ESTADO DE LA NACIÓN

Informe Estado de la Nación en Desarrollo Humano Sostenible 2026

Investigación

Patrones e implicaciones del uso de la energía para la sostenibilidad ambiental y el desarrollo humano de Costa Rica

Investigadores:
Víctor Bazán
Daniella Carranza-Zamora

San José | 2026

CONSEJO NACIONAL DE RECTORES
UNIVERSIDADES PÚBLICAS POR LA NIÑEZ Y ADOLESCENCIA 2026
PROGRAMA ESTADO DE LA NACIÓN

333.7071
B422-p

Bazán, Víctor
Patrones e implicaciones del uso de la energía para la sostenibilidad ambiental y el desarrollo humano de Costa Rica / Víctor Bazán, Daniella Carranza-Zamora. -- San José, C.R. : PEN, 2026.
1 recurso en línea (60 páginas): archivos de texto PDF, 500 KB

ISBN 978-9930-667-28-6
Investigación para el Informe Estado de la Nación en Desarrollo Humano Sostenible 2026 (no. 32)

1. POLÍTICA AMBIENTAL. 2. GESTIÓN AMBIENTAL. 3. MEDIO AMBIENTE. 4. DESARROLLO SOSTENIBLE. 5. COSTA RICA. I. Carranza-Zamora, Daniella. II.Título.

Información de las personas autoras:

Víctor Bazán. https://orcid.org/0000-0002-4891-0527

Daniella Carranza-Zamora. https://orcid.org/0009-0001-0542-2427

Esta obra se comparte bajo la licencia Reconocimiento – No Comercial – Compartir Igual (CC-BY-NC-SA)

Permite usar una obra para crear otra obra o contenido, modificando o no la obra original, siempre que se cite al autor, la obra resultante se comparta bajo el mismo tipo de licencia y no tenga fines comerciales

Índice

Descargo de responsabilidad 4
Resumen 4
Palabras clave....5
Principales hallazgos 6
Introducción....8
Situación Nacional 12
Sectores combustibles.... 12
Evolución del sector eléctrico y su situación actual.... 22
La evolución jurídica 23
El estado actual 35
Reestructuración del sector eléctrico 37
Sector eléctrico actual en armonía con la naturaleza 45
Retos al sistema energético nacional.... 46
Sistema nacional de combustibles bajo el contexto actual del conflicto en Medio Oriente y Asia 46
Contexto actual regional 48
Sistema Eléctrico Nacional y El Niño-Oscilación del Sur (ENSO) 51
Fuentes de información, construcción de indicadores y retos de la investigación 54
Conclusiones.... 56
Referencias bibliográficas.... 60
Anexos.... 67
Anexo 1 Descripción metodológica para la creación de los indicadores energéticos 67
Parque nacional de vehículos 74
Emisiones de gases.... 75
Emisiones evitadas por la operación de vehículos eléctricos.... 75

Descargo de responsabilidad

Esta investigación se realizó para el *Informe Estado de la Nación 2026*. El contenido es responsabilidad exclusiva de su autor, y las cifras pueden no coincidir con las consignadas en el capítulo respectivo, debido a revisiones posteriores. En caso de encontrarse diferencia entre ambas fuentes, prevalecen las publicadas en el Informe.

Resumen

Costa Rica se presenta a nivel internacional como un país cuyos intereses se alinean con un matiz “verde”: una imagen externa que busca proyectar una agenda en función de la protección de la naturaleza, el uso de energías limpias y la mitigación del cambio climático. Prueba de esto, entre otros, son los objetivos establecidos por el Plan de Descarbonización, cuya meta a largo plazo es tener emisiones netas cero para el año 2050. Sin embargo, los patrones de consumo de energía actual son los de un país que solamente busca desarrollar su economía de forma acelerada, resultando en un modelo energético que reactivo al crecimiento económico y no planificado como en las aspiraciones propuestas en el papel: 69,3 % de la energía consumida proviene directamente de fuentes fósiles importadas, 22,4 % está representada por electricidad (producida con un 98,7 % proveniente de fuentes renovables) y 8,3 % de biomasa. El consumo mayoritario de hidrocarburos se centra en resolver las necesidades de transporte nacional, que, a pesar de haber incentivos para la compra de vehículos eléctricos, estos solo representan un 2,3 % de la flota vehicular actual. No obstante, el verdadero problema yace en la ausencia de acciones que resuelvan el deterioro en el uso del transporte público, el cual progresivamente se muestra una reducción es su uso (la caída de usuarios se mantiene en 5,5 % anual), así como la falta de medidas en la modalidad del tren, lo cual ha promovido la migración de pasajeros a uso de vehículos particulares para resolver su necesidad de movilización; esto conlleva a que el sector transporte terrestre actualmente represente el 75 % de todas las emisiones por la quema de combustibles fósiles en el país, predominando el consumo de diésel, gasolina, y gas licuado de petróleo. A nivel mundial, los efectos de la combustión de derivados de petróleo ya se están relacionando a enfermedades neuropatológicas, y aunque en Costa Rica aún no se ha investigado esta correlación a fondo, sí

ya existe un paralelismo entre los egresos hospitalarios por enfermedades crónicas, cardiovasculares y respiratorias con el comportamiento de las emisiones de CO2 equivalente del sector transporte.

En el caso del sector eléctrico, históricamente ha estado ligado a las políticas de gobierno del momento, el cual se ha visto afectado por decisiones que han encaminado al servicio por veredas benefactoras o liberales que han chapado su modelo. Actualmente, su estructura mantiene su tinte solidarista y verticalmente integrado, con la participación mixta de empresas en los extremos de la estructura vertical, el cual ha permitido que el 99.4 % del país mantenga una cobertura eléctrica estable producida mayoritariamente con energía renovable. Este acceso al consumo de energía ha sido clave para mantener las brechas de la pobreza multidimensional bajas, aunque sigue estando estrechamente relacionada con las zonas menos electrificadas, las cuales presentan hasta un 18.1 % con personas en esta situación. Este año, el modelo energético se está enfrentando a posibles cambios en su paradigma: modificar el mercado del sector generación y crear un mercado de venta de energía entre operadores o seguir la misma fórmula de los últimos 77 años. En todo caso, Costa Rica está por confrontar dos complicaciones ajenas que afectarán sus patrones de consumo: los efectos del conflicto bélico entre en Asia Occidental y los impactos del cambio climático con un fenómeno del Niño intenso, los cuales tiene fuertes repercusiones tanto en los precios de los combustibles fósiles y en la producción de energía renovable cuya matriz depende de fuentes hídricas mayoritariamente, los cuales generan el desafío de garantizar que el país mantenga un acceso ininterrumpido y asequible a fuentes de energía en estrés, para cubrir los servicios que requiere la nación.

Palabras clave

Costa Rica, patrones de consumo, seguridad energética, combustibles fósiles, electricidad, energías renovables, disrupción de flujos energéticos, eventos climáticos extremos.

Principales hallazgos

El país mantiene la senda de alta dependencia de combustibles fósiles para satisfacer sus necesidades energéticas y prestar los servicios que requiere la sociedad y las actividades económicas. Un 69 % de la energía que consume el país es resuelta por la quema de combustibles fósiles importados. De estos últimos, el 73,8 % corresponden a las gasolinas y diésel, que se utilizan principalmente para satisfacer el servicio de movilidad nacional, tanto de pasajeros como de carga. Esto lo que indica es que el país no ha modificado su estructura ni el modelo de planeamiento para reducir la alta dependencia de energéticos foráneos y su consumo se mantiene al alza. Por ejemplo, las gasolinas (RON 95 y RON 91) incrementaron su consumo en un 3,4 % con respecto al año anterior, mientras que el consumo de diésel creció un 5,7 % para ese mismo periodo. Si bien, durante el 2025, se importó cerca de 1 000 000 de barriles menos de derivados de petróleo líquidos con respecto al 2024, esta reducción se debió principalmente a que se importó 1 000 000 de barriles menos de combustible residual para la generación eléctrica (Fueloil o búnker térmico 2) que utiliza el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) para respaldar el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Este crecimiento en combustibles importados va de la mano con el crecimiento de la flota vehicular; durante el 2025, se estima que existen 1.342.020 automóviles particulares y 738.000 motocicletas en circulación, presentando un crecimiento de aproximadamente 90.000 automóviles y otras 90.000 motocicletas adicionales en el parque vehicular nacional, aproximadamente un 7 % y un 12 % de crecimiento interanual, respectivamente. Si bien existe un importante crecimiento en el parque de vehículos eléctricos, este 2025 se incorporaron 10.281 automóviles eléctricos nuevos al parque vehicular y existe, al mismo período, registrados 28.881 automóviles eléctricos, estos aún representan una pequeña fracción del parque total de vehículos particulares, aproximadamente un 2,3 %. Este incremento del parque de vehículos eléctricos implica una diversificación de las fuentes de energía que alimentan la flota vehicular, el problema es el modelo nacional adoptado donde el parque de vehículos particulares sigue aumentando para satisfacer la necesidad de movilidad, mientras que la infraestructura vial actual no está diseñada para la cantidad de vehículos que ingresan y la aparente solución es crear más carreteras para acomodar la cantidad de vehículos nuevos,

resultando en asignar presupuesto estatal para su construcción, pero paralelamente existe un deterioro sistemático en el transporte público.

En el 2025, se mantiene la tendencia en la reducción de pasajeros totales que utilizan el servicio de autobús; para este año se registra una pérdida de 5,5 % pasajeros menos que en el año anterior, cifra similar a la registrada durante el 2024 cuando se presentó una disminución de un 6,6 % menos pasajeros interanual. Además, para diciembre del 2025, se reportan 194 operadores laborando en el país, 6 menos que en diciembre del 2024, y para abril de 2026 la cifra cae a 180 operadores en total. Un panorama similar ocurre con el servicio del tren, al año pasado se transportaron 3 571 167 pasajeros, un 3 % menos de lo que se transportó durante el 2024. Las rutas que redujeron su número de pasajeros fueron Heredia-Est. Atlántico-U Latina, Pavas-Curridabat-CFIA y Alajuela-Heredia con una reducción de un 6,8 %, 7,6 % y 12,3 %, respectivamente, mientras que las rutas de Cartago-San José y Belén-San José incrementaron el número de pasajeros entre un 0,9 % y 19,6 %, respectivamente.

Finalmente, en el caso del sector eléctrico se tiene que la generación eléctrica nacional, contabilizando todas las fuentes centralizadas y la generación distribuida, durante este 2025 presentó un incremento del 5,9 %; alcanzando una generación bruta de 13 570 GWh, con una renovabilidad de las fuentes usadas para generar electricidad de un 98,7 %, además se logra en este período realizar una exportación de energía con el Mercado Eléctrico Regional (MER) de 510,8 GWh, alcanzando la cuarta posición de mayor exportación de electricidad en los últimos diez años. Por otro lado, la demanda eléctrica nacional del SEN creció 1,6 %, si bien un crecimiento menor al presentado el año anterior del 4,1 %, este se mantiene positivo indicando que se mantiene el crecimiento en el consumo eléctrico por parte del país. Por otro lado, la cobertura eléctrica se mantuvo en 99.4 % de hogares con acceso a la red centralizada. Sin embargo, a pesar de la presencia de generación distribuida en la red, las reglas para la implementación de esta han tenido una serie de desaciertos que generan incertidumbre en los interesados de implementar esta tecnología, provocando una desincentivo su uso.

Además, el país sigue sumergido en el debate entre una modificación del sector generación para beneficiar una mayor apertura a favor de la participación de actores privados en un mercado de energía sin la figura de comprador único o considerar fortalecer el modelo actual para que se enfrente a los desafíos futuros, donde la tendencia implícita es beneficiar a los grandes compradores de energía sobre los pequeños consumidores que integran los sectores residenciales y comerciales.

Con este panorama, se mantienen los patrones de uso e incremento de consumo de los energéticos disponibles en el país, se da como resultado una constante emisión de gases contaminantes a la atmosfera. Para este 2025, se estiman unas 9712 Gg de CO_2 emitidas a la atmosfera por la quema de combustibles fósiles, si bien esto representa un 4,6 % de reducción con respecto a las emisiones registradas durante el 2024, se atribuye mayoritariamente a la reducción en la generación termoeléctrica que se presentó el año pasado. Si se elimina a la generación termoeléctrica dentro de la contabilidad de emisiones por la quema de combustibles, durante el 2025 más bien se presenta un incremento de 4,7 % en emisiones de CO_2 equivalentes relacionadas a la combustión de derivados de petróleo. Por otra parte, el 75 % de todas las emisiones por la quema de combustibles fósiles, son atribuibles a la quema directa de los combustibles diésel, gasolinas y GLP, principales combustibles utilizados por el sector transporte. Esto es extremadamente preocupante, ya que indica que la atmosfera está recibiendo una muy alta carga de contaminantes causantes del cambio climático y de una serie de enfermedades que afectan tanto la salud humana como la de toda la naturaleza del país.

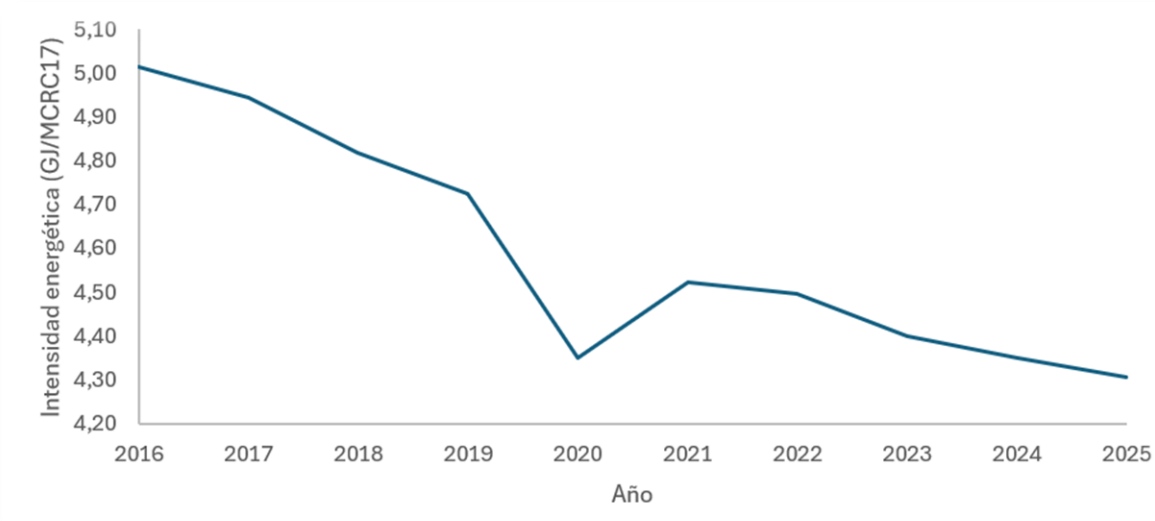
Introducción

Si bien es conocido que la energía es fundamental para el desarrollo socioeconómico de las naciones y que la disponibilidad y el acceso a esta y a sus fuentes son particularmente esenciales para la reducción de la pobreza y la mejora continua del nivel de vida, es necesario actualizar esta idea para comprender que la energía es el resultado de las decisiones sobre las posibilidades materiales para acceder a recursos energéticos naturales (energía primaria), pero sobre todo, del modelo, las políticas y la tecnología a utilizar para prestar los servicios que requiere la población y el desarrollo económico de las naciones. De esta forma, es más sencillo

entender el resultado de los patrones de consumo de los energéticos en una región y cómo naciones con similares características pueden tener matrices energéticas distintas.

Durante el 2015, Costa Rica se comprometió a tomar medidas contra los efectos del cambio climático al 2030, y en el 2019 reafirmó su dirección hacia una economía moderna, verde y libre de emisiones para el 2050 con el establecimiento del Plan Nacional de Descarbonización. Al mismo tiempo, en el 2015, la Organización de Naciones Unidas estableció el objetivo 7 de Desarrollo Sostenible para garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna. Sin embargo, este compromiso hacia una transición energética, la cual, según la PNUD (2025), se define como un cambio transformador en la forma de producir, distribuir y consumir energía, se aleja mucho de los patrones de consumo actuales, los cuales, aunque sí logran satisfacer las necesidades de la población y el crecimiento de la economía, no lo hace de forma eficiente ni se alinean con las metas establecidas para acelerar la adopción de sistemas energéticos basados en fuentes renovables. Esto último se aprecia en la evolución de la intensidad energética del país, indicador que mide cuánta energía se necesita para producir una unidad de riqueza o valor económico (Producto Interno Bruto en este caso), en los últimos 10 años esta viene en una reducción progresiva (excepto durante la pandemia) aun cuando el país consume más energía cada año Lo que supone que Costa Rica ha priorizado el crecimiento de la producción sin realmente velar por la fuente que utiliza ni la forma más eficiente de usarla. En el gráfico 1, se puede apreciar cómo ha sido el comportamiento de la intensidad energética en la última década.

Gráfico 1
Intensidad energética nacional, por fuente. 2016-2025



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de los indicadores energéticos PEN 2025 y datos del BCCR.

Actualmente, en el país, el servicio que más consume energía es el servicio de movilidad de pasajeros y carga, sector transportes nacional, el cual utiliza el 57 % de las fuentes energéticas (energía secundaria) para consumo final del país. Esto implica que menos de la mitad de la energía secundaria es empleada para satisfacer todos los servicios que requieren la industria, el comercio, el sector agropecuario y el sector residencial. Además, si se desglosa el sector transportes, se encuentra que el 52 % de la energía que consume se asigna al transporte particular (incluye automóviles particulares y motocicletas) nacional, el 38 % de esa energía se usa para el transporte de carga nacional, solamente un 6 % se utiliza en el transporte colectivo de pasajeros (público) y el restante se utiliza en otras modalidades de transporte. Este patrón de consumo se explica y es el resultado del crecimiento acelerado de la flota vehicular nacional, especialmente la de automóviles particulares y motocicletas; de este modo, implícitamente el país ha tomado la decisión de promover el uso de vehículos particulares sobre otras formas de transporte colectivo, lo cual resulta en una alta dependencia de las importaciones de derivados y en la generación de emisiones contaminantes a la atmósfera.

En el otro extremo, los servicios que utilizan la electricidad como fuente de energía usada en todos los sectores del país (incluidos transportes) son proveídos por una generación eléctrica que, en su mayoría, se realiza a partir de recursos naturales nacionales y renovables; aunque, en períodos de eventos climáticos extremos, esta renovabilidad tienda a bajar, debido a que se tiene que recurrir a utilizar más las fuentes fósiles para cubrir con las necesidades que demanda el país. Aun así, su tasa de renovabilidad es de las más altas a nivel mundial.

Al mismo tiempo, la demanda eléctrica de energía muestra un patrón de continuo crecimiento, principalmente impulsada por los sectores residencial, comercio y servicios, e industrial. Esto implica que el crecimiento de la generación eléctrica debe de ser planificado de forma que, en la medida de lo posible, se logre mantener la alta renovabilidad del sistema y se satisfagan las necesidades de los consumidores nacionales. Además de que pueda superar los cada vez más recurrentes eventos climáticos extremos que el país enfrenta. No obstante, actualmente el sector eléctrico enfrenta un nuevo reto sobre su conformación actual, porque se debate entre una modificación de la estructura actual del mercado eléctrico nacional, donde se permitiría la entran en la escena de múltiples actores en la cadena de comercialización de la electricidad, modificando las reglas actuales y cambiando el esquema en cómo se planifica este.

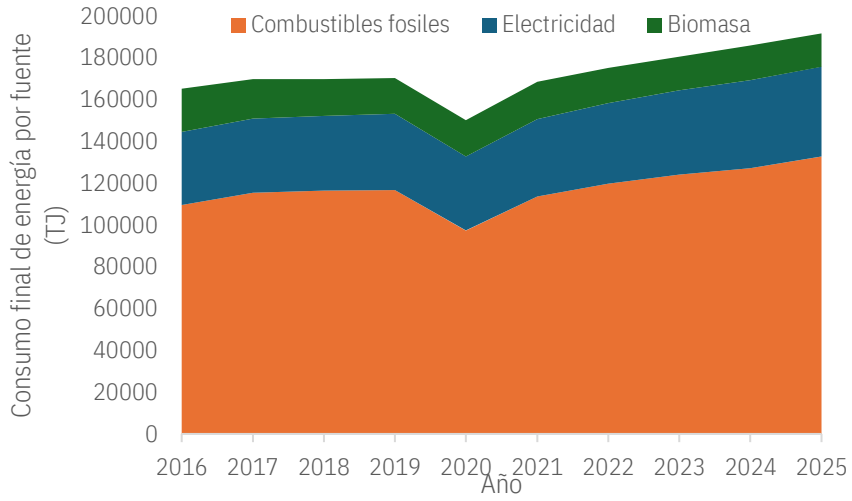
Finalmente, ya no solo hay que preocuparse por el impacto en el uso de los combustibles fósiles en el medio ambiente, sino que hay que ir planeando cómo, con los escasos recursos energéticos que se tienen disponibles, se pueden brindar los servicios que se requieren. Esto es relevante, especialmente hoy, cuando se presenta una importante disrupción en el flujo de los energéticos a nivel internacional y cómo esto afecta el acceso y la asequibilidad a la energía en múltiples regiones del mundo de forma inmediata y en regiones como la nuestra de forma más tardía. Además de los cada vez más recurrentes eventos climáticos extremos que sufrimos, tal como el evento de El Niño pronosticado para este 2026-2027.

Situación Nacional

Sectores combustibles

El país ha generado un modelo de desarrollo que lo ha hecho altamente dependiente de derivados de petróleo y otros combustibles fósiles para satisfacer las necesidades energéticas nacionales. Por lo tanto, cualquier disrupción en el flujo de suministro de estos energéticos hacen que los servicios de transporte y demás encadenamientos relacionados con estos se vean afectados de forma directa. Por ejemplo, Costa Rica, durante el 2025, consumió alrededor de 192 000 TJ de energía, representando un incremento de 3,1 % con respecto al año anterior, lo que equivale a 6 000 TJ más en ese año. Del total de esta energía, el 69 % proviene directamente de fuentes fósiles que son importadas, ya que el país no extrae estos recursos en su territorio. Un 22 % de la energía consumida es electricidad, la cual se generó en ese año en un 98,7 % por fuentes renovables nacionales y solamente un 8 % proviene de biomasa nacional usada principalmente en algunas industrias para servicios térmicos y en mucha menor medida para la cocción en el sector residencial y servicios. En el gráfico 2, se muestra el patrón de consumo de energía nacional en los últimos diez años, donde la principal fuente son los combustibles fósiles, patrón que no se ha logrado modificar y mantiene el crecimiento en el consumo total de energía en alrededor de un 3 % anual.

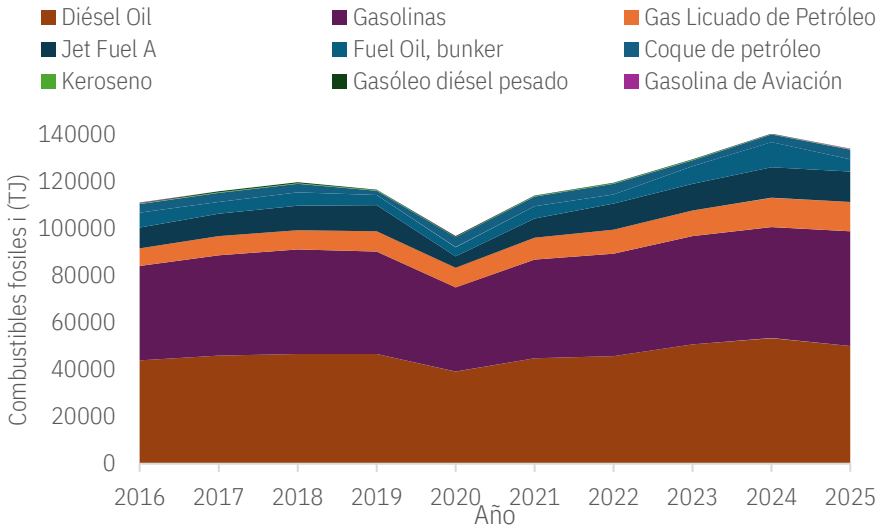
Gráfico 2
Consumo final total de energía, por fuente. 2016-2025



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de los indicadores energéticos PEN 2025.

La distribución del consumo de combustibles fósiles se observa en el gráfico 3, donde se aprecia, a simple vista, que las gasolinas y el diésel son los principales componentes del combustible importado al país. El 75 % de la importación de combustibles fósiles son usados para satisfacer las necesidades de movilización terrestre de pasajeros y carga a nivel nacional. Solamente el 10 % del total de combustibles son destinados para abastecer a los aviones que llegan al país y otros 7,4 % viene en la forma de Gas Licuado de Petróleo para ser usado en aplicaciones térmicas en todos los sectores nacionales, principalmente aplicaciones térmicas y cocción, entre otros. El restante 5 % son combustibles que se usan directamente en la industria para aplicaciones de calor como calderas u hornos.

Gráfico 3
Consumo de combustibles en Costa Rica, por tipo. 2016-2025



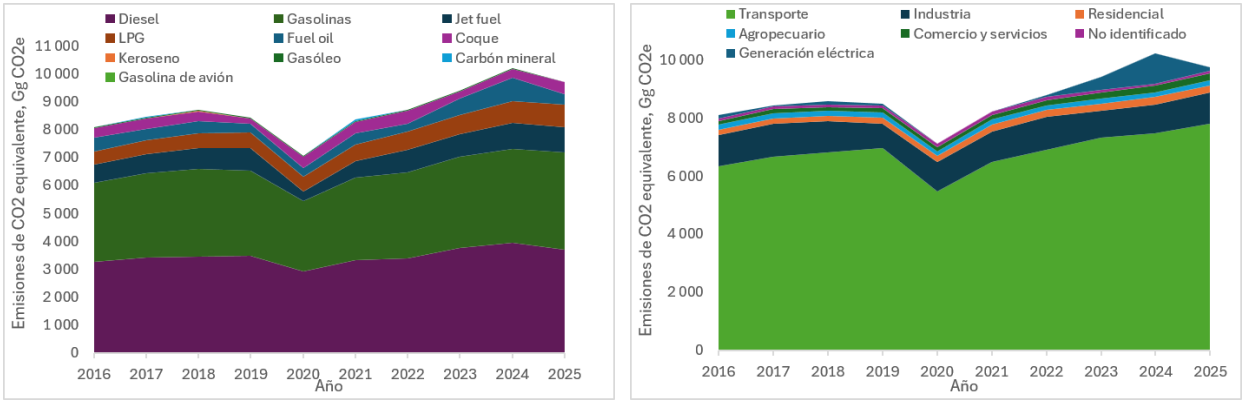
Fuente: Elaboración propia a partir de los indicadores energéticos PEN y datos administrativos de Recope, 2025 y Hacienda, 2025.

Paralelo a lo anterior, los resultados del crecimiento en el consumo de gasolinas y diésel son consecuentes con el crecimiento de parque vehicular del país; durante el año pasado se mantuvo el crecimiento de la flota vehicular particular con 90 000 vehículos más en el parque nacional. Si bien el 11,4 % de estos vehículos agregados al parque fueron eléctricos, la relación del total de vehículos particulares eléctricos con el total de vehículos del parque es de solo un 2,3 %. Es por esto por lo que las emisiones de gases contaminantes se mantienen altas. Se estiman, usando entre otros los factores de Emisión GEI del IMN, que durante el 2025 se emitieron alrededor de 9712 Gg de CO_2 equivalente a la atmósfera por la quema de

combustibles; si bien esto representa un 4,6 % de reducción con respecto a las emisiones registradas durante el 2024, se atribuye a la reducción en la generación termoeléctrica que se presentó el año pasado.

Por otro lado, si se elimina a la generación eléctrica dentro de la contabilidad de emisiones por la quema de combustibles, durante el 2025, más bien se presenta un incremento de 4,7 % en emisiones de CO2 equivalentes. Por otra parte, el 75 % de todas las emisiones por la quema de combustibles fósiles son atribuibles a la quema directa de los combustibles diésel, gasolinas y GLP usados en el sector transporte terrestre. Ahora bien, al contabilizar todos los combustibles que se utilizan en el sector transporte, sin discriminar transporte aéreo internacional, esta proporción sube a un 80 % de las emisiones por la quema total de los combustibles derivados de petróleo. En el gráfico 4, se puede apreciar tanto las emisiones por tipo de combustibles como por sector donde se quema.

Gráfico 4
Emisiones relacionadas con la combustión de derivados de petróleo y sectores responsables del uso de estos combustibles



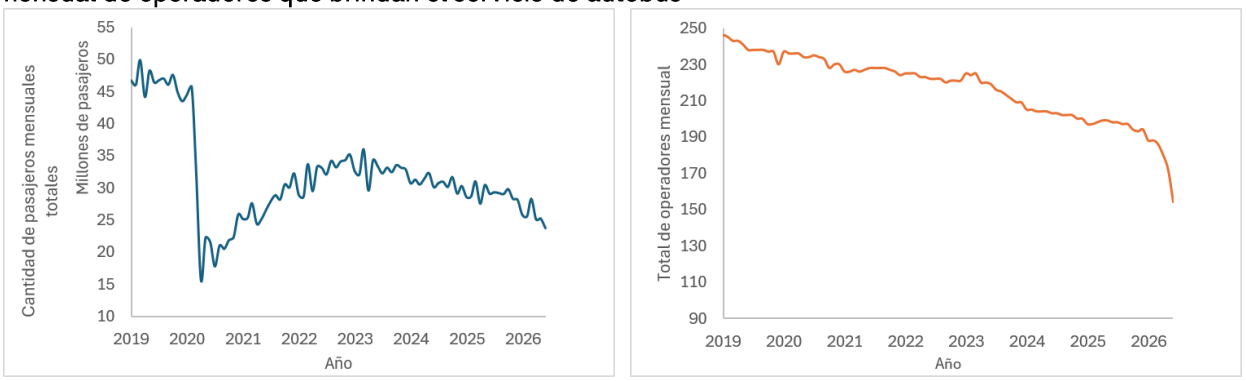
Fuente: Elaboración propia a partir de los indicadores energéticos PEN 2025 y datos de Recope.

El crecimiento del parque vehicular eléctrico evitó, al utilizar las condiciones promedio de un vehículo de combustión, aproximadamente 101 Gg de CO2 equivalente a la atmósfera. Si bien, esto se aprecia como un avance en dirección a la descarbonización, los esfuerzos no son los suficientes para generar un cambio en el patrón de emisiones que el país realiza. La promoción nacional al uso de vehículos particulares para satisfacer las necesidades de movilización y el deterioro progresivo en conjunto con la no actualización de los sistemas de transporte colectivo están haciendo que este último tienda a desaparecer. Por ejemplo, en el 2025 se mantiene la

tendencia en la reducción de pasajeros totales que utilizan el servicio de autobús, mientras que para este año se registra una pérdida de 5,5 % pasajeros, cifra similar a la registrada durante el 2024 cuando se presentó una disminución de un 6,6 % menos pasajeros y para abril de este año se reporta 25.068.673 pasajeros transportados, cerca de la misma cantidad de pasajeros que se transportaron en diciembre del 2020 durante el período de pandemia con las todas las restricciones existentes del momento. Además, para diciembre del 2025 se reporta 180 operadores laborando en el país, 14 menos que en diciembre del 2024, y para abril de 2026. esta cifra cae a 175 operadores en total. En el gráfico 5, se observa la evolución del número de pasajeros que utilizan el servicio de autobuses y la cantidad de operadores de autobús a nivel nacional.

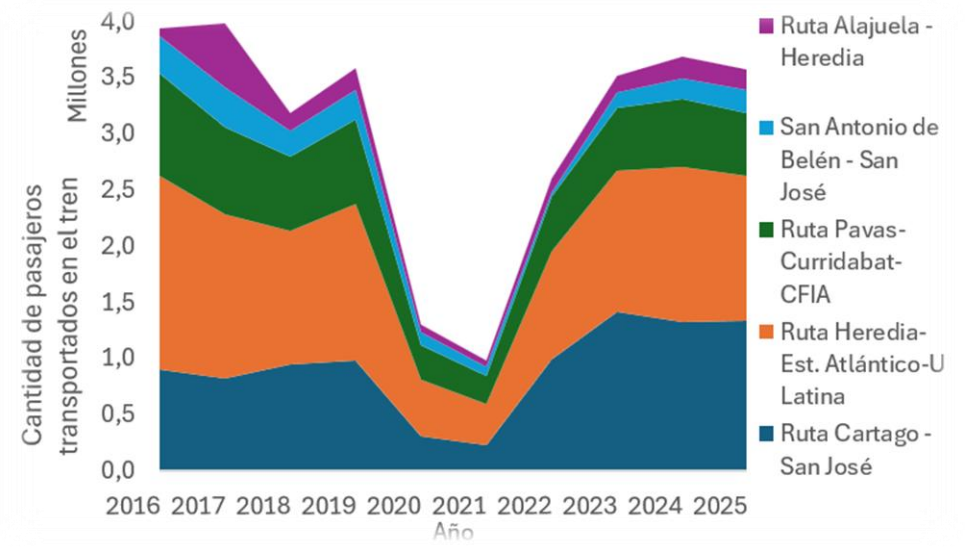
Un panorama similar ocurre con el servicio del tren, al año pasado se transportaron 3 571 167 pasajeros, un 3 % menos de lo que se transportó durante el 2024. Las rutas que redujeron su número de pasajeros fueron Heredia-Est. Atlántico-U Latina, Pavas-Curridabat-CFIA y Alajuela-Heredia con una reducción de un 6,8 %; 7,6 % y 12,3 %, respectivamente, mientras que las rutas de Cartago-San José y Belén-San José incrementaron el número de pasajeros entre un 0,9 % y 19,6 %, respectivamente. En el gráfico 6, se encuentra la evolución del número de pasajeros que utilizan el servicio colectivo del tren.

Gráfico 5
Cantidad mensual total de pasajeros movilizados por el servicio de autobuses a nivel nacional y número mensual de operadores que brindan el servicio de autobús



Fuente: Datos Aresep.

Gráfico 6
Cantidad de pasajeros que utilizan las 5 rutas disponibles del tren. 2016-2025

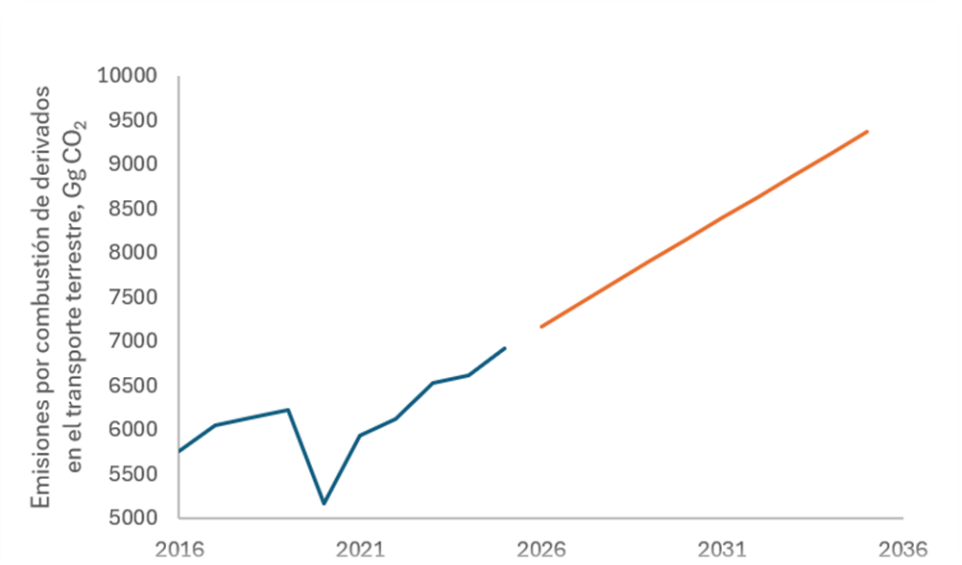


Fuente: Datos Incofer-MOPT.

Como se ha visto en años anteriores, Bazán-Salazar (2024) y (2025), la tendencia de crecimiento general en las emisiones sigue invariantes, lo cual pone en riesgo el cumplimiento de los compromisos internacionales con respecto a la mitigación de gases de efecto invernadero, por ejemplo, si se realizan proyecciones de las emisiones del transporte nacional, utilizando como datos las emisiones registradas del 2021 al 2025 (esto con el fin de eliminar datos atípicos registrados por la pandemia y como lo muestra el gráfico 7), y si se realiza una simple regresión lineal se proyecta que, para el 2030 el transporte nacional llegaría a emitir 8144 Gg de CO2. Al utilizar la información de la última publicación del Inventario Nacional de Gases Efecto Invernadero (Gobierno de Costa Rica, 2024) se tiene que para el 2021 el sector transporte representó el 48 % de las emisiones totales netas del país, por lo tanto, si se asume que la relación de emisiones del 2021 se mantiene para todo el horizonte de proyección, en el 2030 se estarían emitiendo aproximadamente 16 928 Gg de CO2 a la atmósfera. Lo cual es un 49 % mayor a las 11 380 Gg de CO2 netas propuestas para el 2030 en la Contribución Nacionalmente Determinada 2025-2035 (Gobierno de Costa Rica, 2025). Claramente, este es un ejercicio muy simplista donde se asumen que se mantienen las relaciones de emisiones existentes del 2021 y no se registran los avances en mitigación tal como la electromovilidad entre otras. Pero, debido al corto período de acción que se tiene, al crecimiento del parque vehicular por combustión interna, a la creciente importación de derivados de petróleo

destinados para los motores de combustión y el acelerado abandono en el uso del transporte colectivo (público) por el transporte individualizado (particular), no se puede dejar de alertar sobre este posible incumplimiento de la CND 2025—2035.

Gráfico 7
Emisiones generadas por el transporte nacional y proyección al 2035



Fuente: Datos propios a partir de los indicadores energéticos PEN 2025, Recope 2025 e IMN 2025.

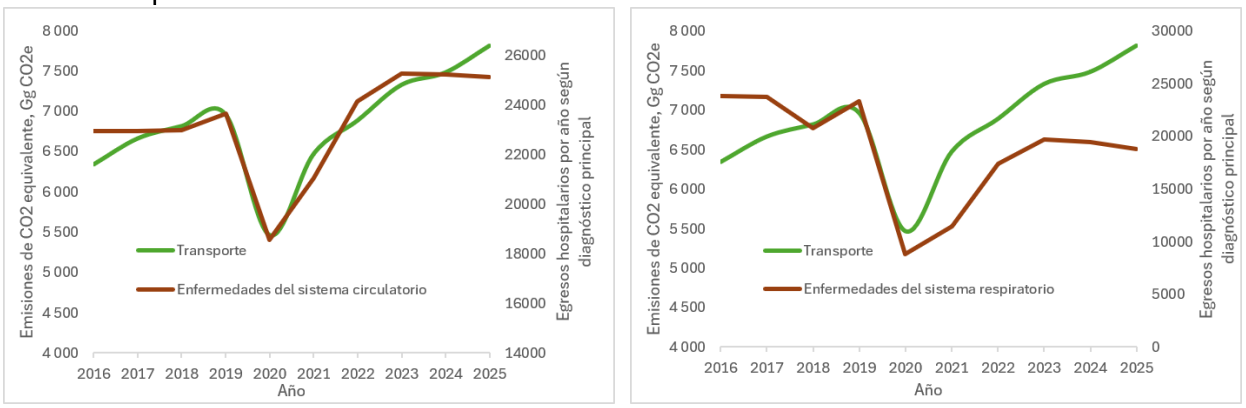
Pero la quema de combustibles fósiles no solo tiene como consecuencia la emisión de gases de efecto invernadero, el principal riesgo son los gases contaminantes de vida corta —contaminantes criterio como ozono, monóxido de carbono, dióxido de azufre, dióxido nitrógeno, plomo y partículas suspendidas (PM2.5 y PM10)— que afecta directamente la salud de la población, la vegetación y la naturaleza alrededor de donde se consume los combustibles.

De acuerdo con la Organización Mundial de Salud (WHO, 2021), la carga mundial de morbilidad asociada a la exposición a la contaminación atmosférica tiene un impacto devastador en la salud humana a nivel mundial: se estima que la exposición a la contaminación atmosférica causa millones de muertes y la pérdida de años de vida saludable cada año. La OMS indica que actualmente existe un conjunto de pruebas mucho más sólido que demuestran cómo la contaminación atmosférica afecta a diferentes aspectos de la salud, incluso a concentraciones más bajas de lo que se creía anteriormente. Los expertos calculan que la carga de morbilidad atribuible a la contaminación atmosférica es comparable a la de otros riesgos importantes para

la salud a nivel mundial, como la mala alimentación y el tabaquismo, reconociendo a la contaminación atmosférica como la mayor amenaza ambiental para la salud humana.

Para el caso reciente de Costa Rica, se tienen los diez informes técnicos de calidad del aire elaborados por el Instituto Meteorológico Nacional durante el 2025 (Gobierno de Costa Rica, enero de 2025), (Gobierno de Costa Rica, febrero de 2025), (Gobierno de Costa Rica, marzo de 2025), (Gobierno de Costa Rica, abril de 2025), (Gobierno de Costa Rica, mayo de 2025), (Gobierno de Costa Rica, junio de 2025), (Gobierno de Costa Rica, julio de 2025), (Gobierno de Costa Rica, agosto de 2025), (Gobierno de Costa Rica, septiembre de 2025) y (Gobierno de Costa Rica, octubre de 2025), donde se presentan que los niveles de PM2.5 superaron los 25 µg/m³ en días específicos, incluso superando los 30 µg/m³ en ocasiones, y de acuerdo a la normativa costarricense, los días con niveles de PM2.5 superiores a 25 µg/m³ representan un incumplimiento del Reglamento de Calidad del Aire para Contaminantes Criterio, Decreto Ejecutivo No. 39951-S. En cuanto a las concentraciones de NO_2 se mantuvieron dentro de los límites aceptables, aunque aumentan en zonas con tráfico denso. Hay que recordar que las concentraciones máximas para contaminantes criterio descritas en el reglamento son varios órdenes de magnitud superiores a los niveles de referencia para la calidad del aire (AQG por sus siglas en inglés) recomendados por la Organización Mundial para la Salud (WHO, 2021), por ejemplo, el nivel de PM2.5 para Costa Rica está al mismo nivel que el objetivo provisional 3, tres veces superior al nivel de la recomendación de la OMS; mientras que el nivel de NO2 del reglamento es tan alto que no entra dentro de ninguno de los cuatro objetivos provisionales descritos por la OMS, siendo cuatro veces superior al AQG de la guía.

Gráfico 8
Egresos hospitalarios por año según diagnóstico principal y emisiones relacionadas con la combustión de derivados de petróleo



Fuente: Anuario estadístico 2025 CCSS y datos propios de los indicadores energéticos 2025.

Si bien, en los diez informes se mencionan fuentes naturales que aportan al deterioro de la calidad del aire, por ejemplo, erupciones volcánicas, incendios forestales, transporte de polvo mineral y procesos biogénicos naturales, las fuentes antropogénicas como la combustión de combustibles fósiles, el transporte vehicular, ciertas actividades industriales y la quema de residuos aportan al aumento de estos contaminantes en la atmósfera. Esto, potencialmente, está generando una afectación directa en la salud en la población costarricense, incluso los mismos reportes técnicos mencionados sobre la calidad del aire del IMN identificaron que los niveles elevados de PM2.5 y PM10 en algunas zonas que podrían causar riesgos respiratorios y cardiovasculares.

Internacionalmente, existe una amplia evidencia documentada asociando la exposición prolongada a estos contaminantes y el aumento en la incidencia de enfermedades respiratorias y cardiovasculares. De acuerdo con la revisión realizada por Chen y Goldberg (2009), la contaminación del aire ambiente se ha relacionado con el aumento de la incidencia y la mortalidad de enfermedades crónicas, especialmente el cáncer, las enfermedades cardiovasculares y las enfermedades respiratorias. En Costa Rica, no se ha realizado ninguna investigación epidemiológica que investigue los efectos agudos y crónicos sobre la salud como resultado de la exposición a la contaminación del aire ambiente local, pero, desde el 2017, Alpízar *et al* (2017) analizaron una valoración económica de los beneficios sobre la salud asociados a la reducción de la contaminación del aire. En este estudio la valorización

económicamente esta asignada a las muertes y los casos de morbilidad atribuibles a la contaminación atmosférica. Para estos últimos los investigadores utilizaron los ingresos hospitalarios por causas respiratorias y cardiovasculares atribuibles a la contaminación atmosférica de la GAM.

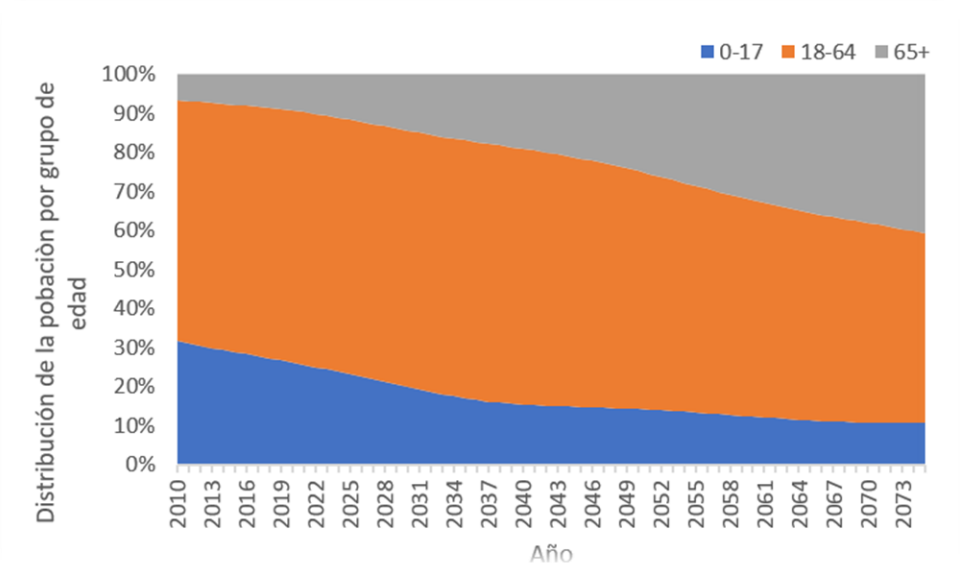
Por otro lado, como la intensión de comprender la evolución de los ingresos hospitalarios por causas respiratorias y cardiovasculares a nivel nacional (sin asignar cargas atribuibles) en los últimos años y evaluando cómo las emisiones de CO2 equivalentes del sector transportes nacional, como una variable *proxy*[1] de la contaminación ambiental, evoluciona a la par de estas, se decide graficarlas para identificar su comportamiento y correlación. En el gráfico 8, se aprecia este ejercicio para ambas morbilidades y se obtiene un coeficiente de correlación entre las emisiones de CO2 y los ingresos hospitalarios por causas respiratorias y cardiovasculares de 0,48 y 0,93, respectivamente, para el período del 2016 al 2025. Lo anterior no pretende demostrar cómo se relacionan estas variables, pero sirve como punto de partida para promover la investigación en este campo y ejemplificar rápidamente su posible relación.

A esto anterior hay que agregar una dimensión mayor de preocupación con las nuevas investigaciones realizadas por Calderón-Garcidueñas *et al* (2023) en la Ciudad Metropolitana de México, donde se encuentran características neuropatológicas de la enfermedad de Alzheimer (EA), la enfermedad de Parkinson (EP), la degeneración lobar frontotemporal (DLFT) y la esclerosis lateral amiotrófica (ELA) presentes en niños urbanos expuestos a material particulado fino (PM2.5), material particulado ultrafino (UFPM) procedente de la combustión y la fricción, y nanopartículas industriales (NP). Estos investigadores sugieren firmemente que "las partículas ultrafinas antropogénicas y las nanopartículas industriales llegan al cerebro a través de las barreras nasal/olfatoria, pulmonar, gastrointestinal, cutánea y placentaria. Los vehículos diésel no regulados son una fuente clave de partículas ultrafinas. Además, ellos han observado nanopartículas de Fe, Ti, Hg, Ni, Co, Cu, Zn, Cd, Al, Mg, Ag, Ce, La, Pr, W, Ca, Cl, K, Si, S, Na y C en los lóbulos frontal y temporal, bulbo olfatorio, núcleo caudado, sustancia negra, locus coeruleus, médula, cerebelo y/o regiones corticales y espinales motoras. Los metales

[1] En estadística, y análisis de datos, una variable sustituta o proxy es una variable que reemplaza a una variable no observable, de difícil medición o inmensurable, pero que tiene correlación con esta.

mencionados están asociados con la abrasión y el deterioro de los catalizadores de automóviles y los desechos electrónicos, así como los elementos de tierras raras, como el lantano, el cerio y el praseodimio, los cuales están llegando al cerebro de toda la población y en especial los niños. La exposición a partículas ultrafinas ambientales y nanopartículas industriales durante las dos primeras décadas de vida son factores clave para el inicio de las primeras etapas de enfermedades neurodegenerativas fatales. Los niños y adultos jóvenes presentan características neuropatológicas tempranas de EA, EP, FTLD y ELA, lo que presagia graves consecuencias negativas para la salud, la sociedad, la economía, el ámbito académico y el sistema judicial".

Gráfico 9
Distribución de la población por grupo de edades. 2010-2075



Fuente: Estimaciones y proyecciones nacionales de población 1950 – 2100 INEC.

Esto último es de consideración ya que, de acuerdo al último Censo Nacional 2022 y a Estimaciones y Proyecciones Nacionales de Población del INEC, la proporción del grupo etario entre 0 a 18 años se está reduciendo mientras que el grupo de mayores de 65 años está incrementado su participación, por lo tanto es necesario velar por la exposición de los niños y adolescentes actuales y futuros, ya que van a representar una mayor proporción de la población cuando alcancen su edad de retiro y con una probabilidad de presentar las neuropatologías descritas anteriormente (gráfico 9).

Evolución del sector eléctrico y su situación actual

A diferencia del sector combustibles, que ha evolucionado de forma reactiva al crecimiento de la economía por medio del consumo de derivados para satisfacer las necesidades del sector transportes y los consumos en aplicaciones térmicas en los sectores industrial, residencial y servicios, el sector eléctrico actual ha sido el resultado de diferentes propuestas que han surgido a partir de las políticas históricas paralelas que lo acompañan. Aunque existe cierto paralelismos en la evolución del sector combustibles y el sector eléctrico nacional, por ejemplo, la búsqueda de nacionalizar los monopolios naturales para prestar el servicio de transporte de energía a nivel nacional, al referirse a los servicios públicos eléctricos, tal cual se encuentran establecidos hasta hoy, es hablar sobre una trayectoria de decisiones jurídicas, estrategias benefactoras, aperturas de mercado y visiones diversas sobre el aprovechamiento de los recursos naturales en congruencia con el crecimiento y las necesidades de diferentes sectores de la población.

La historia de la electricidad en la región centroamericana data sus inicios de un período similar, principios del siglo XX, donde los países comparten una evolución equivalente de sus empresas eléctricas. Las primeras inversiones en electrificación estuvieron, en su mayoría, en manos de empresas extranjeras, y la cobertura territorial durante esos años se mantuvo reducida. Esto conllevó a que, décadas después, los mercados se adoptaran como un servicio público con un modelo integrado verticalmente en sus etapas de generación, transmisión y distribución. Sin embargo, durante los años ochenta la entrada de las reformas liberales reestructuró el mercado eléctrico de la región y el modelo vertical se modificó de forma heterogénea en cada país.

En el caso particular de Costa Rica, el sector energético evolucionó de tener un manejo insatisfactorio durante las primeras casi cinco décadas de mercado a ser administrado y desarrollado por una empresa estatal a partir de mediados del siglo XX, bajo el modelo vertical integrado, pero con penetración limitada de la empresa privada en la etapa de generación a partir de los años noventa.

Por lo tanto, los cambios económico-históricos y el incremento del consumo eléctrico han presionado a que se modifique el abordaje de la planificación de los sistemas de potencia, que responden tanto a las fuerzas políticas como a los avances de los modelos del momento, donde el sistema centralizado y estatal, que ha predominado por décadas, está perdiendo su vigor y se redirecciona hacia una fórmula más participativa por parte de los usuarios y de la empresa privada.

La evolución jurídica

En Costa Rica, las primeras empresas eléctricas datan de los últimos 15 años del siglo XIX y las dos primeras décadas del siglo XX, las cuales eran de carácter privado y desarrollaban su negocio alrededor de una dinámica ligada a las necesidades municipales, sin embargo, el servicio era ineficaz, y no existía mayor control de los recursos naturales explotados por la generación eléctrica, por lo que múltiples empresas mantenían instalaciones de forma gratuita a costas de recursos públicos y sin supervisión alguna (ICE, 2023).

En 1910, el gobierno creó la Ley No. 14, cuya legislación le permitió atribuirse la propiedad del agua utilizada para la generación eléctrica. Aunque este paso no mejoró de inmediato el servicio proveído, sí marcó un primer hito con una visión más ambiental, pues establecía un control sobre la deforestación a orillas de las fuentes de agua e impuso un antecedente ante la sobreexplotación de los recursos hídricos. No obstante, en el ámbito social, el descontento ante la falta de calidad prevalecía. Aun así, el acceso a la electricidad disponible en la época facilitó la instalación del tranvía eléctrico de la ciudad de San José, transporte que promovía el desplazamiento colectivo, independiente de fuentes de energía foráneas y no contaminante, así como ayudó a modernizar y movilizar la economía de la capital; además, proveía alumbrado público a las principales ciudades de la periferia nacional.

Durante los años treinta del siglo pasado, la industria ya contemplaba el uso de la electricidad para facilitar sus trabajos en procesos envueltos con los pasos seguidos a la cosecha del café y el banano; por ejemplo, en 1937, se propuso crear una planta de deshidratación de banano operada con electricidad en Siquirres, aunque nunca se llevó a cabo, y ya existían registros de beneficios de grano de café eléctricos (Viales Hurtado y Montero Mora, 2010). De esta manera,

la dependencia económica de la energía eléctrica incrementaba, pero el servicio, en lugar de mejorar, iba en detrimento: la red de distribución estaba en condiciones deplorables, las interrupciones eran constantes y los precios eran altos; además, la cobertura en zonas alejadas era pobre debido al elevado costo de inversión que significaba para las empresas privadas, por lo que no resultaba rentable una expansión del sistema eléctrico.

A raíz de la demanda eléctrica insatisfecha y la incapacidad de financiamiento, la empresa Electric Bond and Share compró las compañías privadas locales sin contar con la generación suficiente para resolver el problema de cobertura y el creciente malestar. Entonces, surge el primer germen de la soberanía ciudadana en el sector energético con la fundación de la Liga Cívica, pues la participación ciudadana fue clave para que el gobierno creara el Servicio Nacional de Electricidad y que se "regularizaran" las concesiones del agua y las tarifas, y se facilitaran los financiamientos y la construcción de plantas, lo cual culminó en la creación de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz en 1941, siempre con un carácter no estatal (ICE, 2023).

La Liga Cívica tenía una postura meramente nacionalista y le incomodaba que el servicio eléctrico tuviera intereses mercantiles, además de que estaba en manos de una compañía estadounidense con prácticas políticas predatorias como las de la United Fruit Company. Estas vísperas de nacionalizar el servicio eléctrico se entrelazaron con el éxito de la construcción de la planta hidroeléctrica Carrillos de Poás durante 1946-1947, edificada solamente por personas ingenieras costarricenses, y permitió proponer, a finales de la década de los cuarenta, la Ley No. 449: *Ley de creación del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE)*. En esta época, y en casi sesenta años de historia eléctrica, solo 14 de cada 100 costarricenses tenían acceso a este recurso.

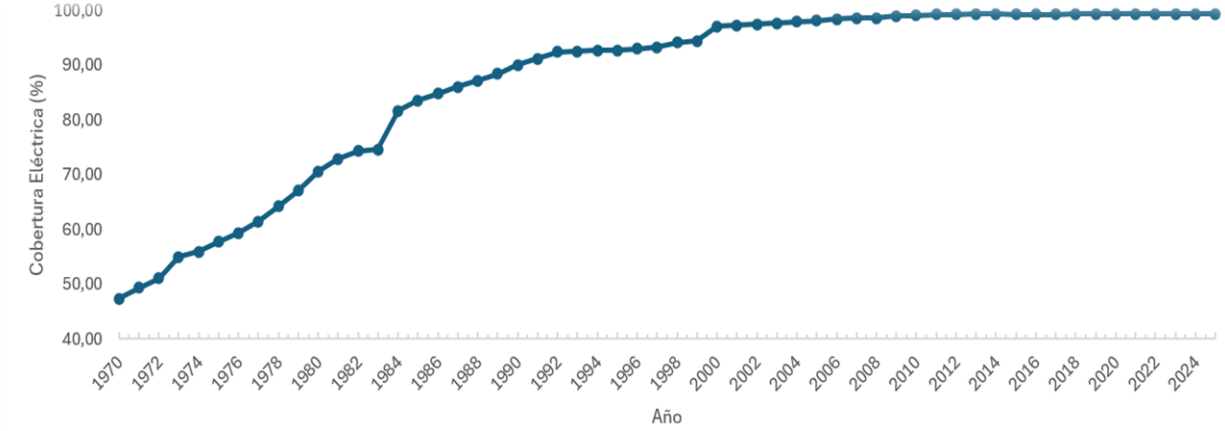
La aprobación de la Ley No. 449 estuvo muy ligada al inicio del Estado benefactor en Costa Rica, el cual se caracterizó por la promoción de un modelo social y económico con alta intervención del Estado y la reestructuración política para promover herramientas esenciales para el desarrollo. Esta ley aún está vigente y le encomienda al ICE el desarrollo de las fuentes generadoras de electricidad para satisfacer la demanda nacional y así promover el desarrollo de las industrias y la cobertura en zonas rurales. La ley también apela a que el ICE procure un

uso racional de los recursos naturales, en especial del hídrico, sin embargo, con la incursión de las leyes de cogeneración aprobadas en la década de los noventa, esta figura cambiará de solamente abastecer a también convertirse en comprador único.

Esta visión legislativa estableció el control estatal sobre un servicio público estratégico para el ámbito económico del país y giró los intereses desde una perspectiva con fines de lucro hacia un modelo solidario con una labor dirigida hacia la creación de soluciones de accesibilidad al recurso eléctrico a nivel nacional. Además, la idea no comprendió solamente lograr una cobertura geográfica, sino que estaba en la obligación de garantizar un servicio de calidad.

En 1970, a solo veinte años de la nacionalización del servicio, la electrificación nacional aumentó a un 47,4 % de cobertura y para 1990 ya se había alcanzado el 90 %. Para el 2010, el sector eléctrico contaba con casi sesenta años de existencia laborando bajo un sistema manejado por una institución estatal y cubría el 99,1 % de las viviendas mapeadas por los censos de la época, resultado alineado con el compromiso social establecido por ley (gráfico 10).

Gráfico 10
Cobertura eléctrica nacional. 1970-2025



Fuente: Elaborada a partir de datos de ICE (2024) y consulta de actualización a José Luis Rivas, encargado de la cobertura eléctrica del ICE, mayo de 2026.

La significancia de los niveles de cobertura mediante la red eléctrica es más representativa si se compara con las coberturas de los países vecinos. Por ejemplo, El Salvador y Panamá actualmente cuentan con sistemas eléctricos competitivos, sin embargo, en 1995, El Salvador

brindaba una cobertura mediante red eléctrica al 77 % de sus viviendas, mientras que Panamá cubría un porcentaje similar: 77,9 %. En ese mismo año, Costa Rica ya contaba con el 92,7 %. Actualmente, el país cuenta con una cobertura mediante red eléctrica del 99,4 %, mientras que al 2024, El Salvador estaba en un 98,1 % y Panamá en un 90,8 % en el 2023 (Torijano, 2026). La importancia de este porcentaje está directamente relacionada con el concepto de pobreza energética, estrechamente ligada a las regiones más vulnerables del país.

Peralta y Delgado (2024) se refieren a la pobreza energética como la consecuencia de un enfoque multidimensional alrededor de carencias en los factores socioeconómicos, la infraestructura de las viviendas y el acceso a la energía que incapacitan a un hogar de acceder a fuentes de energía asequibles y confiables para mantener un nivel de vida digno. Esta realidad repercute en la población, ya que en Costa Rica la electricidad se considera un servicio básico, que, si no se satisface, influye negativamente en la calidad de vida de la persona habitante.

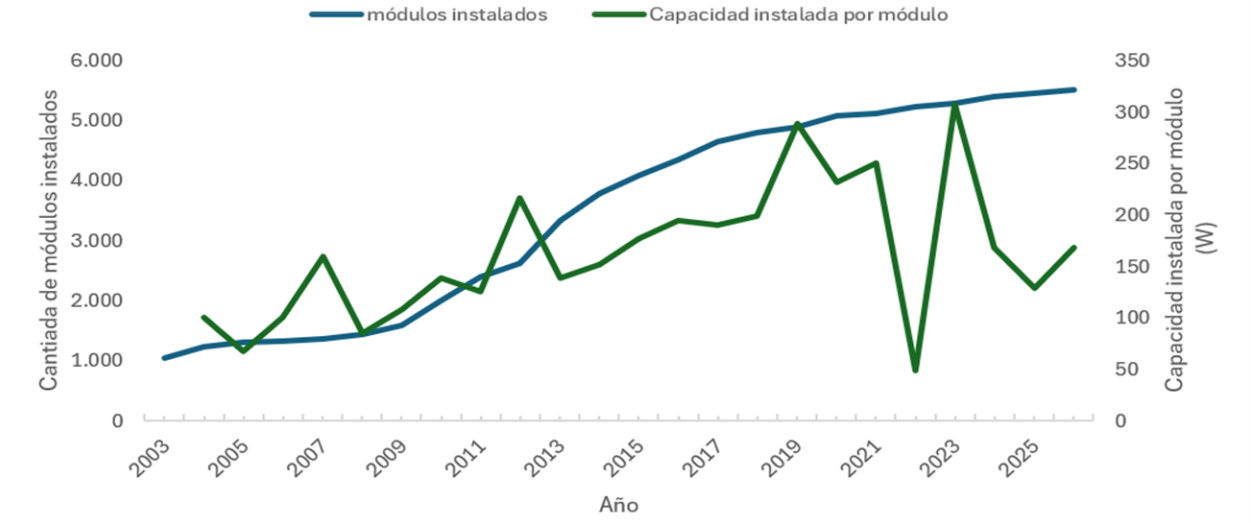
El INEC (2025) determinó que la pobreza multidimensional en Costa Rica se define en función de las privaciones que tienen los hogares y las personas en las dimensiones de educación, vivienda y uso de internet, salud, trabajo y protección social. En el estudio, los hogares en pobreza multidimensional representan el 9,9 % de la población país, cuya zona más afectada (Huetar-Caribe) coincide con una de las zonas menos electrificadas en el país: el cantón de Talamanca, donde el 18,1 % de los habitantes sufre estas consecuencias.

El estudio señala que las carencias más frecuentes en los hogares con pobreza multidimensional costarricenses son la vivienda y el acceso al internet con una afectación del 25,4 % de los encuestados, seguido por el 22,5 % de pobre acceso a la salud, 20,1 % de carencia de trabajo y 19,2 % de escasez de educación. De este modo, el acceso a la electricidad está ligado a que muchos de estos factores mejoren: garantizar el uso de internet es esencial para la inclusión y la reducción de la brecha educativa de las personas en un mundo digital cada vez más predominante. Si la educación y la comunicación mejoran, las oportunidades de trabajo pueden aumentar. Además, el acceso a la electricidad también es fundamental para que los servicios de salud comunitarios mantengan medicinas esenciales como sueros antiofídicos en condiciones adecuadas, fundamentales para tratar mordeduras de

serpiente y considerada una enfermedad desatendida por la OMS desde el 2017, que tiene mayor incidencia en las zonas rurales.

Cabe resaltar que, alcanzar el 100 % de la cobertura eléctrica se considera una tarea difícil de completar; aunque el ICE cuenta con un área dedicada al seguimiento de los casos no electrificados, siempre surgirán nuevas viviendas en zonas de difícil acceso que van a ser complicadas de mapear. La solución técnico-social que se ha desarrollado en estas situaciones es la instalación de sistemas fotovoltaicos en isla para mitigar la imposibilidad de conexión. En ICE (2020), se hace referencia al programa de electrificación rural en zonas aisladas en el cual la empresa estatal ha incorporado 4907 sistemas fotovoltaicos desde 1998 en poblaciones sin acceso a la red alámbrica.

Gráfico 11
Acumulativo de módulos instalados. 2003-julio 2026



Fuente: Elaborada a partir de datos proveídos por entrevista personal con Gastón Sheik, encargado de Distribución ICE.

En el gráfico 11, se observa que, a julio 2026, 5510 módulos fotovoltaicos en total se han instalado gracias a este programa, sin embargo, este es un valor teórico, pues es la cantidad de datos que se han registrado desde las oficinas centrales, pero se estima que hay más instalados, mas no se ha logrado terminar de mapear la información con las oficinas regionales. En todo caso, este programa busca al menos que las personas beneficiadas tengan acceso a módulos fotovoltaicos para que puedan llevar a cabo tareas pequeñas, como la carga de

celulares, o, cuando se cuenta con baterías, el enfriamiento de medicinas, como en el caso de centros de salud en zonas muy alejadas.

Como cualquier servicio eléctrico, este programa también tiene un costo simbólico mensual de ¢ 1000, el cual es complicado de recolectar, por lo que en muchos de los casos termina siendo un servicio gratuito. En el gráfico 11, también es posible obtener un promedio de la capacidad de los módulos que se están instalando por año, al dividir los datos del crecimiento de capacidad instalada entre los módulos instalados, por lo que se observa que el ICE ha variado las capacidades de instalación, donde, en algunos años, se estima que se utilizaron módulos con capacidad de 50 W, mientras que en otros es de 300 W, lo cual se traduce a menor o mayor acceso al recurso eléctrico (esto es solo un promedio simple, es posible que haya variado). Sin embargo, estas iniciativas son solo un paliativo ante la falta de cobertura y no suplen con energía suficiente a los hogares beneficiados por los programas, ni tampoco se cuentan dentro del actual concepto de cobertura eléctrica (la relación entre el número de viviendas ocupadas con acceso al servicio eléctrico y el número total de viviendas ocupadas), por lo que siguen considerándose viviendas sin acceso a este servicio básico.

De vuelta a la evolución cronológica, durante la década de los sesenta a los setenta, la matriz energética se componía de hidro generación a partir de las obras de represas como las de Río Macho y Cachí, sin embargo, sí se hacía uso de combustibles líquidos y biocombustibles para generar electricidad. No obstante, para 1979, el ICE inauguró la represa Arenal con una capacidad de 157 MW, y en 1982, el proyecto Corobicí con 174 MW, los cuales permitieron que en el período 1984-1987 el 97 % de la energía generada fuera a partir de fuentes hidro (Espinasa *et al.*, 2017).

La apuesta por una generación hidro fortaleció el conocimiento de construcción del ICE y la capacidad eléctrica nacional a partir de este recurso natural, el cual, antes de los años noventa, no representaba un tema polémico a nivel socioambiental al momento de proponer nuevos proyectos en el país. Por ejemplo, con la construcción de la represa Arenal, se reubicaron los pueblos Arenal y Tronadora garantizándoles a los pobladores mudarse al nuevo asentamiento con mejores condiciones a las que tenían. No obstante, la implementación del proyecto

conllevó a consecuencias negativas como la reestructuración de las vías de comunicación tradicionales, la modificación de fertilidad de los suelos, y con ello las actividades económicas, así como la aparición de sentimientos de desarraigo que la compensación financiera no podía indemnizar (Hilje Quirós y Torres Hernández, 1997), además del impacto en el cambio ecológico que generaba el bloqueo del caudal aguas abajo.

Si bien para la década de los ochenta la capacidad instalada a nivel país se resguardaba en obras hidroeléctricas con infraestructura de gran dimensión en manos de la empresa estatal, y todavía en 1985 el 100 % de la satisfacción de la demanda estaba cubierta por la empresa pública con 777 MW de capacidad instalados, debido a una combinación de factores como la caída de los precios de los productos de exportación, la crisis petrolera del momento y la falta de acceso al financiamiento, se pavimentó el camino para la incursión de la empresa privada en un servicio que hasta el momento ofrecía el aparato estatal.

El modelo de desarrollo establecido a principios de los años cincuenta, ante las condiciones adversas en la economía internacional y la elevada deuda externa, dejó de ser sostenible y la política a nivel latinoamericana experimentó una tendencia hacia reformas neoliberales (Arias y Muñoz, 2007). El sector eléctrico costarricense se vio afectado por las políticas de ajuste estructural económico, y las tasas de inflación altas paralizaron el programa de inversiones, por lo que se produjo un rezago en el desarrollo de proyectos de generación.

A raíz de este cambio político, en los años noventa, el gobierno promovió una apertura moderada del modelo eléctrico tradicional bajo la aprobación de la Ley No. 7200: *Ley que autoriza la generación eléctrica autónoma o paralela*. Su primera versión permitía que productores privados y las cooperativas de electrificación rural participaran en la producción de hasta “el 15 % de la potencia de generación del conjunto de centrales eléctricas que conforma(ra)n el sistema eléctrico nacional” (Ley 7200, 1990) a partir de centrales de limitada capacidad que no sobrepasaran los 20 MW, en el cual se imponía al ICE como la figura de comprador único. En 1995, se agrega un segundo capítulo: “Compra de energía bajo régimen de competencia” en el cual se aprueba otro 15 % extra de participación del sector privado (30 % en total de la potencia de generación), con proyectos de hasta 50 MW de capacidad, y se

agrega el concepto de BOT (construir, operar, transferir por sus siglas en inglés), que, una vez cumplido el contrato de 20 años, se transfieren libre de costo y gravámenes a propiedad del ICE (Ley 7508, 1995).

Después de la aprobación de estas reformas a partir de la década de los noventa, se expandió la instalación de múltiples proyectos hidroeléctricos de carácter no estatal (en su mayoría) en todo el país de forma acelerada. Gutiérrez Arguedas y Villalobos Villalobos (2020) exponen que las comunidades afectadas se refieren a esta instalación de proyectos de pequeña a mediana capacidad como un "enjambre de represas", donde 22 plantas hidroeléctricas se construyeron entre 1990-1999; 11 en el período 2000-2009 y 13 en el lapso de 2010-2016.

La edificación de toda esta flotilla de plantas hidro conllevó a un descontento en las poblaciones aledañas, debido a que los proyectos permitidos por las nuevas leyes, sumados a los proyectos estatales, depredaban una misma cuenca con hasta quince represas, como es el caso del río San Carlos y el río Sarapiquí. El descontento comunitario se distribuyó tanto hacia entes estatales (que proponían megaproyectos) como hacia los privados (proyecto pequeños y medianos), reaccionando con resistencia ante intenciones que le daban continuidad al extractivismo de recursos naturales de bien común, los cuales imponían intereses económicos sobre el bienestar socioambiental. Gracias a la organización de las comunidades y a que la demanda eléctrica nacional no daba las señales de crecimiento vistas en la década anterior, proyectos como la planta hidroeléctrica Diquís (estatal) y otras 35 plantas fueron desestimadas, por lo que se resalta que esta participación ha logrado valer sus derechos ante un desarrollo que implica una reestructuración del territorio y el estilo de vida de las personas y la biodiversidad afectadas.

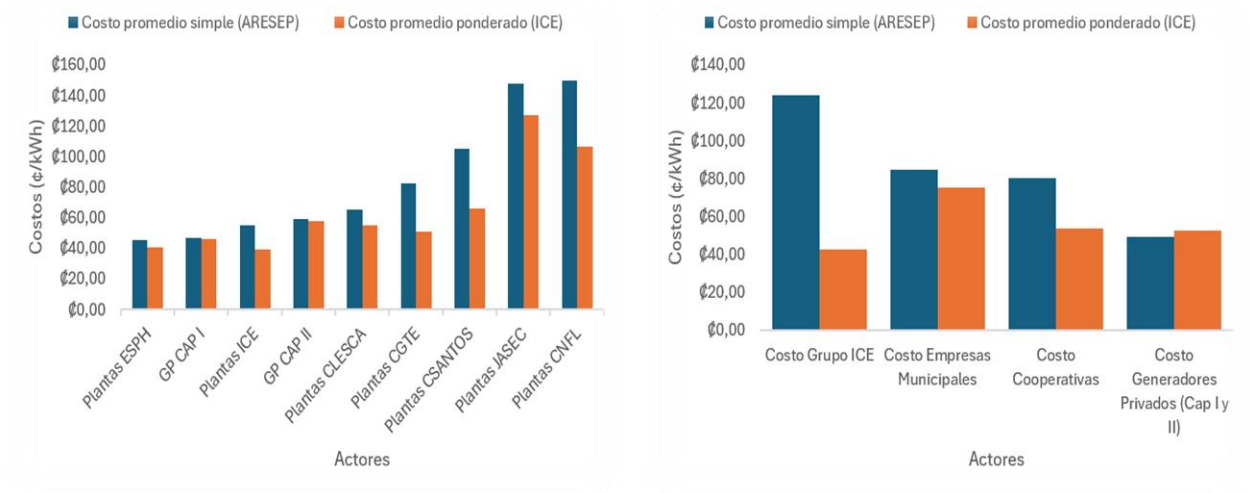
Con la introducción de empresas privadas en la matriz de generación eléctrica, se introdujo también una discusión nacional acerca de diferencia entre los costos de producción para ambos sectores. Si bien para los proyectos instalados los costos no son comparables uno a uno, ya que tienen diferencias estructurales que tienen que ser tomadas en cuenta para su equiparación, existe una tendencia a realizarla distorsionando la información para su correcta discusión. El estudio de los costos por planta más actualizado de generación, pública y privada,

es el informe IN-0021-IE-2021[2] de la Aresep, el cual se basa en los datos del año 2019. En este informe, se procuró cuantificar y comparar la diversidad de fuentes que intervienen en la generación de energía eléctrica para fijar mejor las tarifas del sector regulado. En el manuscrito, Aresep recopiló datos de los Estados Financieros Auditados de las empresas reguladas para obtener un costo promedio de cada una, y consideró el precio de compra final pagado por el ICE por planta para determinar los costos totales de los generadores privados. Dentro de los costos a considerar en las plantas de los actores públicos, entre varios, destaca la utilización de la distribución proporcional del rédito en relación con el peso relativo de los costos por planta, además de que se combinan las tecnologías y usos específicos dentro de los cálculos.

Esta metodología resulta en que los precios promedio del sector público reflejen costos de la producción de los kWh altos, los cuales consideran tecnologías como las plantas térmicas de respaldo, debido a que no tienen un uso extenso de energía y sí mantienen costos constantes y fijos requeridos para mantener su estado operativo. Por esta razón, hubo una respuesta a la metodología utilizada, donde se señaló que el rédito para el desarrollo se estaba contabilizando doblemente y que el cálculo de los costos debía modificarse para realizar la comparación a partir del uso de un promedio ponderado, en lugar de los costos medios promedio; además, también se insistió en que la dinámica de incluir los precios del Mercado Eléctrico Regional no debería ser discutida dentro de esta comparación, por tratarse de negocios diferentes con respecto al resto de grupos dentro del estudio. En el gráfico 12(a) y 12(b) se despliegan los resultados de costos de ¢/kWh de cada una de las metodologías, donde se observan que, dependiendo de la metodología utilizada, producir un kWh puede reflejarse como más caro o barato específicamente en las empresas de carácter público.

[2] Ligado al Expediente OT-094-2021 para su consulta en la página de la ARESEP.

Gráfico 12
Costos más actualizados por producción de energía por grupos de interés



(a) (b)

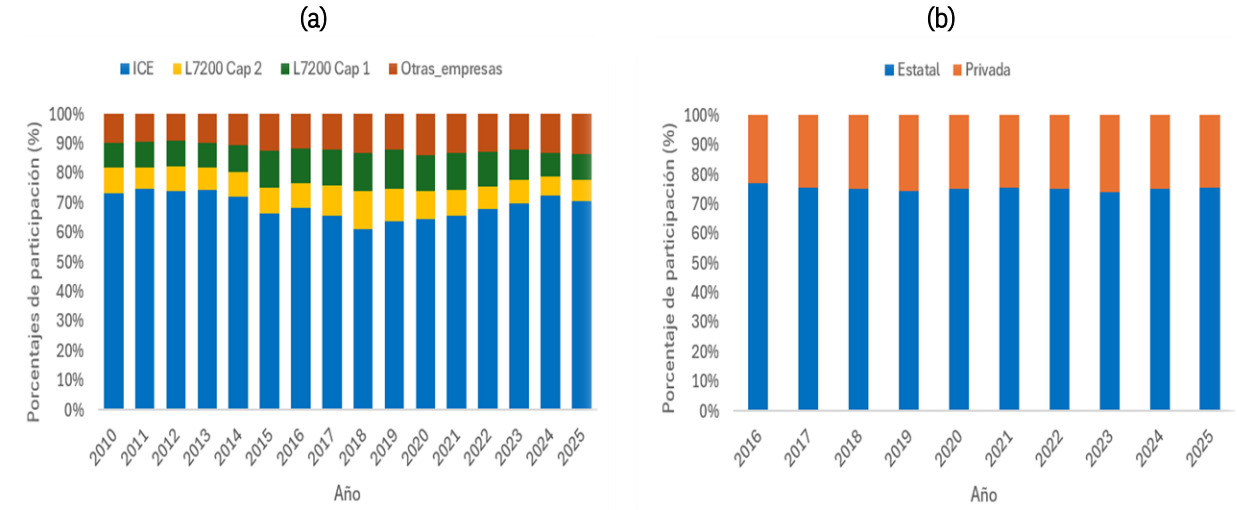
Fuente: Elaborada a partir de datos del informe IN-0021-IE-2021 de Aresep (2021) y la carta de respuesta 5500-0382-2021 del ICE (2021).

Actualmente, la figura de comprador único aún adquiere energía de 26 plantas privadas: 12 de carácter hidro, 13 de carácter eólico y 1 de bagazo, y en el 2018 las plantas del sector privado llegaron a tener la mayor participación dentro de la generación anual (gráfico 13 (a) y (b)). No obstante, la figura de compra basada en el Decreto Ejecutivo 43.700-Minae del 2022, que reforma el Reglamento al Capítulo I de la Ley No. 7200 "Ley que Autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela", Decreto Ejecutivo N º37124-Minae del 19 de marzo de 2012", permitió basar el establecimiento de los contratos en necesidades más técnicas relacionadas al abastecimiento del Sistema Eléctrico Nacional, el costo estimado del contrato y otros aspectos de carácter más flexible que se adecuen al ofrecimiento de un servicio eléctrico de calidad y accesible, y no a una extensión temporal predeterminada.

Para el 2003, legalmente se dio una mayor apertura del mercado de generación con la Ley No. 8345, donde se les permitió a las cooperativas de electrificación rural, empresas municipales y consorcios formadas por estas participar en la generación de energía eléctrica tanto para uso propio dentro de las áreas de concesión de cada una, así como para autorizar ventas entre las empresas distribuidoras y finalmente el ICE, cuyo precio está regulado a un tope de la tarifa de venta de energía de este ente a las empresas distribuidoras. Al igual que las empresas privadas, en su mayoría, las distribuidoras optaron por proyectos hidro al inicio de esta

apertura, pero actualmente también han incursionado en las tecnologías eólicas y solares, al ser generalmente más rentables y su participación se observa en la leyenda bajo "otras empresas" del gráfico 13(a)

Gráfico 13
(a) Porcentaje de participación de las distintas empresas en la generación de energía anual por tipo de generador 2010 – 2025 y (b) Participación del aparato estatal y privado en la capacidad instalada nacional (distribuidoras incluidas)

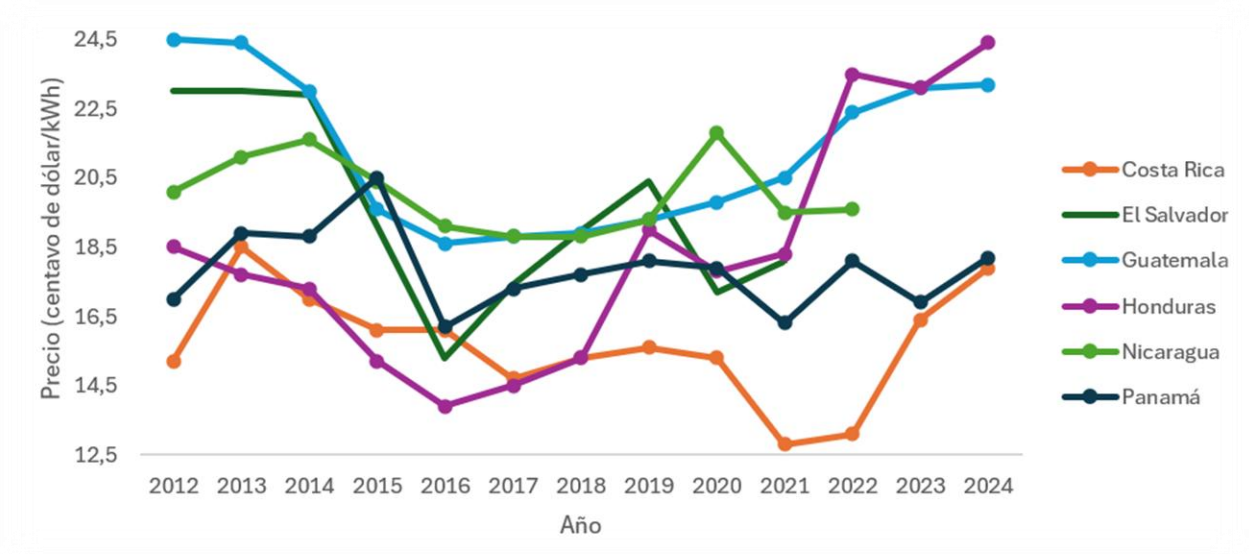


Fuente: Elaborada a partir de datos de los Informes Anuales de la DOCSE 2010-2025.

Paralelamente, los países centroamericanos tuvieron una evolución histórica en el sector eléctrico parecido a la de Costa Rica, donde las empresas estatales fueran creadas a mediados del siglo XX para encargarse de brindar el servicio y también en los noventa abrieron el paso para la participación de la empresa privada. A pesar de que Costa Rica fue la primera en implementar este tipo de reformas a favor de la introducción de capital privado en la generación eléctrica, su caso ha sido particular, porque su esquema ha mantenido una estructura vertical integrada bajo la directriz de un ente del Estado, mientras que países vecinos que abrieron la participación privada en toda la estructura de sus mercados eléctricos, como El Salvador y Guatemala, tendieron a ver alzas en sus tarifas promedio reguladas debido al cambio en la dinámica del servicio durante la primera década. A pesar de todas las críticas al modelo actual, los precios del mercado costarricense se han mantenido entre los más bajos de la región (gráfico 14). Actualmente no existe registros accesibles de precios medios para mercados regulados en otras regiones del mundo para comparar los expuestos en el gráfico 14,

ya que tradicionalmente las estadísticas de precios se presentan por sector residencial o industrial (o no-residencial), por ejemplo, el promedio de los países pertenecientes a Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos(OCDE), IEA (2020), para el 2012estos rondaban los 11,5 centavo de dólar/kWh, mientras que al 2019 registraron un precio de 10,9 centavo de dólar/kWh para el sector industrial, mientras que para el sector residencial los precios para el 2012 son de 17,1 centavo de dólar/kWh y para el 2019 es de 17,2 centavo de dólar/kWh. Hay que tener presente que, para el 2019, un 53,4 % de la generación eléctrica en los países de la OCDE es a partir de combustibles fósiles[3] y estos mantienen un apoyo (subsidio)[4] a los combustibles y en la generación eléctrica con combustibles, que distorsiona una comparación directa con economías como la nuestra que no presenta este tipo de situaciones.

Gráfico 14
Tarifas reguladas promedio. 2012-2024



Fuente: Elaborada a partir de datos de Torijano (2026).

Por último, es importante resaltar que, a inicios de siglo XXI, se intentó ampliar la intervención de la empresa privada en el sector eléctrico con la propuesta de la "Ley para el mejoramiento de los servicios públicos de electricidad y telecomunicaciones y de la participación del Estado", popularmente conocida como "Combo del ICE". Durante este proceso, la ciudadanía demostró

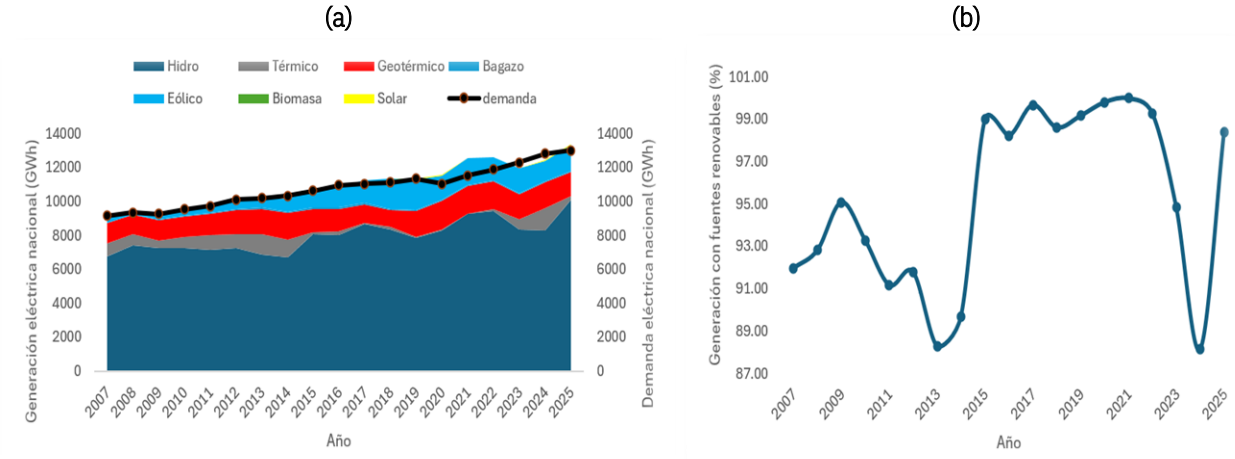
[3] https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/oecd-share-of-electricity-generation-by-source
[4] https://www.oecd.org/en/topics/fossil-fuel-support.html

un gran descontento y desconfianza ante la aprobación apresurada del proyecto, por lo que se llevaron a cabo protestas en contra de la agenda de la privatización.

El estado actual

Según el informe anual de la División Operación y Control del Sistema Eléctrico (DOCSE), a mayo de 2026 la capacidad instalada del sistema eléctrico nacional está compuesta en su mayoría por energías renovables con un fuerte respaldo de energía hidro que representa el 64,75 %, seguida por un 14,65 % de térmico, 7,25 % de geotérmico, 11,81 % de eólico, 1,06 % de bagazo y 0,48 % de solar (ICE, 2026). Aunque el térmico representa un porcentaje considerable de instalación, no siempre es utilizado para satisfacer la demanda energética, la capacidad térmica del país tiene un papel muy importante como complemento cuando la disponibilidad de las fuentes renovables disminuye por causas naturales, esto asegura que aun cuando alguna de las fuentes renovables tenga una reducción en su operación debido a eventos climáticos extremos, el Sistema Eléctrico Nacional se mantenga operando proveyendo el servicio de forma continua y oportuna, aun con el costo de emisiones que esto representa. En el gráfico 15(a), se observa la generación eléctrica nacional desde el 2007 a 2025 y se verifica que Costa Rica ha mantenido un bajo consumo de energía térmica y ha aprovechado, en su mayoría, las energías renovables para suplir la demanda eléctrica con poca participación de quema de combustibles fósiles. Si se observa el gráfico 15(b), se puede afirmar que la demanda nacional no ha dejado de ser suplida con menos del 87 % de fuentes renovables por los últimos 18 años y con un 98,37 % de cierre para el año pasado.

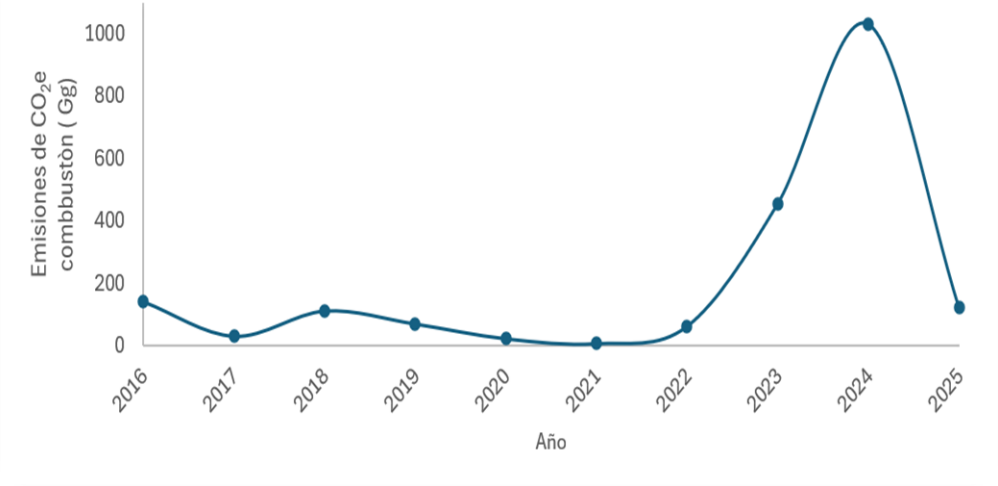
Gráfico 15
(a) Generación eléctrica por fuente y demanda nacional, (b) producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables



Fuente: Elaborada a partir de datos de los informes anuales de la DOCSE 2010-2025.

Llevar a cabo la generación eléctrica con fuentes renovables no solo le permite al país aprovechar los recursos naturales dentro de su territorio nacional para diversificar la matriz energética, sino que conlleva a una reducción en las emisiones de CO2e producidas por el uso de combustibles fósiles importados en la generación. Esto es particularmente importante para Costa Rica, ya que, durante el 2015, se comprometió a la causa del Acuerdo de París para combatir el cambio climático y parte de las medidas pedían a los países formular estrategias de desarrollo a largo plazo con bajas emisiones de efecto invernadero para garantizar una transición energética sostenida, de donde surge el Plan Nacional de Descarbonización. Por esta razón, aunque los porcentajes de cobertura de la demanda con renovables sean altos con respecto a otros países de la región (según la CEPAL (Torijano, 2026), aun cuando el 2024 fue un año alto en consumo de combustibles fósiles para Costa Rica, debido a la fuerte influencia del fenómeno climático de El Niño, el país lideró la generación con fuentes renovables a nivel centroamericano), generar a partir de la quema de búnker y diésel tienen un costo elevado no solo a nivel económico sino también a nivel socioambiental y político. En el gráfico 16, se presentan los equivalentes de CO2e que cuantifican la huella de carbono del sector de generación eléctrica., cuyo comportamiento es inversamente proporcional al de las energías renovables por razones.

Gráfico 16
Emisiones por la combustión de combustibles para la generación eléctrica



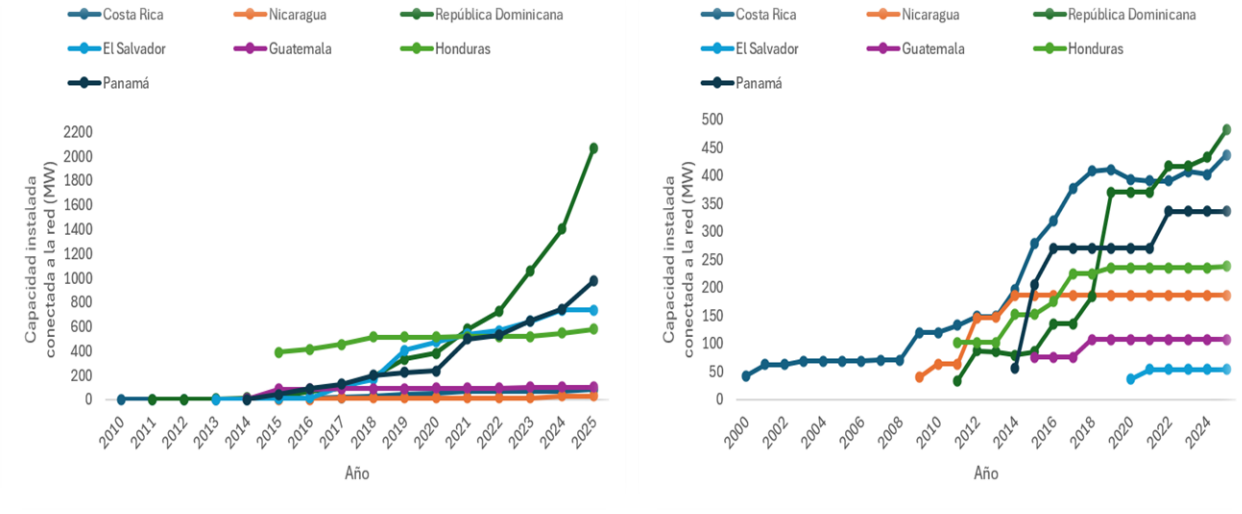
Fuente: Elaboración propia con datos de la DOCSE 2016-2025.

Reestructuración del sector eléctrico

Este tema de las fuentes renovables y el aumento en el uso de combustibles fósiles para la producción de electricidad, sumado a la problemática del comportamiento climático que ha llegado a afectar los reservorios de agua de las plantas hidro clave de la matriz eléctrica, han sido razones de peso para que en el país surjan propuestas para llevar a cabo una modernización del sistema eléctrico, la cual permita la participación de más actores y se descentralicen las inversiones en el sector generación. .

Actualmente, Costa Rica se encuentra en deuda en cuanto al aprovechamiento de tecnologías renovables rentables. Según IRENA (2026), en el istmo centroamericano la capacidad solar y eólica instalada varía según el país al que se analice. En el gráfico 17(a) y 17(b), se observa que, en los usos de energía fotovoltaica y energía eólica, Costa Rica fue pionera en su implementación, sin embargo, en el caso del aprovechamiento del recurso solar, dejó atrás su inversión y actualmente, junto con Nicaragua y Guatemala, es de los países que menos produce utilizando esta fuente. En cuanto a la energía eólica, Costa Rica lidera en el ámbito centroamericano, no obstante, cabe rescatar el caso de República Dominicana, que ha apostado por la incursión de estas tecnologías, y actualmente cuenta con 2064 MW de capacidad instalada de solar y 482,2 MW de eólico, mientras que Costa Rica, con más años de experiencia, tiene 82,2 MW (105 MW según datos de Aresep) y 437 MW, respectivamente.

Gráfico 17
Evolución de la capacidad instalada (a) de energía fotovoltaica y (b) de energía eólica



Fuente: Elaboración propia con datos de las estadísticas de capacidad renovable de la IRENA (2026).

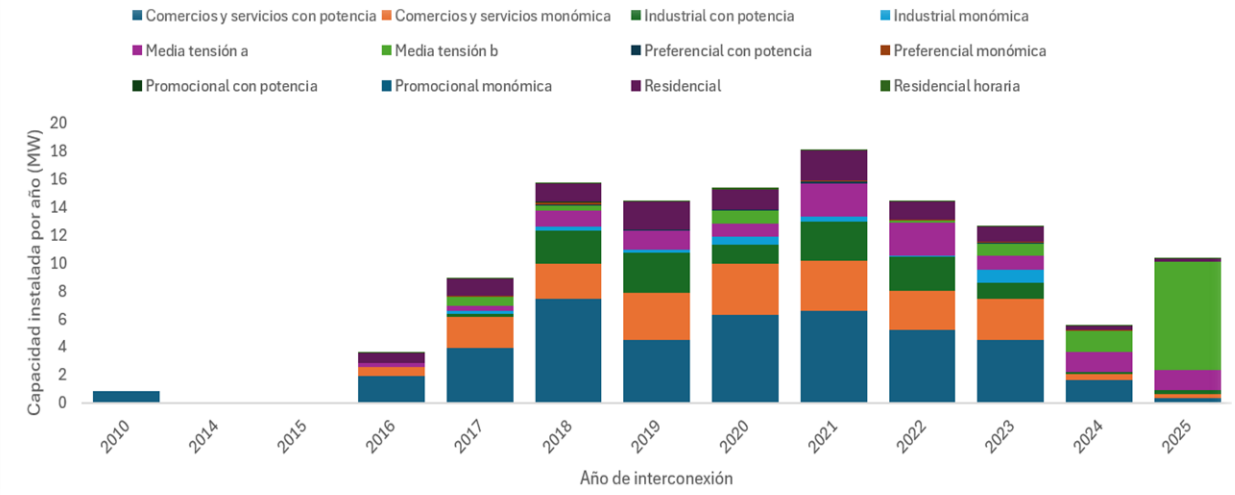
Para aprovechar estas energías renovables, además de la participación limitada del sector privado con las leyes No 7200 y No 7508, desde el 2010, se dio una apertura para la entrada de la generación distribuida. La penetración de este recurso se permitió, en un principio, de forma muy controlada y con el tiempo comenzó a pasar de un plan piloto que promovía el autoconsumo y no pagaba por los excedentes a una propuesta que ya aceptaba la existencia de la figura del "prosumidor", aunque está siempre atada al consumo de energía propia para dimensionar su sistema fotovoltaico. Con la llegada de la Ley No 10086, se habilita al usuario la opción de inyectar energía a la red eléctrica a partir del establecimiento de mecanismos de cobro para regular costos de interconexión, tarifas de acceso y esquemas de compra-venta de excedentes según la empresa distribuidora. Sin embargo, al momento de la aprobación de la ley en el 2023, debido a que esta hace distinción entre facturación monómica (tarifa que cobra solo energía) y binómica (tarifa que cobra energía y potencia), se estableció un cargo adicional a los prosumidores monómicos que, en lugar de promover la instalación de sistemas fotovoltaicos para aprovechar el recurso, terminó por encarecer este acceso a ciertos sectores de los consumidores.

En Vega *et al* (2024), un estudio que se realizó tras la aprobación de la Ley No 10086, se hizo una comparación con la normativa previo a la aprobación a la ley y la Ley No 10086 con dos casos residenciales: 250 kWh con y sin almacenamiento, y otro de 464 kWh con y sin almacenamiento, ambos ejemplos de una tarifa monómica ligada al cobro extra de la tarifa de acceso que no se les cobra a los prosumidores binómicos. Los resultados muestran que los beneficios de instalar un sistema fotovoltaico en un usuario con tarifa residencial promedio de 250 kWh sin baterías disminuyen con el cambio de regulación, reduciendo los ahorros de un 70.5 % en la factura (decreto anterior) a 30.9 % de la factura con la actual ley e incrementado el tiempo de retorno de inversión de 6.6 años a 15.1 años, respectivamente. Si el sistema fotovoltaico toma en cuenta el almacenamiento, los porcentajes varían de 80.4 % de ahorro (decreto anterior) a 49.6 %, cambiando el tiempo de retorno de inversión de 14.5 años a 23.4 años.

Es posible comprobar que la Ley No 10086, más allá de las simulaciones llevadas a cabo por Vega *et al* (2024), a partir de su aprobación en el 2023, sí impactó la instalación de sistemas fotovoltaicos por usuarios con tarifa residencial; el gráfico 18 se deriva de los datos que provee Aresep en su resumen de la generación distribuida, de donde se obtiene la cantidad de kW instalados por usuario anual en todo el país (se aclara que CoopeGuanacaste presenta datos al 2024, el resto de distribuidoras sí contabiliza datos a diciembre de 2025) y es posible calcular, tomando como referencia el año de interconexión, la capacidad instalada por tipo de tarifa reportada por el usuario. De este modo, el gráfico 18 representa, a *grosso modo*, la evolución de los usuarios que decidieron optar por esta tecnología y cómo su porcentaje de participación ha ido variando a través de los años paralelo a los cambios normativos. Por esta razón, se comprueba con datos oficiales que, además de que la instalación de sistemas de generación distribuida nuevos ha disminuido, también los usuarios con tarifas residenciales y residenciales horarias ya no representan un porcentaje significativo de los registros anuales a partir del 2023.

Fuera de estos cambios normativos, sí cabe resaltar que IRENA (2022) ya ha subrayado la importancia para Costa Rica de aprovechar que el 75 % de su población se concentra en el Gran Área Metropolitana (GAM) para mejorar la eficiencia energética y descarbonizar aún más el sector a partir de implementar la penetración de energías renovables producidas localmente, es decir, se recomienda una descentralización de la red, la cual podría traer beneficios económicos más equitativos (beneficiaría al productor local), así como traería ahorros en las etapas de distribución y transmisión, ya que muchos proyectos de generación se encuentran fuera de esta área, lo cual transformaría la interacción dentro de la ciudad. El informe propone una comparación de tres escenarios con niveles diferentes de capacidad de generación distribuida y cambios en la flotilla de vehículos que puede llegar a una reducción de hasta el 90 % de las emisiones de CO2 equivalente si se considera instalar de 1.7 GW a 1.9 GW de fotovoltaica y de 100 MW a 200 MW de eólico, acompañado de tecnologías de almacenamiento de hasta un 1GWh de baterías ion-litio y de 26 MW a 80 MW de capacidad electrolizadora de la mano de 13 MW de celdas de combustible (relacionado a la tecnología de hidrógeno) para brindar flexibilidad al sistema, sin embargo, no analiza cuáles serían las repercusiones negativas que podría enfrentar la empresa distribuidora CNFL, además de que representa un esfuerzo financiero alto que varía entre el 2.34 % al 2.46 % del PIB nacional en el escenario intermedio.

Gráfico 18
Capacidad instalada total por año por código de tarifa de la generación distribuida. 2010-2025



Fuente: Elaboración propia con datos de las estadísticas de generación distribuida de Aresep al 2025.

Es importante mencionar que en el país ya se recomienda diversificar la matriz eléctrica más allá de las fuentes renovables mencionadas; en un estudio realizado por el ICE (2022), la investigación realizada alrededor de los residuos biomásicos relacionados al bagazo, el rastrojo de caña, vástago de banano, residuos de aserradero y el rastrojo de piña arrojó resultados positivos en cuanto al aprovechamiento de estos recursos para mejorar la participación de la biomasa en la matriz eléctrica, los cuales proveerían una capacidad de aproximadamente 683 MW de potencia por instalar anual, apoyando con una generación de 3560 GWh por año, cuyo aporte se aprovecharía un 57 % durante la época seca y un 56 % durante la época lluviosa, ligado a la disponibilidad y ciclos de los productos de donde se derivan. Otra opción que se ha promovido con la intención de mejorar la prestación del servicio eléctrico que se maneja a nivel nacional es la actual propuesta de la "Ley de Armonización del Sistema Eléctrico Nacional", Expediente N°23 414. Esta se concentra en la creación de un mercado eléctrico mayorista en donde agentes, que pueden ser tanto los generadores como los compradores, cuentan con un entorno que permita que se lleven a cabo dentro de un nuevo mercado regulado, las transacciones energéticas que prometen mejorar las condiciones de costo, calidad, seguridad e inversión de los servicios eléctricos. Para garantizar el funcionamiento de este mercado, la ley plantea la creación de un nuevo ente estatal (ligada al presupuesto nacional) que actúe como figura conciliadora, la cual asegure el cumplimiento de los contratos entre las partes y vele por la administración de los despachos de electricidad, así como llevar a cabo, en conjunto con el Minae, la planificación indicativa a corto, mediano y largo plazo de los sectores generación y transmisión.

El borrador actual de esta ley tiene como prioridad que el mercado eléctrico mayorista funcione anticipando que la energía generada satisfaga primeramente la demanda eléctrica nacional mediante contratos que permitan la recuperación de las inversiones realizadas y que, una vez garantizado este consumo, los excedentes no contratados se subasten dentro del mercado eléctrico nacional y el regional. Esta nueva figura a cargo tendrá carácter autónomo y se llamará el Ente Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional (ECOSEN).

Además, cabe resaltar que la Aresep siempre tendrá una participación como instrumento regulatorio. Por otro lado, también se habilitarían las subastas de energía una vez el mercado nacional esté abastecido, en donde los grandes consumidores, agentes distribuidores y comercializadores pueden pactar con los agentes generadores para la compra de energía.

Aunque la ley baraje una apertura del mercado, esta no se da de una manera indiscriminada, en realidad se consideran las reglas de forma que se cuide la interacción entre los agentes y no se abandone a las empresas distribuidoras, dándoles prioridad de compra y obligándolas a tener contratada en períodos de 1 año hasta 5 años el 90 % de su demanda, además de que permite realizar contratos previos sin participar en el mercado eléctrico mayorista con su autoconsumo o la compra de generación del ICE, siempre y cuando las plantas no hayan sido construidas posterior a la aprobación de ley. Sin embargo, la propuesta se queda corta en señalar qué tipo de proyecto y las medidas en que deben construirse para mantener una matriz eléctrica balanceada y deja a la libre la participación de los agentes que, con cualquier energía renovable, se convierten en posibles oferentes.

Las energías renovables más rentables en cuanto al retorno de inversión actualmente son las que aprovechan el recurso solar y eólico, ya que se han convertido en opciones económicamente viables debido a su popularidad, lo cual ha decantado en que los precios de los equipos disminuyan y sean más fáciles de adquirir. Por esta razón, en la apertura del mercado de generación eléctrica en Costa Rica, se espera que venga cargada de inversiones privadas en estas tecnologías con bajos costos de operación. No obstante, la integración de estas tecnologías debe venir acompañada de una planificación que considere a futuro la integración de nuevas fuentes auxiliares que amortigüen fluctuaciones de potencia que requieren respaldos para gestionar rampas y regular la frecuencia (Lizana, 2024). En este contexto, el sector eléctrico debe alargar su perspectiva y no solo apostar por las soluciones tradicionales basadas en plantas hidroeléctricas de regulación, como actualmente lo son represas como la Arenal, las cuales suelen tomar tiempo para llevar a cabo su planeamiento y eventual construcción, sino que se recomienda comenzar a complementar con almacenamiento de energía para ir incorporando nuevas tecnologías que aseguren la confiabilidad del sistema y así evitar optar por un respaldo con combustibles fósiles que

afectan negativamente los índices de descarbonización, aunque la matriz se presente como renovable por haber diversificado las fuentes.

La actual propuesta de ley aborda este tema de contratación de servicios auxiliares, la cual también funciona a partir de la participación de agentes generadores para establecer contratos de capacidad y beneficia a los involucrados al asegurar la compensación por el servicio, independientemente de si la capacidad se utilice o no, ya que tiene como objetivo cubrir los costos de la inversión en la construcción de nuevas plantas de generación y el mantenimiento de las instalaciones existentes. No obstante, se habla de precios tope que podrían desmotivar la inversión en plantas de tipo renovable y no existe un plan que aborde la proliferación de proyectos de energías no despachables más allá de darle prioridad a contratos de las plantas hidroeléctricas ya existentes, lo cual podría influir en que se utilicen más combustibles fósiles para respaldar a corto y mediano plazo. Por eso es muy importante que no se pierda la planificación directiva, debido a que esta ha permitido darle un balance al uso de las energías renovables de modo que se mantenga un sistema eléctrico "saludable" y renovable de forma equilibrada, a excepción de cuando las inclemencias climáticas han obligado a un incremento del uso de los combustibles fósiles. A partir de una discusión sobre las propuestas de esta ley donde participaron expertos en el tema eléctrico que se llevó a cabo en la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Costa Rica, se discutió al respecto de los cambios que proponía la ley. Los actores envueltos coinciden en que el modelo actual ha logrado hitos históricos relevantes que deben ser reconocidos, sin embargo, sí prevén que el país se encuentra dentro de una transición energética que requiere modernizar la forma en la que se está manejando la matriz eléctrica, la cual se ha mantenido conservadora en su proyección futura y no se ha diversificado lo suficiente para incorporar nuevas tecnologías y mayor flexibilidad. Sin embargo, es crucial que, sobre las injerencias políticas del momento, se prioricen la confiabilidad y seguridad operativa sobre cualquier otro interés, por lo que un proyecto de esta magnitud no debe tomarse a la ligera y debe ser mejorado para evitar que la reglamentación que eventualmente se apruebe no repercuta en una socialización de costos si esta falla. Ahora bien, en este mismo conversatorio existieron divergencias, donde los panelistas difieren de la relevancia del modelo actual y algunos de ellos aseguran que se debe

adaptar mejor la propuesta del modelo, de forma que la ley quede bien reglamentada para que se asegure una apertura adecuada, mientras que, por otro lado, se señala que el problema es modernizar sin fortalecer la gobernanza. También hubo divergencia sobre el rol del ICE en el futuro, pues se encuentra en el centro del conflicto sobre si debiera existir una defensa institucional o concentrarse en mejorar los límites y acciones de esta para garantizar la mejora del sector.

Es relevante enfatizar que la apertura que se está buscando es la del sector generación, bajo la premisa de que el ente planificador (ICE) cuenta con un modelo obsoleto y pone en riesgo tanto la estabilidad del servicio eléctrico como la mejora de las tarifas si se deja en manos de inversionistas que dependen de los fondos públicos. Sin embargo, en la versión más reciente de la ley se promueve también que el ICE brinde autonomía a su sector transmisión para que de manera objetiva pueda dar libre acceso a los nuevos agentes del mercado sin establecer un cambio en el ente encargado de darle mantenimiento y hacer crecer la estructura. Es decir, solo especifica la necesidad de independizar el sector y transferir la planificación al ECOSEN y el Minae, dejando los costos de operación y acato para el ICE, lo cual es contradictorio porque la apertura más bien diversifica los ingresos por la compra de electricidad, insumo importante para financiar el resto de sectores que quedan a cargo del ente estatal Por último, se prevé en la ley que el ICE está obligado a ceder al operador del sistema (División Operación y Control del Sistema Eléctrico). Dicho esto, este cambio de modelo del sistema eléctrico, más allá de proponer un modelo que fortalezca la figura vertical, la disrumpe y debilita para favorecer la participación de nuevos agentes que ingresan al mercado libres de responsabilidad solidaria y mantenimiento de infraestructura pública, pues tareas como las de electrificación de zonas lejanas, construcción y mantenimientos de líneas siempre recaerían sobre las empresas de carácter distribuidor encargadas.

Sector eléctrico actual en armonía con la naturaleza

Este año el ICE se ha visto envuelto en acciones que le exigen el cumplimiento de mejoras para la planificación de las redes eléctricas. La primera está ligada a la resolución No 01626-2026[5] debido a un recurso de amparo relacionado a la omisión en la implementación efectiva de medidas para prevenir la electrocución de fauna silvestre, específicamente en el distrito de Nosara. Aunque en muchos sectores del país ya se construye con conductores aislados, no es una rareza que en algunos casos exista infraestructura con cables desnudos que pueden ser un foco de afectación para el flujo de animales del área, en especial si está muy cerca de zonas con alta densidad de fauna silvestre, por lo que esta sentencia es un llamado a que se lleve a cabo una expansión y modernización del sistema eléctrico nacional con una planificación y diseño más preventivo que considere la mayor identificación de áreas ambientalmente frágiles para promover alternativas de cableado adecuado o infraestructuras alternativas, como líneas subterráneas, cambios en los trazados o el aislamiento completo de la red de distribución si así se requiriera.

Otra problemática relacionada a la red de distribución actual está ligada a la sentencia No 08044-2026[6], donde el tribunal concluyó que la acumulación desordenada de cables de telecomunicaciones en los postes del casco urbano de San Ramón en los postes eléctricos se considera contaminación visual y un peligro para la seguridad ciudadana debido a que estos se encuentran, en muchos casos, expuestos y mal colocados. Esta sentencia supone un precedente en donde el concepto de medio ambiente se extiende positivamente al de paisaje urbano, reconociendo que la acumulación excesiva de cableado en la infraestructura pública degrada la calidad de vida de los habitantes, así como afecta su armonía con el entorno. Además de la vulneración indirecta que esta situación representa al ambiente de las personas afectadas, los postes están sujetos a una tensión para los que no fueron diseñados, por lo que este llamado de atención es relevante para que las empresas distribuidoras implementen una planificación en pro de evitar la saturación de las líneas de distribución.

[5] https://nexuspj.poder-judicial.go.cr/document/sen-1-0007-1360870
[6] https://nexuspj.poder-judicial.go.cr/document/sen-1-0007-1371408

Retos al sistema energético nacional

Sistema nacional de combustibles bajo el contexto actual del conflicto en Medio Oriente y Asia

La interrupción del flujo de petróleo y gas a través del estrecho de Ormuz y los ataques a la infraestructura energética en toda la región tienen importantes consecuencias para la seguridad y la asequibilidad de la energía, así como para la economía mundial. El conflicto, que comenzó el 28 de febrero de este año, ha provocado, entre otros, que se obstaculice el flujo de energéticos a través del Estrecho, provocando la mayor interrupción del suministro en la historia del mercado petrolero mundial. El suministro mundial de gas natural licuado (GNL) también se ha reducido en torno a un 20 % debido a esta situación. El director ejecutivo de la Agencia Internacional de Energía (EIA, por sus siglas en inglés), Dr. Fatih Birol, ha declarado que el impacto combinado constituye "la mayor amenaza para la seguridad energética mundial de la historia"[7].

De acuerdo con la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés), el flujo de crudo y productos petrolíferos a través del estrecho de Ormuz se ha desplomado de unos 20 millones de barriles diarios (Mbbl/d) antes de la guerra a un flujo mínimo. Con el tráfico prácticamente paralizado, la capacidad limitada para sortear esta vía marítima crucial y el llenado de los depósitos, los países del Golfo han reducido la producción total de petróleo en más de 11 Mbbl/d. La región del Golfo es una fuente clave de exportaciones de productos petrolíferos refinados a los mercados mundiales, especialmente de destilados intermedios como el diésel y el combustible para aviones. Los productores del Golfo exportaron 3 300 000 de barriles diarios de productos petrolíferos refinados y 1 500 000 de barriles diarios de gas licuado de petróleo (GLP) en 2025. Más de 3 millones3 000 000 de barriles diarios de capacidad de refinación en la región ya se han paralizado, debido a ataques y a la falta de mercados de exportación viables. Las refinerías fuera de la región también están reduciendo su producción debido a la preocupación por la disponibilidad de materia prima.

[7] https://www.iea.org/topics/the-middle-east-and-global-energy-markets

Para comparar la presente disrupción en el suministro de petróleo global con las principales perturbaciones históricas se tiene que el embargo petrolero árabe de 1973 redujo la oferta en aproximadamente 4,5 millones de barriles diarios (Mbbl/d), y la Revolución iraní de 1979 retiró 4,8 Mbbl/d del mercado. Posteriormente, la crisis del Golfo de 1990 dejó fuera de servicio 4,3 Mbbl/d. Estas interrupciones suelen provocar una mayor inflación y recesiones económicas en los países consumidores; de acuerdo con Huntington (2018), al utilizar datos históricos, se concluye que una reducción del 10 % en el suministro mundial de petróleo, derivada de interrupciones mensuales abruptas y significativas en la producción de crudo de la OPEP y del Golfo Pérsico, se correlaciona con un aumento del 35-43 % en los precios del crudo ajustados a la inflación.

Esto ya se puede ver en las perspectivas que los organismos internacionales están proyectando con respecto a la economía, por ejemplo, de acuerdo con la perspectiva económica mundial de abril del Fondo Monetario Internacional (2026), el pronóstico de referencia proyecta que el crecimiento global sea del 3,1 % en 2026 y del 3,2 % en 2027, más lento que su ritmo reciente de alrededor del 3,4 % en 2024 y 2025. Se espera que la inflación general global aumente al 4,4 % en 2026 y disminuya al 3,7 % en 2027, lo que representa revisiones al alza para ambos años. Además, los precios del petróleo y el gas natural están presentando fuertes oscilaciones desde el inicio del enfrentamiento; de acuerdo con la Agencia de Información Energética de EE. UU, los precios en el mercado de oportunidad (spot) para el *West Texas Intermediate* (WTI - Cushing)[8] alcanzaron un máximo de un 84 % durante el conflicto con respecto al promedio de los primeros dos meses del 2026, y para la tercera semana de junio, los precios de este producto se mantenían un 30 % por encima de los dos meses previos al conflicto.

Aunado al impacto en el suministro de petróleo existe un impacto directo en otras materias primas clave, particularmente la región del Golfo produce alrededor del 8 % del suministro mundial de aluminio, que se utiliza en numerosas tecnologías energéticas, así como en la construcción y la industria manufacturera. Además, alrededor de la mitad del comercio mundial de azufre por vía marítima también transita por el Estrecho de Ormuz. El ácido

[8] https://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_d.htm

sulfúrico se utiliza no solo para producir fertilizantes y productos químicos, sino también en el refinado de petróleo y minerales críticos como el cobre, el níquel y el zinc a nivel mundial.

Contexto actual regional

Si bien la disrupción generada por el conflicto es de proporciones globales, para la región de las Américas, el impacto no se ha sentido aún con la severidad como sí se está sintiendo en el mercado del sureste asiático. De acuerdo con las perspectivas energéticas del sudeste asiático 2026 de la IEA, antes de la crisis, alrededor del 60 % de las importaciones de petróleo crudo del sudeste asiático y un tercio de sus importaciones de gas provenían de Oriente Medio, mientras que el 45 % de su suministro de productos petrolíferos dependía del crudo de Oriente Medio.

Este rezago y disminución en el impacto del conflicto ha sido gracias a una combinación de factores que van desde un excedente de suministro de petróleo previo al enfrentamiento, como a un aumento de la extracción y exportaciones récord de los países del continente; por ejemplo, de acuerdo con la Organización Latinoamericana y el Caribe de Energía (Olade) la producción petrolera en los países miembros aumentó un 27 % interanual en febrero de 2026[9]. Además, como respuesta al conflicto, China presentó una desaceleración drástica e inesperada de la demanda, además de un flujo constante de crudo que aún atraviesa el estrecho, ayudando a mitigar gran parte del impacto de la pérdida de más de 10 000 000 de barriles diarios de suministro de Oriente Medio. [10]

Pero también las naciones con reservas estratégicas de petróleo han utilizado este producto para amortiguar el vacío que generó esta disrupción, a un costo que las está agotando a una velocidad récord. Tal es el caso de la Reserva Estratégica de Petróleo de EE. UU. (SPR, por sus siglas en inglés).

[9] https://www.olade.org/noticias/produccion-petrolera-de-alc-supera-los-370-millones-de-barriles-en-febrero-un-alza-interanual-del-27/
[10] https://fortune.com/2026/06/06/oil-prices-biggest-supply-shock-history-china-imports-inventories-us-exports/?utm_source=search&utm_medium=suggested_search&utm_campaign=search_link_clicks

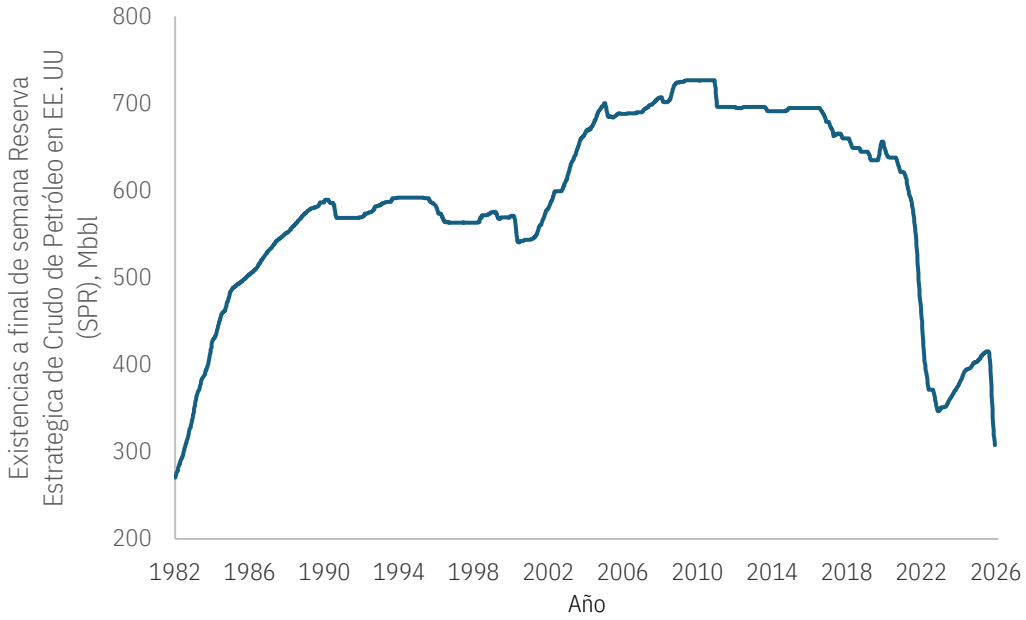
Como se observa en el gráfico 19, esta reserva se ha mermado por la liberación de producto al mercado a partir del conflicto bélico en el Golfo Pérsico, alcanzando en julio de este año los mismos niveles registrados en marzo de 1983. De acuerdo con Pirog (2017), la capacidad máxima física de esta reserva es de entre 714 Mbbl a 727 Mbbl, por lo que para junio las reservas estarían cercano al 46 % de su capacidad.

Actualmente, existe un memorando de entendimiento entre las naciones involucradas en el conflicto donde se incluye el compromiso de continuar las conversaciones para alcanzar un acuerdo final en los próximos sesenta días, y también hace referencia a la reapertura del estrecho de Ormuz y al levantamiento de las sanciones, entre otros[11]. Sin embargo, este se mantiene como un acuerdo preliminar donde se predomina cierta tensión y un posible enfrentamiento que podría descontrolarse en cualquier momento[12], alargando las perturbaciones en el flujo de energéticos y otras materias primas a nivel global.

Ahora bien, para el caso de los derivados de petróleo estos tienen una dinámica distinta a la del crudo de petróleo, ya que no solo se depende de esta materia prima (el crudo) sino que también de la capacidad de procesamiento de las refinerías en la región, el precio de los productos derivados y la demanda de consumo final. En el caso del precio promedio semanal de la gasolina convencional de todos los grados en EE. UU., esta alcanzó un máximo de un 57 % durante el conflicto con respecto al promedio de los primeros dos meses del 2026, y para la tercera semana de junio, el precio de este producto se mantenía un 41 % por encima de los dos meses previos al conflicto. En el caso de precios promedio semanal de venta al público del diésel No. 2 en EE. UU. con contenido ultrabajo de azufre (0-15 ppm), este alcanzó un máximo de un 57 % durante el conflicto con respecto al promedio de los primeros dos meses del 2026, y para la tercera semana de junio, el precio de este producto se mantenía un 40 % por encima de los dos meses previos al conflicto.

[11] https://www.bbc.com/news/articles/c4gy700j0eko
[12] https://www.aljazeera.com/news/2026/6/27/us-iran-trade-strikes-what-to-know-will-it-unravel-the-mou

Gráfico 19
Existencias finales semanales de petróleo crudo en EE. UU. en SPR (millones de barriles)



Fuente: Agencia de Información Energética de EE. UU.

Con todos estos elementos expuestos se genera una alta incertidumbre en la dirección que va a tomar tanto el precio de los combustibles como la disponibilidad de estos, lo cual afecta directamente la seguridad energética del país[13] y la posibilidad de prestar los servicios que requiere la población. En el caso de los precios de los combustibles nacionales a precios corrientes en estación de servicio, se tiene que en la última fijación tarifaria de Aresep[14] se alcanzó el máximo precio para lo que va del año, con un incremento del 19 % con respecto al promedio de enero y febrero para la gasolina RON 95, un 26 % en la gasolina RON 91 y un 27 % en el diésel. Esta situación se da porque el país presenta un rezago aproximadamente de dos meses en los precios con respecto a la variación de precios en el mercado de EE. UU., por lo tanto, es posible que en los próximos meses el precio nacional de los combustibles se mantenga incrementado, y si el conflicto se mantiene, la afectación por el incremento de precios tanto en los combustibles como en los servicios que requieren este energético prevalecerá. Por otro lado, se espera siempre poder acceder a los combustibles tanto en el mercado del Golfo de México como otros mercados de la región, por lo que no se descarta la

[13] La **seguridad energética** es la garantía de que un país o región tenga acceso ininterrumpido y asequible a fuentes de energía para cubrir sus necesidades.
[14] https://aresep.go.cr/datos-abiertos/tarifas-de-combustibles/

posibilidad de no poder acceder a las cantidades que normalmente el país compra si la disrupción de los flujos de energía se mantiene por más meses.

Por lo tanto, es necesario comenzar en el país con la discusión de cómo reducir la dependencia de los derivados, y sobre todo, decidir cuál es modelo nacional que pueda prestar los servicios que requiere la población, que permita ser más eficiente en el uso de los energéticos, y disminuya o elimine la exposición de la población a la contaminación y que se reduzca los impactos de estas oscilaciones internacionales en la producción nacional.

Sistema Eléctrico Nacional y El Niño-Oscilación del Sur (ENSO)

El Niño y la Oscilación del Sur, también conocida como ENOS, son fluctuaciones periódicas (es decir, cada 2 a 7 años) en la temperatura de la superficie del mar (El Niño) y la presión atmosférica (Oscilación del Sur) en el océano Pacífico ecuatorial. La presencia de El Niño, o su opuesto, La Niña, modifica lo suficiente el flujo general de la atmósfera como para afectar las condiciones climáticas normales en muchas partes del mundo[15]. En el caso de Costa Rica, al ubicarse la Zona de Convergencia Intertropical al Sur de Centroamérica, y sobre Suramérica, bajo el ENOS en su fase cálida altera las precipitaciones en las regiones del Pacífico, por el contrario, en el Caribe se presentan lluvias más intensas que la media climatológica[16].

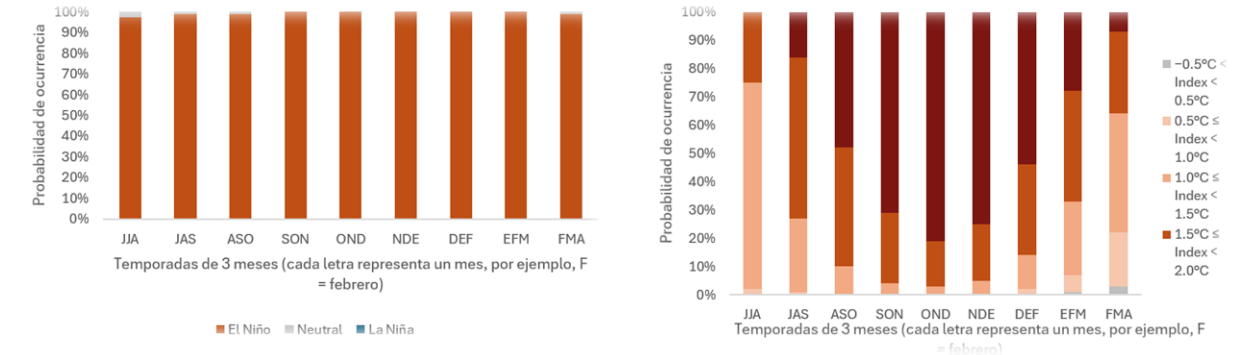
Al ser este un evento con tanta relevancia a nivel global, se le da seguimiento tanto a nivel global como nacional. En el primer caso, la Administración Nacional Oceánica y Atmosférica (NOAA por sus siglas en inglés) mantiene varios índices para medir el avance de este fenómeno y pronosticar la probabilidad incidencia en la región de las Americas. Para junio de este año, se prevé que El Niño persista durante el invierno 2026-2027 del hemisferio norte, con una probabilidad de un 100 % para los meses de setiembre a diciembre del 2026 y de un 98 % a 99 % de ocurrencia en los meses de enero y febrero del 2027 (gráfico 20). Además, entre noviembre de 2026 y enero de 2027, existe un 63 % de probabilidad de que se produzca un fenómeno de El Niño muy intenso. Hay una probabilidad de 1 entre 3 de que El Niño sea menos

[15] https://www.ncei.noaa.gov/access/monitoring/enso/
[16] https://www.imn.ac.cr/web/imn/enos

intenso que muy intenso. Si bien eventos intensos no implican impactos mayores en el tiempo y clima, estos pueden aumentar la probabilidad de que ocurran ciertos impactos[17].

A nivel nacional el Instituto Meteorológico Nacional, en su Pronóstico Estacional para julio – enero 2027, indica que la época lluviosa 2026 inició retrasada seguida de un adelanto en el inicio de la canícula, la cual se mantendría hasta finales de agosto, acompañada de temperaturas más elevadas. De acuerdo con el Sistema de Alerta Temprana del ENOS denominado "SAT-ENOS", ya nos encontramos en la etapa de El Niño y el Sistema de Alerta Temprana de Sequía (SAT-sequía) que maneja el IMN establece la sequía meteorológica en l las regiones climáticas del Valle Central, Zona Norte Occidental y gran parte del Pacífico Norte. Las zonas costeras de la vertiente del Pacífico, incluyendo tanto la península de Nicoya como la península de Osa, se encuentran próximas al establecimiento de la condición de sequía meteorológica[18].

Gráfico 20
a) Probabilidad de ocurrencia de ENOS y b) probabilidades de fortalecimiento de ENOS, ambos basados para el índice relativo de la temperatura en la superficie del mar de la región del Niño 3.4 (RONI)



Fuente: Datos del Centro de Predicción Climática, Servicio Meteorológico Nacional/NOAA EE. UU.

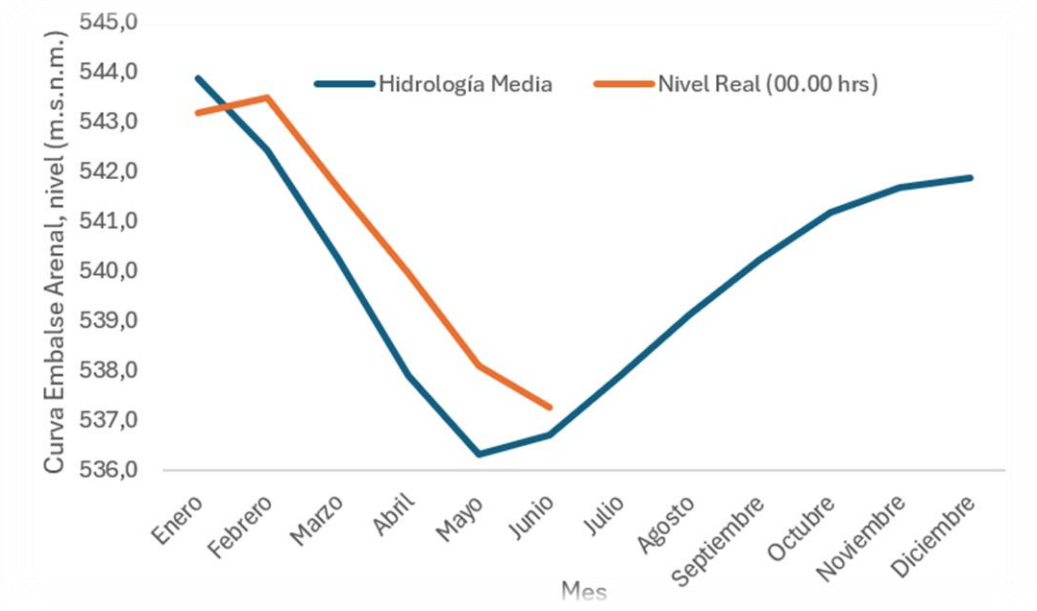
Como se vio anteriormente el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) mantiene una alta participación de generación hidroeléctrica que podría verse afectada por este evento climático, especialmente por el atraso e irregularidad que está generando en la entrada de las lluvias y el aporte deficitario de estas en las cuencas de recarga donde se ubican los proyectos hidroeléctricos, creando la posibilidad de no contar con el suficiente recurso hídrico durante la

[17] https://www.cpc.ncep.noaa.gov/products/analysis_monitoring/lanina/enso_evolution-status-fcsts-web.pdf
[18] https://www.imn.ac.cr/documents/10179/29808/PerspClimaCR-202606

época seca del período 2026-2027. Por ejemplo, actualmente los niveles del embalse del Arenal (hasta junio de este año) se mantiene por encima de los niveles hidrológicos medios, tal como se muestra en el gráfico 21, pero en el último mes se acerca a la curva inferior de la hidrología media, hay que espera la evolución en los próximos meses para entender si la sequía meteorológica en la Zona Norte va a afectar los niveles del embalse. Adicionalmente, parte de las consecuencias de El Niño es un incremento de la temperatura ambiental y la sensación térmica que sufre la población. Esto propicia el uso de aires acondicionados para aliviar el confort térmico y mejorar la sensación térmica a la que se está expuesta, lo cual se traduce en un incremento de la demanda eléctrica, para satisfacer el acondicionamiento de espacios, en momentos donde el recurso hídrico es limitado, por lo que se termina recurriendo al uso de combustibles fósiles para abastecer el incremento en el consumo de electricidad.

A lo anterior hay que sumarle la posibilidad de que, para el segundo semestre del 2026 y primero del 2027, los precios de los combustibles se mantengan altos debido a incertidumbre generada por la interrupción de los flujos de energéticos en Asia Occidental, lo cual crea un escenario extremadamente retador para el país y la forma en cómo se va a lograr satisfacer los servicios que requiere la población.

Gráfico 21
Curvas de nivel real para el 2026 e hidrología media del embalse Arenal



Fuente: Elaboración propia con datos de la DOCSE 2025.

Fuentes de información, construcción de indicadores y retos de la investigación

Todas las fuentes de información utilizadas en la presente investigación provienen de datos de fuentes administrativas de las instituciones y empresas del Estado que están relacionadas directamente con el subsector energía, así como aquellas Instituciones que generan estadísticas nacionales recopiladas directamente de los sitios electrónicos o mediante solicitud directa por medio de correo electrónico.

Esta información, desagregada y expresadas en múltiples unidades distintas, son procesadas mediante operaciones estadísticas descritas en García *et al*. (2017), International Agency Energy (2004) y United Nations (2018) para transformarlas en unidades energéticas comparables, las cuales son utilizadas para la construcción de los indicadores y estadísticas utilizadas en la presente investigación. Uno de los principales productos creados en este proceso es la base de indicadores energéticos para el Programa Estado de la Nación con la metodología histórica utilizada por la Secretaría de Planificación del Subsector Energía (Sepse/Minae) del Ministerio de Ambiente y Energía (Minae). Esto con el fin de darle continuidad a la memoria histórica de los indicadores energéticos nacionales y poder hacer las comparaciones de la evolución del subsector energía utilizando la misma metodología y agrupaciones de datos usados en ese proceso. Si bien la Dirección de Energía del Minae ha publicado desde el 2022 los Balances Energéticos Nacionales, junto con un extenso análisis de los resultados que anteriormente se había dejado de realizar, para el momento de esta publicación no se ha publicado el balance para el 2025; adicionalmente, estos están construidos siguiendo únicamente la metodología descrita por la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en ingles) y no tienen las desagregaciones de consumo por sectores como si lo hacía la Sepse/Minae, por ejemplo, no hay desagregación de consumos en el sector industrial por actividad económica, ni desagregación de consumos por tipo de vehículo para el sector transportes terrestre, entre otros.

Hay que entender que, hasta el 2011, cuando las Comisión de Estadísticas de Naciones Unidas adopta las Recomendaciones Internacionales para Estadísticas Energéticas (IRES, por sus siglas en inglés), los BEN eran ejercicios nacionales desarrollados y elaborados exclusivamente para la planificación de los países, no existía una normalización de cómo realizar los balances a nivel internacional. Aunque antes de las IRES, la Organización Latinoamericana y Caribeña de Energía (Olade) había impulsado múltiples iniciativas de normalizar las estadísticas energéticas en la región, los países mantenían la creación de balances energéticos con las metodologías desarrolladas por cada uno para responder al seguimiento de políticas y la planificación nacional.

Por otro lado, después de la incorporación de Costa Rica a la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), el país se vio en la necesidad de generar estadísticas tanto con la metodología de la IEA/IRES como usando la metodología de la Sepse/Minae, para no perder la memoria histórica nacional. Paralelamente, Olade también realizó un proceso de armonización metodológica de balances de energía para las estadísticas de la región con el fin de preservar la memoria histórica de las estadísticas energéticas. Pero a partir del 2023, el Minae dejó de generar los balances con las dos metodologías y la redujo a una sola, la cual indica es basada en la metodología de IEA/IRES; se desconoce la justificación de este cambio, pero el Ministerio tiene en poder ambas metodologías para elaborar los balances, ya que ellos son los custodios de toda la información que generaba la Sepse/Minae. Por lo anterior, para esta investigación se decide utilizar las estadísticas elaboradas bajo la metodología creada por la Sepse/Minae para poder dar seguimiento a la evolución del subsector energía y determinar los patrones de consumo energético que tiene país.

Otro faltante de información, importante de destacar, es la relacionada al parque vehicular nacional, ya que no existe una contabilidad real o aproximada actualizada que estime el parque de vehículos, ni su composición. Anteriormente, la Sepse/Minae publicaba un estimado anual del parque vehicular y desglosaba su composición detalladamente, lo cual, era el registro más cercano a la realidad nacional. De acuerdo con (Alfaro Rosario, 2022), tratar de determinar la cantidad de vehículos que circulan en el país es una tarea compleja, especialmente, porque existe diversidad de registros de anotación de vehículos cuyas cifras son muy diferentes. Por

ejemplo, están los inscritos en el Registro Público, los que acuden a la revisión técnica y los que pagan el Derecho de Circulación de Vehículos Automotores. A esto, se suma las cifras provenientes del Instituto Nacional de Estadística y Censos (INEC) y el Ministerio de Obras Públicas y Transportes (MOPT), que difieren con los reportes del Registro Público e INS. Para esta investigación, se toman los datos del parque vehicular históricos de la Sepse/Minae y se actualiza el parque vehicular para los automóviles particulares y las motocicletas, ya que estos son los principales vehículos que componen al parque de vehículos nacionales. Para los vehículos eléctricos se utiliza el seguimiento que realiza la Dirección de Energía del Minae sobre los vehículos registrados con placa en el Registro Nacional.

Para el caso del cálculo de emisiones de dióxido de carbono por combustión de derivados de petróleo, se utiliza los datos y la metodología de las publicaciones del IMN: Factores de Emisión GEI, décimo quinta edición 2025 y el Inventario Nacional de Emisiones por fuentes y absorción por sumideros de Gases de Efecto Invernadero 1990-2021, del 2024.

Conclusiones

Si bien Costa Rica busca activamente alinear sus objetivos nacionales hacia una transición energética que garantice el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna, como lo establece el objetivo 7 de la ONU, el camino que está transitando al momento de analizar sus patrones de consumo revelan que existe una falta de concordancia entre lo esperado y la realidad. No es que no se esté satisfaciendo el acceso a la energía, los indicadores discutidos revelan que hasta hoy hay garantía del abastecimiento requerido, sin embargo, la alta dependencia de combustibles fósiles para satisfacer sus necesidades energéticas y prestar los servicios que requiere la sociedad y las actividades económicas difiere de una planificación sostenible.

La falta de planificación en el sector transporte, o al menos las decisiones que se están tomando para mitigar la alta carbonización de este sector, no logran reducir a tiempo una problemática que a este punto no se puede resolver con más infraestructura vial, sino que requiere la intervención urgente para que la energía se utilice de forma más eficiente. Es insostenible para el país y sus metas de descarbonización que prevalezca un modelo implícito

donde, por falta de una política que incentive cambios estratégicos, el servicio de movilidad se sigue satisfaciendo con el uso de vehículos particulares, lo cual desemboca en un continuo crecimiento de este parque vehicular, en detrimento del transporte colectivo y en el aumento de las emisiones de gases contaminantes.

A falta de estudios más especializados en el país, las investigaciones sobre los efectos del impacto de la carbonización aún no alarman a la ciudadanía, sin embargo, no reaccionar a tiempo conlleva a un posible conflicto de salud general que afecta al recurso humano, el cual ha sido clave para el desarrollo económico nacional. Además, ignorar las alertas, apoyado de un sistema de salud colapsado, conlleva a que se amplíen brechas en la desigualdad, debido al mismo acceso a la atención médica, y daños ambientales muy ligados al casco urbano, fallando en asegurar un espacio seguro y sostenible para sus habitantes.

En la misma línea, garantizar los derechos de los habitantes y la reducción de las brechas de desigualdad no se puede dar por sentado solamente porque se han logrado hitos importantes como la cobertura del 99.4 % de acceso a la red o por la existencia de programas de donación de opciones *off-grid.* Es importante resaltar que Costa Rica ha logrado y sigue trabajando en que el recurso energético eléctrico cada día alcance a los rincones más alejados, por lo que cualquier cambio en el modelo eléctrico debe planificarse para que las personas en zonas más vulnerables no se vean afectadas por cambios en donde no tienen injerencia. De este modo, las modificaciones en cualquier reglamentación, eléctrica o de combustibles fósiles, no deben partir de que la mayoría del problema ya está solucionado a costas de las personas que siguen sin acceso, por lo que cualquier cambio debe garantizar que se siga reduciendo la brecha en la pobreza energética.

El objetivo 8 de la ONU establece que se debe promover el crecimiento económico inclusivo y sostenible, y el sector eléctrico también muestra un aumento en la demanda de energía, liderado principalmente por el incremento en el consumo por el sector industrial y el sector comercio y servicios, lo cual muestra que la economía está en movimiento. Para seguir garantizando este crecimiento, las políticas más actuales, como la inclusión de generación distribuida o el Expediente No 23.414, se están construyendo para beneficiar estos sectores en

pro de que se aproveche mejor la energía con la incursión de nuevos actores, sin embargo, se han vulnerabilizado implícitamente sectores como el residencial, al cual se le encareció su participación dentro de la generación distribuida con la tarifa de acceso monómica, además de que en la última propuesta de la "Ley de armonización del sistema eléctrico" tampoco formaría parte como actor de las subastas de energía, aunque se supone que las distribuidoras velarían para que su demanda eléctrica esté cubierta. En todo caso, lo que se busca resaltar es que debe existir una concordancia en el crecimiento de los sectores de la economía para evitar una socialización de costos de un sector económico a costas de otro como el residencial.

El mundo vive hoy la disrupción en el suministro de petróleo global más intensa registrada en la historia del abastecimiento de energéticos, lo cual, inevitablemente, va a generar un impacto en la forma en que se logran satisfacer las necesidades que requiere la población con el modelo de consumo actual y la seguridad energética del país. Lo mismo sucede con la cada vez más impactante influencia de los cambios climáticos extremos, como el fenómeno de El Niño y La Niña. De este modo, vale la pena reflexionar sobre qué se ha venido haciendo bien y qué se debe mejorar, esto sin descartar por completo toda la fórmula anterior sin rescatar acciones valiosas que han dirigido al país a donde está: no se ha llegado por casualidad y por eso mismo hay detenerse a reconocer qué parte del pasado aún puede seguir sirviendo con miras hacia el futuro. La motivación y preocupación por mantener y aumentar la descarbonización la comparten tanto el sector público como el privado, el reto está en que se establezcan reglamentos y acciones claras sobre la participación de ambos para que se trabaje en conjunto hacia el objetivo en común que le dé el lugar a todo el sector energético, uno complementando integralmente al otro —combustibles y electricidad— y no por separado.

Por último, en Costa Rica, no se puede todavía hablar de soberanía energética cuando el sector energía es altamente dependiente de un recurso atado a las fluctuaciones de un mercado internacional y vulnerable a las inclemencias climáticas. Aunque en el papel pareciera que la solución está en aplicar la fórmula de las energías renovables para garantizar una transición hacia una economía más verde, no se puede prescindir de la importancia que representa una planificación integrada; IRENA (2022) hace un primer esfuerzo en darle protagonismo a la Gran Área Metropolitana y llama a que el sector energético se integre para generar soluciones más

locales que, aunque con un costo de inversión alto, solucionan a largo plazo comportamientos que sin la planificación adecuada pueden costar más caros.

Referencias bibliográficas

Alfaro, R. (2022*). Revisión Técnica Vehicular en Costa Rica origen, Resultados y Desafíos*. https://www.rtv.co.cr/estudios/

Alpízar, F., Piaggio, M., y Pacay, E. (2017). *Valoración económica de los beneficios en la salud asociados a la reducción de la contaminación del aire El caso de la Gran Área Metropolitana de Costa Rica*. CEPAL.

Arias Ramírez, R. y Muñoz López, J. (2007). La reforma económica y su impacto social en Costa Rica durante el período de Ajuste Estructural: Apuntes críticos para el análisis. *Economía y Sociedad* 12(31-32): 5-34.

Autoridad Reguladora de los Servicios públicos (Aresep). (2025). *Generación distribuida: Energía depositada, retirada e inyectada, y el tipo de fuente*. Aresep. https://aresep.go.cr/datos-abiertos/generacion-distribuida-energia-generada-retirada-inyectada-tipo-fuente/

Bazán Salazar, V. (2024). *Uso y gestión de la energía en Costa Rica patrones y desafíos para la sostenibilidad ambiental*. CONARE. https://repositorio.conare.ac.cr/rest/bitstreams/57a6a618-bd88-4dd1-bd80-bb04acff37b6/retrieve

Bazán, V. (2025). *Patrones y desafíos de la gestión y uso de la energía para la sostenibilidad ambiental*. CONARE. https://repositorio.conare.ac.cr/items/074ac86d-c85d-4ca0-8aef-b0c20edd8e3b

Calderón-Garcidueñas L., Stommel E. W., Torres-Jardón R., Hernández-Luna J., Aiello-Mora M., González-Maciel A., Reynoso-Robles R., Pérez-Guillé B., Silva-Pereyra H. G., Tehuacanero-Cuapa S., Rodríguez-Gómez A., Lachmann I., Galaz-Montoya C., Doty R.L., Roy A. y Mukherjee P. S. (2024). *Alzheimer and Parkinson diseases, frontotemporal lobar degeneration and amyotrophic lateral sclerosis overlapping neuropathology start in the first two decades of life in pollution exposed urbanites and brain ultrafine particulate matter and industrial nanoparticles, including Fe, Ti, Al, V, Ni, Hg, Co, Cu, Zn, Ag, Pt, Ce,*

La, Pr and W are key players. Metropolitan Mexico City health crisis is in progress. Front. Hum. Neurosci. 17:1297467. doi: 10.3389/fnhum.2023.1297467

Chen H., Goldberg M.S. *The effects of outdoor air pollution on chronic illnesses*. Mcgill J. Med. 2009 *12*(1):58-64.

Espinasa, R., Hinestrosa, C., Sucre, C., y Anaya, F. (2017). *Dossier energético: Costa Rica*. https://doi.org/10.18235/0000588

Fondo Monetario Internacional. (2026). *World economic Outlook: Global Economy in the Shadow of War*. Washington, DC.

García, F., Yujato, M., y Arenas, A. (2017). *Manual de Estadística Energética* (2da edición). Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).

Gobierno de Costa Rica. (2025, enero). *Informe técnico de Calidad del aire enero*. 2025. San José, Costa Rica: Minae-IMN. https://www.imn.ac.cr/web/imn/boletin-calidad-aire

Gobierno de Costa Rica. (2025, febrero). *Informe técnico de Calidad del aire febrero*. 2025. San José, Costa Rica: Minae-IMN. https://www.imn.ac.cr/web/imn/boletin-calidad-aire

Gobierno de Costa Rica. (2025, marzo). *Informe técnico de Calidad del aire marzo*. 2025. San José, Costa Rica: Minae-IMN. https://www.imn.ac.cr/web/imn/boletin-calidad-aire

Gobierno de Costa Rica. (2025, abril). *Informe técnico de Calidad del aire abril*. 2025. San José, Costa Rica: Minae-IMN. https://www.imn.ac.cr/web/imn/boletin-calidad-aire

Gobierno de Costa Rica. (2025, mayo). *Informe técnico de Calidad del aire mayo*. 2025. San José, Costa Rica: Minae-IMN. https://www.imn.ac.cr/web/imn/boletin-calidad-aire

Gobierno de Costa Rica. (2025, junio). *Informe técnico de Calidad del aire junio*. 2025. San José, Costa Rica: Minae-IMN. https://www.imn.ac.cr/web/imn/boletin-calidad-aire

Gobierno de Costa Rica. (2025, julio). *Informe técnico de Calidad del aire julio*. 2025. San José, Costa Rica: Minae-IMN. https://www.imn.ac.cr/web/imn/boletin-calidad-aire

Gobierno de Costa Rica. (2025, setiembre). *Informe técnico de Calidad del aire setiembre*. 2025. San José, Costa Rica: Minae-IMN. https://www.imn.ac.cr/web/imn/boletin-calidad-aire

Gobierno de Costa Rica. (2025, octubre). *Informe técnico de Calidad del aire octubre*. 2025. San José, Costa Rica: Minae-IMN. https://www.imn.ac.cr/web/imn/boletin-calidad-aire

Gobierno de Costa Rica. (2026). *Factores de Emisión de Gases de Efecto Invernadero 2025*. (15va Ed). San José, Costa Rica: Minae-IMN. http://cglobal.imn.ac.cr/documentos/publicaciones/factoresemision/factoresemision2025/FactoresEmision-GEI-2025.pdf

Gobierno de Costa Rica. (2025). *Contribución Nacionalmente Determinada 2025-2035*. San José, Costa Rica: Minae-DCC. https://cambioclimatico.minae.go.cr/contribucion-nacionalmente-determinada-ndc-de-costa-rica/

Gobierno de Costa Rica. (2024). *Inventario Nacional de emisiones por fuentes y absorción por sumideros de Gases Efecto Invernadero. Costa Rica, 1990-2021*. San José, Costa Rica: Minae-IMN. http://cglobal.imn.ac.cr/documentos/publicaciones/factoresemision/factoresemision2024/FactoresEmision-GEI-2024.pdf

Hilje Quirós, B. y Torres Hernández, M. (1997). *El proyecto hidroeléctrico de Arenal y el impacto en su entorno económico y social (1950-1994)*. *Revista de historia* (36), 107-143.

Huntington, H. (2018). *Measuring oil supply disruptions: A historical perspective*. Energy Policy (115), 426-433, https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.12.020.

Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). (2010). *Informe anual de operación 2010*. DOCSE-ICE.

Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). (2011). *Informe anual de operación 2011*. DOCSE-ICE.

Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). (2012). *Informe anual de operación 2012*. DOCSE-ICE.

Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). (2013). *Informe anual de operación 2013*. DOCSE-ICE.

Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). (2014). *Informe anual de operación 2014*. DOCSE-ICE.

Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). (2015). *Informe anual de operación 2015*. DOCSE-ICE.

Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). (2016). *Informe anual de operación 2016*. DOCSE-ICE.

Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). (2017). *Informe anual de operación 2017*. DOCSE-ICE.

Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). (2018). *Informe anual de operación 2018*. DOCSE-ICE.

Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). (2019). *Informe anual de operación 2019*. DOCSE-ICE.

Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). (2020). *Informe anual de operación 2020*. DOCSE-ICE.

Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). (2020). *Costa Rica: Matriz Energética. Modelo sostenible, único en el mundo*. ICE. https://www.grupoice.com/wps/wcm/connect/19b209b1-049b-4cb4-bf4f-ca7170ce2749/Matriz+el%C3%A9ctrica+2020.pdf?MOD=AJPERES

Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). (2021). *Informe anual de operación 2021*. DOCSE-ICE.

Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). (2022). *Informe anual de operación 2022*. DOCSE-ICE.

Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). (2023, agosto). *Potencial de generación a partir de la masa residual en Costa Rica*. Energía y Desarrollo Eléctrico del ICE.

Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). (2023). *Informe anual de operación 2023*. DOCSE-ICE.

Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). (2023, 13 de noviembre). *Evolución histórica*. ICE. Desarrollo Eléctrico

Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). (2024). *Informe anual de operación 2024*. DOCSE-ICE.

Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). (2025). *Informe anual de operación 2025*. DOCSE-ICE.

Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). (2026). *Informe mensual de operación mayo 2026*. DOCSE-ICE.

Instituto Nacional de Estadística y Censos (INEC). (2025). *Encuesta Nacional de Hogares. Julio 2025. Resultados generales.* sistemas.inec.cr/pad5/index.php/catalog/373/related-materials

International Agency Energy. (2004). *Energy Statistics Manual*. International Energy Agency. iea.org

International Agency Energy (2020), *Energy Prices and Taxes for OECD Countries 2020*, OECD Publishing, Paris, https://doi.org/10.1787/dbf6150b-en.

International Agency Energy (2026), Southeast Asia Energy Outlook 2026, IEA, Paris https://www.iea.org/reports/southeast-asia-energy-outlook-2026.

IRENA. (2022) *Urban energy transition for the greater metropolitan area of the central valley of Costa Rica.* International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

IRENA. (2026). *Renewable capacity statistics 2026.* International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

Ley 7200. (1990). Ley que Autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela. *La Gaceta* No. 197, 18 de octubre de 1990.

Ley 7508. (1995). Ref. Ley que Autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela. *La Gaceta* No. 104, 31 de mayo de 1995.

Lizana Moreno, F. (2024). Mercados eléctricos vs. la transición energética justa y sostenible. Friedrich-Ebert-Stiftung.

Peralta Jaramillo, J. y Delgado Plaza, E. (2024). Pobreza energética en Latinoamérica: Un análisis desde diversas perspectivas. *GEOS*, *44*(2): 1-10.

Pirog, R. (2017). *The Strategic Petroleum Reserve: Authorization, Operation, and Drawdown Policy*. Congressional Research Service Report. R42460. https://www.congress.gov/crs_external_products/R/PDF/R42460/R42460.16.pdf

Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD). (2025, febrero 3). *¿Qué es la transición hacia una energía sostenible y por qué es clave para combatir el cambio climático?* PNUD. https://climatepromise.undp.org/es/news-and-stories/que-es-la-transicion-hacia-una-energia-sostenible-y-por-que-es-clave-para-combatir

Rietmann, N., Hügler, B., & Lieven, T. (2020). Forecasting the trajectory of electric vehicle sales and the consequences for worldwide CO2 emissions. Journal of Cleaner Production, 261. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.121038

Riteve SyC. (2020). *Revisión Técnica Vehicular, Anuario 2019*. https://empresariosdelcombustible.com/wp-content/uploads/2021/07/Anuario2019.pdf

Torijano, E. (2026). *Estadísticas del subsector eléctrico de los países del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA), 2024*. CEPAL.

United Nations. (2017). International recommendations for energy statistics (IRES).

Universidad Nacional Costa Rica (UNA). (2025). *Estado de situación de la calidad del aire*. UNA. https://www.ministeriodesalud.go.cr/index.php/biblioteca/material-educativo/material-de-comunicacion/calidad-del-aire/reportes/2025-6

Vega–Garita, V., Carranza-Zamora, D., & Núñez-Mata, O. (2024, noviembre). Distributed Generation in Costa Rica: how do regulation changes move the numbers in the residential sector? En *2024 IEEE 42nd Central America and Panama Convention (CONCAPAN XLII)* (pp. 1-6). IEEE.

World Health Organization. (2021). *WHO global air quality guidelines: particulate matter (PM2.5 and PM10), ozone, nitrogen dioxide, sulfur dioxide and carbon monoxide*. World Health Organization.

Anexos

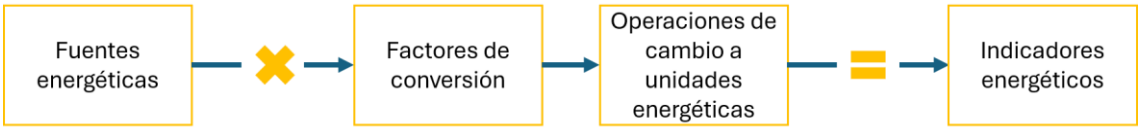
Anexo 1 Descripción metodológica para la creación de los indicadores energéticos

El proceso de construcción de indicadores energéticos requiere la captura de múltiples fuentes de información, donde el principal recurso para establecer los valores más actuales son los datos de fuentes administrativos de las instituciones y empresas del Estado que están relacionadas directamente con el subsector energía, así como aquellas Instituciones que generan estadísticas nacionales.

Con toda la información actualizada del período de estudio, es necesario transformar de unidades físicas naturales con que se registra la información, por ejemplo, unidades de masa o volumen, a una única unidad energética común para poder hacer los cálculos y asignaciones de consumo. Para esto, se utilizan calores de combustión publicados por la Refinadora Costarricense de Petróleo para los derivados de petróleo y calores combustión teóricos para los combustibles y la biomasa que no tengan valores nacionales, posteriormente siguiendo las operaciones estadísticas descritas en García *et al*. (2017), International Agency Energy (2004) y United Nations (2018) se convierte la información a unidades energéticas.

Una vez, que se tiene toda la información en unidades energéticas, se procede a asignar la forma en que se consume la energía de acuerdo con los estudios sobre consumos energéticos para los distintos sectores económicos del país. Estos estudios sobre consumos energéticos son encuestas donde se detalla cómo se realiza los consumos de energía en los siguientes sectores: Industrial, Residencial, Transportes, biomasa y Comercio y Servicio, este último se separa en sector privado y público. Estos estudios los realiza de forma periódica el Rector del Subsector Energía y son la base para realizar la contabilidad energética nacional. En la figura 1, se presenta el proceso esquemático de transformación desde la construcción de fuentes energéticas como materias primas a indicadores energéticos.

Figura 1
Construcción de indicadores energéticos



Fuente: International Agency Energy (2004).

El caso de Costa Rica la unidad energética usada para las estadísticas energéticas, Balances Energéticos Nacionales y los indicadores solicitados por el Estado de la Nación es el Tera Julio (TJ). En casos muy particulares, especialmente cuando se trata temas sobre el sector eléctrico, se puede hablar de Mega Watts hora (MWh) o Giga Watts hora (GWh), pero en todos los casos las cifras van acompañadas por las unidades correspondientes para evitar confusión.

A continuación, se presenta la lista de los datos de fuentes administrativas usadas para la creación de los indicadores energéticos utilizados en la presente investigación:

Derivados de petróleo:

- Importaciones anuales de hidrocarburos en barriles y monto CIF de la Refinería Costarricense de Petróleo (Recope). https://www.recope.go.cr/productos/estadisticas-de-importacion/
- Ventas anuales y mensuales por terminales de la Refinería Costarricense de Petróleo (Recope). https://www.recope.go.cr/productos/ventas/
- Ventas anuales por categoría CIIU de la Refinería Costarricense de Petróleo (Recope). https://www.recope.go.cr/productos/ventas/
- Ventas anuales de la Refinería Costarricense de Petróleo (Recope). https://www.recope.go.cr/productos/ventas/
- Inventario inicial y final por producto por terminal de la Refinería Costarricense de Petróleo (Recope). Información solicitada a Recope
- Manual de producto de la Refinería Costarricense de Petróleo (Recope) https://www.recope.go.cr/productos/

- Exportaciones nacionales de etanol carburante, coque de petróleo y carbón mineral según país de destino del Servicio Nacional de Aduanas, Ministerio de Hacienda. Información solicitada a Hacienda
- Importaciones nacionales de etanol carburante, coque de petróleo y carbón nacional según país de procedencia del Servicio Nacional de Aduanas, Ministerio de Hacienda. Información solicitada a Hacienda
- Reporte anual "Calidad Gas" de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos

Sector Eléctrico

- Informe anual Producción y Demanda de la División de Operación y Control del Sistema Eléctrico, Instituto Costarricense de Electricidad. https://apps.grupoice.com/CenceWeb/CenceDescargaArchivos.jsf?init=true&categoria=3&codigoTipoArchivo=3008
- Consolidado mensual de las importaciones y exportaciones en el MER del agente ICE de la División de Operación y Control del Sistema Eléctrico, Instituto Costarricense de Electricidad. https://apps.grupoice.com/CenceWeb/paginas/ServiciosWeb.html
- Emisiones Gas Efecto Invernadero por tipo de generación de la División de Operación y Control del Sistema Eléctrico, Instituto Costarricense de Electricidad. https://apps.grupoice.com/CenceWeb/paginas/ServiciosWeb.html
- Informe Mensual de Consumos de Combustibles del Instituto Costarricense de Electricidad. Información solicitada al ICE
- Inventario de búnker y diésel al 31 de diciembre para el Instituto Costarricense de Electricidad. Información solicitada al ICE
- Informe de cobertura nacional por el servicio eléctrico del Instituto Costarricense de Electricidad. https://www.grupoice.com/wps/portal/ICE/electricidad/proyectos-energeticos/cobertura-electrica
- Indicadores del Sistema Eléctrico Nacional creados por el Instituto Costarricense de Electricidad. Información solicitada al ICE
- Indicadores del programa de electrificación inalámbrica creados por el Instituto Costarricense de Electricidad. Información solicitada al ICE.

- Indicadores de Aresep sobre Generación distribuida: Energía depositada, retirada e inyectada, y el tipo de fuente creados por la Autoridad Reguladora de los Servicios públicos. https://aresep.go.cr/datos-abiertos/generacion-distribuida-energia-generada-retirada-inyectada-tipo-fuente/

Biomasa Nacional

- Serie histórica de datos de producción para las principales actividades agrícolas y pecuarias del Sistema de Información del Sector Agropecuario Costarricense, Ministerio de Agricultura y Ganadería https://infoagro.go.cr/estadisticas/
- Producción agroindustrial según producto derivado del Sistema de Información del Sector Agropecuario Costarricense, Ministerio de Agricultura y Ganadería. Información solicitada al MAG
- Exportaciones nacionales de arroz en granza, carbón vegetal, madera en plaquitas o partículas y aserrín según país de destino del Servicio Nacional de Aduanas, Ministerio de Hacienda. Información solicitada a Hacienda
- Importaciones nacionales de arroz en granza, carbón vegetal, madera en plaquitas o partículas y aserrín según país de destino del Servicio Nacional de Aduanas, Ministerio de Hacienda. Información solicitada a Hacienda
- Estructura de costos de beneficiado de café del Instituto del Café de Costa Rica. https://www.icafe.cr/sector-cafetalero/informacion-de-mercado/costo-de-la-actividad-cafetalera/
- Consumo aparente de madera en Costa Rica del informe Usos y Aportes de la Madera en Costa Rica, Oficina Nacional Forestal. https://onfcr.org/usos-y-aportes-de-la-madera-en-costa-rica
- Principal fuente de energía para cocinar en la vivienda (leña) de la Encuestas de Hogares ENAHO, Instituto Nacional de Estadísticas y Censos. https://inec.cr/sistemas-de-consulta

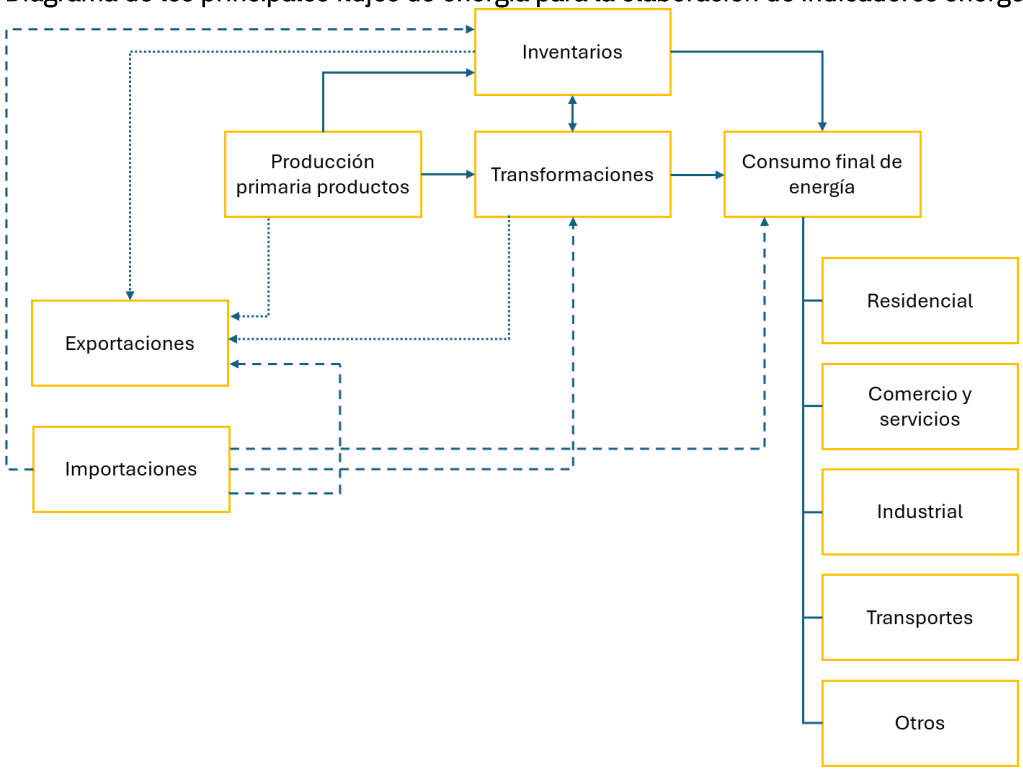
Transporte

- Exportaciones nacionales de automóviles y motocicletas según país de destino del Servicio Nacional de Aduanas, Ministerio de Hacienda. Información solicitada a Hacienda
- Importaciones nacionales de automóviles y motocicletas según país de destino del Servicio Nacional de Aduanas, Ministerio de Hacienda. Información solicitada a Hacienda. Información solicitada a Hacienda
- Cantidad de Automotores en Circulación según Tipo de Vehículo, Combustible y Año del Modelo, Recaudación de Derechos de Circulación del Instituto Costarricense de Seguros. Información solicitada al INS
- Cantidad de inspecciones por año y según tipo de servicio de las Estadísticas de la inspección técnica vehicular (IVE) en Costa Rica del Consejo de Seguridad Vial, Ministerio de Obras Públicas y Transportes. https://www.csv.go.cr/estadísticas
- Estimación del parque de vehículos automotores en circulación según tipo y combustible utilizado por año de la Secretaría de Planificación del Subsector Energía, Ministerio de Ambiente y Energía. Solicitar información al Minae
- Vehículos Eléctricos registrados en el país por categoría vehicular, como se establece en la Ley de Tránsito por Vías Públicas Terrestres y Seguridad Vial de la Dirección de Energía, Ministerio de Ambiente y Energía https://minae.go.cr/energia/Movilidad%20Sostenible.aspx
- Pasajeros movilizados y número de operadores del Servicio de Transporte Público Remunerado de Personas Modalidad Autobús de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos. https://aresep.go.cr/datos-abiertos/pasajeros-movilizados-autobuses/
- Cantidad de pasajeros y toneladas transportadas en tren, informe anual de estadísticas operativas del Instituto Costarricense de Ferrocarriles. https://www.incofer.go.cr/transparencia-institucional/estadisticas-e-indicadores/

Sociodemográficos, Socioeconómicos y tarifas nacionales

- Estadísticas demográficas. Estimaciones y proyecciones nacionales de población 1950 – 2100, Instituto Nacional de Estadísticas y Censos. https://admin.inec.cr/sites/default/files/2026-06/repoblaceppnacio1950-2100..xlsx
- Características de las viviendas y acceso a servicios según zona y región de planificación de la Encuesta Nacional de Hogares, Instituto Nacional de Estadísticas y Censos. https://admin.inec.cr/sites/default/files/2026-06/reenaho2025-vivienda_0_1.xlsx
- Gasto mensual en colones y porcentaje del gasto de consumo; cantidad y porcentaje de hogares que adquirieron el bien o servicio por decil de ingreso per cápita según su clase de la Encuesta Nacional de Ingresos y Gastos de los Hogares, Instituto Nacional de Estadísticas y Censos. https://admin.inec.cr/sites/default/files/2026-01/reGastCuadrosResultados01.xlsx
- Índice de precios al consumidor (IPC) del Banco Central de Costa Rica https://sdd.bccr.fi.cr/es/IndicadoresEconomicos/Inicio/Submenu/2
- Índice de precios al productor de servicios del Banco Central de Costa Rica https://sdd.bccr.fi.cr/es/IndicadoresEconomicos/Inicio/Submenu/2
- Tarifas de combustibles de Costa Rica de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos. https://aresep.go.cr/datos-abiertos/tarifas-de-combustibles/
- Precios medios de la electricidad de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos. https://aresep.go.cr/datos-abiertos/precios-medios/

Figura 2
Diagrama de los principales flujos de energía para la elaboración de indicadores energéticos



Fuente: United Nations (2018).

Como se mencionó anteriormente, para asignar los consumos de energía en los distintos sectores económicos del país se utilizan las encuestas de consumo energético nacional para los sectores Industrial, Residencial, Transporte, Comercio y Servicios, y Biomasa. Estos son estudios extensivos acerca de cómo los distintos sectores utilizan los distintos tipos de energéticos que dispone el país para prestar los servicios que se requieren. Cada estudio detalla ampliamente cómo se hace estas asignaciones, por lo que es necesario consultar con el Ministerio de Ambiente y Energía para acceder esta información, ya que ellos son los custodios de esta base de información. En la figura 2, se presenta el diagrama de los principales flujos de energía y la forma en que se asigna a los sectores de estudio. La siguiente es la lista de los estudios utilizados para la elaboración de los indicadores energéticos:

- Estudio para la caracterización del consumo energético en el sector industrial 2019 de la Secretaría de Planificación del Subsector Energía, Ministerio de Ambiente y Energía
- Estudio para la caracterización del consumo energético en el sector residencial 2019 de la Secretaría de Planificación del Subsector Energía, Ministerio de Ambiente y Energía

- Encuesta de consumo energético nacional en el sector comercio y servicios privados 2014 de la Secretaría de Planificación del Subsector Energía, Ministerio de Ambiente y Energía
- Encuesta de consumo energético nacional en el sector público 2015 de la Secretaría de Planificación del Subsector Energía, Ministerio de Ambiente y Energía.
- Encuesta de Consumo Energético Nacional en el Sector Transporte 2021 de la Secretaría de Planificación del Subsector Energía, Ministerio de Ambiente y Energía
- Actualización de la encuesta de biomasa como insumo para su incorporación en la matriz energética de Costa Rica 2018 de la Secretaría de Planificación del Subsector Energía, Ministerio de Ambiente y Energía

Parque nacional de vehículos

Actualmente, no existe una contabilidad real o aproximada actualizada que estime el parque de vehículos, ni su composición. Hasta el 2022, la Sepse/Minae publicaba un estimado anual del parque vehicular y desglosaba su composición detalladamente, lo cual, era el registro más cercano a la realidad nacional. De acuerdo con (Alfaro Rosario, 2022), tratar de determinar la cantidad de vehículos que circulan en el país es una tarea compleja; especialmente, porque existe diversidad de registros de anotación de vehículos cuyas cifras son muy diferentes. Por ejemplo, están los inscritos en el Registro Público, los que acuden a la revisión técnica y los que pagan el Derecho de Circulación de Vehículos Automotores. A esto, se suman las cifras provenientes del Instituto Nacional de Estadística y Censos (INEC) y el Ministerio de Obras Públicas y Transportes (MOPT), que difieren con los reportes del Registro Público e INS.

A partir de lo anterior, se decide realizar un ajuste mediante una curva logística y el registro histórico hasta el 2022 para estimar el parque nacional de vehículos. Esta estimación se ajusta prorrateando la importación de vehículos reportado por Aduanas, el número de vehículos que pagaron el derecho de circulación reportado por el INS y la cantidad de inspecciones técnicas vehicular reportadas por el COSEVI. Con esta actualización y ajuste de modelo se puede encontrar el límite de saturación teórico de vehículos que va a tener el país.

Para el caso de los vehículos eléctricos se utiliza los datos reportados por el Minae y mediante la metodología propuesta por (Rietmann *et al.*, 2020), donde se ajusta una función de crecimiento logística ajustada al crecimiento histórico del parque nacional, se puede estimar el crecimiento futuro del parque d vehículos eléctricos nacionales.

Emisiones de gases

El estudio busca calcular las emisiones de dióxido de carbono generadas únicamente por la combustión de derivados de petróleo y carbón, para esto se utiliza la energía asignada a cada sector por tipo de combustibles (en TJ) y luego se transforman a emisiones (Gg de CO2 por combustión), utilizando lo factores de conversión encontrados en el Inventario de gases de efecto invernadero del Instituto Meteorológico Nacional (IMN). De nuevo este ejercicio solo contabiliza las emisiones por la quema de combustibles fósiles en los sectores económicos activos del país, pero no se calculan otras emisiones relacionadas por el uso de combustibles, por ejemplo, emisiones furtivas. La formula de cálculo es mediante la siguiente ecuación

$$Emisión_{Combustible}^{Tecnología}(Gg) = Combustible(TJ) \times Factor\ de\ emisión_{Combustible}^{Tecnología}(Gg/TJ)$$

A continuación, se presenta el listado de los estudios utilizados para la estimación de las emisiones por la quema de combustibles fósiles:

- Inventario Nacional de emisiones por fuentes y absorción por sumideros de Gases de Efecto Invernadero1990-2021 del Instituto Meteorológico Nacional (página 50). https://cglobal.imn.ac.cr/index.php/publications/4230/
- Factores de emisión de gases de efecto invernadero avalados por el Instituto Meteorológico Nacional. https://cglobal.imn.ac.cr/index.php/publications/factores-de-emision-2025/

Emisiones evitadas por la operación de vehículos eléctricos

Por la alta renovabilidad de la matriz eléctrica nacional y dado que un vehículo eléctrico no utiliza combustibles para su operación, se considera que este no genera emisiones durante su funcionamiento. Asumiendo que los vehículos eléctricos ingresan al país como una sustitución de los vehículos de combustión, se podría estimar una forma de emisiones evitadas por este

supuesto de sustitución mediante la siguiente metodología: a partir de los datos registrados por el Minae sobre el parque de vehículos eléctricos multiplicar el valor reportado de Economía de un Vehículo de Gasolina (9,264 km/l) de la Oficina de Eficiencia Energética y Energía Renovable del Departamento de Energía de EE.UU., por el valor de recorrido anual registrado prepandemia por Riteve SyC en el 2019 para automóviles (14820 km/año) y los factores de emisión de gases de efecto invernadero que del Instituto Meteorológico Nacional.

$$Emisiones\ evitadas = \frac{Recorrido\ medio\ anual\ (km) \times Número\ de\ vehículos\ eléctricos(adim) \times factor\ de\ emisión\ del\ combustible}{Economía\ de\ un\ vehículo\ de\ combustión(km/l)}$$