diésel)	35 000	35 000	35 000	
		Autobús convencional (diésel)	80 000	80 000	80 000	
		Camión pequeño convencional (diésel)	30 000	30 000	30 000	
		Camión grande convencional (diésel)	75 000	75 000	75 000	

Tabla 16: Supuestos clave de los costos de la tecnología y los precios de los combustibles fósiles (continuación)

		2018	2030	2050	REFERENCIAS	
Precios de los combustibles fósiles						
	Generación eléctrica (USD/TJ)	Gas natural	7 580	7 580	7 580	• Supuesto de IRENA.
	Sectores de uso final (USD/TJ)	Diésel	14 356	15 226	17 970	<ul style="list-style-type: none"> • CCHAC “Precios promedio de combustibles al consumidor en Centroamérica” (informes de 2018, 2019, 2020, 2021) • CEPAL (2020), “Centroamérica y la República Dominicana: estadísticas de hidrocarburos, 2019”. • EIA (2020), “Table 3. Energy Prices by Sector and Source”. • EIA (2021), “U.S. Natural Gas Prices”.
		Fuelóleo	10 638	10 871	15 221	
		Gasolina	15 495	14 940	18 272	
		Queroseno	15 750	17 051	22 365	
		GLP	22 755	26 051	32 443	
		Gas natural	-	9 367	9 926	

ANEXO C. REFERENCIAS DE DATOS PARA EL ANÁLISIS REMAP

El análisis de la modelización energética, las emisiones y la inversión de la región requirió la revisión de diversos documentos y bases de datos de los países, entidades regionales y organismos multilaterales, así como referencias internacionales para complementar el estudio.

MODELIZACIÓN ENERGÉTICA

Regional

ACP (2021), “Tráfico por el Canal de Panamá por segmento de mercado. Años fiscales 2020-2019”.

AMP (2021), “Venta de combustible marino a través de barcaza”

R. Berger (2017), “Fuel Cells and Hydrogen Applications for Regions and Cities Vol 1”.

CEPAL (2017), “Estadísticas del subsector eléctrico de los países del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA) 2015”.

CEPAL (2019), “Evaluación de escenarios para la formulación de la Estrategia Energética Sostenible SICA 2030”.

CEPAL (2020a), “Estrategia Energética Sostenible 2030 de los países del SICA”.

CEPAL (2020 b), “Estadísticas Sociodemográficas”. www.cepal.org/en/datos-y-estadisticas

CEPAL (2020 c), “Census Statistics - REDATAM”, www.cepal.org/en/topics/redatam.

EC JRC (2017), “Cost development of low carbon energy technologies”, p. 77.

EIA (2021), “Cost and Performance Characteristics of New Generating Technologies, Annual Energy Outlook 2021”, p. 4.

Element Energy Ltd (2019), “Hydrogen in transport: Hydrogen cars, vans and buses”.

BID (2017), “La Red del Futuro: Desarrollo de una red eléctrica limpia y sostenible para América Latina”.

IPCC. (2020), “IPCC Data on Emission Factors”, www.ipcc.ch/data/.

Kim, K. *et al.*, (2020), “A Preliminary Study on an Alternative Ship Propulsion System Fueled by Ammonia: Environmental and Economic Assessments”, *Journal of Marine Science and Engineering*, Vol. 8, No. 3, p. 183, <https://doi.org/10.3390/jmse8030183>.

MOVE (2020), “Reporte de Movilidad Eléctrica”.

OLADE (2004), “Guía M-5 Metodología de Conversión de Unidades”.

OLADE (2018), “Energy Balances”.

OLADE (2020), “Energy Outlook of Latin America and the Caribbean 2019”.

Ø. Sekkesæter (2019), “Evaluation of Concepts and Systems for Marine Transportation of Hydrogen”.

Transport & Environment (2020), “Comparison of hydrogen and battery electric trucks: Methodology and underlying assumptions”.

Banco Mundial (2021), “Sociodemographic Statistics”, <https://data.worldbank.org/>.

Belize

Ambrose Tillett, J. Locke & J. Mencias (2012), “National Energy Policy Framework”, p. 368.

BEL (2018), “2018 Annual Report - Power sector”.

K. Bunker & R. Torbert (2018), “Belize Consolidated Project Plan”, p. 134.

CASTALIA (2015), “Belize Sustainable Energy Strategy”.

CCCCC & M. Linders (2016), “Potential Study on producible Biogas and Renewable Energy from Biomass and Organic Waste in Belize”, p. 44.

EGIS (2018), “Preparation of a Comprehensive National Transportation Master Plan for Belize.pdf”.

MPSEPU (2018), “Belize - Annual Energy Statistics Report”.

SIB (2010), “Belize Population and Households Census 2010”.

PNUD (2019), “Nationally Appropriate Mitigation Action (NAMA) for Belize”.

Costa Rica

BCCR (2021), “Programa macroeconómico 2021-2022”, p. 108.

GIZ (2019), “Inventario de GEI de Refrigeración y AC para Costa Rica 2012-2016”.

Gobierno de Costa Rica (2016), “Contribución prevista y determinada a nivel nacional”, p. 19.

Gobierno de Costa Rica (2019), “Plan de descarbonización 2018 - 2050”.

ICE (2019a), “Plan de expansión de la generación 2018-2034”.

ICE (2019b), “Proyecciones de la Demanda Eléctrica de Costa Rica 2019-2040”.

MINAE (2013), “Encuesta de consumo energético nacional en el sector transporte”.

MINAE (2014a), “Encuesta de consumo energético nacional en el sector industrial”, p. 181.

MINAE (2014b), “Encuesta del consumo energético nacional en el sector comercio y servicios privados”.

MINAE (2017), “Hoja de Ruta de tecnología solar para calentamiento de agua, calefacción y refrigeración de ambientes en Costa Rica al 2030”.

MINAE (2019a), “Estudio para la caracterización del consumo energético en el sector residencial”, p. 150.

MINAE (2019b), “Plan nacional de transporte eléctrico 2018-2030”.

PEN (2018), “Diagnóstico sobre la situación del transporte y de la movilidad en Costa Rica”, 2018, p. 21.

RECOPE (2018), “Plan de descarbonización del sector transporte terrestre”, p. 92.

SEPSE (2018), “Balance Energéticos”, <https://sepse.go.cr/nuestros-productos/balances-energeticos/>.

El Salvador

CEPAL (2016), “Informe nacional de monitoreo de la EE en El Salvador”.

CNE (2010), “Caracterización de la demanda y uso final de la energía en el sector industria”.

CNE (2012), “Resumen de documento - Plan maestro para el desarrollo de la energía renovable en El Salvador”.

CNE (2018a), “Balance energético”.

CNE (2018b), “Plan indicativo de la generación de la expansión 2019-2028”.

Digestyc (2018), “Encuesta de Hogares de Propósitos Múltiples”, p. 553.

MARN (2015), “Contribución prevista y determinada a nivel nacional de El Salvador”, p. 15.

Multiconsult (2011), “Estudio de caracterización de la curva de demanda y uso final de la energía para ser aplicados al desarrollo de proyectos de eficiencia energética”, p. 47.

SIGET (2019), “Boletín de Estadísticas Eléctricas No. 21 Año 2019”.

Guatemala

CNEE (2012), “Informe de Análisis del Consumo de Electricidad”.

CNEE (2020), “Plan de expansión indicativo del sistema de generación 2020 - 2050”, p. 72.

INE (2018a), “Censo 2018 - Cuadro B4. Hogares según tipo de alumbrado, fuente principal de energía para cocinar y disponibilidad de cuarto exclusivo para cocinar”.

INE (2018b), “Censo 2018 - Cuadro C1. Tipo de vivienda y condición de ocupación”.

INE (2019), “Estimaciones y proyecciones de población a largo plazo 1950-2050”.

MEM (2014), “Política energética 2013-2027”.

MEM (2015), “Modelo de análisis de la demanda de energía Guatemala 2015 - 2050”.

MEM (2017), “Plan nacional de energía 2017 - 2032 Guatemala”.

MEM (2018), “Política Energética de Guatemala 2019 - 2050”.

MEM (2019), “Plan Indicativo de Electrificación Rural 2020 - 2032”.

MEM (2020a), “Balance energético nacional 2018”.

MEM (2020b), “Reporte final de resultados de proyecto piloto movilidad verde 2020”.

Honduras

ENEE (2019), “Proyección de la demanda de energía eléctrica 2019-2033”.

T. Faller et al (2017), “La geotermia en Honduras: diagnóstico del clima de inversión y oportunidades”.

Fundación Bariloche (2019), “Prospectiva Energética de Honduras 2017-2038”.

INE (2017), “Encuesta permanente de hogares de propósitos múltiples 2017”.

INE (2019), “Encuesta permanente de hogares de propósitos múltiples 2019”.

ODS (2019), “Plan Indicativo de Expansión de Generación 2020-2029”.

SEN (2018), “Balance Energético 2018”.

SEN (2019a), “Balance Energético 2019”.

SEN (2019b), “Informe Estadístico Anual del Subsector Eléctrico 2019”.

Nicaragua

BCN (2020), “Sector real”.

BCN (2021a), “Producto interno bruto: enfoque de la producción (en millones de córdobas de 2006)”.

BCN (2021b), “Consumo facturado de energía eléctrica por bloque económico”.

BCN (2021c), “Transporte de pasajeros”.

INIDE (2017), “Informe de vivienda: encuesta continua de hogares (ECH) 2009-2016”.

INTUR (2018), “Boletín de Estadísticas de Turismo Nicaragua 2018”.

MARENA (2018), “Contribución Nacionalmente Determinada Nicaragua 2018”.

MARENA (2021), “Contribución Nacionalmente Determinada Nicaragua 2020”.

MEM (2017a), “Programas y Proyectos Nacionales”.

MEM (2017b), “Programas y Proyectos Regionales”.

MEM (2020), “Balance Energético Nacional 2019”.

MEM (2021), “Gráfico cobertura eléctrica enero-2021”.

MTI (2014), “El Proyecto para el Estudio del Plan Nacional de Transporte en la República de Nicaragua”.

MTI (2019), “Anuario de Aforos de Tráfico 2018”.

Panamá

ETESA (2020), “Tomo II_Plan Indicativo de Generación 2019-2033”.

INEC (2010), “Cuadro 1. Estimación de la población total en la República según área, sexo y grupos de edad, años 2000-10”.

MiAmbiente (2016), “Contribución Nacionalmente Determinada a la Mitigación del Cambio Climático (NDC) de la República de Panamá ante la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC)”.

MiAmbiente (2020), “Contribución Determinada Nacional de Panamá (CDNI) Primera actualización diciembre 2020”.

PNUD (2020), “Evaluación Económica Inicial Covid19 y el Alcance de las Opciones de Política en Panamá”.

SNE (2016a), “Guía de Construcción Sostenible”.

SNE (2016b), “Plan Energético Nacional 2015-2050”.

SNE (2019a), “4-CEE-1970-2019-DE-Distribución-Eléctrica”.

SNE (2019b), “Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica”.

SNE (2019c), “Guía manual del programa de etiquetado de Eficiencia Energética”.

SNE (2020a), “Balances de Energía 1970-2019”.

SNE (2020b), “Lineamientos Estratégicos de la Agenda de Transición Energética 2030”.

Termosolar Panamá (2020), “Análisis del potencial de desarrollo del mercado de calentadores solares de agua en Panamá”.

UNEP (2021), “The energy transition as a key driver of the COVID-19 economic recovery in Panama”.

ANÁLISIS DE INVERSIONES

BUN-CA (2013), “Estufas mejoradas de leña en Centroamérica: detonando los mercados”.

CCHAC (2018), “Precios promedio de combustibles al consumidor en Centroamérica: SP-ESA-CCHAC-01-2018”.

CCHAC (2019), “Precios promedio de combustibles al consumidor en Centroamérica: SP-ESA-CCHAC-51-2019”.

CCHAC (2020), “Precios promedio de combustibles al consumidor en Centroamérica: PPT-NIC-CCHAC-25-2020”.

CCHAC (2021), “Precios promedio de combustibles al consumidor en Centroamérica: PPT-Costa Rica-CCHAC-20-2021”.

CEPAL (2020), “Centroamérica y la República Dominicana: estadísticas de hidrocarburos, 2019”.

EIA (2020), “Tabla 3. Energy Prices by Sector and Source”.

EIA (2021), “U.S. Natural Gas Prices”.

ETSAP (2010), “Geothermal Heat and Power”.

D. Hall y N. Lutsey (2019), “Estimating the infrastructure needs and costs for the launch of zero-emission trucks”.

D. Hall and N. Lutsey (2020), “Electric vehicle charging guide for cities”.

Hydrogen Council (2020), “Path to hydrogen competitiveness - A cost perspective”.

C. Razo et al. (eds.) (2007), “Producción de biomasa para biocombustibles líquidos: el potencial de América Latina y el Caribe”, Naciones Unidas, CEPAL, Unidad de Desarrollo Agrícola, Div. de Desarrollo Productivo y Empresarial.

World Bank (2013), “¿Qué hemos aprendido del uso de biomasa para cocinar en los hogares de Centroamérica?”.

World Bank (2019), “Green your bus ride: Clean buses in Latin America”.

R. A. Yépez-García y F. J. Anaya (2017), “La nueva opción energética: Gas natural para Centroamérica”, Banco Interamericano de Desarrollo.

ZEBRA (2020), “Accelerating a market transition in LAC: New business models for e-bus deployment”.



© IRENA 2022

www.irena.org