



Informe Estado de la Nación en Desarrollo Humano Sostenible 2023

Investigación

Patrones y desafíos del uso y gestión de la energía en Costa Rica

Investigador:

José María Blanco Rodríguez (BUN-CA)

San José | 2023



363.7
B641p

Blanco Rodríguez, José María
Patrones y desafíos del uso y gestión de la energía en Costa Rica / José María Blanco Rodríguez. -- Datos electrónicos (1 archivo : 450 kb). -- San José, C.R. : CONARE - PEN, 2023.

ISBN 978-9930-636-08-4
Formato PDF, 40 páginas.
Investigación para el Informe Estado de la Nación en Desarrollo Humano Sostenible
2023

1. CONSUMO DE ENERGÍA. 2. BIOCOMBUSTIBLES. 3. TRATAMIENTO DE DESECHOS. 4. RECURSOS ENERGÉTICOS. 5. POLÍTICA PÚBLICA. 6. COSTA RICA. I. Título.



Índice

Descargo de responsabilidad	4
Introducción	4
Síntesis analítica.....	5
Descriptores.....	8
Sección A: Enfoque energético en el 2022 e inicios del 2023	10
Producción, oferta y consumo energético en el 2022.....	10
Hidrocarburos	11
Electricidad	12
Energía y Transporte	17
Transporte ferroviario	18
Movilidad eléctrica.....	19
Principales impactos en materia social, ambiental y económica	20
Impactos en torno al subsector hidrocarburos	20
Impactos en torno al subsector electricidad	21
Avances destacados en torno a transporte y electricidad del PNC.....	24
Sección B: Transición de la matriz energética.....	26
Avances hacia la transición energética	26
Hidrocarburos	27
Electricidad	27
Recursos energéticos emergentes	29
Almacenamiento de energía	29
Biocombustibles.....	29
Eficiencia energética: aplicación de normas técnicas	29
Energía eólica marina.....	30
Generación distribuida	30
Geotermia.....	31
Hidrógeno verde	31
Residuos sólidos municipales	31
Factores -coyunturales y estructurales- limitantes	32
La política pública	33
Sección C: Listado de dificultades	35
Sección D: Bibliografía.....	35

Descargo de responsabilidad

Esta Investigación se realizó para el *Informe Estado de la Nación 2023*. El contenido de la ponencia es responsabilidad exclusiva de su autor, y las cifras pueden no coincidir con las consignadas en el *Informe Estado de la Nación 2023* en el capítulo respectivo, debido a revisiones posteriores. En caso de encontrarse diferencia entre ambas fuentes, prevalecen las publicadas en el Informe.

Aplicación de formato: Karol Arroyo Monge.

Introducción

Esta investigación tiene como objetivo plantear el desempeño energético durante el 2022 e inicios del 2023, cómo se dan las interacciones y procesos que enmarcaron las decisiones y acciones y cuáles son los resultados más significativos en cuanto a la huella ambiental y la sostenibilidad.

La metodología de trabajo en torno a los desafíos e impactos ambientales del uso energético para este informe incluyó la revisión de las estadísticas oficiales -disponibles- de las instituciones públicas del sector, así como documentos y publicaciones a los cuales tuvo acceso el Investigador, todas y cada una referenciadas en la bibliografía. Además, se realizaron entrevistas a varios actores del entorno energético nacional, incluyendo funcionarios de entidades estatales y representantes de organizaciones no gubernamentales, universidades públicas y sectores productivos, sobre aspectos específicos a fin de responder a la pregunta general:

¿Cuáles fueron los patrones de oferta, producción y consumo de energía en el 2022 e inicios del 2023, sus impactos en el ambiente, la economía y la calidad de vida de la población?, ¿cuáles son los principales desafíos que enfrenta Costa Rica en esta materia?

Este informe incluye dos ejes de análisis. El primero -Sección A- describe la gestión del sector energético nacional, la cual se centra fundamentalmente en dos fuentes comerciales de energía, i.e.: hidrocarburos y electricidad, donde se mantiene la tendencia de consumo basada en una alta dependencia de los hidrocarburos importados para atender, principalmente, las necesidades del sector transporte; así como un patrón de consumo de electricidad aprovechando diversas fuentes de energía renovable. Esta sección también presenta para ambas fuentes comerciales de energía los principales desafíos encontrados en el 2022, así como la orientación seguida por el país en el marco del “Plan Nacional de Descarbonización 2018-2050” orientado a detonar un cambio en el paradigma energético-ambiental.

El segundo eje de análisis -Sección B- resalta aquellos aspectos que han determinado de alguna manera la transición hacia una matriz energética más sostenible en el 2022, incluyendo la reducción de la huella ambiental, sus principales desafíos y las alternativas para diversificar los patrones energéticos, en un entorno de opinión de las esferas pública y privada.

En este informe se incluye -además- una sección de descriptores, con el fin de facilitar el flujo de conocimiento técnico para la persona lectora interesada en la temática energética enmarcada en el Programa Estado de la Nación.

Síntesis analítica

La síntesis de la gestión energética en el 2022 e inicios de 2023 es la siguiente:

- **Costa Rica mantiene la misma estructura de consumo energético sectorial.**

La gestión del sector energético en el 2022 se basó fundamentalmente en la producción nacional y el consumo de electricidad, así como en la oferta y el consumo de hidrocarburos importados.

- **Se mantiene la tendencia histórica en el consumo de hidrocarburos importados.**

Las ventas de RECOPE S.A. durante el período enero-diciembre del 2022 aumentaron en un 6% con respecto al mismo período del año 2021, aceleradas por la recuperación económica postpandemia COVID-19; al pasar de 20.409.959 barriles en ese año a 21.692.019 barriles el año pasado.

La factura petrolera en el 2022 alcanzó un monto de USD2.514 millones -en el 2021 el país pagó USD1,595 millones- pero superior al monto pagado en los años prepandemia; esto como resultado de las sanciones impuestas por los países de la Unión Europea y USA a Rusia, uno de los principales productores de petróleo a nivel mundial.

- **La demanda de electricidad en Costa Rica se mantiene en un escenario de “baja demanda” pero enfrenta desafíos significativos.**

La potencia instalada del Sistema Eléctrico Nacional a diciembre del 2022 tiene una capacidad instalada de 3.486 MW de potencia de placa. Según el patrón de producción bruta de energía, el Sistema Eléctrico Nacional de enero a diciembre del 2022 produjo un total efectivo de 11.869,1 GWh, de los cuales un 73% corresponde a la generación con plantas hidroeléctricas, 13,6% a plantas geotérmicas, 11,5% a plantas eólicas, 0,78% a plantas térmicas, 0,46% al uso del bagazo de la caña de azúcar, 0,07% a energía solar y se intercambió 0,5%. La atención de la demanda eléctrica nacional se realizó en un 98.7% con fuentes renovables durante el año 2022.

El consumo promedio anual por abonado en el 2022 aumentó un 1,44% con relación al 2021, igualmente empujado por la recuperación económica postpandemia COVID-19. El Sistema Eléctrico Nacional evidenció mayor estabilidad en la columna vertebral del sistema de generación –la hidroelectricidad- debido a factores hidrológicos que mantuvieron los caudales acordes a los parámetros hidráulicos esperados para alimentar los grandes embalses para generación hidroeléctrica, como Reventazón y Arenal; la generación eléctrica a base de bunker y diésel representó casi el mismo porcentaje en el 2022 con respecto al 2021, menos de un 1%.

- **La generación privada representó un porcentaje significativo en el esquema de producción nacional de electricidad del 18,8%, equivalente a 2.359 GWh.**

En el 2022 caducaron varios de los contratos de compraventa de energía de generadores privados con el ICE, iniciándose una negociación bilateral, siempre en el marco del interés nacional, de manera que el país logre aprovechar esa capacidad instalada ociosa, o se busquen alternativas económicas innovadoras de esa capacidad instalada para la exportación de energía al mercado eléctrico centroamericano u otros usos alternativos, por ejemplo, la minería de criptomonedas.

- **La relevancia del sector transporte en la problemática actual del sector energético no cambió sustantivamente.**

Los propietarios de vehículos automotores que cancelaron sus derechos de circulación en el 2021 correspondieron a 1.410.761 unidades. Los vehículos automotores en circulación que cancelaron los derechos de circulación a finales del 2022 registraron 1.479.832 vehículos.

La flota de automóviles representó un 63%, las motocicletas un 19%, los vehículos de carga un 15% y autobuses y taxis un 2%. La importación de vehículos eléctricos pasó de 1.334 unidades en el 2021 a 1.832 unidades en el 2022.

En relación con el consumo de hidrocarburos en el sector transporte – si se analiza el período 2018-2022- este subsector mantiene su relevancia en la problemática ambiental del sector energético; es un desafío crítico para detonar una gestión socio-productiva baja en emisiones de carbono y otros gases contaminantes, para así cumplir con las metas propuestas en el Plan Nacional de Descarbonización 2018-2050.

- **Se mantiene la discusión histórica con respecto a los ajustes requeridos al marco normativo y regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional.**

En el 2022 inició la discusión en torno a un nuevo proyecto de ley presentado por el MINAE a la Asamblea Legislativa para llevar a cabo un cambio estratégico en la gestión del SEN, en tres aspectos clave:

- planificación del sistema mediante la constitución de un Ente Operador del Sistema independiente, bajo la rectoría y adscrito al MINAE,
- la gestión de la demanda, a fin de crear una amplia competencia entre los agentes del mercado, y
- la operación de un mercado eléctrico nacional basado en un despacho económico, incluyendo contratos firmes de demanda y la creación de un mercado de ocasión a nivel nacional.
- Aumento de la flota vehicular eléctrica, la cual pasó de 1.334 unidades vendidas en el 2021 a 1.882 unidades en el 2022, lo que equivale a un crecimiento del 41,1%.

Gracias a la aprobación en el 2022 de la Ley de “Incentivos al Transporte Verde”, aumentaron las ventas de vehículos eléctricos. En este hallazgo se han identificado tres retos que deben considerarse para el mediano y largo plazo:

- los impactos fiscales por los incentivos otorgados a este tipo de vehículos, por ejemplo, la reducción tanto por ingresos fiscales que deja de percibir el fisco, como por los impuestos actuales a los combustibles fósiles,
- la presión innovadora sobre la oferta eléctrica por el aumento de carga en el SEN que eventualmente demandaría la transformación de la flota vehicular actual, a una flota nacional de vehículos eléctricos, y
- políticas públicas efectivas con respecto a la disposición final adecuada de componentes eléctricos obsoletos, sobre todo las baterías que hayan cumplido su vida útil.

- **La variabilidad climatológica es un factor de riesgo de cara al esquema de generación eléctrica nacional.**

El país ha contado en los últimos meses del 2022 con un patrón hidrológico muy favorable para el aprovechamiento de la generación hidroeléctrica, columna vertebral de la generación del Sistema Eléctrico Nacional, sin embargo, en los años del Fenómeno del Niño, la generación térmica de respaldo tiende a subir desproporcionalmente.

El riesgo de una temporada más seca en el 2023 y años subsiguientes obliga a mirar varias alternativas para compensar esta condición climatológica en los meses de bajos caudales hidráulicos, como es el aumento de la generación termoeléctrica, mayor dependencia de las transacciones en el mercado regional, aumentar las compras a los generadores privados, aumentar la generación distribuida, entre otras, a fin de mantener el criterio de confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

- **Costa Rica se acerca a lograr el acceso universal de la electricidad para toda la población.**

La cobertura del servicio eléctrico es del 99,4%, de manera que alcanzar el total de las viviendas con acceso a la electricidad con fuentes descentralizadas de energía renovable es factible.

Este hallazgo parte del principio de establecer una política pública que integre el Programa del ICE de Electrificación Rural en Zonas Aisladas con Sistemas Fotovoltaicos, con otros programas del sector público, como en salud y el acceso remoto a la Internet; acciones que realizan otras instituciones públicas en los mismos territorios y que actualmente no son cubiertos por la red pública de electricidad, todo esto en concordancia con el principio de inclusividad y solidaridad del SEN.

- **El desempeño energético en el 2022 identificó un conjunto de oportunidades tecnológicas que podrían contribuir hacia la transición energética, las cuales deben desarrollarse tomando en cuenta los aspectos de su viabilidad desde el punto de vista tecnológico, financiero, así como sus posibles implicaciones ambientales.**

Las oportunidades que podrían contribuir a cambiar el paradigma actual, además de la movilidad eléctrica, son:

- los biocombustibles donde en materia de electricidad existe un potencial de placa de 71 MW de biomasa seca y 2.5 MW de biomasa húmeda, además del etanol y el biodiesel
- la energía eólica marina por explorar en la costa del Pacífico Norte donde preliminarmente se ha estimado un potencial teórico de 14 gigavatios
- la generación distribuida donde a setiembre de 2023 a nivel nacional se han instalado 64.473 kW
- Los residuos sólidos municipales donde en el 2022 ya se instaló una primera planta con una capacidad de generación por Coopeguanacaste
- fortalecimiento de los mercados del uso racional y eficiente de la energía
- además de las oportunidades en torno al almacenamiento de energía, la geotermia de baja entalpia y el hidrógeno verde empleado hoy en día en diferentes usos como fuente energética

- **Oportunidades en el marco del Mercado Eléctrico Regional (MER)**

En el marco del mercado eléctrico regional el trasiego aún es mínimo y se limita al intercambio de excedentes, sin embargo la región centroamericana experimenta un incremento de la capacidad instalada de generación con un alto componente de energía térmica, por lo que reforzar una política pública que fomente la exportación de electricidad “verde” mientras se soporta un escenario bajo de la demanda nacional aprovechando la sobre capacidad instalada del Sistema Eléctrico Nacional, es un ingreso adicional que podría contribuir a reducir las tarifas del servicio eléctrico a los consumidores nacionales, brindaría oportunidades de negocios a la capacidad ociosa de los generadores privados y a la descarbonización de la matriz eléctrica centroamericana.

Desde luego, esta acción requiere considerar diversos aspectos como son los fundamentos definidos en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, la factibilidad de exportación de energía según la capacidad real de transporte de la línea SIEPAC, y desde luego, el comportamiento del mercado nacional y su despacho diario.

- **Se requiere integrar el binomio energía-transporte.**

El desafío del binomio energía-transporte sigue manteniendo una vigencia fundamental en el marco del PEN y conserva en el tiempo un conjunto de aristas de gran complejidad.

La operación de una flota automotor basada en vehículos particulares de combustión interna en el orden del 63% del total de la flota, la demanda creciente postpandemia de movilidad de personas, bienes y servicios, los compromisos ambientales globales asumidos para descarbonizar la economía, la ineficiencia energética en el uso de los combustibles fósiles debido a una infraestructura vial deficiente, una planificación desorganizada de corto plazo, entre otros factores estructurales; son algunos de los aspectos mencionados por los especialistas consultados para esta investigación; motivando en un futuro a un análisis mucho más profundo a fin de lograr una integración efectiva de la gobernabilidad en ambos sectores, incorporando el sector energético en sus dos vertientes, hidrocarburos y electricidad, con el sector transporte en todas sus formas a nivel nacional.

Descriptorios

Barril de petróleo: Es una medida equivalente que se utiliza para el petróleo crudo y sus derivados, principalmente el diésel y los diferentes tipos de gasolinas. Un barril -en volumen- equivale a 42 galones o 158.98 litros.

Build, Operate, Transfer (Modalidad BOT): Es el término en inglés comúnmente empleado para Construir, Operar y Transferir una inversión realizada con financiamiento de terceros, según la legislación vigente, la cual pasa a propiedad pública después de un número convenido de años.

Biocombustible: Es una mezcla de hidrocarburos que se utiliza como combustible en los motores de combustión interna y que se obtiene de la biomasa, materia orgánica originada en un proceso biológico, espontáneo o provocado, utilizable como fuente de energía y que puede sustituir parcialmente el consumo de combustibles fósiles tradicionales, como la gasolina y el diésel.

Descarbonización: Es el conjunto de acciones que permiten eliminar el consumo de combustibles fósiles que poseen carbono en su estructura molecular y cuya combustión libera

energía, gases de efecto invernadero y otros gases contaminantes que afectan la salud de las personas y los ecosistemas.

Demanda eléctrica nacional: Este componente está conformado por la suma de los productos y servicios eléctricos de los clientes -pequeños, medianos y grandes- de las empresas distribuidoras.

Electrólisis: Es un proceso, en este caso del agua, que descompone la molécula del agua, H₂O, en dos gases separados, hidrógeno (H) y oxígeno (O₂), utilizando la electricidad.

Excedente de energía: Se define como el remanente de energía disponible para ser despachada una vez atendida la demanda del SEN y el cumplimiento de las condiciones de seguridad operativa.

Gas Licuado de Petróleo (GLP): Es un gas que se obtiene de la destilación de petróleo. Está conformado por una mezcla de gases, donde los principales son el propano o el butano. Este gas se comprime con menor energía y por lo tanto se acostumbra a licuarlo aplicando presión para su comercialización en forma contenida.

Generación distribuida (GD): Es la energía producida por plantas de generación de baja potencia pertenecientes a empresas privadas, cooperativas de electrificación rural y personas físicas que puedan ser integradas al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y/u operan en forma aislada para autoconsumo.

Índice de Cobertura Eléctrica: El índice o porcentaje de cobertura eléctrica se define como la relación entre el número de viviendas ocupadas con acceso al servicio eléctrico y el número total de viviendas ocupadas.

Mercado Eléctrico Regional (MER): Es un mecanismo de transacciones de energía eléctrica basado en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central firmado por seis países centroamericanos, el cual abre los mercados nacionales a nivel regional, permitiendo el acceso a la transmisión eléctrica, así como a las oportunidades de comprar y vender electricidad entre participantes de los diferentes países.

Minería de criptomonedas: La criptomoneda es una moneda totalmente digital, de valor variable, cuyo mecanismo de transacción opera a través de una red de ordenadores, intensivos en el uso de la energía, de manera que la unidad informática que produce y verifica la criptomoneda se instala físicamente al lado de la fuente de electricidad, como puede ser una planta hidroeléctrica.

Movilidad eléctrica: Es el conjunto de medios de transporte tales como vehículos, motos y bicicletas que utilizan motores eléctricos en vez de los motores convencionales de combustión interna a base de diésel y gasolina, para el transporte de personas y/o carga.

Plan de Expansión de la Generación Eléctrica: Es un instrumento de planificación para asegurar la adecuada oferta eléctrica en un período determinado, el cual debe cumplir con criterios económicos y ambientales, dentro del marco de las políticas nacionales e institucionales en materia energética.

Sistema Eléctrico Nacional (SEN): Es el conjunto de sistemas compuesto por las plantas de generación, el sistema de transmisión, las redes de distribución, los sistemas de almacenamiento y los consumos de electricidad de los usuarios.

Terajulios (TJ): Es una unidad de energía –equivalente- que mide el trabajo requerido para producir un vatio de potencia durante un segundo.

Uso Racional de la Energía: Se entiende como la adopción de un conjunto de medidas, justificadas económicamente, para optimizar la utilización de un recurso energético, desde la producción, transformación, transporte, así como en el uso final más eficiente.

Vatio (W): Es la unidad para expresar la potencia de una máquina eléctrica. Mil vatios equivalen a un kilovatio (kW), un millón de vatios a un megavatio (MW) y un millón de millones de vatios corresponden a un gigavatio (GW).

Voltio (V): Es la diferencia de potencial en un conductor eléctrico, analógicamente se podría asemejar a la presión del agua en una tubería.

West Texas Index (WTI): Es un índice para valorar el precio del barril de petróleo crudo, el cual sirve de referencia en los mercados financieros internacionales e instituciones que requieren transar esta materia prima (commodity).

Sección A: Enfoque energético en el 2022 e inicios del 2023

Esta Sección incluye una síntesis analítica de la gestión energética nacional en el 2022 e inicios del 2023, a partir de tres preguntas motivadoras:

- ¿Cómo se comportaron la producción, la oferta y el consumo energético nacional en 2022 e inicios de 2023, según fuentes, usuarios y sectores económicos?, ¿se registraron cambios con relación a las tendencias reportadas en los últimos 30 años?
- ¿Cuáles son los principales impactos en materia ambiental, social y económica que enfrenta Costa Rica en materia energética?
- ¿Cuáles fueron los avances en las metas asociadas a transporte y electricidad del Plan Nacional de Descarbonización 2018-2050?, ¿en qué áreas se mantienen rezagos y por qué?

Producción, oferta y consumo energético en el 2022

La gestión del sector energético nacional en el período de análisis se conforma fundamentalmente en la producción nacional, la oferta y el consumo de dos fuentes comerciales de energía, i.e.: hidrocarburos y electricidad.

La política pública del sector energía en Costa Rica se enmarca en el VII Plan Nacional de Energía (VII PNE, 2015-2030), mediante un programa de acciones estratégicas orientadas a satisfacer las necesidades energéticas del país, respetando los principios de desarrollo sostenible al equilibrar los objetivos económicos, ambientales y sociales para lograr el bienestar de la población actual y futura (ICE 2021a, pag. 27).

Dicho Plan fue actualizado en el 2018 para reforzar la sostenibilidad energética con un bajo nivel de emisiones y propone introducir cambios en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) para elevar la eficiencia energética, el ahorro y lograr un mejor manejo de la demanda eléctrica; estimular el desarrollo de la generación distribuida y el autoconsumo de electricidad; actualizar el marco jurídico e institucional especializado en promover la eficiencia energética; mejorar los métodos de cálculo de las tarifas de electricidad y elevar la eficiencia de la gestión de las entidades públicas del sector electricidad (ICE 2021a, pág. 28).

Hidrocarburos

Según la información reportada por la Refinadora Costarricense de Petróleo S.A. (RECOPE), las ventas totales del período enero-diciembre del 2022 aumentaron en un 6% con respecto al mismo período del año 2021, al pasar de 20.409.959 barriles en ese año a 21.692.019 barriles el año pasado (RECOPE, 2022), recuperando los niveles de los años prepandemia.

La factura petrolera que el país pagó en el 2022 alcanzó un monto de USD2.514 millones, de la cual el 42% correspondió a compras por diésel, el 38% por diferentes tipos de gasolinas, 11% por *jet fuel*, 5% por el gas licuado de petróleo (GLP) y un 4% por otros combustibles como bunker y asfaltos (E: Fernandez, 2023); mientras en el 2021 el país pagó por esta factura USD1.595 millones (PEN, 2022). El cuadro 1 muestra los montos pagados por la factura petrolera en el período 2018-2022.

Cuadro 1

Factura total petrolera
(en millones dólares)

Año	2018	2019	2020	2021	2022
Monto	1.606	1.576	835	1.595	2.514

Fuente: Recope, varios años.

Como se observa en el cuadro 1, el monto de esta factura en el 2022 es considerablemente mayor que en los años prepandemia. Esto se explica, según el BCCR, debido a que el precio promedio de contado del barril de petróleo *West Texas Index* (WTI2) cerró el 2022 en USD94,4 por barril, un avance de 39,0% respecto a la cotización media del 2021 (USD67,9 por barril). El precio de los contratos a futuro con entrega en marzo y julio de 2023 aumentaron en promedio a USD83,3 por barril (desde USD59,3 el año previo). Dicho comportamiento está explicado por las sanciones impuestas por los países de la Unión Europea a Rusia, uno de los mayores productores en el mundo, a raíz de la intervención militar en Ucrania, compensado en parte por las perspectivas de recesión global y las políticas monetarias más estrictas aplicadas por los bancos centrales para controlar la inflación (BCR, 2023, pag.82).

En general, la estructura de importación de los años 2021 y 2022 es muy similar, así como el comportamiento de las ventas. El producto de mayor demanda es el diésel que registra un incremento del 2,78% en el 2022 respecto del 2021, al pasar de 7.552.765 barriles en el 2021 a 7.769.641 unidades en el período de enero a diciembre del 2022, lo cual significa un 35% del total de la demanda de hidrocarburos (RECOPE, 2022).

Si se agregan las ventas totales de todos los tipos de gasolinas, el 2022 reportó un incremento de 3,28% de este combustible con relación al 2021, ya que en el año 2021 el consumo total fue de 7.922.872 barriles, mientras que en el 2022 se vendieron 8.187.850 barriles (RECOPE, 2022).

RECOPE dejó de refinar petróleo en la Refinería de Moín desde el 2011, de manera que todos los hidrocarburos que se importan son refinados y listos para la venta nacional. Las estadísticas de ventas por región, para efectos de este Informe, se contabilizan según la ubicación de los planteles de RECOPE. Las ventas nacionales reportadas al mes de diciembre 2022 se desglosan así: el Plantel La Garita con un 27% (5,8 millones de barriles), el Plantel de Moín con un 24%

(5,2 millones de barriles), el Plantel El Alto con un 22% (4,7 millones de barriles), el Plantel de Barranca con un 18% (3,9 millones de barriles), el Aeropuerto Juan Santamaría con un 6% (1,4 millones de barriles), el Aeropuerto Daniel Oduber con un 2% (0,5 millones de barriles), y el Aeropuerto Tobías Bolaños y el Aeropuerto Internacional de Limón con una mínima participación de un 1% (13.020 barriles) (E: Fernández, 2023).

Con respecto a las ventas de Gas Licuado de Petróleo (GLP), en el 2022 fueron de 2,544,083 barriles, las cuales experimentaron un aumento del 9% con respecto al 2021, cuando se consumieron 2.335.636 barriles (RECOPE, 2022), debido a una estructura de precios más favorable para el consumidor final, con respecto al año anterior. Es importante anotar que este nivel de consumo superó, además, los datos de consumo total reportados antes de la pandemia (ARESEP 2022e, pág. 04). Con respecto a la distribución del consumo sectorial del GLP, el sector residencial representó en el 2022 un 36% de las ventas totales, el sector industrial y comercial reportan un 33% y 17% respectivamente, mientras las estaciones de servicio, donde la cuarta parte de estas ya cuentan con venta del GLP, representan un 14% (ARESEP 2022e, pág. 04).

Electricidad

En Costa Rica la matriz de producción eléctrica está constituida predominantemente por fuentes renovables (hidroeléctrica, geotermia, eólica, biomasa y solar), donde las grandes plantas hidroeléctricas y las instalaciones geotérmicas brindan la base de energía firme que requiere el Sistema Eléctrico Nacional. La capacidad instalada de las plantas de generación eléctrica que utilizan combustibles fósiles, como Moín (diésel) y Garabito (bunker-especial), sirven de respaldo; sin embargo, la operación de este tipo de plantas redundan en ajustes recurrentes en las tarifas del servicio de electricidad, producto de las variaciones en el costo de esos combustibles importados, principalmente en la época seca.

El Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) es el responsable de la formulación del Plan de Expansión de la Generación 2020-2035 (PEG2020-2035), atendiendo los criterios que Costa Rica ha dispuesto para el desarrollo de su matriz eléctrica, a través de las políticas nacionales en materia energética, fundamentalmente bajo los siguientes principios: favorecimiento de fuentes renovables, baja dependencia de combustibles fósiles, seguridad energética, limitada exposición a importaciones, diversificación de fuentes, sostenibilidad ambiental y servicio al menor costo (ICE, 2021a). En marzo 2023 se publicó una actualización de dicho Plan para el período 2022-2040 (denominado PEG 2022), el cual se enmarca aún en un período de gran incertidumbre a fin de atender el crecimiento de la demanda eléctrica (ICE, 2023c, pag.7).

Desarrollar y mantener una matriz de generación eléctrica a base de recursos energéticos renovables ha sido un esfuerzo histórico permanente, de cara a un panorama nacional de recuperación *post* pandemia y eventos inesperados en el entorno internacional. El PEG 2022 reconoce los siguientes elementos de atención, i.e.: efecto de la incertidumbre sobre el crecimiento de la demanda después de la pandemia del COVID-19 lo cual provocó que los datos del 2020-2022 muestren crecimientos atípicos, atención de un plan de modernizaciones muy exigente de plantas de generación de gran tamaño, obligadas a salir de operación por períodos prolongados, así como la escasa capacidad de generación firme en el Sistema Eléctrico Nacional para atender las fluctuaciones de la generación de las plantas renovables variables. (ICE, 2023c, pag.7).

La potencia instalada del Sistema Eléctrico Nacional a diciembre del 2022 registró una capacidad instalada de 3.486 MW de potencia de placa, de los cuales un 67% corresponde a plantas hidroeléctricas, 12% a plantas térmicas, 11% a plantas eólicas, 7,5% a plantas geotérmicas, 2% bagazo y 0,14% a solar (ICE, 2023e, pag.3).

La producción de electricidad en Costa Rica la realizan siete empresas de servicio público y un grupo de generadores privados que operan bajo el marco de la Ley 7200 “Ley que autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela” y la Ley 7508 “Ley que Autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela”, los cuales han acordado contratos de compraventa con el ICE y bajo la modalidad *Build, Operate, Transfer* (conocido como esquema BOT). Las empresas de servicio público que producen energía son el ICE, la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A. (CNFL, subsidiaria del ICE) la Junta Administradora del Servicio Eléctrico de Cartago (JASEC), la Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH), la Cooperativa de Electrificación de San Carlos R.L. (Coopelesca), la Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste R.L. (Coopeguanacaste), la Cooperativa de Electrificación Rural Los Santos R.L. (Coopesantos) y la Cooperativa de Electrificación Rural de Alfaro Ruiz R.L. (Coopealfaroruz) (ICE, 2021a). Las 4 cooperativas se han asociado en un consorcio, denominado Conelectricas R.L., el cual también está integrado al Sistema Eléctrico Nacional en el marco de la Ley 8345 “Ley de Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional”.

De la capacidad instalada, el ICE dispone de un 68% de plantas propias y de un 18% de plantas contratadas a generadores privados independientes, de los cuales un 10% corresponden a un esquema BOT. Las empresas distribuidoras operan plantas que alcanzan el 14% de la capacidad instalada (ICE, 2023c, pag.8).

Según el patrón de producción bruta de energía, el Sistema Eléctrico Nacional de enero a diciembre del 2022 produjo un total efectivo de 11.869,1 GWh, de los cuales un 73% corresponde a la generación con plantas hidroeléctricas, 13,6% a plantas geotérmicas, 11,5% a plantas eólicas, 0,78% a plantas térmicas, 0,46% al uso del bagazo de la caña de azúcar, 0,07% a energía solar y se intercambiaron 0,5%. La atención de la demanda eléctrica nacional se realizó en un 98.7% con fuentes renovables durante el año 2022 (ICE, 2023e, pag.3).

Los máximos de potencia y demanda máxima diaria del 2022 fueron de 1.776,39 MW y 35,6 GWh, respectivamente, el día 23 de marzo del 2022 a las 18:45 (ICE, 2022a, pag.6). La demanda máxima de potencia con respecto al 2021 tuvo un incremento del 0,75% (ICE, 2022a, pag.10).

El Centro Nacional de Control de Energía (Cence), a cargo del ICE, es el ente encargado del funcionamiento del Sistema de Generación y Transmisión, tanto en despacho de energía como en aspectos de calidad y seguridad, además, las empresas distribuidoras también despachan sus plantas propias (ICE, 2021). Recientemente, la actual administración del ICE decidió cambiar la denominación del CENCE a la Dirección Operación y Control del Sistema Eléctrico (DOCSE), considerando el hecho de que el ente responsable del despacho a nivel nacional no tiene que estar en el ICE; debe estar en un ente de carácter nacional que vele por las transacciones comerciales entre todos los agentes de un mercado nacional, y no sólo el despacho de las plantas del ICE (Asamblea Legislativa b, pág. 12).

El cuadro 2 presenta un análisis comparativo de los principales indicadores del Sistema Eléctrico Nacional (ICE, 2023d).

Cuadro 2

Análisis comparativo de los principales indicadores del Sistema Eléctrico Nacional. 2021 y 2022

Indicador	2021	2022	Diferencia (%)
Población cubierta por el servicio eléctrico ^{a/}	99,4%	99,4%	0
Crecimiento del consumo eléctrico ^{b/}	4,88%	3,95%	-0,93
Consumo residencial per cápita (kWh/hab.) ^{c/}	805	819	+1,7
Consumo promedio anual por abonado (kWh) ^{d/}	5.473	5.552	+1,44
Sector residencial (kWh/cliente)	2.556	2.543	-0,51
Sector industrial (kWh/cliente)	261.421	274.474	+5
Sector comercio y servicios (kWh/cliente)	15.011	15.496	+3,23
Capacidad instalada (MW)	3.584	3.485	-2,76
Electricidad generada por fuentes renovables	99,44%	98,83%	-0,61

a/ Corresponde al porcentaje de cobertura eléctrica.

b/ Los datos corresponden al acumulado a diciembre del año respectivo.

c/ Los datos de población corresponden a la proyección al 30 junio por el INEC.

d/ Los datos corresponden al acumulado a diciembre del año respectivo.

Fuente: Proceso Tarifas de Electricidad -Planificación Financiera, ICE 2023d.

El Sistema Eléctrico Nacional está constituido por 1.568.711 clientes. Si se compara el crecimiento del consumo eléctrico del 2021 con respecto al 2022, según se presenta en el cuadro 2, el país experimentó una reducción del 0,93%, tendencia que se mantiene hacia la baja en los últimos años, inclusive antes de la pandemia por el covid-19, ya que en la década pasada la demanda anual crecía, en promedio, a un 5% anual.

En el comportamiento del consumo energético del sector eléctrico en el período de análisis se observa que si bien es cierto el consumo promedio por abonado aumentó en 1,44%, eso fue a expensas de los sectores industrial y comercio y servicios, los cuales crecieron un 5% y un 3,23% respectivamente, ya que los clientes del sector residencial consumieron un 0,51% menos en el 2022 con respecto al 2021.

El ICE ha estimado que el índice de cobertura nacional alcanza un 99.4%, lo que equivale a unas 7.569 viviendas ocupadas sin cobertura eléctrica a nivel nacional. La Provincia de San José presenta la mayor cobertura eléctrica (99,9%), explicado principalmente por la alta concentración de distritos urbanos con 100% de cobertura. En el otro extremo está la Provincia de Limón, con la menor cobertura 97,6% (ICE, 2021a, pág. 39), causado principalmente por la amplia dispersión de las viviendas ubicadas en el área de amortiguamiento de la Reserva de la Biosfera La Amistad.

En zonas remotas fuera las redes de las empresas de distribución, el ICE ha instalado paneles solares y otros sistemas pequeños de generación para atender necesidades elementales de energía en casas y pequeños caseríos. Mediante el Programa de Electrificación Rural con Fuentes de Energía Renovable, desde 1998 hasta mayo del 2020, el ICE ha instalado 5.132 paneles solares, con una potencia de 663 kW, para atender viviendas hasta Equipos Básicos de

Atención Integral en Salud (Ebais), así como otros establecimientos estratégicos en las zonas sin acceso a la red (ICE, 2021b, pag.41).

El país cuenta con un Sistema de Transmisión a cargo del ICE. En la actualidad, el transporte de la energía del principal foco de generación de electricidad ubicado en la zona norte del país se realiza mediante cuatro corredores de líneas de 230 kilo-voltios (kV) incluyendo la línea SIEPAC hacia el centro de carga, donde es transformada a un nivel de tensión en 138 kV para luego alimentar un total de 69 subestaciones; la misma ronda los 2.986 kilómetros, distribuidos en las tensiones de 230 y 138 kV, de los cuales un 18% corresponde a líneas de transmisión en propiedad de entes privados y un 82% corresponde al ICE; además de un parque de transformadores con capacidad de transformación de 12.116,4 megavoltamperio (MVA), el cual ha permitido atender de manera oportuna las necesidades que el país ha requerido en los últimos años. El actual Plan de Expansión de la Transmisión (2021-2031) estimó que para el 2022 se invertirían USD16M (ICE, 2021b).

Es importante señalar que, en el esquema de producción nacional de electricidad del 2022, también se soportó la demanda eléctrica nacional con el intercambio de energía con Centroamérica, gracias a las ventajas que brinda el Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional (MER), mediante el Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países Centroamericanos, conocido como SIEPAC, el cual abre los mercados nacionales a nivel regional, permitiendo el acceso a la transmisión eléctrica, así como a las oportunidades de comprar y vender electricidad entre participantes de los diferentes países centroamericanos. Sin embargo, este trasiego es mínimo, i.e.: 773,9 GWh y se limita al intercambio de excedentes bajo un esquema de “Mercado de Oportunidad” y contratos firmes, las cuales realiza el Centro Nacional de Control de Energía (Cence) del ICE. En el 2022, las ventas totales en el año representaron para el ICE un ingreso de \$56,93 millones. Con respecto al año 2021 (1,009 GWh) las exportaciones de energía en el 2022 disminuyeron en un 30% (ICE, 2022a, pág. 16). En el año 2022, el ICE importó 54,23 GWh durante los meses de marzo, abril, octubre, noviembre y diciembre, de los cuales el 68% fue a través del Mercado de Oportunidad Regional (ICE, 2022a, pág. 17).

El ICE señaló el año 2021 como muy húmedo mientras que el 2022 tuvo un comportamiento de hidrología media, las plantas de generación hidroeléctrica -en MWh- disminuyeron en un 5,86%. Las plantas eólicas disminuyeron en un 12,69% y las plantas de biomasa en un 17,53% (ICE, 2022a, pág. 18-19).

En el año 2022 se compraron 2.359 GWh a los generadores privados, de los cuales 45,5% provenían de fuentes hidroeléctricas, el 51,1% de plantas eólicas y el 2,4% de energía biomásica, generada por los ingenios Taboga y El Viejo, las cuales representaron compras por un total de \$216 millones, un 9,77% inferior a la energía pagada en el 2021 (ICE, 2022a, pág. 18-19).

Las leyes 7200 y 7508 autorizan la generación autónoma o paralela como la energía producida por centrales eléctricas de capacidad limitada (hasta por un máximo de potencia de 20.000 KW), pertenecientes a empresas privadas que puedan ser integradas al sistema eléctrico nacional en contratos de compra de energía eléctrica o compras por licitación en el esquema BOT con el ICE, por un plazo no mayor de veinte años, según los esquemas tarifarios aprobados por la ARESEP, entre otras disposiciones; una vez que esos contratos de compraventa cumplen con el plazo contratado, el SEN retira la capacidad instalada de la planta correspondiente.

Al 2022 han caducado varios de los contratos de compraventa de energía que tenían algunos generadores privados con el ICE, iniciándose una negociación bilateral, siempre en el marco del interés nacional, de manera que el país logre aprovechar esa capacidad instalada ociosa, o se busquen alternativas económicas innovadoras, como es la utilización de esa capacidad instalada para la exportación de energía al mercado eléctrico centroamericano y la minería de criptomonedas, este último un mecanismo de carácter privado que permite transacciones digitales a través de una red de ordenadores, intensivos en el uso de la energía, de manera que la unidad informática que produce y verifica la criptomoneda se instala físicamente al lado de la fuente de electricidad, como es el caso de las tres plantas hidroeléctricas privadas ubicadas en Río Segundo, Poás y Sarchí.

El cuadro 3, a marzo 2023, presenta la situación de los representados en la Asociación Costarricense de Productores de Energía (ACOPE), cuyas plantas han cesado operaciones en el marco del SEN, es la siguiente:

Cuadro 3

Situación de las plantas de energía paralizadas propiedad de generadores privados

Planta desconectada	Ubicación	Potencia (MW)	Estado
PH Río Segundo	Sarchí	1	Minería de criptomonedas
PH Poás	Poás	2	Minería de criptomonedas
PH Don Pedro	Alajuela (Sarapiquí)	14	Contratada y refrendada
PH Volcán	Alajuela (Sarapiquí)	17	Contratada y refrendada
Eólica PESRL	Tilarán	20	En negociación
PH Santa Rufina	Sarchí	0,3	Minería de criptomonedas
PH El Ángel	Alajuela (Sarapiquí)	3,7	En negociación
PH El Embalse	San Carlos	1,5	En negociación
PH Tapezco	Zarcelero	0,3	Contratada y refrendada

Fuente: Ing. M. Alvarado, Acope, marzo 2023.

El PEG 2022 presupone que la gran mayoría de las plantas existentes que quedan sin contrato servirán para llenar al menos parte de estas necesidades de capacidad adicional señalada en el plan de expansión, dado que sus costos serán, en general, sensiblemente menores que los de una planta nueva. Si el precio de venta de la energía ya sea fijado por la ARESEP o por concurso, es lo suficientemente atractivo, una planta existente pasa a formar parte del plan óptimo independientemente de su tecnología, modificando la matriz de generación (PEG 2022, pág. 23), por lo que se espera que cada uno de los generadores privados indicados en el cuadro 3 cuyas plantas se hayan paralizado, vayan convergiendo en una estructura de recontractación para el aprovechamiento nacional de esa capacidad instalada.

De interés para la investigación, y según lo señala el PEG 2022, es interesante que la electromovilidad y la generación distribuida generan un impacto opuesto sobre las proyecciones de demanda. La generación distribuida presiona por una reducción de demanda para disminuir los costos de la factura eléctrica, y la electromovilidad por un incremento en la demanda del servicio a nivel nacional. Ambas actividades son impulsadas por leyes especiales y tienen estímulos en costo y regulación, además de provocar un interés importante en la sociedad. Por

lo tanto, los escenarios de demanda al 2040 se preparan combinando ambos elementos (ICE, 2023c, pág. 11).

Los recursos disponibles en ejecución son la puesta en marcha del proyecto solar Huacas (5 MW) y la entrada en operación del proyecto geotérmico Borinquen 1 (55 MW), desarrollados por Coopeguanacaste y el ICE, respectivamente. El escenario (PEG 2022) considera el retiro de la planta eólica Tejona y la planta geotérmica Miravalles 5, la modernización de otras plantas de gran tamaño (ICE, 2023c, pág. 23), así como la retrocontratación de plantas de generación privada paralizadas con contratos de corto plazo (ICE, 2023c, pág. 24).

Energía y transporte

El consumo de combustibles fósiles para atender los requerimientos del sector transporte tiene el mayor peso porcentual en la matriz energética, condición estructural que se ha mantenido en las últimas décadas.

En materia de transporte automotor, los vehículos automotores que cancelaron sus derechos de circulación en el 2021 fueron 1.598.268 unidades (INS, 2023). La flota total de vehículos automotores que canceló los derechos de circulación para el período de cobro 2022 fue de 1.717.840 vehículos, según el modelo de vehículo a partir del año 1970 hasta el 2022 (INS, 2023), lo cual refleja un aumento significativo con respecto a al parque de vehículos que cancelaron ese pago antes y durante la pandemia; de los cuales los automóviles representan un 62%, las motocicletas un 20%, los vehículos de carga un 16% y autobuses, equipo especial y taxis un 3%.

El cuadro 4 muestra el comportamiento de esta variable en el período 2018-2022; se mantiene la relevancia del sector transporte en la problemática ambiental del sector energético y un desafío crítico para mantener una gestión socio-productiva baja en emisiones de carbono, es decir para cumplir con los objetivos propuestos en el Plan Nacional de Descarbonización 2018-2050 e igualmente, como fuente importante de emisión de otros gases contaminantes.

Cuadro 4

Estimación del parque de vehículos en circulación

Año	2018	2019	2020	2021	2022
Parque vehicular	1.409.845	1.437.452	1.439.870	1.598.268	1.717.840

Fuente: INS, varios años.

En el 2022 la importación de motocicletas y bicimotos alcanzó 54.106 unidades, un crecimiento del 9,4% con respecto al 2021, donde las unidades de gasolina representan un 75% y las eléctricas un 25% (Rodríguez, O., La Nación, abril 04, 2023).

Según el Plan Nacional de Transporte Eléctrico 2018-2030; los vehículos automotores son la primera fuente de contaminación en el país al producir el 41% de las emisiones contaminantes del sector transporte (MINAE/PNTE, 2019), de manera que continuar implementando acciones sostenibles en este sector es clave para revertir tendencias históricas negativas, con el fin de ampliar la matriz energética con fuentes renovables de energía y reducir sus impactos sobre el ambiente, la economía y la salud humana.

Transporte ferroviario

En materia de transporte ferroviario de personas, el 2022 mostró un incremento significativo operando cinco líneas interurbanas en la Gran Área Metropolitana (GAM), i.e.: tramos Pavas-Curridabat, Heredia-San José, Belén- San José, Cartago-San José y Alajuela-Heredia, para un total de 2.602.293 pasajeros (INCOFER, 2023a); cifra que representó un aumento significativo del 164% con respecto al 2021, cuando se transportaron 984,560 pasajeros en las mismas cinco rutas (INCOFER, 2023a), volumen afectado por las restricciones sanitarias por la pandemia debido a cierres y limitaciones de este medio de transporte; mientras que en el 2022 resurge motivado por factores como el alto costo de la gasolina durante la primera parte del 2022, mayor congestión de las vías terrestres en la GAM postpandemia y una política de reactivación del servicio de transporte de personas por tren en la GAM por parte del INCOFER, gracias a su esfuerzo sustancial para mejorar los tiempos de recorrido en todas las rutas prestadas y el volumen de pasajeros transportados, como fue la ampliación de los servicios en la ruta San José a Cartago, hasta Oreamuno (INCOFER, 2021, pág. 13). Sin embargo, no alcanza los niveles de movilización prepandemia, como se muestra en el cuadro 5.

Cuadro 5

Pasajeros movilizados en la Gran Área Metropolitana por el INCOFER

Año	2018	2019	2020	2021	2022
Pasajeros	3.188.193	3.624.265	No disponible	1.004.141	2.602.293

Fuente: Incofer, 2019, 2021 y 2023a.

El Incofer brinda también el servicio de carga de acero en el sector Atlántico; en el 2022 se transportaron 145.971 toneladas (Incofer, 2022, pag.16), mientras que en el 2021 se transportaron 180.543,52 toneladas, un incremento del 24% (INCOFER, 2021, pag.23); además en el mismo tramo se atiende a agencias de turismo para el transporte ocasional de turistas internacionales.

Durante el 2022 avanzaron los siguientes proyectos en materia ferroviaria (Incofer, 2023):

- Tren Eléctrico de la Gran Área Metropolitana: la nueva Administración (2022-2026) trazó una hoja de ruta para la restructuración de un Tren Rápido de Pasajeros (TRP) en la GAM; a diciembre 2022 este proyecto cuenta con un avance en la etapa de la preinversión del 72%.

Esta hoja de ruta fue el resultado de mesas de trabajo para optimizar la etapa de factibilidad a partir de la hoja de ruta, la cual define tres estudios para la optimización del Proyecto, el primero corresponde a la actualización de modelo de demanda existente, de manera que el TRP se integre a la red integrada autobuses de transporte público, el segundo se refiere a una revisión y análisis de la factibilidad técnica del proyecto que corresponde a los componentes de Ingeniería Ferroviaria y por último, la actualización de los estudios económico-financieros.

Los estudios por contratar tienen un enfoque integral que contempla cinco líneas articuladas, Línea 1 (Paraíso-Atlántico) 2 (Atlántico-Alajuela) y 3 (Atlántico-Ciruelas) operarán de forma independiente, mientras que las líneas 4 (Alajuela-Ciruelas) y 5 (Ciruelas-El Coyol), éstas tienen una cobertura claramente definida y se desarrollará, a lo largo de 15 cantones en las 4 provincias que conforman la Gran Área Metropolitana que se detallan a continuación:

- o San José: San José, Goicoechea, Tibás, Montes de Oca, Curridabat
- o Alajuela: Alajuela
- o Cartago: Cartago, Paraíso, La Unión, Oreamuno
- o Heredia: Heredia, Santo Domingo, Belén, Flores, San Pablo
- Tren Eléctrico Limonense de Carga (Telca): El estudio de factibilidad de este proyecto plantea un desarrollo por fases para rehabilitar 180 km del trazado ferroviario ya existente (de Moín a Río Frío, y de Moín a Valle de La Estrella) y construirá 80 km de vía férrea nueva (de Río Frío a Muelle de San Carlos).

Al respecto, las principales actividades ejecutadas son:

- Definición del Modelo de Negocio: El Estudio de Factibilidad propuso tres opciones para el modelo de desarrollo o negocio del Telca: Modelo Concesional, gestión institucional ordinaria, con tercerización y asociación empresarial o Alianza Estratégica.
- Gestión de aprobación del Estudio de Factibilidad ante la Secretaría Sectorial del MOPT
- y el Área de Inversiones de Mideplan.
- Obtención por parte de Setena de la Viabilidad Ambiental.
- Sociabilización del proyecto en el Área Huetar Caribe y Norte.
- Reubicación del Patio Intermodal GAM-Zona Norte (GAM-ZN).
- Rehabilitación de la vía al Pacífico Central. Este proyecto se encuentra en la búsqueda de recursos para llevar a cabo sus estudios de prefactibilidad y factibilidad.

Movilidad eléctrica

El tema de la movilidad eléctrica se ha mantenido vigente a lo largo de los años en los planes nacionales de energía, con un impacto moderado. Con la publicación de la Ley No. 9518 del 06 febrero del 2018 “Incentivos y Promoción para el Transporte Eléctrico”, se busca consolidar la promoción del transporte eléctrico en el país, designándole al Minae la rectoría para aplicar esta Ley en coordinación con el MOPT (Minae-PNTE, 2019).

En complemento con la política anterior, el 03 de Junio del 2022 se publicó en el Diario Oficial La Gaceta la Ley n° 10209 “Incentivos al Transporte Verde” -como una ampliación a la Ley No. 95018- con el objetivo de promover el transporte eléctrico mediante incentivos fiscales a todos los vehículos eléctricos y repuestos relacionados, independientemente de su tamaño y a la aplicación de tarifas preferenciales en los impuestos sobre el valor agregado (IVA), selectivo de consumo, valor aduanero en la importación de estos vehículos hasta el 2035, así como exoneración gradual del marchamo y facilidad en el uso de la circulación, como la restricción vehicular (La Gaceta, 03 Junio 2022).

Al país ingresaron 1.882 unidades eléctricas en el 2022, de las cuales 1.599 fueron vehículos particulares (85%), 219 motocicletas (12%) y otros tipos 64 (3%); mientras en el 2021 ingresó un total de 1.334 unidades, incremento motivado en gran parte por los incentivos en el marco de la Ley 10209. El total acumulado de vehículos 100% eléctricos según el Registro Nacional a

diciembre 2022 es de 6.540 unidades en las tres categorías indicadas (Portal Movilidad, 12 Enero, 2023).

En relación con la instalación de estaciones de cargadores activos para uso público y semipúblico a nivel nacional, en Costa Rica hay 53 centros de carga rápida (donde la batería de carro llega hasta 80% en 30 minutos) a cargo de las empresas proveedoras de energía y más de 250 cargadores semi-rápidos (donde la carga toma unas 4 horas) en sitios como ferreterías, restaurantes y centros comerciales (Brenes, L., La Nación, Mayo 13, 2023).

Con recursos del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), se presentó en marzo del 2021 el estudio con los resultados y la hoja de ruta del proyecto “Modelos de Negocio y Mecanismos de Financiación para la Masificación de Buses Eléctricos en Costa Rica”. A partir de las características actuales y su marco de gobernabilidad, se comparó la reposición de la flota actual con unidades diésel Euro VI con eléctrico, se evaluaron las barreras y riesgos asociados y se propuso el modelo de negocio y la hoja de ruta, donde al 2040 se propone la masificación de las flotas con 4,117 buses eléctricos, considerando los aspectos asociados de tipo regulatorio, operativo y financiero (BID, 2021).

Principales impactos en materia social, ambiental y económica

Esta sección señala los impactos relacionados con las áreas social, ambiental y económica durante el período de análisis para cada subsector.

Impactos en torno al subsector hidrocarburos

En torno a los impactos a destacar en el subsector hidrocarburos, se encontró que el Banco Interamericano de Desarrollo, señala en su informe “Impacto fiscal y distributivo” lo siguiente: “en un contexto en el cual los hogares y empresas ya estaban pasando dificultades económicas por la crisis del covid-19- los precios internacionales de los combustibles comenzaron a aumentar con el fin de las medidas de confinamiento y la reactivación de la actividad productiva. Posteriormente, tras comenzar la guerra en Ucrania, dicho aumento se aceleró, superando claramente los niveles prepandemia. En respuesta a ello, los países de Centroamérica, Panamá y República Dominicana (CAPRD), al igual que otros de dentro y fuera de Latinoamérica, empezaron a adoptar medidas para mitigar el impacto sobre los consumidores” (BIDa, 2022, pag.37).

Además, dicho Informe expone: “En el caso de Costa Rica, se implementaron algunas medidas que van más allá de la simple contención de precios: i) dispuso un subsidio cruzado temporal en favor del diésel; ii) derogó un subsidio cruzado que existía en favor del asfalto y la emulsión asfáltica; iii) dejó sin efecto el decreto que disponía que, a partir del 1 de enero de 2023, los automóviles y vehículos de carga liviana, nuevos y usados, que ingresaran al país debían cumplir con la normativa Euro 6, normativa europea que define los límites máximos de emisiones vehiculares contaminantes. El Gobierno entendió que la implementación del Decreto agravaría la crisis, porque obligaría a importar combustibles más caros; iv) rebaja del Impuesto Único al GLP, y v) suspensión de la actualización por IPC del Impuesto Único a los Combustibles. Dichas medidas representaron un costo del 0,02% en porcentaje del PIB en Costa Rica” (BIDa, 2022, pág. 20).

En materia del GLP, la Asociación Consumidores de Costa Rica ha mantenido durante varios años una posición vehemente para garantizar el abastecimiento al usuario final y la seguridad en la

manipulación de este tipo de combustible, por lo que consideran de alto impacto la eliminación de cilindros en mal estado, sobre todo las unidades de aluminio debido a su alta corrosión (E: Ulate, 2023). Así, en el marco del Reglamento General para la Regulación del Suministro de Gas Licuado de Petróleo, durante el primer trimestre del 2023, la Aresep -como la entidad encargada de verificar la calidad y confiabilidad- procedió a la destrucción de 3.778 cilindros portátiles de gas en mal estado, de los cuales 2.700 eran de aluminio y 1.078 de hierro (Monumental, 18 Abril, 2023). En el mismo sentido, está pendiente la implementación de un sistema de trazabilidad por parte del Minae y Aresep de cada cilindro de GLP que se utiliza en el país (E: Ulate, 2023).

El Minae y la Intendencia de Energía de la Aresep en el 2022 emitieron varias resoluciones que coadyuvan al cumplimiento de la regulación del suministro de los combustibles derivados de hidrocarburos como las gasolinás, diésel, asfaltos y el gas licuado de petróleo, que se utilizan en el país para todas las actividades económicas, las cuales incluyen:

- Decreto N° 43417-Minae- de Especificaciones de Seguridad, el cual establece que los concesionarios de equipos para la industria de petróleo, cilindros portátiles, tanques estacionarios, equipos y artefactos para suministro y uso del Gas Licuado de Petróleo (GLP), deben sustituir la válvula de acoplamiento rápido por la válvula de acoplamiento roscado (Tipo POL) en el 70% de los cilindros portátiles que estén en uso en el país, a más tardar para el 04 de diciembre de 2022, en el 90% para el 04 de diciembre de 2023 y en el 100% para el 04 de mayo de 2024 (Aresep, 2022c).
- Informe Anual Calidadgas 2022, el cual tiene como objetivo principal velar porque se cumplan los requisitos de calidad, cantidad, oportunidad, continuidad y confiabilidad necesarios para prestar en forma óptima el servicio de suministro de combustibles gaseosos (Aresep, 2022e).
- Resolución RE-0155-JD-2022, del 22 diciembre 2022, la cual establece el “Reglamento técnico para la prestación del servicio público de suministro de Gas Licuado de Petróleo”, cuyo objetivo es regular las condiciones técnicas, comerciales, contractuales y de desempeño que rigen para la cadena de prestación del servicio de suministro de gas licuado de petróleo (GLP) en las actividades de almacenamiento, transporte, envasado, distribución y comercialización (Aresep, 2023f).
- Informe de Calidad Combustibles Líquidos 2022, el cual verificó la calidad en la prestación del servicio público en dos niveles complementarios: en el origen de la cadena de valor, mediante requerimientos de información de la calidad con que se venden los productos en los terminales de venta de Recope, así como inspecciones a nivel de consumidor final, efectuando evaluaciones en el 100% de las estaciones de servicios activas en todo el país (Aresep, 2022d).

Impactos en torno al subsector electricidad

Durante el 2022, el Grupo ICE alcanzó los mejores excedentes financieros de toda su historia, con más de 300.000 millones de colones de margen operativo y más de 190.000 millones de colones de margen neto, con aplicación al 100% de las normas NIIF y con una opinión limpia de parte de la empresa auditora de sus Estados Financieros Consolidados (Chaves, R. pag.22).

En esta misma área en materia de impactos económicos en torno al negocio de electricidad por parte del ICE, esta investigación a su vez encontró que la Contraloría General de la República

(CGR), en su Informe DFOE-CIU-IF-00003, del 29 de abril, 2022, reconoce que el ICE ha implementado acciones para fortalecer la gestión de su deuda en sus diversos esquemas de financiamiento, mediante una “Hoja de Ruta para Sostenibilidad Financiera, período 2020-2024”, la cual ha posibilitado una mejora en las condiciones de la misma.

Sin embargo, el Informe de la CGR identificó oportunidades de mejora en las áreas evaluadas, destacando el marco normativo institucional y las sanas prácticas aplicables a la gestión de la deuda, así como al control y evaluación oportuna de la gestión de riesgos. Por ello, en dicho Informe, la CGR giró disposiciones a las autoridades del ICE para que se elabore un marco normativo consistente, robusto e integral, en el cual se identifique e integre toda la normativa y sanas prácticas que debe aplicar el ICE en su gestión de deuda con una visión de corto, mediano y largo plazo; y se implementen mecanismos de control para que las matrices de riesgos que elabora el Instituto contengan todos los elementos necesarios para el adecuado control, registro, análisis y seguimiento de los riesgos financieros y de deuda (CGR, 2022a).

En la misma dirección, en su Informe DFOE-SOS-IF-00012-2022 del 14 de diciembre, 2022 acerca de la Capacidad de Gestión Financiera de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S.A., la CGR señala que la CNFL S.A. ha implementado acciones con el fin de superar sus brechas de sostenibilidad financiera, en general, acciones de mejora en la capacidad de su gestión financiera que le han favorecido de manera que la CNFL S.A. logró mejores resultados en algunos de sus indicadores de sostenibilidad financiera durante el periodo 2020–2021. No obstante, giró instrucciones para implementar un mecanismo de mediano plazo para el control del endeudamiento a largo plazo, los gastos operativos y financieros, dimensionando los riesgos estratégicos asociados que le permitan reaccionar ante cambios en el entorno y asegurar la sostenibilidad financiera. Además, de la implementación de un mecanismo de rotación de labores de personal y la implementación de un programa de capacitación orientado al proceso de su gestión financiera (CGR, 2022b).

En el 2022, la Intendencia de Energía de la Aresep emitió varias resoluciones que coadyuvan al cumplimiento de su misión de la regulación del servicio eléctrico en todas las etapas desde la generación, transmisión, distribución y alumbrado público, las cuales incluyen:

- Informe de Calidad del Suministro de Electricidad -Sistema de Distribución 2022-, el cual presentó la evaluación de la calidad del suministro eléctrico, con base en los reportes remitidos por las empresas eléctricas. Durante el 2022, en el ámbito nacional la cantidad promedio de interrupciones percibidas por los usuarios del servicio eléctrico (Frecuencia Promedio de Interrupciones por abonado -FPI-) fue de 6,98 veces, ligeramente inferior al 7,05 veces registrado en el 2021. Por su parte, el tiempo promedio de interrupción percibido (Tiempo Promedio de Interrupción por abonado -DPI-), por cada abonado fue de 8,37 horas (8 horas y 22 minutos), indicador que, en el 2021, fue de 8,60 horas (8 horas y 48 minutos) (Aressep, 2022a, pág. 04).
- Resolución RE-0076-JD-2023, del 04 de mayo 2023, la cual establece la metodología tarifaria derivada de la Ley N.º 10086 (Ley para la promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables), referente a: a) fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos, b) tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido, c) compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como

por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora, d) reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al sen (Tarifa T-DER) (ARESEP, 2023b).

Con fecha Diciembre 2, 2002, el Banco Mundial presentó los resultados preliminares del estudio “Análisis de los Impactos de la masificación de movilidad eléctrica en el Sistema Eléctrico de Costa Rica”, el cual se basa en la cuantificación del aumento de la demanda eléctrica a raíz de diferentes estrategias de despliegue de vehículos eléctricos (VEs) y estimación de los costos incrementales de la expansión de capacidad del Sistema Eléctrico Nacional que garantice la confiabilidad en la entrega de energía (World Bank, pág. 03), el cual plantea tres escenarios, un escenario base, moderado, y agresivo, todos al 2050, para el transporte público, privado y de carga. Se estima que, entre 2020-2050, la demanda eléctrica total presenta una tasa compuesta de crecimiento anual de 1.5%, pasando de 11.3 TWh en 2020 a 17 TWh in 2050 y la potencia máxima presenta un crecimiento anual de 1%, de 1.7 GW en 2020 a 2.4 GW en 2050 (World Bank, pág. 07).

Otros procesos de interés para el sector energía

Con respecto a los cambios intermodales de transporte, avanzan los proyectos en materia ferroviaria, los cuales promueven un fortalecimiento de este medio de transporte como una alternativa sostenible al transporte vial convencional de pasajeros y carga altamente dependiente de los hidrocarburos importados, como lo es el Tren Eléctrico de la Gran Área Metropolitana según el trazado de la ruta de trabajo comentado anteriormente, el Tren Eléctrico Limonense de Carga (Telca) según el planteamiento de su estudio de factibilidad, así como el estudio de la rehabilitación de la vía ferroviaria al Pacífico Central, el cual requiere del financiamiento para llevar a cabo la etapa de preinversión.

Bajo el liderazgo de la Cámara de Industrias de Costa Rica (CICR) se ejecuta recurrentemente cada año el Programa de Administrador de Energía, como una herramienta para mejorar la competitividad empresarial mediante el uso racional de la energía con énfasis hacia el sector industrial y comercial. Este Programa de Capacitación -el cual inició desde el 2012- está dirigido a ingenieros, administradores y personal técnico de las empresas, mantiene su enfoque teórico-práctico para enseñar procesos, criterios y metodologías en el uso racional y eficiente de la energía; habiendo capacitado al 2022 alrededor de 300 profesionales los cuales con la implementación de sus proyectos en sus empresas, han generado beneficios ambientales directos como es la reducción de emisiones de gases efecto invernadero y beneficios financieros en el orden USD20 millones (Guzmán, G. 05 Mayo, 2023).

El Costo Variable de Generación (CVG) es un componente de las tarifas de generación, distribución y alumbrado público que la Aresep le fija al ICE y a todas las empresas distribuidoras, con base en una metodología que aplica cada tres meses para ajustar las tarifas eléctricas cuando ocurren situaciones ajenas a los operadores, y están relacionadas con factores extraordinarios que afectan a los entes operadores del sistema, debido a cambios en los costos de los combustibles, variaciones de precios a los insumos en el mercado internacional, tipo de cambio, inflación, entre otros factores.

La exportación de energía favorece al consumidor interno, ya que la metodología CVG reconoce los ingresos por exportaciones de energía eléctrica debido a que el costo de generación de energía eléctrica con fuentes renovables en los horarios de baja demanda es más barato que el promedio a nivel centroamericano, sin embargo, también puede resultar más caro al consumidor cuando el ICE requiere aumentar la capacidad de generación utilizando diésel y bunker para sus plantas termo-eléctricas a fin de responder a la demanda máxima del mercado nacional.

Avances destacados en torno a transporte y electricidad del PNC

El Gobierno de la República publicó, en diciembre 2022, el Plan Nacional de Desarrollo e Inversión Pública 2023-2026 (PNDIP) como aquel instrumento de planificación y evaluación de las políticas públicas. El mismo presenta la organización sectorial según el Decreto Ejecutivo 43580-PLAN-MP, además define una ruta orientadora para el sector ambiente y energía en el mediano plazo, como elemento sustantivo en la gestión de un sistema de integridad pública coherente e integral, a la vez que se contribuye a alcanzar los Objetivos de Desarrollo Sostenible.

El PNDIP 2023-2026 reconoce la importancia de una economía descarbonizada y sus múltiples beneficios, de manera que se persigue la reducción gradual en las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) al ambiente, cuya meta es reducir en -1,4 la tasa interanual de las emisiones de CO₂ debido al consumo de combustibles fósiles para el 2026, con respecto a la línea base de 5,9% en el 2021, en consonancia con el Plan Nacional de Descarbonización 2018-2050, a partir de la implementación de políticas públicas que contribuyan con el objetivo de la transición energética (PNDIP 2023-2026, pág. 55).

Los lineamientos sectoriales propuestos en el PNDIP 2023-2026 para el sector energía son:

- Objetivo Sectorial B. Mejorar la intensidad energética del país y el uso de energías renovables mediante la eficiencia energética, la electrificación de la matriz energética y la bioenergía, contribuyendo en la reducción de las emisiones.

Intensidad energética (PNDIP 2023-2026, pág. 64):

Línea base: 2,56 MJ/USD

Indicador por año: 2023: 2,50, 2024: 2,47, 2025: 2,44, 2026: 2,42

- Intervenciones públicas propuestas:

Estrategia Nacional de Redes Eléctricas Inteligentes (PNDIP 2023-2026, pág. 70)

Línea base: 682,779 medidores inteligentes instalados

Indicador por año: 2023: 75.850 medidores, 2024: 73.525 medidores,

2025: 46.938 medidores, 2026:35.692 medidores

Plan Nacional de Energía (PNDIP 2023-2026, pág. 72):

Línea base: 0

Indicador al 2026: 8% de la gasolina consumida tendrá una mezcla de etanol.

El PNDIP se estructura en el modelo de Gestión para Resultados en el Desarrollo (GpRD), por lo que se espera que las actividades de seguimiento y evaluación servirán de insumo para medir anualmente los alcances logrados con respecto a los indicadores propuestos.

Se detectó en varias entrevistas durante el curso de la investigación la necesidad de analizar la política pública relacionada con la transformación del parque actual de autobuses de servicios de ruta regular hacia unidades eléctricas. Un rezago es la necesidad de precisar cuál sería la institucionalidad a cargo de este proceso, ya que varias instituciones públicas gestionan diversas áreas de esa operación, entre otras el Ministerio de Obras Públicas y Transportes a través del Consejo de Transporte Público y sus atribuciones concurrentes, el Ministerio de Energía y Minas como coordinador de la implementación del Plan Nacional de Descarbonización 2018-2050, la Aresep como responsable de la fijación tarifaria de este servicio público en el marco de la Ley 7593 “Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos”. En este último punto, la Asociación Consumidores de Costa Rica manifestó su posición en el sentido que los costos asociados a esa misma transformación de las unidades de transporte público de pasajeros y el desarrollo de infraestructura de carga eléctrica asociada no debe ser asumida por los usuarios, por lo que una propuesta tarifaria en ese sentido debe crear un mecanismo alternativo para cubrir los costos incrementales de dicha innovación (E: Ulate, 2023).

En marzo 2023, el ICE, juntamente con la CNFL S.A. presentaron a Aresep -Expediente Aresep OT-515-2021- su propuesta de modelo tarifario para electrificación de procesos productivos, con el propósito de promover el aprovechamiento de los posibles excedentes y la interconexión regional de la generación con energía renovable, en la búsqueda en el largo plazo de la descarbonización.

La propuesta, actualmente en estudio por parte de la Aresep, consiste en establecer un instrumento regulatorio, bajo la administración del ICE y la fiscalización de ARESEP, bajo los criterios comerciales de su resorte, de manera que le permita disponer de los excedentes en el SEN en cinco líneas de acción; i. aprovechando la excedencia de vertidos en los meses de baja demanda, ii. las posibilidades de exportación, iii. el aprovisionamiento de excedencias locales, iv. la oferta en el MER y, v. la gestión financiera. Los recursos asignados al mecanismo financiero asociado serán considerados en el proceso de liquidación tarifaria del Costo Variable de Generación, para beneficiar en el precio del cliente final (ICE-CNFL, 2023).

Dicha propuesta solicita a la Aresep, además, la habilitación de un plan piloto de implementación con un consumo energético máximo de 300 GWh/año, con el fin de verificar las bondades del modelo propuesto, donde inicialmente se han identificado potenciales de sustitución en diversas aplicaciones, como es el parque tecnológico de las calderas de vapor para sustituir combustibles fósiles, bombas de calor para sustituir calderas en aquellos procesos productivos que requieren generar agua caliente y no vapor, panaderías ya que son establecimientos que operan en el período nocturno de la demanda, la movilidad eléctrica, donde se estima un consumo eléctrico adicional de hasta 13 GWh/año en el 2025 sólo por el crecimiento reciente de la flota de vehículos eléctricos particulares, así como la producción de hidrógeno (para las industrias electro-intensivas) y los hornos de inducción eléctrica (ICE-CNFL, 2023).

En Costa Rica las principales fuentes fijas de emisión de contaminantes son las calderas y hornos de tipo indirecto. La mayor parte de estos sistemas son relativamente antiguos (más de 25 años en promedio) lo que dificulta su desempeño desde el punto de vista ambiental y de eficiencia, esto se traduce en la calidad de sus emisiones (CNFL, 2023a, pág. 11). En este sentido, un punto específico que llama la atención en el marco de la Investigación, es que a nivel nacional la Caja Costarricense del Seguro Social (CCSS) opera 52 calderas a nivel nacional, donde 15 calderas se

ubicar en instalaciones hospitalarias servidas por la CNFL, de estas 8 calderas operan con bunker Tipo B cuyas emisiones estimadas a 25 años, equivalen a 799,698 toneladas de CO₂, las cuales son susceptibles de reconversión a electricidad, con la consecuente ganancia ambiental en términos de emisiones, mejora en la calidad del aire por la reducción de partículas contaminantes, así como un aumento sustancial en la eficiencia energética del sistema de generación de vapor (CNFL, 2023b, pág. 5).

Sección B: Transición de la matriz energética

Esta Sección presenta aspectos relevantes de la matriz energética nacional en el 2022 e inicios del 2023, a partir de tres preguntas específicas:

- ¿Qué avances o cambios se registraron en la transición de la matriz energética en los últimos 10 años? ¿Qué consideraciones se pueden esbozar sobre la calidad, eficiencia y sostenibilidad de estos avances, según los expertos, generadores y usuarios de energía?
- ¿Qué factores -coyunturales y estructurales- limitan avanzar en la transformación de la matriz energética nacional?
- ¿Cuáles son los principales objetos de política pública que deben considerarse -en el corto y mediano plazos- para la transformación de la matriz energética nacional?

Avances hacia la transición energética

La investigación del periodo captó opiniones en varios de los expertos entrevistados acerca de algunos elementos que vislumbran un umbral hacia una transición energética; en el marco de una transformación tecnológica que poco a poco considera formas alternativas para cambiar la matriz energética de Costa Rica, como es el caso del hidrógeno verde y un transporte público de pasajeros eléctrico.

Otro factor a considerar son los cambios estructurales propuestos a la gobernabilidad del sector, como son las interrupciones del lado de la demanda eléctrica que motivan a revisar el paradigma actual que sustenta el Sistema Eléctrico Nacional, las inversiones públicas requeridas para mantener en el largo plazo el capital físico invertido durante décadas en infraestructura eléctrica; en pocas palabras, una visión hacia donde marcha la gestión energética a nivel mundial y qué acciones se deben emprender en el país para articular esa transformación hacia un paradigma energético sostenible.

El desafío del binomio energía-transporte sigue manteniendo una vigencia fundamental en el marco del PEN y conserva en el tiempo un conjunto de aristas de gran complejidad. La operación de una flota automotor basada en vehículos particulares de combustión interna en el orden del 62% del total de la flota, la demanda creciente postpandemia de movilidad de personas, bienes y servicios, los compromisos ambientales globales asumidos para descarbonizar la economía, la ineficiencia energética en el uso de los combustibles fósiles debido a una infraestructura vial deficiente, una planificación desorganizada de corto plazo, entre otros factores estructurales; son algunos de los aspectos mencionados por los especialistas consultados para esta investigación; motivando a un análisis mucho más profundo a fin de lograr una integración efectiva de la gobernabilidad en ambos sectores, incorporando el sector energético en sus dos vertientes, hidrocarburos y electricidad, con el sector transporte en todas sus formas a nivel nacional.

Hidrocarburos

La transición de la matriz energética en los últimos 10 años ha considerado en el Balance Energético Nacional dos biocombustibles principales, i.e.: el bioetanol y el biodiesel, ambos combustibles alternativos a partir del procesamiento de la biomasa los cuales compiten con otras actividades agro-productivas, principalmente el cultivo de la caña para la producción de azúcar y la producción de maíz en el caso del bioetanol, por lo que su utilización para reemplazar en algún porcentaje los combustibles fósiles utilizados actualmente requiere de un análisis riguroso para determinar su rentabilidad económica, social y ambiental, ya sea producidos localmente o importados de países productores de este tipo de biocombustibles.

De las intervenciones públicas presentadas en el PNDIP 2023-2026, el Gobierno de la República ha propuesto, a través de RECOPE, el programa de vender gasolina con etanol etiquetada Eco 95 para el año 2026, con el fin de reducir los gases de efecto invernadero (GEI), impidiendo la emisión de hasta 128.000 toneladas de dióxido de carbono (CO₂) por año (Chaves, R. 2023, pag.18), estableciendo para el 2026 la sustitución del 8% de la gasolina consumida mezclada con etanol.

Electricidad

El Poder Ejecutivo, mediante el Proyecto de Ley de Armonización del Sector Eléctrico (Expediente legislativo 23.414), envió a la Asamblea Legislativa el texto base de una propuesta de cambio estratégico considerando que la gestión del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) requiere de ajustes en el marco normativo y regulatorio a fin de permitir su operación de forma que se optimicen las variables controlables para impulsar la modernización del Sistema Eléctrico Nacional en la senda de la eficiencia integral, la garantía de suministro de la demanda de potencia y energía, promover el aprovechamiento de las nuevas tecnologías e impulsar el desarrollo de nuevos esquemas de negocios para la prestación del servicio público de electricidad, de forma tal que favorezca el crecimiento económico y la productividad del país (Asamblea Legislativa a).

Para ello, considera tres aspectos clave: planificación donde destaca la constitución de un operador independiente del sistema eléctrico nacional; la gestión de la demanda a fin de crear una amplia competencia entre los actores del mercado y la operación del mercado basado en un despacho económico que introduce un mercado de ocasión a nivel nacional (Asamblea Legislativa a).

Específicamente, asigna al Minae la rectoría del subsector energía, coordinando con Aresep las acciones para fijar las tarifas y regulación de precios, las transacciones con el MER, así como la planificación energética estratégica a nivel nacional, crea las nueva figuras del Ente Administrador del SEN y el Ente Operador del Sistema, y crea la figura del Mercado Eléctrico Mayorista, con el propósito de garantizar las mejores condiciones de costo, calidad, seguridad e inversión de los servicios eléctricos y la organización de las transacciones de energía eléctrica (Asamblea Legislativa a).

Al respecto, la Asociación Costarricense de Productores de Energía (Acope), expuso su criterio ante la Comisión Especial de la Asamblea Legislativa mediante la nota Acopede-001-2023, del 9 de enero del 2023, en la que presenta su opinión mediante un análisis comparativo en torno a su propuesta denominada Agenda de Cambio, una iniciativa expuesta previamente ante dicha

Comisión desde el 13 de octubre del 2022. El análisis expone convergencias y diferencias en los tres aspectos clave mencionados anteriormente, para mejorar las condiciones de competencia, eficiencia y atracción de inversiones en el mercado eléctrico, a fin de que se traduzca en un menor costo de la energía para los usuarios finales y mejora creciente de la calidad de servicio, contribuyendo a las metas de descarbonización y transición energética fijados por el país (Acope, 2023). A manera de ejemplo, en el escenario actual, la expansión del SEN se caracteriza básicamente por el rol del ICE en la elaboración del Plan de Expansión de la Generación (PEG) enmarcado en el Plan Nacional de Energía; en la Agenda de Cambio propuesta por ACOPE la elaboración del PEG queda a cargo de una entidad técnica independiente (ACOPE, 2023, pág. 8).

Por su parte, el ICE, también expuso su criterio ante dicha Comisión el 19 de enero del 2023, destacando las siguientes necesidades del sector eléctrico (Asamblea Legislativa b):

- Las mismas reglas para todos al armonizar una serie de leyes individuales actualmente en vigencia; por ejemplo, leyes de cooperativas, Ley 7508, Ley 7200, Ley de Aresep, Ley de MINAE, Ley de Generación Distribuida.
- Habilitación de un despacho vinculante; para que las personas, entidades o empresas que quieran producir electricidad se comprometan a cumplir esa promesa, en caso contrario, que enfrenten penalidades.
- Habilitar la inclusión de tecnologías disruptivas de forma segura; para incluir generación distribuida, también almacenamiento de energía o incluso carga de vehículos eléctricos, producción de moléculas químicas.
- Fijar nuevos topes de proyectos privados (economías de escala).
- Monetizar los servicios auxiliares que hoy están en la tarifa de kWh del ICE.
- Mantener la propiedad de las empresas públicas y su integración vertical.
- Potenciar la electrificación de la economía implica más potencia eléctrica: se hace necesaria la participación privada en generación.
- Hoy la planificación eléctrica es indicativa, no vinculante y eso genera ineficiencias, debe ser centralizada para todos como sucede en el mundo: por ejemplo, las empresas municipales hacen sus planificaciones y desde un punto de vista económico no es lo mismo minimizar el costo en un área geográfica, que minimizar el costo a nivel nacional.

En torno a la regulación impulsando la transición de la matriz energética en electricidad, la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Aresep) sacó en marzo 2023 a consulta pública un esquema innovador bajo el título “Propuesta de Fijación de Oficio de Tarifa Modalidad Prepago (T-RP) para las 8 empresas distribuidoras y cooperativas de electrificación rural”, con el fin de eliminar la morosidad reiterada en al menos 25.244 hogares a nivel nacional, de manera que al registrar cuatro cortes por impago o más en un año, se les aplicaría esta modalidad de cobro automáticamente. Esta disposición, en caso de aprobarse, es posible gracias a la instalación de medidores inteligentes, los cuales permiten una desconexión remota del fluido eléctrico. Las empresas distribuidoras, a junio 2022, han instalado 800.000 unidades de este tipo, lo cual representa el 64% de los clientes residenciales en todo el país (Lara, J. La Nación, Marzo 17, 2023).

Esta acción por parte de la entidad reguladora es un avance directamente alineado con el PNDIP 2023-2026, específicamente con la Estrategia Nacional de Redes Eléctricas Inteligentes, la cual propone instalar, al menos, 75.850 medidores inteligentes en el 2023.

Recursos energéticos emergentes

Este apartado se refiere a un conjunto de tecnologías emergentes que se han identificado a nivel nacional, como parte de esta investigación, las cuales podrían contribuir hacia la transición energética.

Estas tecnologías comprenden un conjunto de otras formas alternativas de energía no tradicionales que se han consolidado comercialmente a nivel mundial, gracias a un desarrollo tecnológico avanzado; así como otras formas que son la solución sostenible a problemas ambientales al final de un determinado ciclo productivo; las cuales deben desarrollarse tomando en cuenta no sólo aspectos de su viabilidad desde el punto de vista tecnológico y financiero, sino también las posibles implicaciones ambientales.

Almacenamiento de energía

El PEG 2022 introduce un elemento innovador en la planificación del Sistema Eléctrico Nacional; la utilización de baterías y el turbo-bombeo para almacenar energía tomada de la red eléctrica, para restituírsela en un momento futuro y desacoplar la disponibilidad de energía del patrón periódico y aleatorio de corto plazo de las fuentes de energía renovable (horario, diario y semanal) y entregar electricidad a la red de acuerdo con las necesidades de la demanda (ICE, 2023c, pag. 38).

Biocombustibles

Como parte de su responsabilidad social empresarial, el ICE desarrolla el Programa de Biogás, colaborando y asesorando al sector privado en el aprovechamiento de los residuos agropecuarios y agroindustriales para la generación de energía, en alineamiento con la Estrategia 4.0 del Plan Nacional de Descarbonización y al VII Plan Nacional de Energía 2015-2030, gracias al aprovechamiento del gas metano para la generación de electricidad (ICE, 2023a).

En seguimiento a esta política pública, el ICE ha logrado interconectar 5 plantas de biogás a la red nacional de energía (biomasa húmeda), para un total de 2,5 MW; mientras que, en biomasa seca, se reporta una inyección al sistema de 38 MW, de un potencial de placa de 71 MW, el resto corresponde al consumo propio de las mismas empresas autogeneradoras (ICE, 2021b, pag.59).

Eficiencia energética: aplicación de normas técnicas

La eficiencia energética permite reducir la cantidad de energía que se requiere para proveer un servicio. Para el caso del sector transporte es posible dar un salto significativo en este aspecto mediante el uso de vehículos eléctricos, ya que las eficiencias de estos motores son mayores al 90% en comparación con la eficiencia de los motores de combustión que son menores al 30% (Minae-PNTE).

Con relación a las alternativas para responder al crecimiento de la demanda eléctrica con mayor soberanía energética y también en ruta hacia los procesos de descarbonización, el uso racional

de la energía y el uso eficiente de la energía, deben constituir también un eje fundamental en la gestión comercial de las empresas de distribución de electricidad hacia sus clientes.

Por otra parte, el país cuenta desde el 2011 con un conjunto de normas técnicas de eficiencia energética -normas INTE- que establecen los consumos mínimos de energía que deben cumplir los principales equipos eléctricos que se comercializan a nivel nacional, por lo que la implementación de esquemas de incentivos para la sustitución de equipos eléctricos ineficientes para reducir el consumo de electricidad en los sectores residencial, industrial y comercial debe consolidarse como uno de los principios fundamentales de política pública en el sector energético, ya que un kilovatio ahorrado es más barato que un kilovatio nuevo instalado.

Energía eólica marina

El ICE, gracias a una donación del Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE) anunció en marzo del 2022, la etapa de estudio e investigación de condiciones para el futuro aprovechamiento de la energía eólica marina. Aunque esta forma de energía renovable tiene muchas ventajas, ya que contribuye a mitigar el calentamiento global y son tecnologías económicamente competitivas, su impacto ambiental sobre los ecosistemas marinos debido al tamaño de los aerogeneradores, la cimentación de las torres, así como el cableado submarino para llevar la energía a la costa, entre otros aspectos de la infraestructura requerida, conlleva potenciales riesgos ecológicos de alto impacto.

Según los análisis preliminares del ICE, el Pacífico Norte de Costa Rica posee un potencial teórico inicial de 14 gigavatios para la generación de electricidad eólica en la plataforma marina, disponible en una banda de oportunidad que corre al Sur de Bahía Salinas y al Norte de Punta Descartes (ICE, 2023b).

Generación distribuida

La generación distribuida (GD) se refiere a los sistemas de generación eléctrica a pequeña escala que proporcionan energía al usuario en el punto de consumo, la misma puede estar conectada a la red eléctrica en el sistema de distribución o aislada (ICE, 2021, pag. 68); acorde a la normativa AR-NT-POASEN: “Planeación, Operación y Acceso, al Sistema Eléctrico Nacional”. Esta normativa se respalda en la Ley 10086, vigente desde el 2021, “Promoción de la generación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables”

Los sistemas de generación de electricidad utilizando fuentes renovables de energía como solar, eólica, biomasa y la hidroelectricidad a pequeña escala; así como las aplicaciones de cogeneración de electricidad y calor, incluyen la conexión en paralelo a bajo voltaje con la empresa distribuidora. De esta manera, y alineado con el Programa de Biogás que impulsa el ICE, la interconexión de las 5 plantas de biogás a la red nacional de energía comentada anteriormente, es otra forma de generación distribuida.

Si bien es cierto, existe un desarrollo de mercado creciente gracias a esta tecnología emergente, el ICE en su informe “Crecimiento e Impacto de la Generación Distribuida en Costa Rica” ha señalado que debido a las pérdidas asociadas a la reducción en las ventas de energía de las empresas distribuidoras de electricidad, se vuelve necesario recurrir al aumento de la tarifa eléctrica para el mantenimiento y la operación del sistema, lo cual genera mayores incentivos

para que más usuarios decidan instalar sistemas GD, el ciclo puede continuar hasta llegar a la quiebra financiera de las empresas (ICE, 2020, pág. 28).

Geotermia

La geotermia, como fuente de vapor gracias al calor natural existente en el interior de la Tierra, es una forma de energía renovable que fundamentalmente contribuye a los impactos del cambio climático en la disponibilidad de energía hidroeléctrica y la necesidad de equilibrar la generación renovable variable a partir de energía eólica y solar con una fuente despachable (GIZ, 2020).

Costa Rica forma parte de un proyecto regional centroamericano “Fomento de la Geotermia en Centroamérica”, apoyado por el Ministerio Federal de Cooperación Económica y Desarrollo (BMZ) de Alemania e implementado por la Agencia Alemana para la Cooperación (GIZ), en conjunto con otras instituciones, con el objetivo de mejorar el clima de inversión en proyectos de energía geotérmica en la región.

El mismo apoya no sólo el desarrollo de capacidades hacia los grandes proyectos que transforman el potencial geotérmico en electricidad, denominados de alta entalpía con temperaturas mayores a los 150° Celsius, sino también el aprovechamiento de esta forma de energía en proyectos de baja y media entalpía a menores temperaturas que permiten su uso en comunidades rurales, agroindustria, recreación, entre otras aplicaciones directas.

Hidrógeno verde

La producción del hidrógeno verde se obtiene por electrólisis del agua utilizando generación con fuentes renovables de energía. A diferencia del viento y el sol, el hidrógeno puede ser almacenado y posteriormente transformarse en diferentes formas de energía, tales como electricidad, gas sintético o calor. Esto permite que también pueda ser utilizado en la industria o el transporte (ICE, 2023a). Evidentemente, ante los avances tecnológicos a nivel mundial con respecto a este recurso energético, el hidrógeno verde es una alternativa en potencia que tiene el país para reducir la dependencia de los hidrocarburos importados.

Ante un posible despegue de esta alternativa, la Aresep anunció la decisión de habilitar la tarifa de Usuarios Directos (T-UD) para generar nuevas demandas para el desarrollo de una economía de hidrógeno verde en Costa Rica, que le permita al ICE aprovechar los excedentes y un mejor aprovechamiento de la capacidad instalada, tanto pública como privada.

En esta dirección, la empresa nacional Ad Astra promueve el uso del hidrógeno verde en el sector transporte, de manera que se cargan vehículos en una celda de combustible, la cual produce la electricidad para mover el motor eléctrico del vehículo, proceso que ya se realiza en una estación de hidrógeno instalada en Liberia, Guanacaste.

Residuos sólidos municipales

Existen tecnologías limpias comercialmente viables a nivel mundial para generar energía eléctrica mediante el aprovechamiento del potencial energético de los desechos sólidos para la producción de vapor, el cual sirve de insumo energético para producir electricidad.

En Marzo 2023, la Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste R.L. (Coopeguanacaste), anunció el primer proyecto de generación de electricidad en Costa Rica a partir de desechos sólidos no valorizables, el cual generará entre 7,7 y 9 megavatios-hora a partir del 2025, gracias

al procesamiento de unas 150 toneladas de desechos sólidos; contribuyendo a la generación de 40 empleos directos, al cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo Sostenible, mejora la calidad del aire y está en línea con el Plan Nacional de Descarbonización 2018-2050. Datos de esta Cooperativa indican que su demanda eléctrica creció en el 2022 en un 7,61%, de ahí la necesidad de ampliar en forma planificada, y con fuentes alternas de generación de energía renovable, sus requerimientos de potencia eléctrica (Arce, D. El Mundo, Marzo 17, 2023),

Factores -coyunturales y estructurales- limitantes

En el período de análisis se mantienen varios desafíos tomando en cuenta los hechos relevantes del 2022 e inicios del 2023. Al igual como se ha indicado en años anteriores, la matriz energética de Costa Rica genera una paradoja: electricidad producida localmente con fuentes renovables, pero altamente dependiente de hidrocarburos importados sujetos a la variabilidad de los precios internacionales del crudo; los cuales generan una huella alta de carbono debido a la emisión de gases de efecto invernadero, principalmente en el sector transporte.

En los últimos 10 años esta misma estructura de consumo sectorial ha mostrado un patrón similar, sin embargo, en el corto plazo se manifiestan algunos cambios; que, de mantenerse en el tiempo, podrían modificar la gestión energética del país en el mediano a largo plazo; gracias a la penetración de vehículos particulares y autobuses de electricidad, así como vehículos híbridos gasolina-electricidad en la flota automotriz.

Si bien es cierto en el 2022 se observa un incremento en la importación de vehículos eléctricos con respecto al 2021, su precio es significativamente mayor al precio de un vehículo de gasolina de características similares, lo que limita su acceso para una recomposición más sostenible de la flota automotriz a base de combustibles fósiles en el corto y mediano plazo.

Como se indicó, el sector energético es el principal emisor de gases de efecto invernadero, con 55,1% de las emisiones totales del país registradas en 2017 (último año para el que se tiene información; IMN, 2021). El desafío principal de las emisiones en este sector proviene del transporte y más concretamente del uso de vehículos privados, responsables de más del 50% de esas emisiones, mientras el transporte de carga representa 35% de esas emisiones. El transporte público contribuye sólo el 10% de las emisiones, por ello, las acciones para un transporte público moderno y ágil en la Gran Área Metropolitana y en las principales rutas nacionales, podrían estimular un menor uso del vehículo privado y contener su crecimiento.

Otro factor limitante se refiere a la variabilidad climatológica. El país ha contado en los últimos meses del 2022 un patrón hidrológico muy favorable para el aprovechamiento de la generación hidroeléctrica, columna vertebral de la generación del Sistema Eléctrico Nacional, gracias a una variabilidad climática modulada por el Fenómeno de la Niña (IMN, Dic 2022), sin embargo, el Instituto Meteorológico Nacional emitió una alerta temprana de vigilancia del Fenómeno del Niño (IMN, Feb. 2023), lo cual podría generar temperaturas más cálidas, y en consecuencia, el riesgo de una temporada más seca para el segundo semestre del 2023, lo cual disminuye la esorrentía superficial en años particularmente muy secos. En los años del Fenómeno del Niño, la generación térmica de respaldo tiende a subir desproporcionalmente.

Como ha sucedido en épocas recientes, esta condición más seca reduce la capacidad de generación de las plantas hidroeléctricas, lo que obliga a mirar varias alternativas para compensar esta condición climatológica en los meses de bajos caudales hidráulicos, i.e.:

- Aumentar la dependencia de los combustibles fósiles importados para generar electricidad operando plantas termoeléctricas, principalmente Garabito y Moín,
- aumentar las transacciones en el mercado regional, ya sea negociando contratos firmes o realizando transacciones en el mercado de oportunidad a precios más altos ya que el mismo fenómeno de El Niño se manifiesta en toda la región centroamericana,
- aumentar las compras a las empresas privadas de generación eléctrica, a fin de mantener el criterio de confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, y
- fortalecer las oportunidades que ofrecen los recursos energéticos alternativos como los mercados de eficiencia energética y la generación distribuida.

La política pública

La política pública que ha orientado el sector energía en el período de análisis está determinada, principalmente, por los siguientes instrumentos:

Plan Nacional de Desarrollo e Inversión Pública “Rogelio Fernández Güell” 2023-2026

- VII Plan Nacional de Energía 2015-2030
- Plan Nacional de Descarbonización 2018-2050

Adicionalmente, existe en la corriente legislativa un conjunto de proyectos de ley en estudio, donde destacan:

- "Ley para Proteger a las Familias y Empresas Costarricenses de Aumentos en las Tarifas de Electricidad a Causa del IVA", Expediente Legislativo 21.966
- “Ley para la Autorización a los Generadores de Electricidad para la Venta de Excedentes de Energía en el Mercado Eléctrico Regional”, Expediente Legislativo 22.561
- “Fortalecimiento en la Venta y Exportación de Electricidad a Asociaciones Cooperativas, Empresas Distribuidoras y de Servicios Públicos Municipales”, Expediente Legislativo 22.701
- “Ley de Armonización del Sistema Eléctrico Nacional”, Proyecto 23.414

En este contexto, como resultado de la información recopilada se proponen los siguientes temas de relevancia en la política pública que pueden posicionarse para análisis -en el corto y mediano plazos- para una transformación sostenible de la matriz energética nacional:

En materia de hidrocarburos:

- Retoma relevancia en el período la intervención pública propuesta en el PNDIP 2023-2026 para el sector energía para sustituir el 8% de la gasolina con el biocombustible etanol. Evidentemente la consolidación de una demanda para esta mezcla requiere la participación de diversos actores, tanto públicos como privados; donde destaca el MINAE como ente rector del sector estableciendo la política pública en la materia, la ARESEP como responsable de la respectiva regulación, RECOPE como responsable de la comercialización a granel de la mezcla, mientras que en representación del sector privado el rol lo cumplen las estaciones de servicio al consumidor final ubicadas en todo el territorio nacional.
- La oportunidad de sustituir, según la hoja de ruta, una fracción de la flota de autobuses públicos que operan con diésel, a unidades eléctricas, siempre y cuando se genere un

ambiente habilitador para que empresarios-estado converjan en un acuerdo que beneficie sosteniblemente a los usuarios de este servicio público.

En materia de electricidad:

- Desde el punto de vista del crecimiento de la demanda eléctrica, valorar en un entorno de planificación, el escenario denominado de “baja demanda” considerado por el ICE en el marco del Plan de Expansión de la Generación Eléctrica para el período 2020-2035 a fin de analizar variaciones de esa tendencia en el mediano-largo plazo, debido a un crecimiento sostenido en el 2022 del consumo eléctrico para los sectores industrial y comercial-servicios, de un 5% y 3,2% respectivamente, con respecto al 2021, gracias a factores externos recientes que posicionan al país en un contexto geográfico atractivo para la inversión extranjera directa y la recuperación postpandemia. Igualmente, valorar ese escenario ante posibles interrupciones en los patrones hidrológicos durante el 2023 y años subsiguientes, lo que afectaría la disponibilidad de energía firme con plantas hidroeléctricas en el corto y mediano plazo.
- En materia de electricidad se han identificado tres retos que deben considerarse para el mediano y largo plazo: i. los impactos fiscales dados los incentivos otorgados a los vehículos eléctricos, por ejemplo, la reducción de los ingresos fiscales y por concepto de los impuestos a los combustibles fósiles, ii. una presión innovadora sobre la oferta eléctrica por el potencial aumento de carga en el SEN que demandaría una flota vehicular que utilice intensamente la recarga eléctrica y, iii. políticas públicas en torno a la disposición final adecuada de componentes eléctricos obsoletos, sobre todo las baterías que vayan cumpliendo su vida útil.
- El Plan Nacional de Desarrollo e Inversión Pública 2023-2026 destaca, en forma transversal, los procesos de política pública de la presente administración. Partiendo de ese principio, y como se ha mencionado en varios análisis del sector energético en el marco del PEN, Costa Rica podría completar el 100% de las viviendas con acceso a la electricidad. Si bien es cierto que desde el ICE se lidera un Programa de Electrificación Rural en Zonas Aisladas mediante la instalación de sistemas fotovoltaicos desde hace varias décadas, todavía se necesita un empuje final para permitir que unas 7.569 viviendas todavía sin acceso a la electricidad y también tengan ese acceso las instalaciones públicas aledañas, como centros de salud y educación; dicho Programa se podría integrar a los diversos programas de salud, mejoramiento comunitario y acceso remoto a la Internet que realizan otras instituciones del sector público en los mismos territorios, lo cual constituiría un hito a nivel mundial como ejemplo de equidad social, sostenibilidad energética y sobre todo, en concordancia con el principio de universalidad del Sistema Eléctrico Nacional, con el fin de satisfacer las necesidades energéticas y sociales de todos los costarricenses.
- En el marco del mercado eléctrico regional el trasiego es mínimo y se limita al intercambio de excedentes, como se comentó anteriormente, sin embargo la región centroamericana experimenta un incremento de la capacidad instalada de generación con un alto componente de energía térmica, por lo que reforzar una política pública que fomente la exportación de electricidad “verde” mientras se soporta un escenario bajo de la demanda nacional aprovechando la sobre capacidad instalada del Sistema Eléctrico Nacional, es un ingreso adicional que podría contribuir a reducir las tarifas del servicio eléctrico a los consumidores

nacionales, brindaría oportunidades de negocios a la capacidad ociosa de los generadores privados y a la descarbonización de la matriz eléctrica centroamericana.

Desde luego, esta acción requiere considerar diversos aspectos como son los fundamentos definidos en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, la factibilidad de exportación de energía según la capacidad real de transporte de la línea Siepac, y desde luego, el comportamiento del mercado nacional y su despacho diario.

Sección C: Listado de dificultades

Esta sección presenta las dificultades principales que tuvo el Investigador para obtener la información de la gestión energética nacional 2022 e inicios del 2023. El cuadro adjunto señala las dificultades encontradas y las sugerencias para su tratamiento.

Tema/variable	Institución/ Departamento	Tipo de dificultad enfrentado	Observación/sugerencia
Estadísticas oficiales actualizadas al 2022 del sector energía, y debidamente armonizadas con los años anteriores.	Dirección de Planificación Sectorial de Energía (SEPSE)	La base informativa del 2022 de la anterior SEPSE no está completa durante el período de la consultoría, debido a la reorganización interna del MINAE en la actual Administración en torno al rol institucional que cumplía SEPSE.	Disponer de las estadísticas oficiales del 2022 antes de firmar el contrato con el Investigador, a fin de elaborar y preparar un análisis que permita acompañar la valoración de datos con valoraciones analíticas durante el período de la consultoría.
Composición de la flota automotriz	Ministerio de Obras Públicas y Transporte	No se obtuvo la información oficial, por lo que se tuvo que complementar la información al 2022 según la referencia de un medio de comunicación pública.	Ídem
Estadísticas oficiales actualizadas al 2022 del sistema ferroviario	Instituto Costarricense de Ferrocarriles	Las estadísticas enviadas por el INCOFER para el 2022 no estaban alineados con los datos presentados en su sitio Web oficial.	Debe siempre realizarse un control cruzado de los datos proporcionados por fuentes diferentes, aun cuando sean de la misma institución.

Sección D: Bibliografía

La Sección D incluye la bibliografía utilizada en la investigación, así como la información estadística que ha servido de soporte para describir los desafíos e impactos ambientales del uso energético en el 2022 e inicios del 2023.

- ACOPE, 2023. ACOPEDE-001-2023. “Consulta de criterio respecto del texto base de la iniciativa de ley que se tramita en el Expediente N.º 23414 “Armonización del Sistema Eléctrico Nacional”. 9 de enero de 2023. San José, Costa Rica.
- ARESEP, 2022a. Informe de la calidad del suministro de electricidad Sistema de Distribución 2022, Intendencia de Energía, San José, Costa Rica.
- ARESEP, 2023b. Resolución RE-0076-JD-2023, 04 mayo 2023, Intendencia de Energía, San José, Costa Rica.
- ARESEP, 2022c. Decreto N° 43417-MINAE-, 01 febrero 2022, San José, Costa Rica.
- ARESEP, 2022d. Calidad Anual Combustibles Líquidos 2022, Intendencia de Energía, San José, Costa Rica.
- ARESEP, 2022e. CALIDADGAS 2022, Informe anual, Intendencia de Energía, San José, Costa Rica.
- ARESEP, 2023f. Resolución RE-0155-JD-2022, 22 diciembre 2022, Intendencia de Energía, San José, Costa Rica.
- Asamblea Legislativa a. Expediente No. 23414. Proyecto de Ley “Armonización del Sistema Eléctrico Nacional”. San José, Costa Rica.
- Asamblea Legislativa b. Comisión Especial del Sector Energético Nacional. Expediente No. 23168. Acta de Sesión Ordinaria No. 21. 19 de enero de 2023. Proyecto de Ley “Armonización del Sistema Eléctrico Nacional”. San José, Costa Rica.
- BCCR, 2023. Informe Mensual de Coyuntura Económica. Enero 2023. Banco Central de Costa Rica. San José, Banco Central de Costa Rica.
- BID, 2021. Modelos de Negocio y Mecanismos de Financiación para la Masificación de Buses Eléctricos en Costa Rica. 2 de marzo de 2021.
- BIDa, Garcimartin, C. Roca, J. Impacto fiscal y distributivo de las medidas adoptadas para hacer frente a la crisis energética en Centroamérica, Panamá y República Dominicana. Nota Técnica No. IDB-TN-2588. Noviembre 2022.
- CGR, 2022a. Informe de Auditoría de Carácter Especial sobre la Gestión de Endeudamiento del Instituto Costarricense de Electricidad y su Contribución a la Sostenibilidad Financiera. Informe N° DFOE-CIU-IF-00003-2022. 29 de abril, 2022. Contraloría General de la República. San José, Costa Rica.
- CGR, 2022b. Informe de Auditoría de Carácter Especial acerca de la Capacidad de Gestión Financiera de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S.A. Informe N° DFOE-SOS-IF-

00012-2022. 14 de diciembre, 2022. Contraloría General de la República. San José, Costa Rica.

CNFL, 2023a. Presentación Mauricio Moreno Paniagua. Martes 13 de junio, 2023. Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S.A. San José, Costa Rica.

CNFL, 2023b. Electrificación de la Economía. Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S.A. San José, Costa Rica.

Chaves, R., 2023. “Informe de Labores Administración Chaves Robles, 2022-2023”. 01 de mayo, 2023. San José, Costa Rica.

GIZ, 2020. “Fomento de la Geotermia en Centroamérica”, febrero 2020, GIZ, San Salvador, El Salvador.

Gobierno de Costa Rica. Plan nacional de descarbonización 2018-2050. San José, Costa Rica.

Guzmán, G., 2023. Comunicación por e-mail, 24 de mayo, 2023. San José, Costa Rica.

ICE, 2019. Índice de Cobertura Eléctrica. 2019. Instituto Costarricense de Electricidad. San José, Costa Rica.

ICE, 2020. Crecimiento+e+Impacto+de+la+GD+a+diciembre+2019_EYP-PDE. 2020. Instituto Costarricense de Electricidad. San José, Costa Rica.

ICE, 2021a. Plan de Expansión de la Generación Eléctrica (PEG): Período 2020-2035, abril 2021. Instituto Costarricense de Electricidad. San José, Costa Rica.

ICE, 2021b. Plan de Expansión de la Transmisión: Período 2021-2031, mayo 2021. Instituto Costarricense de Electricidad. San José, Costa Rica.

ICE, 2022a. Generación y Demanda, Informe Anual. División Operación y Control del Sistema Eléctrico. 2022. Instituto Costarricense de Electricidad. San José, Costa Rica.

ICE, 2023a. Disponible en: <https://www.grupoice.com/wps/portal/ICE/electricidad/proyectos-energeticos/programa-biogas>. Instituto Costarricense de Electricidad. San José, Costa Rica.

ICE, 2023b. <https://www.grupoice.com/wps/portal/ICE/quienessomos/sala-prensa/sala-de-prensa/noticias/ice+inicia+etapa+de+investigacion+para+uso+de+fuentes+eolicas+marina+en+pacifico+norte>. Instituto Costarricense de Electricidad, febrero 2023. San José, Costa Rica.

ICE, 2023c. Informe Ejecutivo del Plan de Expansión de la Generación 2022–2040. Instituto Costarricense de Electricidad, marzo 2023. San José, Costa Rica.

ICE, 2023d. Proceso Tarifas de Electricidad -Planificación Financiera- ICE. Instituto Costarricense de Electricidad, marzo 2023. San José, Costa Rica.

ICE 2023e, “Informe de Atención de Demanda y Producción de Electricidad con Fuentes Renovables, Costa Rica 2022”, División Operación Y Control Del Sistema Eléctrico (DOCSE), 01 de febrero 2023. San José, Costa Rica.

ICE, 2021-2022. Instituto Costarricense de Electricidad. Proceso Tarifas de Electricidad-Planificación Financiera- ICE. Marzo 2023. San José, Costa Rica.

ICE-CNFL, 2023. Propuesta: modelo tarifario para electrificación de procesos productivos. Expediente ARESEP OT-515-2021. Instituto Costarricense de Electricidad y Compañía Nacional de Fuerza Y Luz, S.A. San José, Costa Rica.

IMN, 2022. Instituto Meteorológico Nacional. BOLETIN ENOS Fase actual: La Niña Actualización: diciembre 2022. San José, Costa Rica.

IMN, 2023. Instituto Meteorológico Nacional. BOLETIN ENOS Fase actual: La Niña Actualización: febrero 2023. San José, Costa Rica.

INCOFER, 2019. Informe de Estadísticas Operativas, II Semestre 2019, Instituto Costarricense de Ferrocarriles. San José, Costa Rica.

INCOFER, 2021. Oficio Informe de Estadísticas Operativas, Enero a Diciembre 2021, Instituto Costarricense de Ferrocarriles. San José, Costa Rica.

INCOFER, 2022. Informe de Estadísticas Operativas, Enero a Diciembre 2022, Instituto Costarricense de Ferrocarriles. San José, Costa Rica.

INCOFER, 2023a. Incofer-PE-OF-0402-2023. 27 de abril del 2023. Instituto Costarricense de Ferrocarriles. San José, Costa Rica.

Informe Estado de la Nación, 2022. San José, Costa Rica.

INS, 2023. DSO-00528-2023. 12 de junio de 2023. Instituto Nacional de Seguros. San José, Costa Rica.

La Gaceta. Diario Oficial La Gaceta la Ley No 10209, “Ley de incentivos al transporte verde”. 03 de junio de 2022. San José, Costa Rica.

Ministerio de Ambiente y Energía. MINAE-PNTE, 2019. Plan nacional de transporte eléctrico 2018-2030 / MINAE, DGM, SEPSE. Con el apoyo de BID, PNUD, GIZ. San José, Costa Rica.

Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica. Diciembre 2022. Plan nacional de desarrollo e inversión pública “Rogelio Fernández Güell” 2023-2026 / Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica. San José, Costa Rica.

RECOPE, 2022. Estadística de ventas. Refinadora Costarricense de Petróleo. San José, Costa Rica.

World Bank, 2022. Análisis de los Impactos de la masificación de movilidad eléctrica en el Sistema Eléctrico de Costa Rica. San José, Costa Rica.

Artículos en medios de comunicación:

Arce, Diego. 2023. Coopeguanacaste construirá el primer proyecto de generación de electricidad a partir de desechos sólidos no valorizables. Periódico digital El Mundo. Marzo 17, 2023. San José, Costa Rica.

Brenes, Luis. 2023. Llegada de vehículos eléctricos a Costa Rica camina a paso récord en 2023. Periódico digital La Nación. Mayo 13, 2023. San José, Costa Rica.

Calvo, Johanna. 2022. Más de 9.500 conductores han pagado el derecho de circulación desde el 1 de febrero. [Httpse://www.grupoins.com/noticias](http://www.grupoins.com/noticias). Enero 3, 2022. San José, Costa Rica.

Herrera, Walter. 2022. ¡Histórico! Franklin Chang recarga por primera vez su vehículo con hidrógeno hecho en Costa Rica. Periódico digital La República. Julio 28, 2022. San José, Costa Rica.

Lara, Juan Fernando. 2023. ARESEP propone luz prepago para 25.000 hogares morosos reincidentes. Periódico digital La Nación. Marzo 17, 2023. San José, Costa Rica.

Portal Movilidad. Récord regional: Más de 10% de vehículos registrados fueron eléctricos en Costa Rica. Jueves 12 enero, 2023. San José, Costa Rica.

Monumental. ARESEP destruyó más de 3500 cilindros de gas en mal estado. Abril 18, 2023. San José, Costa Rica.

Rodriguez, Oscar. 2023. Importación de motocicletas va a todo gas: 277.000 entraron a Costa Rica en seis años. Periódico digital La Nación. Abril 04, 2023. San José, Costa Rica.

Entrevistas:

Alvarado, M. Mario. Director Ejecutivo, ACOPE. Asociación Costarricense de Productores de Energía, 27 marzo 2023, entrevista presencial. San José, Costa Rica.

Brenes, C. Lizandro. Asesor. Cámara de Industrias de Costa Rica, 25 abril 2023, entrevista presencial. San José, Costa Rica.

Fernández, Jimmy. RECOPE. Refinadora Costarricense de Petróleo, entrevista virtual, 05 mayo 2023.

Kopper, O. Roberto. Desarrollador privado. 12 abril 2023, entrevista virtual. San José, Costa Rica.

Mayorga, J. Gravin. Ingeniero Civil, 20 abril 2023, entrevista presencial. San José, Costa Rica.

Mora, Q. Mario. Intendente de Energía. Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, 24 abril 2023, entrevista presencial. San José, Costa Rica.

Moreno, P. Mauricio. Compañía Nacional de Fuerza y Luz., 13 junio 2023, entrevista virtual. San José, Costa Rica.

Roldán, V. Carlos. Director Ejecutivo. Asociación Costarricense de Grandes Consumidores de Energía, 24 abril 2023, entrevista virtual. San José, Costa Rica.

Ulate, Q. Erick. Director Ejecutivo. Asociación Consumidores de Costa Rica, 18 abril 2023, entrevista virtual. San José, Costa Rica.

Vargas, A. Leiner. Catedrático. Universidad Nacional de Costa Rica. Centro Internacional en Política Económica -CINPE-, 28 abril 2023, entrevista virtual. San José, Costa Rica.