



**DESAFÍOS DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA DESDE
LA PERSPECTIVA DE LA HACIENDA PÚBLICA**

DFOE-AE-OS-00001-2021

Portada: Desafíos de la transición energética desde la perspectiva de la Hacienda Pública



Se ilustra la transición energética que experimenta el país como parte de un mundo globalizado.

A la izquierda aparece la situación actual, proveniente de modelos de desarrollo obsoletos, que con su contaminación están tiñendo de gris el planeta entero y extinguiendo la luz del futuro mismo de la humanidad. Pero en ese complejo porvenir hay también esperanza, si se actúa de inmediato para devolverle a la Tierra los colores de la biodiversidad y el aire puro; como se muestra a la derecha de la imagen.

En este proceso de transformación, Costa Rica tiene una gran oportunidad para ser un faro de luz que guíe el camino hacia un mejor mañana para las generaciones venideras. Esto será posible si, mediante la aplicación de la ciencia y la innovación, se conjugan en ese rayo luminoso

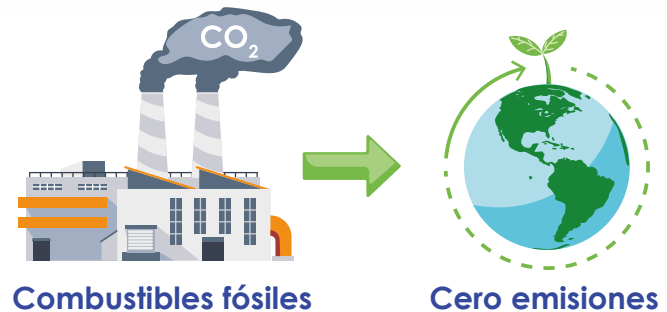
sostenibilidad, avances tecnológicos y energía limpia; representados con tonos verdes, azules y amarillos.

El diseño constituye, por tanto, un llamado a toda la nación, y en particular a la Administración Pública, a asumir con determinación los desafíos que plantea este proceso disruptivo; los cuales se detallan en este documento desde una perspectiva de Hacienda Pública.

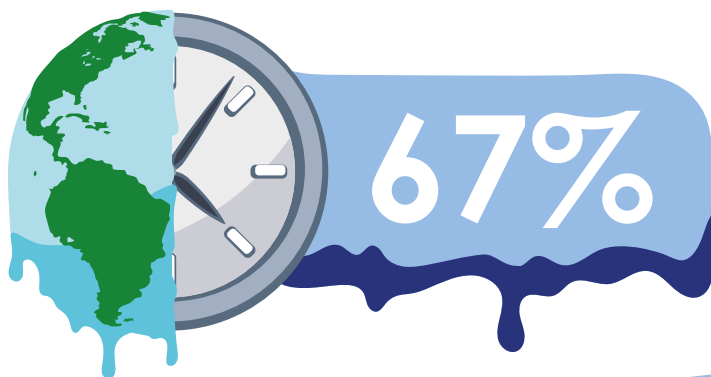
Desafíos de la transición energética desde la perspectiva de la hacienda pública



Existe la **necesidad de transformar** el sector energético global



En Costa Rica la urgencia de este cambio se evidencia por medio de los siguientes **determinantes de la transición**:



de las emisiones contaminantes que contribuyen con el **cambio climático** son generadas por el sector energía

El **entorno energético disruptivo** da acceso a nuevas tecnologías y genera cambios en las necesidades sociales

Los consumidores han instalado más de

73 MW

para generar su propia energía



Problemas de eficiencia en el funcionamiento del Subsector Energía debido a:

- Modificaciones parciales en el marco jurídico
- Falta de oportunidad e la regulación

Esta transición energética plantea los siguientes desafíos desde la perspectiva de la Hacienda Pública:



Efectuar la **instrumentalización de la política pública con base en la ciencia y en la técnica** mediante leyes, reglamentos y normativa regulatoria.

Lograr un **ejercicio efectivo de las potestades institucionales del Subsector Energía**, en particular del rol del rector, regulador y operador del sistema eléctrico.



Garantizar el **manejo eficiente y sostenible de los recursos públicos**, considerando que el proceso de transición requiere inversiones por

USD 24 mil millones

para implementar los ejes de transporte del Plan de Descarbonización

Así, se plantean las siguientes recomendaciones para el cambio dirigidas a la Asamblea Legislativa, los actores del Subsector Energía y la sociedad en general:



Crear conciencia sobre la necesidad de un modelo de desarrollo más sostenible, el papel de la energía y las ventajas del país.

Tomar control del cambio con visión concertada y enfoque en construir los servicios públicos del futuro y minimizar los efectos sobre los más vulnerables.

Plasmar las políticas públicas en proyectos concretos.

Identificar los instrumentos del marco normativo técnico y reglamentario que requieren adaptarse

Integrar a los actores del sector mediante nuevos modelos de liderazgo, innovación y colaboración.

Incrementar la electrificación de la economía para aprovechar la energía renovable, y desincentivar inversiones que puedan retrasar las metas.

Promulgar una ley marco que regule el sistema energético con visión prospectiva, construida de forma participativa, que promueva una discusión de altura y logre los acuerdos políticos necesarios.

Contenido

| | |
|--|-----------|
| Resumen ejecutivo | 7 |
| 1 Introducción | 9 |
| 2 Determinantes de la transición energética | 10 |
| 2.1 El cambio climático como macro tendencia de cambio..... | 10 |
| 2.2 Entorno energético disruptivo | 17 |
| 2.3 Problemas de eficiencia en el funcionamiento del Subsector Energía..... | 21 |
| 3 Transición energética: desafíos desde la perspectiva de la Hacienda Pública ... | 25 |
| 3.1 Instrumentalización de la política pública con base en la ciencia y la técnica ... | 26 |
| 3.2 Ejercicio efectivo de las potestades institucionales del Subsector Energía | 28 |
| 3.3 Manejo eficiente y sostenible de los recursos públicos | 30 |
| 4 Recomendaciones para el cambio | 33 |
| Referencias | 36 |
| Glosario de términos | 39 |
| Siglas | 39 |
| Simbología | 40 |
| Anexo: Colaboración de las partes interesadas | 40 |

Resumen ejecutivo

Costa Rica ha trazado a 2050 la meta de ser una economía con cero emisiones netas, en cumplimiento de convenios internacionales y distintos instrumentos de política pública. Esto implica abandonar el modelo de desarrollo basado en combustibles fósiles (transición energética), lo cual constituye un proceso complejo pero que a la vez ofrece oportunidades para proyectar la senda de desarrollo de la Costa Rica del siglo XXI pospandemia.

En el país, esta transición se impulsa por tres grandes determinantes: el cambio climático que obliga a buscar formas de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, el entorno disruptivo en el cual interactúa el sector energético debido a la aparición de nuevas tecnologías y hábitos de consumo; así como la necesidad de solventar problemas estructurales en el funcionamiento del Subsector Energía, que a lo largo de los años han limitado su eficiencia.

En este contexto, destacan algunos desafíos cruciales desde la perspectiva de la Hacienda Pública. Primero, la instrumentalización de la política pública con base en la ciencia y la técnica, que brinde sustento a la definición de resultados esperados, incentivos económicos y pautas para una transición fiscalmente neutra, al momento de sustituir gradualmente los ingresos por impuestos a los combustibles fósiles.

Segundo, el ejercicio efectivo de las potestades institucionales del Subsector Energía, lo cual implica una mayor articulación entre actores para los fines de dirección, ejecución y regulación económica. Estas potestades deben confluir para la conformación de un modelo energético sostenible, en el cual las instituciones públicas se adapten a nuevas formas de prestación de servicios, tutelando los principios de solidaridad, eficiencia, participación, distribución justa y equitativa de los costos o beneficios del cambio.

Tercero, el manejo eficiente y sostenible de los recursos públicos, donde sobresale la necesidad de aprovechar la alta capacidad instalada de generación renovable del Sistema Eléctrico Nacional, a fin de impactar otros sectores con la electrificación; particularmente el de transporte, que consume la mayor cantidad de derivados del petróleo en el país. Asimismo, fortalecer la capacidad de toma de decisiones para restringir las inversiones en combustibles fósiles —excepto las estrictamente necesarias— a efecto de alcanzar los objetivos ambientales y minimizar los activos varados.

Teniendo presente la necesidad de suscitar sentido de urgencia, concertación colectiva y emprendedurismo con propósito en el marco del cambio, en el presente documento se plantean las siguientes sugerencias de frente a la transición:

- Reconocer la ventaja comparativa de Costa Rica en relación con otras economías, por cuanto su producción de electricidad es casi 100% renovable y posee holgura en la capacidad instalada.
- Crear conciencia social sobre la urgencia de virar hacia un modelo de desarrollo país más próspero y sostenible, promoviendo el entendimiento de las metas nacionales y el papel de la energía dentro de la transformación.
- Tomar el control del cambio para dirigirlo por la ruta deseada. Al respecto es indispensable crear una visión concertada que no se enfoque en reproducir las formas de prestación de servicios previas a la pandemia, sino en construir los servicios públicos del futuro, que minimicen los efectos del cambio sobre los más vulnerables.

- Integrar a los diferentes actores del sector para potenciar el cambio, mediante modelos de liderazgo basados en propósitos inspiradores y el establecimiento de redes de innovación y colaboración. En este sentido, las características disruptivas de la cuarta revolución industrial ameritan un cambio de paradigma que promueva un rol más protagónico de las partes interesadas, facilite proponer soluciones, rendir cuentas y actuar de forma coordinada a nivel intersectorial.
- Impulsar iniciativas que contribuyan a disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero e incrementar la electrificación de la economía para aprovechar el potencial renovable del Sistema Eléctrico Nacional. Así también, desincentivar inversiones que lleven al país en la dirección contraria o puedan retrasar los propósitos perseguidos.
- Eliminar barreras mediante el alineamiento del marco normativo técnico y reglamentario, con el fin de identificar en este nivel aquellos instrumentos que requieren adaptarse a las condiciones del cambio.
- Promulgar una ley marco que regule el sistema energético con visión prospectiva. Esta ley debe ser construida de forma participativa, promover una discusión de altura y lograr los acuerdos políticos necesarios para hacer prosperar su emisión y aplicación.

La Contraloría General de la República, como órgano auxiliar de la Asamblea Legislativa, brinda este insumo técnico con la finalidad de aportar una visión integral de la necesidad de cambio en el sector energético, así como de los principales desafíos que representa la transición energética desde la perspectiva de la Hacienda Pública; los cuales requieren de discusión y toma de decisiones en el Congreso y otros espacios públicos, con el fin de diseñar e implementar las acciones necesarias para afrontarlos, en beneficio de las actuales y futuras generaciones.

1 Introducción

El país se encuentra en un contexto de alto desequilibrio fiscal y alto nivel de endeudamiento; sumado a esto, la pandemia ocasionada por el COVID-19 plantea el desafío de trabajar en la eficiencia del gasto y en el ajuste estructural requerido, para hacer frente a los gastos relacionados con la atención de la emergencia y mitigar sus efectos sobre la sostenibilidad fiscal [1].

La recuperación económica después del COVID-19 presenta el riesgo de volver a modelos anteriores de prestación de los servicios; pero al mismo tiempo, la oportunidad de adoptar una recuperación más sostenible, donde las decisiones urgentes tomadas durante la emergencia integren una perspectiva de largo plazo [2]. En ese sentido, la transición energética que ocurre a nivel nacional y mundial puede contribuir a esa reactivación económica, mientras se avanza en el cumplimiento de los objetivos del país en cuanto a reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y se genera bienestar tanto para el planeta como para la población.

No obstante, dicha transición presenta varios desafíos que requieren ser atendidos por quienes, según el ámbito de su competencia, gestionan y legislan sobre la Hacienda Pública; sin dejar de lado a los demás actores del sector energético y a la población, los cuales son indispensables para impulsar las acciones que permitan superar esos retos.

Por esta razón, es de interés para la Contraloría General de la República (CGR), como órgano auxiliar de la Asamblea Legislativa, brindar un insumo técnico que aporte una visión integral de la necesidad de cambio en el sector energético, así como de los principales desafíos que representa la transición energética desde la perspectiva de la Hacienda Pública; los cuales requieren de discusión y toma de decisiones en el Congreso y otros espacios públicos, con el fin de diseñar e implementar las acciones necesarias para afrontarlos, en beneficio de las actuales y futuras generaciones.

La construcción de esos desafíos, así como de las consideraciones finales del presente documento, se efectuaron con la colaboración de las partes interesadas en la materia (ver Anexo), mediante entrevistas y un taller de trabajo efectuado el 7 de octubre de 2020.

El presente documento abarca el siguiente contenido: 1) el análisis de los determinantes de la transición energética: el cambio climático como macrotendencia de cambio, el entorno energético disruptivo y los problemas de eficiencia en el funcionamiento del Subsector Energía¹; y 2) los desafíos desde la perspectiva de la Hacienda Pública derivados de la transición energética: la instrumentalización de la política pública con base en la ciencia y la técnica, el ejercicio efectivo de las potestades institucionales del Subsector Energía, y el manejo eficiente y sostenible de los recursos públicos. Además, contiene un apartado de recomendaciones para el cambio dirigido a la Asamblea Legislativa, los actores del Subsector Energía y la sociedad en general.

¹ Los términos “sector energético” y “Subsector Energía” se relacionan con las mismas actividades económicas (producción, comercialización y consumo de energía) e involucran a los mismos actores. Se utiliza el primero en referencia al sector de la economía y el segundo para la planificación que efectúa el MINAE desde la Secretaría de Planificación del Subsector Energía (SEPSE).

2 Determinantes de la transición energética

La necesidad de efectuar un cambio en el sector energético para alcanzar los objetivos ambientales del país, se evidencia por medio de tres elementos denominados *determinantes de la transición energética*. Primero, *el cambio climático como macrotendencia de cambio*, que abarca este fenómeno ambiental desde la perspectiva mundial y la realidad de la matriz energética nacional. Segundo, *el entorno energético disruptivo*, relativo a los avances tecnológicos que inciden en la producción y administración de la energía en Costa Rica y el resto del mundo. Y, por último, los *problemas de eficiencia en el funcionamiento del Subsector Energía* identificados por el Órgano Contralor mediante la fiscalización de diferentes instituciones que lo conforman, y que pueden incidir en la sostenibilidad de los servicios energéticos, afectando especialmente a la población más vulnerable.

2.1 El cambio climático como macrotendencia de cambio

Desde hace varias décadas, surge la preocupación a nivel mundial por el cambio climático: el aumento de la temperatura global y sus efectos sobre la vida humana y la naturaleza, reflejan la urgencia de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) que contribuyen a este fenómeno. A nivel nacional, se han aprobado acuerdos internacionales y establecido políticas públicas en esa línea; por lo que, considerando que el sector energético emite la mayor cantidad de GEI, es necesaria una transición que permita disminuir las emisiones relacionadas con la producción y consumo de energía.

Sobre esto, es importante agregar que, de acuerdo con la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático², el *cambio climático* consiste en “un cambio de clima atribuido directa o indirectamente a la actividad humana que altera la composición de la atmósfera mundial y que se suma a la variabilidad natural del clima observada durante períodos de tiempo comparables”.

Según expertos en la materia, el mundo se había calentado, a causa de la actividad humana, 0,87 °C ($\pm 0,12$ °C) en el período 2006-2015 en comparación con la era preindustrial (1850-1900), y alcanzó un aumento de aproximadamente 1 °C en 2017. De continuar a este ritmo, se alcanzaría los 1,5 °C de incremento alrededor del año 2040, lo que aumentaría el riesgo de episodios de olas de calor y de precipitaciones intensas, entre muchos otros impactos potenciales, que se amplificarían aún más si se alcanza los 2 °C. Por lo tanto, cuanto menor sea el aumento de la temperatura global, menores serán los riesgos para las sociedades humanas y los ecosistemas naturales [3].

Ante esta amenaza, en el contexto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, se adoptó el Protocolo de Kyoto en 1997, con el objetivo de limitar y reducir las emisiones de GEI³; y el Acuerdo de París en 2015, el cual plantea mantener el aumento de la temperatura media mundial muy por debajo de 2 °C con respecto a los niveles preindustriales y proseguir los esfuerzos para limitar ese aumento de la temperatura a 1,5 °C, así como aumentar la capacidad de adaptación a los efectos adversos del cambio climático y promover un desarrollo resiliente al clima y con bajas emisiones de GEI⁴.

² Adoptada en 1992 y aprobada en Costa Rica mediante ley de la República n.º 7414, del 13 de junio de 1994.

³ Aprobado en Costa Rica mediante ley de la República n.º 8219, del 08 de marzo de 2002.

⁴ Aprobado en Costa Rica mediante ley de la República n.º 9405, del 04 de octubre de 2016.

Por su parte, Costa Rica aprobó mediante ley de la República esos acuerdos internacionales y definió la meta de ser una economía con cero emisiones netas para 2050; decisión que se ve reflejada en diferentes instrumentos de política pública de Estado que propician la reducción de emisiones, algunos de los cuales se detallan en la Figura 1.



Fuente: Elaboración propia con base en las políticas públicas [4]-[8].

En Costa Rica el **67%** de las emisiones de CO₂ equ. son generadas por el sector energía.

De acuerdo con el último inventario nacional de gases de efecto invernadero, actualizado a 2015 [9], en Costa Rica el sector energético es el responsable de la mayor cantidad (67%) de emisiones de dióxido de carbono equivalente, que contribuyen al cambio climático. Al respecto, se ha proyectado que, de no tomar acciones prontas de mitigación y adaptación, los efectos de este fenómeno podrían implicar costos para la atención de eventos hidrometeorológicos y climáticos extremos, de entre 1,64% y 2,50% del PIB al año 2025⁵. Es así que, para lograr las metas planteadas en las políticas públicas, se requiere de una transición en la producción y consumo de productos energéticos a nivel nacional, hacia unos menos contaminantes.

⁵ En un escenario de mayor riesgo y en un escenario conservador entre un 0,68% y 1,05% del PIB, de conformidad con lo indicado por el Órgano Contralor en el Informe de opiniones y sugerencias: "Presión sobre la Hacienda Pública en un contexto de variabilidad y cambio climático: desafíos para mejorar las condiciones presentes y reducir los impactos futuros" n.º DFOE-AE-OS-00001-2017.

Esto se observa de la información relativa a las emisiones totales del país para 2015, las cuales alcanzan los 10.881,68 Gg⁶ de dióxido de carbono equivalente (CO₂ eq.), y se distribuyen por fuente de acuerdo con lo indicado en la Tabla 1.

Tabla 1
Emisiones totales de GEI en Costa Rica actualizadas a 2015

| Fuente de emisiones | Emisiones (Gg de CO ₂ eq.) |
|--|---------------------------------------|
| Energía ⁷ | 7.297,36 |
| Procesos industriales y uso de productos ⁸ | 1.320,30 |
| Agricultura, silvicultura y otros usos de la tierra ⁹ | 179,41 |
| Residuos ¹⁰ | 2.084,61 |
| Total | 10.881,68 |

Fuente: *II Informe Bienal de Actualización ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, 2019* [9].

Además, de acuerdo con las proyecciones efectuadas en el citado inventario nacional de GEI [9], si las tendencias actuales continúan, para 2050 el sector energético aumentaría las emisiones en un 49% con respecto a 2015; mientras que, por el contrario, éstas podrían reducirse en un 42% si se implementan acciones de mitigación adicionales a las ejecutadas o en proceso de ejecución en el periodo 2014-2018¹¹.

En el país, más del

75% de la
energía que se
consume proviene
de combustibles
fósiles.

El hecho de que el sector energético sea la principal fuente de emisiones de gases contaminantes, es consecuencia de la composición de la *matriz energética* nacional (ver Cuadro 1), cuya principal característica es su dependencia de los combustibles fósiles importados y, por tanto, de las variaciones del precio internacional del petróleo. Como se muestra en la Figura 2, más del 75% de la energía que se consume en el país proviene de combustibles derivados del petróleo, los cuales no se producen nacionalmente y son la principal fuente de emisiones de GEI, por lo cual, los sectores que consumen esos combustibles requieren mayor atención de cara a la transición energética en el país.

⁶ Gigagramos (1 gigagramo = 10⁶ kilogramos = 1000 toneladas). Unidad de medida para la masa.

⁷ Se incluyen las emisiones generadas por combustibles y geotermia, tanto el sector transporte como el industrial son los mayores contribuyentes.

⁸ Las principales fuentes de emisión son la producción de cemento, cal, vidrio y el uso de hidrofluorocarburos.

⁹ Incluyen las emisiones y absorciones de CO₂ resultantes de los cambios de carbono en la biomasa, las emisiones de CO₂ por incendios y por aplicación de cal y urea, las emisiones de óxido nitroso y metano relacionadas con cultivos, ganadería y tierras inundadas, entre otras.

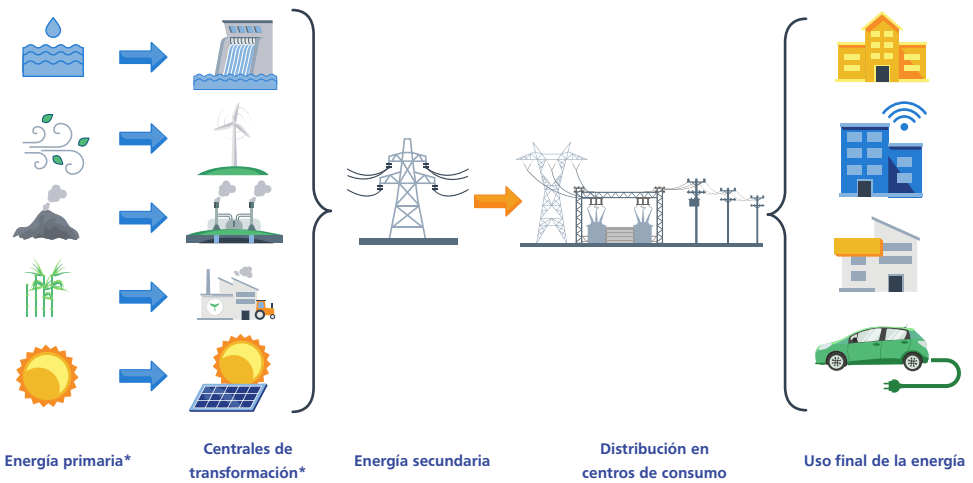
¹⁰ Considera la eliminación, el tratamiento biológico, la incineración e incineración abierta y el tratamiento y eliminación de aguas.

¹¹ Las acciones de mitigación consideradas en [9] incluyen: la Contribución Nacionalmente Determinada, el Plan de Acción de la Estrategia Nacional de Cambio Climático, el Programa País de Carbono Neutralidad, el Programa de Pequeñas Donaciones 2011-2015, el VII Plan Nacional de Energía 2015-2030, el Plan Nacional de Expansión de la Generación 2018-2034, el Tren Rápido de Pasajeros, la Estrategia REDD+, el Programa de Pago por Servicios Ambientales, el Fondo de Biodiversidad Sostenible, la NAMA Café y NAMA Ganadería, el Mejoramiento del Área metropolitana de San José: Planta de Tratamiento de Aguas Residuales los Tajos; así como el análisis de dos instrumentos de mercado a los que Costa Rica ha tenido acceso: el Mecanismo de Desarrollo Limpio y el Concepto básico del mecanismo de acreditación conjunta de Japón.

Cuadro 1
Matriz energética

La **matriz energética** es la combinación de fuentes de energía primaria (disponibles en la naturaleza, como el petróleo y el agua) y el porcentaje de participación de cada una de ellas en el abastecimiento energético del país. Además, cuantifica la oferta y la demanda de energía, así como la transformación de energía primaria en energía secundaria para consumo final (como la gasolina y la electricidad), efectuada a través de refinерías y centrales eléctricas.

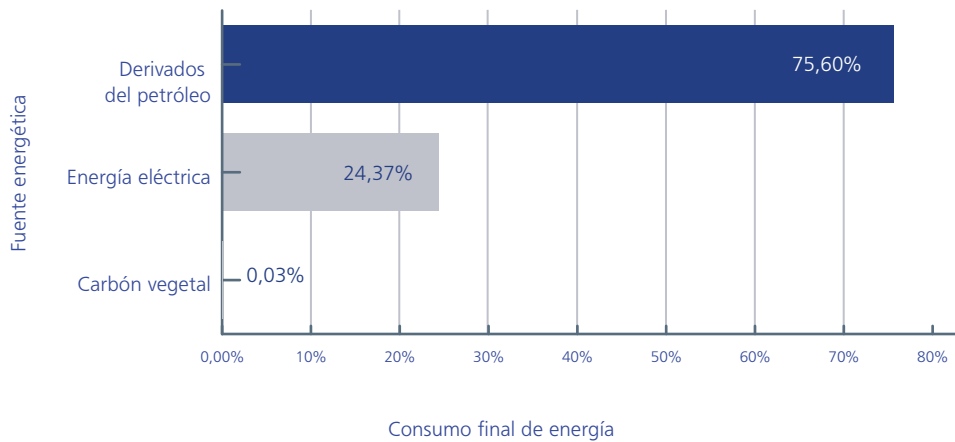
Matriz energética nacional



*Los combustibles fósiles se importan en forma de energía secundaria (por ejemplo diésel y gasolina) para la venta final y no son transformados a partir de petróleo crudo (energía primaria) en una refinерía nacional.

Fuente: *Elaboración propia.*

Figura 2
Estructura del consumo final de energía secundaria¹² por fuente en 2019



Fuente: Elaboración propia con datos de la SEPSE [10].

Si bien casi el 100% de la energía eléctrica que se produce en Costa Rica proviene de fuentes renovables, esta representa únicamente una cuarta parte del consumo total de energía en el país. De acuerdo con el último balance energético nacional [10], en 2019 el consumo de derivados del petróleo alcanzó los 113.456 TJ¹³; mientras que el consumo de energía eléctrica fue de 36.573 TJ. De esa energía eléctrica, el 99,15% fue producida a partir de fuentes renovables y únicamente un 0,85% se generó con plantas que utilizan combustible de origen fósil [11].

En este sentido, históricamente el país ha sido visionario en el desarrollo de su sistema eléctrico, el cual se basa —desde sus inicios— en la explotación de recursos renovables; principalmente energía hidroeléctrica, pero incluyendo también otras fuentes importantes como la geotérmica, hasta conformar una matriz eléctrica diversificada con energía eólica, biomasa y en los últimos años, cada vez más solar fotovoltaica. Esto le ha permitido producir electricidad más limpia y de origen nacional, eliminando casi por completo la dependencia energética¹⁴ en este sector.

Lo anterior ha sido especialmente notorio en la segunda mitad de la década pasada, pues a pesar de que el uso de combustibles fósiles para generar electricidad fue bajo de 2010 a 2014 (9,19% en promedio), a partir de 2015 se redujo aún más (a 1,07% en promedio), y desde entonces la energía eléctrica proveniente de fuentes renovables se ha mantenido por encima del 98% [11], [12].

Desde 2015 más del

98% de la energía eléctrica del país, proviene de fuentes renovables.

¹² La energía secundaria se refiere a los productos resultantes de la transformación o elaboración a partir de recursos energéticos naturales (primarios), como el agua o el petróleo, y cuyo destino es el consumo final. Son ejemplos de energía secundaria la electricidad y la gasolina.

¹³ Terajoules (1 terajoule = 10¹² joules). Unidad de medida para la energía.

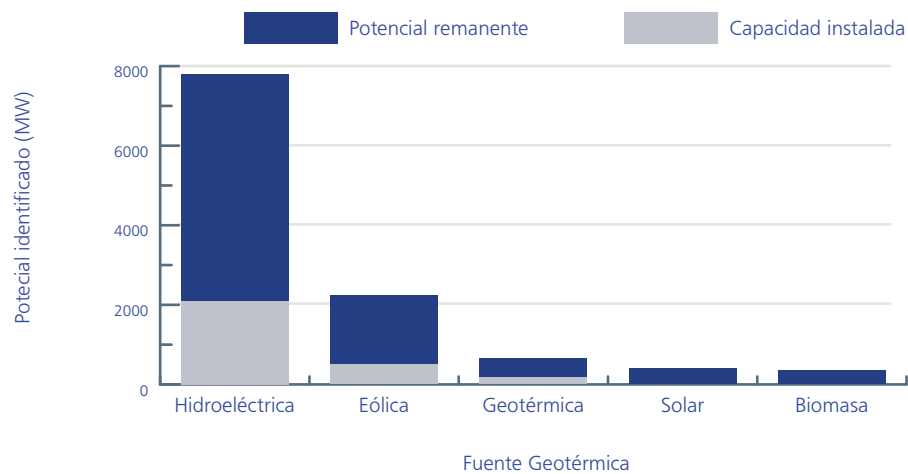
¹⁴ La dependencia energética se refiere a la necesidad del país de importar productos energéticos.

Es en parte por esta característica que, como ha señalado la CGR [13], [14], los desafíos que en la actualidad enfrenta el sector eléctrico, implican mejorar la eficiencia en el uso de los recursos con los que cuenta para generar energía eléctrica; en particular, de las centrales eléctricas que conforman el parque de generación renovable¹⁵ actual y futuro.

Esto, por cuanto el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) posee actualmente una capacidad instalada de 3.566 MW¹⁶, la cual es un 108% mayor que la demanda máxima registrada, de 1.716 MW [11]. Además, en virtud del amplio potencial de generación remanente identificado (Figura 3) y del crecimiento de la generación distribuida para autoconsumo, que actualmente supera los 73 MW¹⁷.

La capacidad instalada del SEN es **108%** mayor que la demanda máxima registrada.

Figura 3
Potencial energético nacional identificado¹⁸



Fuente: Elaboración propia con datos del ICE [15].

Sin embargo, como se mencionó, no toda la matriz energética nacional presenta ese mismo nivel de avance, pues utiliza mayormente derivados del petróleo. La proporción en la cual se utiliza energía eléctrica y derivados del petróleo varía para cada sector de consumo, como se aprecia en la Figura 4. Aunque la energía eléctrica representa una parte importante del consumo energético de casi todos los sectores, en la mayoría de ellos se utiliza hidrocarburos en distinta medida. El caso extremo corresponde al sector transporte, en el cual prácticamente el 100%¹⁹ de la energía empleada proviene de dichos combustibles.

¹⁵ Se refiere a las instalaciones de generación de energía eléctrica renovable en todo el país, incluye las centrales hidroeléctricas, geotérmicas, eólicas, solares y de biomasa.

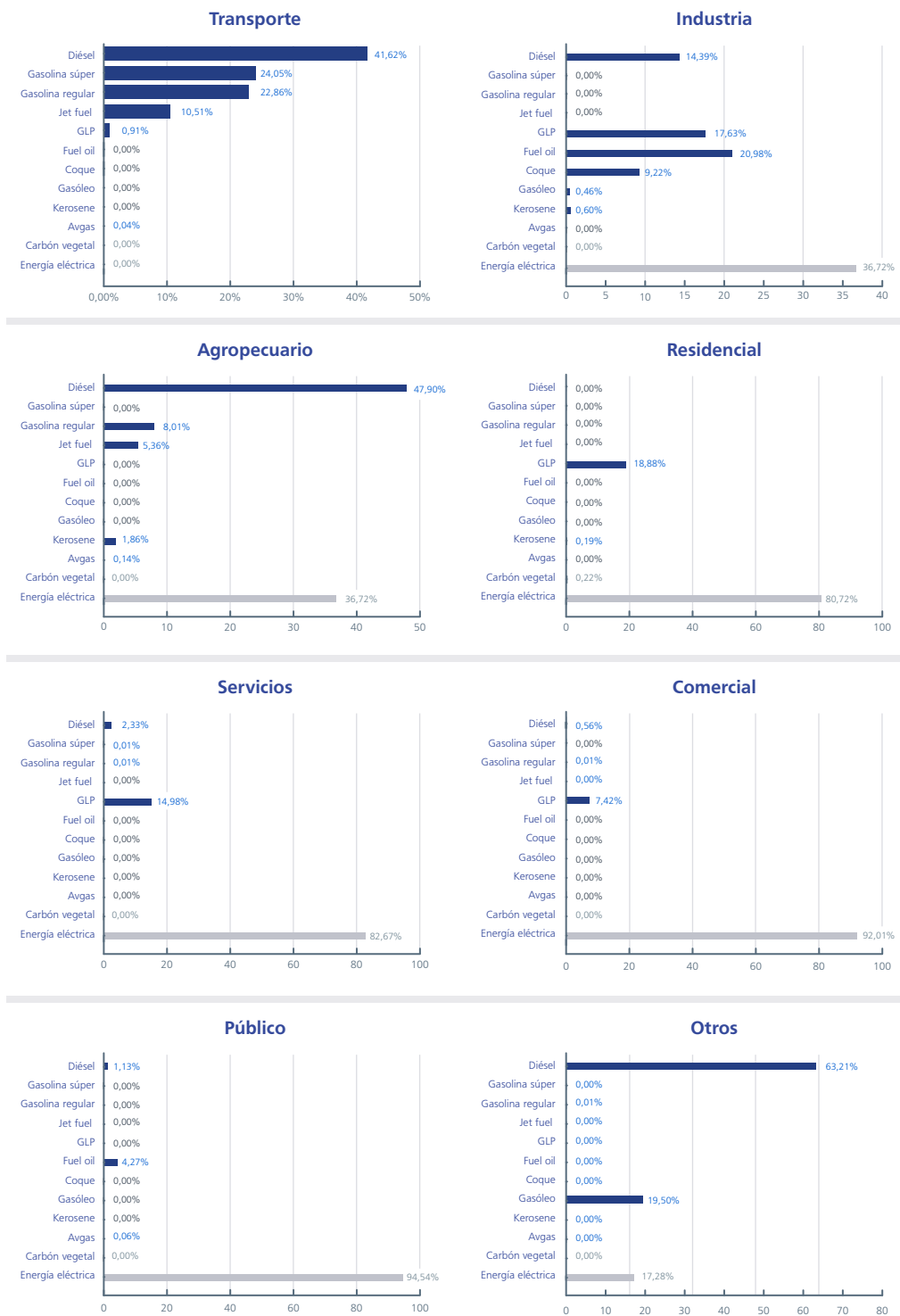
¹⁶ Megawatts (1 megawatt = 10⁶ watts). Unidad de medida para la potencia.

¹⁷ Al 31 de enero de 2021, según el sitio web de la Dirección de Energía del MINAE (web.energia.go.cr).

¹⁸ Datos a diciembre de 2017.

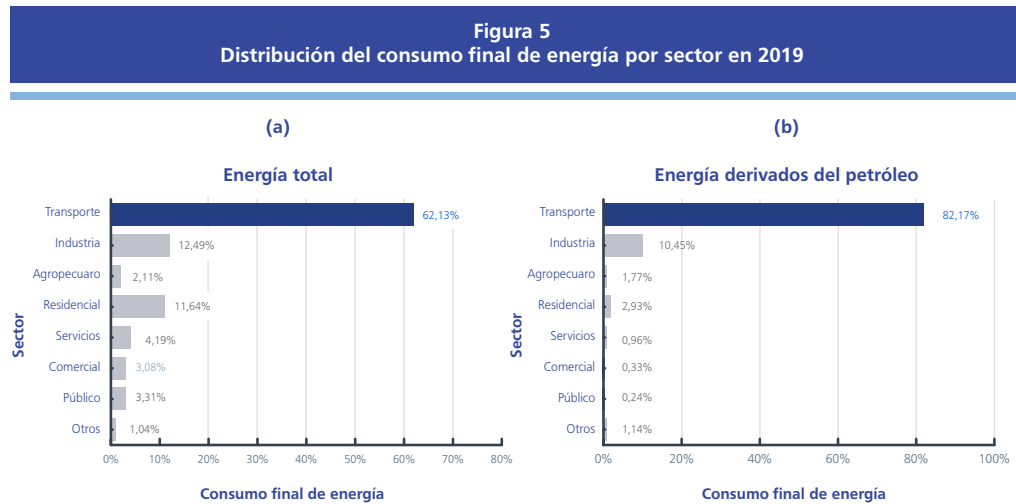
¹⁹ No existen datos oficiales sobre el consumo de electricidad en el transporte.

Figura 4
Consumo final total de energía secundaria por sector en 2019



Fuente: Elaboración propia con datos de la SEPSE [10].

El sector transporte es también el que más energía demanda en términos absolutos, alcanzando el 62,13% de la energía total consumida en 2019, como se muestra en la Figura 5a. Así, de los 113.456 TJ de energía proveniente de derivados del petróleo en ese año, el sector transporte utilizó 93.232 TJ; equivalente al 82,17%, como se puede ver en la Figura 5b.



Fuente: Elaboración propia con datos de la SEPSE [10].

Todo lo anterior refleja la relevancia de una transición energética para lograr los objetivos ambientales del país, así como para contribuir con los esfuerzos internacionales en el combate del cambio climático y la reducción de emisiones de GEI. Además, demuestra el avance del país en el uso de energías renovables en la generación de electricidad y el papel protagonista que debe asumir el sector transporte en la descarbonización de la matriz energética nacional.

2.2 Entorno energético disruptivo

La disrupción tecnológica en la producción y administración de la energía a nivel mundial y nacional, es otro factor de peso en la ocurrencia de una transición energética acelerada, que evidencia la necesidad de un cambio en la forma de hacer las cosas en el sector energético, para garantizar el acceso a energía limpia y asequible. Este fenómeno forma parte de lo que se conoce como la Cuarta Revolución Industrial²⁰, y uno de sus efectos es que está haciendo viables nuevas maneras de satisfacer las necesidades energéticas de la sociedad.

Dentro de este entorno disruptivo se enmarca el abaratamiento de los costos asociados a las energías renovables no convencionales (particularmente eólica y solar²¹), que ha marcado su notable crecimiento en la matriz eléctrica de Costa Rica en la última década. Al mismo tiempo, el uso de estas fuentes ya no es exclusivo de las distribuidoras eléctricas que brindan un servicio público, sino que cada vez son más accesibles para muchas empresas y personas en general, que obtienen beneficios económicos mediante esquemas de generación distribuida para autoconsumo.

²⁰ Se refiere al cambio disruptivo en todas las industrias a nivel mundial, cuya amplitud y profundidad auguran la transformación de los sistemas de producción, gestión y gobernanza. Está marcada por avances tecnológicos emergentes en inteligencia artificial, robótica, internet de las cosas, vehículos autónomos, impresión 3D, nanotecnología, biotecnología, ciencia de los materiales, almacenamiento energético y computación cuántica [16].

²¹ Otros ejemplos de energías renovables no convencionales son: biomasa, mareomotriz, geotérmica e hidroeléctrica de pequeña escala.

A esas tecnologías de generación cada vez más competitivas, se agregan otras que comienzan a entrar en esa categoría, como los sistemas de almacenamiento energético (baterías) y los vehículos eléctricos, cuya tendencia de mejora en costos y desempeño coloca a los mercados eléctricos a las puertas de una revolución incluso más profunda que la experimentada hasta el momento.

Un aspecto fundamental de esta disrupción consiste en el involucramiento activo de los abonados —convertidos en *productores-consumidores*— en la gestión de su consumo y producción de energía y otros servicios relacionados²². Esto implica la participación del *lado de la demanda* con flujos bidireccionales en el SEN, lo cual le agrega complejidad a este sistema que fue diseñado para gestionar flujos de energía únicamente desde el *lado de la oferta*. Para administrar esta complejidad de forma efectiva y obtener beneficios para todos los usuarios del SEN, se requiere de un alto grado de digitalización, así como de normativa y regulación adecuadas.

En este sentido, el desarrollo convergente de la electrónica digital y las telecomunicaciones, en ramas como dispositivos móviles, procesamiento en la nube, internet de las cosas o inteligencia artificial, es propicio para agregar flexibilidad y eficiencia al abastecimiento energético, involucrando al lado de la demanda. También, permitiría ampliar el uso de la energía eléctrica renovable que produce el país en el transporte, sustituyendo combustibles fósiles en línea con las políticas públicas vigentes.

De acuerdo con los análisis efectuados por la CGR [14] y según lo ha indicado el CENCE²³, haciendo uso de estas tecnologías, y con normativa y regulación apropiadas a las particularidades del SEN, es posible establecer condiciones de operación bajo las cuales los abonados puedan gestionar tanto su propia producción como sus hábitos de consumo de electricidad, de forma que generen un beneficio propio y para todo el SEN. Esto derivaría en una serie de nuevos servicios, cuya posibilidad de comercialización a cada momento dependerá de las condiciones del sistema; por lo cual es también fundamental que el Operador del Sistema sea independiente y objetivo, ante los diversos intereses particulares de la multiplicidad de actores que componen el sistema eléctrico de Costa Rica.

Es así como, el Operador del Sistema podría utilizar *centrales eléctricas virtuales* [17] (ver Cuadro 2) para gestionar mediante computación en la nube los distintos recursos distribuidos del SEN, como pequeñas centrales de generación (incluyendo generación distribuida), sistemas de almacenamiento (incluyendo baterías de vehículos eléctricos) y bloques de demanda interrumpible²⁴.

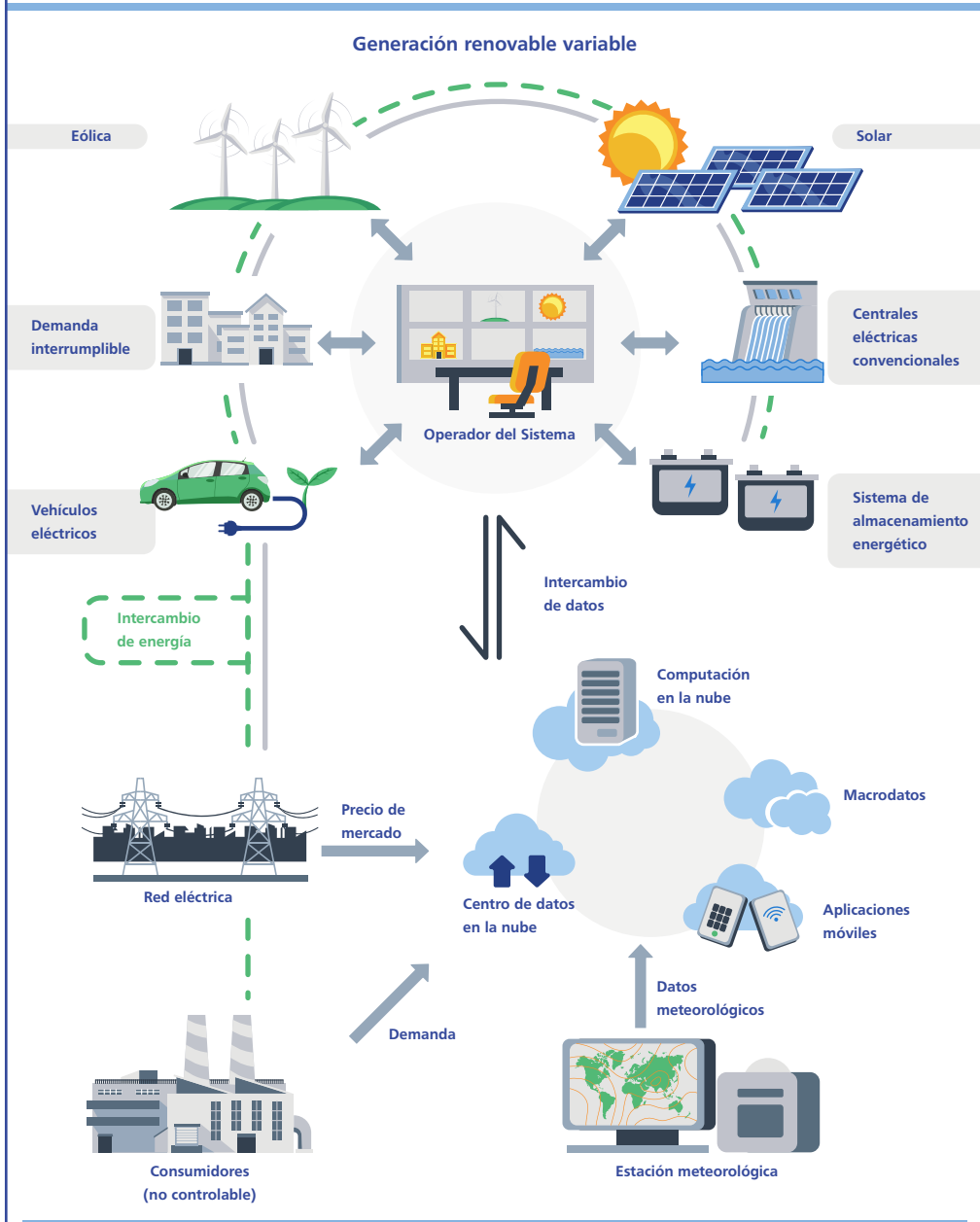
²² El abastecimiento de energía eléctrica requiere de una serie de servicios auxiliares para mantener su calidad y seguridad, como por ejemplo el control de la tensión y la frecuencia de la onda eléctrica.

²³ Oficio n.o 0810-157-2019, del 7 de marzo de 2019, acerca de las acciones estratégicas incorporadas a su plan empresarial, dentro de las que destacan las iniciativas del centro de pronóstico de corto plazo de la generación renovable variable, el proceso de transformación digital del CENCE y la gestión integrada de los recursos distribuidos en la demanda del SEN.

²⁴ La interrupción de la demanda es una estrategia que permite mantener el abastecimiento de energía eléctrica bajo criterios de seguridad y costo, en situaciones en las que no hay suficiente generación o no es económico encender nuevas centrales, ante eventos como un incremento extraordinario de consumo o una pérdida súbita de generación renovable por un cambio brusco en las condiciones meteorológicas. Se efectúa como un servicio, en el cual grandes consumidores reducen su potencia a solicitud del Operador del Sistema, a cambio de una retribución económica.

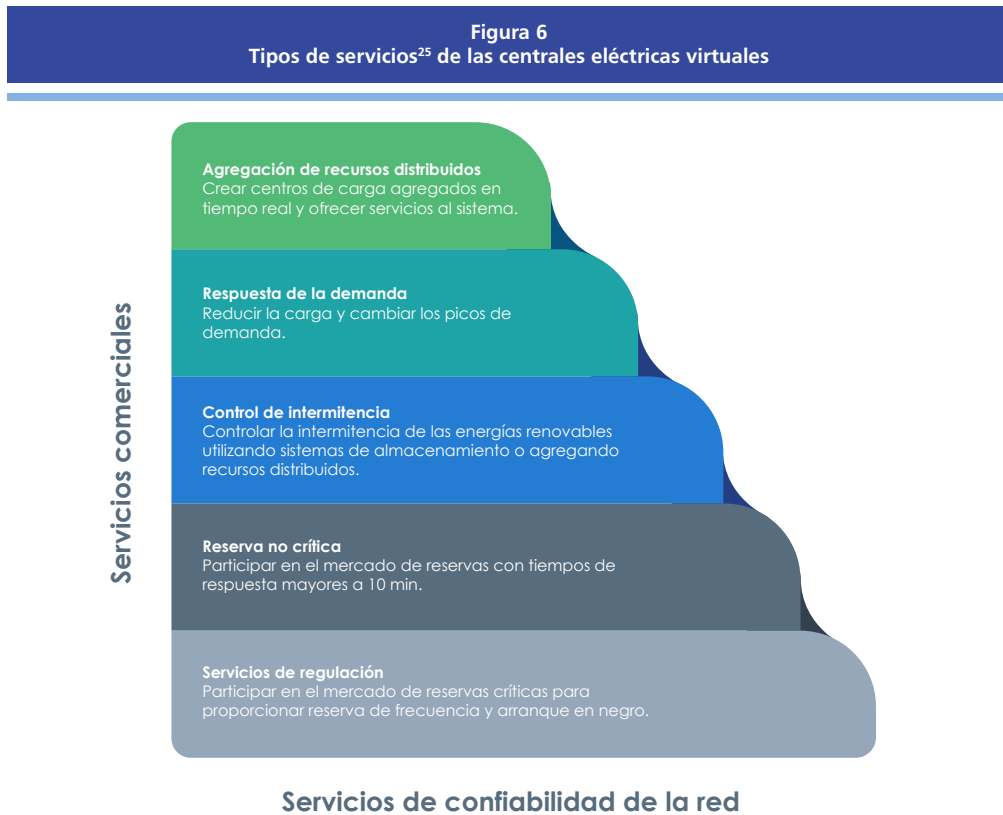
Cuadro 2
Central eléctrica virtual

Central eléctrica virtual: Es una plataforma para virtualizar y balancear recursos de suministro energético dispersos, múltiples rutas de distribución y varios centros de demanda. Permite la virtualización de la infraestructura y los servicios, al proporcionar funcionalidades como monitoreo y control de activos distribuidos, gestión de energía renovable, gestión de almacenamiento energético, gestión de activos de carga de vehículos eléctricos y gestión de la demanda. Los factores clave para su implementación son: 1) un marco regulatorio robusto, 2) infraestructura de energía inteligente, 3) participación activa del consumidor y 4) un entorno de innovación [18].



Fuente: Elaboración propia con base en [19].

Así, se puede optimizar el uso de la infraestructura energética y disminuir la necesidad de construir nuevas centrales físicas “reales”, a la vez que se atienden una serie de servicios eléctricos, como por ejemplo: agregación de recursos de generación, respuesta de la demanda y servicios de regulación eléctrica (ver Figura 6).



Fuente: Virtual Power Plants (VPPs) for Smart Energy [18].

Las condiciones de este entorno energético disruptivo y sus implicaciones en el país, donde la generación distribuida ya supera los 73 MW²⁶, implican un cambio en las necesidades sociales y requieren así la adaptación oportuna de la Administración Pública, con el fin de evitar una transición desordenada e ineficiente, en la que los costos y beneficios derivados no se distribuyan de forma justa y se desperdicien recursos públicos.

El país tiene más de
73 MW
de generación
distribuida.

²⁵ El suministro de energía eléctrica a nivel de servicio público debe cumplir con criterios de calidad, seguridad y desempeño, y responder ante la ocurrencia de eventos que afecten el funcionamiento del sistema. Los recursos distribuidos que consumen o generan electricidad tienen potencial para participar en la gestión de esos parámetros operativos, al ser agregados para formar una central equivalente mayor o un bloque de demanda interrumpible, y funcionar como reserva de respuesta no inmediata, para equilibrar cambios en la demanda y la generación, o para restablecer la operación de una red eléctrica luego de un colapso total (arranque en negro).

²⁶ Al 31 de enero de 2021, según el sitio web de la Dirección de Energía del MINAE (web.energia.go.cr).

Además, estas condiciones representan una coyuntura conveniente para la recuperación económica requerida a raíz de la pandemia de COVID-19, la cual debe basarse en la inversión en nuevas tecnologías limpias que contribuyan simultáneamente con la atención de la crisis climática que experimenta el planeta [20].

Buscar la reactivación económica por medio de modelos que se han tornado obsoletos, supone riesgos financieros y ambientales importantes [2]. Aunque el sector energético tiene un gran potencial para dinamizar la economía, desarrollar proyectos basados en combustibles fósiles en un momento como el actual, desaprovecharía los avances en energías renovables y el acceso a mejores condiciones financieras —en un mercado cuyas tendencias muestran un crecimiento de las energías renovables incluso durante la pandemia y una caída en los combustibles fósiles acelerada por ésta [21]—, aumentaría el volumen de activos varados²⁷ a futuro y comprometería seriamente el logro de los objetivos climáticos.

Pese a que algunas de estas inversiones podrían parecer atractivas *a priori*, un análisis prospectivo y objetivo de las variables que las afectan revela sus falencias, pues los costos tardarían décadas en recuperarse, retrasando la mitigación del cambio climático y aumentando sus costos [22]. Este es el caso del gas natural, que se promociona como un “combustible de transición”, por generar menos emisiones de CO₂ que el petróleo y el carbón. Sin embargo, este gas está compuesto principalmente por metano (CH₄), un GEI más efectivo para atrapar el calor en la atmósfera que el CO₂; por lo que su uso puede contribuir más al calentamiento global que otros combustibles fósiles²⁸ [24].

Es por esta razón que, incluso en la Unión Europea, donde la matriz energética utiliza proporciones importantes de carbón, se ha valorado la inconveniencia de incurrir en nuevas inversiones en gas natural [25], pues actuaría como un “combustible de bloqueo”²⁹ para abandonar definitivamente el uso de hidrocarburos y lograr las metas ambientales, e incrementaría los activos varados [26], [27].

Consciente de que no hay suficiente tiempo para niveles de emisión intermedios, Costa Rica ha decidido alcanzar la carbono-neutralidad para 2050; respondiendo así al compromiso global de tomar acciones dirigidas a garantizar una vida digna para las futuras generaciones en nuestro planeta. Esto es totalmente contrario a aumentar, por motivos cortoplacistas, la inversión de capital en combustibles fósiles contaminantes en la matriz energética nacional.

2.3 Problemas de eficiencia en el funcionamiento del Subsector Energía

Por medio de sus estudios de fiscalización, la CGR ha encontrado problemas de eficiencia en el funcionamiento del Subsector Energía. Estos son el resultado de modificaciones parciales en el marco jurídico, ineficiencias en los proyectos de energía en cuanto a su formulación, evaluación, conformación del portafolio y gestión; así como falta de oportunidad en la adaptación de la regulación económica a cambios tecnológicos y del entorno. Al mismo tiempo, dichos problemas evidencian la necesidad de mejoras en la instrumentalización de la política pública, el funcionamiento de las instituciones responsables de materializar acciones necesarias para la

²⁷ Se refiere a inversiones efectuadas en infraestructura relacionada con combustibles fósiles, las cuales se dejarían de utilizar antes de finalizar su vida económica, debido a las políticas climáticas, y tendrían que pasarse a pérdida.

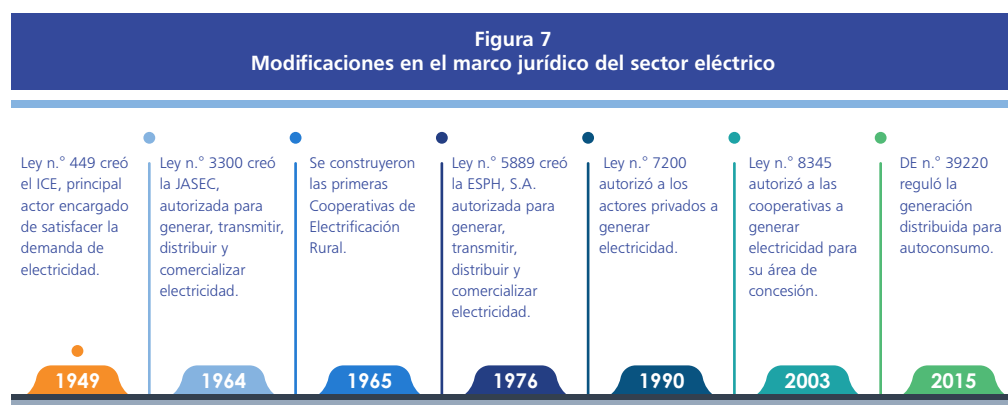
²⁸ Debido a las fugas de metano presentes a lo largo de la cadena de suministro del gas natural. Por ejemplo, en Estados Unidos se ha estimado que las fugas de metano producen un forzamiento radiativo (fenómeno que causa el calentamiento global) en un periodo de 20 años, comparable al del CO₂ de la combustión del mismo gas natural [23].

²⁹ Fenómeno conocido en inglés como *lock-in*, que consiste en quedarse “atrapado” en el uso de combustibles fósiles debido a las inversiones efectuadas, con las emisiones de GEI que eso implica.

transición, y el marco tarifario como elemento económico fundamental durante este proceso de transformación.

En primer lugar, el marco jurídico que regula al sector energético nacional ha tenido modificaciones parciales a lo largo del tiempo, las cuales han impulsado aspectos positivos para el desarrollo de ese sector, pero también han ocasionado desmejoras y fraccionamientos en el funcionamiento de las instituciones que lo conforman y sus interrelaciones.

Así, en relación con el servicio eléctrico, al modelo centrado en el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) como actor principal en todas las etapas, se incorporaron nuevos actores y funciones por medio de normas aisladas (Figura 7), sin efectuar ajustes sistémicos que permitieran su acople ordenado, con relaciones y procesos eficientes entre los actores [14].



Fuente: Elaboración propia [14].

El ICE, en cumplimiento del mandato dado en su ley de creación³⁰ de 1949 —de desarrollar las fuentes nacionales de energía, satisfacer la demanda eléctrica en todo momento y unificar los esfuerzos separados que para tales efectos se hacían—, ha desempeñado históricamente las funciones de planificación y operación del SEN, siendo también el principal actor en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización de la electricidad.

El sector eléctrico
tiene
6 tipos
de actores que
generan electricidad.

No obstante, la habilitación de las empresas de servicios públicos municipales³¹ y de las cooperativas de electrificación rural³² para la prestación del servicio eléctrico, en las décadas de 1960 y 1970; así como la autorización para la generación eléctrica por parte de productores privados³³ en 1990, y la regulación de la generación distribuida para autoconsumo en 2015; han elevado la complejidad del SEN y cambiado el papel relativo del ICE dentro de ese modelo de servicio eléctrico³⁴.

³⁰ Decreto Ley n.º 449, Ley de Creación del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), del 8 de abril de 1949.

³¹ Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago (JASEC) y Empresa de Servicios Públicos de Heredia, S.A. (ESPH).

³² Coopeguanacaste R.L., Coopesantos R.L., Coopelasca R.L., Coopealfaroruz R.L. y Coneléctricas R.L.

³³ Ley que autoriza la generación eléctrica autónoma o paralela n.º 7200, del 28 de setiembre de 1990. Consta de dos capítulos: "Generación autónoma o paralela" y "Compra de energía bajo régimen de competencia" (adicionado por la Ley n.º 7508, del 9 de mayo de 1995).

³⁴ Se refiere a: Grupo ICE, empresas de servicios públicos municipales, cooperativas de electrificación rural, generadores privados en sus dos modalidades (BOO y BOT, Ley n.º 7200) y los productores-consumidores (generación distribuida).

Al no responder los cambios de cita a un ajuste transversal, que considerara el funcionamiento de todo el sistema en su conjunto, el ICE ha continuado a cargo de la planificación y la operación del sistema eléctrico común a todos los actores que producen y venden electricidad; de los cuales a la vez es parte. Como ha señalado la Contraloría General [14], esta condición compromete la imparcialidad, independencia y objetividad de estos procesos fundamentales para el servicio eléctrico, por cuanto son efectuados por dos unidades administrativas³⁵ que pertenecen a la Dirección Corporativa de Electricidad, la cual también tiene a cargo la generación, distribución y comercialización de la energía eléctrica del ICE.

Además, esta condición implica pérdidas de eficiencia que limitan la atención de la demanda eléctrica al mínimo costo [13]. Primero, porque los proyectos de generación de las distribuidoras públicas y las cooperativas de electrificación rural, son considerados por el ICE en la planificación como decisiones tomadas sobre las cuales no puede interferir —en virtud de la potestad legal con la que cuentan esas empresas para construir centrales eléctricas con el fin de atender su propia demanda—; por lo que no analiza sus características técnicas y económicas, y cómo afectan³⁶ la operación y el costo de la energía para todo el sistema eléctrico. Segundo, porque el ICE se ve imposibilitado para optimizar la operación de las centrales propiedad de estas empresas, en tanto la ley lo obliga a despachar de manera forzada³⁷ la energía que producen.

Aunado a lo anterior, la CGR [13] ha señalado la ausencia de directrices de rectoría que permitan aplicar el principio de eficiencia a la hora de seleccionar los proyectos propuestos por todas las empresas eléctricas que operan en el país, de forma que se desarrollen únicamente los que son más convenientes para el SEN como un todo y no sólo para algunas empresas o parte de los abonados. Esta potestad, a la cual están sujetos todos los actores, le corresponde al ministro de Ambiente y Energía como rector del Sector Ambiente, Energía y Mares y por consiguiente del Subsector Energía³⁸.

De esta forma, aunque el liderazgo del ICE en planificación y operación ha sido fundamental para desarrollar el sistema eléctrico renovable, confiable y seguro con el que cuenta Costa Rica, el entorno energético actual es muy distinto al de las últimas décadas. Ahora no sólo hay más actores en el SEN, sino también las tendencias tecnológicas del mundo y la política energética nacional le darán mucho más protagonismo a la energía eléctrica renovable, en detrimento de los combustibles fósiles.

Por otro lado, en cuanto a los combustibles, en 1961 se constituyó la Refinadora Costarricense de Petróleo (RECOPE) como sociedad anónima, y en 1981³⁹ se le asignó la tarea de importar, procesar, transportar y comercializar a granel el petróleo crudo y sus derivados, así como de

³⁵ La Dirección de Planificación y Desarrollo Eléctrico y el Centro Nacional de Control de Energía (CENCE), respectivamente.

³⁶ El ICE sí verifica el cumplimiento de los criterios de seguridad y calidad de la energía, de acuerdo con el artículo 5 de la Ley n.o 8345, Ley de Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional, del 25 de marzo de 2003.

³⁷ La generación forzada es aquella que por razones técnicas, legales o contractuales, debe ser utilizada siempre por el CENCE en el despacho nacional. Corresponde a todas las centrales de fuentes renovables no convencionales (biomasa, eólica y solar), cuyo recurso fuente no se puede almacenar, así como a las hidroeléctricas a filo de agua (sin embalse) de generadores privados, empresas de servicios públicos municipales y cooperativas de electrificación rural. En contraste, la generación optimizable es producida con las centrales hidroeléctricas (a filo de agua y con embalse) y térmicas del ICE, cuya generación puede ser proyectada mediante algoritmos de optimización energética con el objetivo de minimizar el costo operativo del SEN. La generación geotérmica se despacha siempre como base, debido a la estabilidad de su producción (firmeza).

³⁸ En 2016 la CGR emitió disposiciones al ministro de Ambiente y Energía [13] con el fin de corregir esta situación, al respecto se emitió la directriz n.o 68-MINAE, la cual está vigente desde el 30 de agosto de 2020.

³⁹ Ley que regula a la Refinadora Costarricense de Petróleo (RECOPE) n.o 6588, del 30 de julio de 1981.

mantener y desarrollar las instalaciones necesarias para cumplir con ese propósito. Luego, doce años después se estableció el monopolio en favor del Estado costarricense, y administrado por RECOPE, para la importación, refinación y distribución al mayoreo de petróleo crudo, sus derivados, asfaltos y naftas⁴⁰.

Desde
2012
RECOPE suspendió
las operaciones en la
planta de refinería.

Sin embargo, en 2012 se suspenden las operaciones en la planta de refinería⁴¹, por lo que desde entonces RECOPE únicamente importa productos finales y no efectúa la refinación de petróleo crudo, lo cual, si bien genera menos emisiones a nivel nacional⁴², es insuficiente para alcanzar la meta de carbono neutralidad a 2050 definida por el país. Así, el contexto actual demanda la adaptación de su marco jurídico y su gestión, en aras de posibilitar la toma de decisiones urgentes en torno al cambio climático y la reducción de la dependencia energética del país de los combustibles fósiles.

Aunado a los problemas de eficiencia relativos a la pérdida de funcionamiento sistémico del sector energético en general y del Sistema Eléctrico Nacional en particular —los cuales han afectado la optimización al mínimo costo de la planificación y operación de los servicios de suministro energético, y por consiguiente, las tarifas— se suman una serie de debilidades en los procesos de formulación, evaluación y gestión, así como en la conformación del portafolio, de los proyectos de energía que desarrollan las empresas públicas de este sector.

Estas deficiencias han sido determinadas por la CGR mediante estudios de fiscalización efectuados en los últimos cinco años, en los cuales se ha encontrado la ausencia de análisis básicos para la identificación del problema o necesidad a satisfacer con los proyectos [29], [30], el cálculo de la rentabilidad de los fondos aportados por la empresa pública en su papel de inversionista en un proyecto [29], [31], o el análisis de riesgos y sensibilización de variables críticas que afectan la rentabilidad [29], [30], [31].

Además, se ha encontrado que se emprende la fase de inversión sin tener una certeza razonable acerca de la viabilidad del proyecto, debido a deficiencias en el cálculo de indicadores de rentabilidad como la tasa interna de retorno y el valor actual neto, falta de evaluación de diferentes opciones de financiamiento [29], [32]; e incluso que se desarrollan actividades propias de la ejecución del proyecto sin contar con estudios que concluyan acerca de la viabilidad de la inversión, incluyendo en el portafolio de proyectos inversiones a las que no se les ha demostrado su factibilidad, en contra de lo que dictan las buenas prácticas [30].

Este tipo de deficiencias han llevado al desarrollo de proyectos que podrían no haber sido la mejor opción, así como a incurrir en costos de inversión de proyectos que podrían nunca llegar a desarrollarse, pues su viabilidad aún no ha terminado de ser demostrada mediante los estudios de preinversión. Además, han causado aumentos importantes en los costos reales de los proyectos en comparación con los estimados utilizados para la toma de decisiones sobre la ejecución [29], [31]. Todo esto repercute negativamente en las tarifas finales que pagan los usuarios de los

⁴⁰ Ley del monopolio estatal de hidrocarburos administrado por RECOPE “Establece monopolio a favor del Estado para la importación, refinación y distribución de petróleo, combustibles, asfaltos y naftas” n.o 7356, del 24 de agosto de 1993.

⁴¹ Según se indica en el sitio web de RECOPE, <https://www.recope.go.cr/quienes-somos/historia/>

⁴² La refinación de petróleo genera emisiones de GEI provenientes del combustible consumido en el proceso de refinación y las emisiones fugitivas asociadas a ese proceso [28].

servicios, encareciendo el costo de estos y poniendo en riesgo la atención de las necesidades de la sociedad.

Lo anterior se agrava al considerar la falta de oportunidad en la creación de instrumentos regulatorios que permitan la adaptación de las tarifas a los cambios tecnológicos y a los nuevos requerimientos energéticos que actualmente tienen los usuarios de los diferentes sectores de consumo, así como la existencia de un reconocimiento inadecuado de los costos de estos servicios; por ejemplo, en la fijación de tarifas para servicios auxiliares y generación distribuida [13], [14], lo cual puede disminuir los ingresos por venta de energía de las empresas distribuidoras, y que sus costos operativos y de repago de inversiones, se distribuyan entre una menor cantidad de clientes que no tengan la capacidad económica para instalar su propio sistema de generación, encareciendo el costo de la electricidad que consumen.

En las tarifas de
**Servicios
auxiliares y
generación
distribuida**
existe un
reconocimiento
inadecuado de los
costos.

Así las cosas, es considerable la pérdida de eficiencia en el funcionamiento de un Subsector Energía cada vez más complejo, con diversidad de actores y funciones, avances tecnológicos que posibilitan la prestación de nuevos servicios, deficiencias en la formulación, evaluación y gestión, así como la conformación del portafolio de proyectos de energía y políticas públicas orientadas a reducir las emisiones de GEI. Todo lo anterior, pone en riesgo la sostenibilidad del sector energético nacional y genera presión sobre la población vulnerable.

3 Transición energética: desafíos desde la perspectiva de la Hacienda Pública

A partir del desarrollo efectuado en la sección anterior, es evidente que el mundo entero experimenta actualmente una dinámica de transición energética. Para Costa Rica, esta dinámica demanda acciones urgentes de cambio, debido a las políticas públicas y los compromisos internacionales del país, las características de su matriz energética y el funcionamiento de sus instituciones. Esto a su vez conlleva una serie de desafíos para el mejor manejo de los recursos públicos, que deben ser atendidos por quienes legislan y gestionan la Hacienda Pública, para propiciar una transición justa⁴³ que permita alcanzar los objetivos ambientales, sociales y económicos de forma efectiva.

Desde esta óptica, los desafíos identificados por el Órgano Contralor de cara a esta transición, son: *la instrumentalización de la política pública con base en la ciencia y la técnica*, que incluye las leyes, reglamentos y normativa regulatoria necesaria para que el país alcance la carbono neutralidad a 2050, *el ejercicio efectivo de las potestades institucionales del Subsector Energía*, referente a los roles y funciones de los actores clave para lograr una transición energética eficiente, y *el manejo eficiente y sostenible de los recursos públicos*, que incluye los activos de generación de energía renovable actuales y los fondos públicos destinados a las nuevas inversiones que se requerirán durante la transición energética.

⁴³ Se refiere a una transición hacia una economía ambientalmente sostenible, la cual debe gestionarse correctamente y contribuir al logro de los objetivos del trabajo decente para todos, la inclusión social y la erradicación de la pobreza [33].

3.1 Instrumentalización de la política pública con base en la ciencia y la técnica

Mediante diversos instrumentos normativos —como leyes, reglamentos y normativa regulatoria— adecuados a la realidad nacional; en particular, al implementar reformas profundas de tipo fiscal y estructural junto con una política climática coherente, es posible generar un crecimiento que reducirá significativamente los riesgos del cambio climático, al tiempo que proporcionará beneficios económicos, de empleo y de salud a corto plazo [34]. Por esta razón, en el proceso de transición energética es indispensable instrumentalizar la política con respaldo en estudios técnicos que cuantifiquen su impacto esperado e incluyan mecanismos de evaluación que permitan establecer su pertinencia y eficacia en el tiempo.

Según ha indicado la Contraloría General [14], un reto para el Subsector Energía consiste en la definición de metas que, con fundamento en la ciencia y la técnica, acrediten si resultan óptimas y alcanzables, tal es el caso de la meta aspiracional de “alcanzar y mantener una generación eléctrica 100% renovable al 2030”, planteada en las Contribuciones determinadas a nivel nacional que Costa Rica asumió en el marco del Acuerdo de París. También, hay desafíos en cuanto a la definición de líneas de acción para optimizar el uso de las fuentes renovables, como en las acciones definidas en los planes nacionales de desarrollo para los periodos 2015-2018 y 2019-2022, y de indicadores para determinar los efectos del cumplimiento de las metas vinculadas al sector eléctrico, como en las metas del Plan Nacional de Energía 2015-2030.

Es así como, la instrumentalización de la política pública debe orientar hacia la definición sustentada de los resultados esperados con la transición energética y sus mecanismos de medición, como base para una adecuada toma de decisiones, el desempeño con eficiencia y la rendición de cuentas por parte de la Administración Pública. Al respecto, la gestión para resultados en el desarrollo, establecida por el Gobierno de la República como el modelo de gestión pública, podría adoptarse en el Subsector Energía para mejorar su funcionamiento, de forma que se demuestren relaciones causales entre la planificación de resultados y el uso de la Hacienda Pública, entre la contratación administrativa y la prestación de servicios públicos y entre la economía del gasto y la satisfacción de necesidades de la población⁴⁴.

Por su parte, en cuanto a los incentivos al uso de soluciones energéticas no contaminantes y los desincentivos asociados a las que generan emisiones, es importante considerar que, como se mencionó en la sección 2.1, la generación eléctrica del país proviene casi en su totalidad de fuentes renovables. Por lo tanto, éstos deben resultar de un análisis que incorpore los elementos técnicos necesarios para establecer su conveniencia y necesidad, con el fin de lograr los cambios esperados en el comportamiento de las personas y contribuir con los objetivos de reducción de emisiones de GEI planteados en las políticas nacionales.



Los incentivos deben estar respaldados en Estudios técnicos para establecer su pertinencia.

En ese sentido, es imprescindible que se cuantifique el impacto esperado de los incentivos y desincentivos y se evalúe su pertinencia y eficacia en el tiempo, con el fin de determinar si conviene mantenerlos, actualizarlos o eliminarlos; tal como lo indicó la CGR en relación con los incentivos fiscales para vehículos que utilizan energías alternativas [35]. Asimismo, el Órgano Contralor ha señalado que al proponer incentivos en forma de exenciones fiscales, debe

⁴⁴ Según lo indicado en la Directriz n.o 093-P, del 30 de octubre de 2017.

considerarse que éstas son parte de la problemática fiscal, por cuanto constituyen una carga para las finanzas estatales, en términos de costo fiscal, administrativo y de control, e inciden en la transparencia y la equidad del sistema tributario⁴⁵.

De los ingresos del
Gobierno alrededor del
20%
proviene de impuestos a
combustibles y automóviles.

Por otro lado, un asunto fundamental para la sostenibilidad de la política energética resulta del hecho de que el cumplimiento de los objetivos ambientales del país depende de la disminución en el consumo de combustibles fósiles —responsables de la mayoría de emisiones de GEI a nivel nacional—, lo cual implicaría una reducción en los ingresos del Gobierno, pues alrededor del 20% de éstos proviene de los impuestos sobre este tipo de combustibles y sobre los automóviles que los utilizan [36].

Al respecto, el Plan de Descarbonización [6] tiene pendiente revisiones en materia fiscal verde para determinar los impactos fiscales de su implementación [36]. Con base en éstas, quienes de acuerdo con el ámbito de su competencia gestionan la Hacienda Pública y legislan sobre ella, deberán tomar decisiones en torno a la forma de generar nuevos recursos desacoplados de las emisiones de GEI, de forma que se logre una *transición fiscalmente neutra*, sin ejercer más presión sobre las finanzas públicas o afectar a la población más vulnerable.

También, el uso de información de calidad, proveniente de estudios técnicos que se basen en datos propios del país, es crucial para garantizar la sostenibilidad de los servicios públicos de energía en el largo plazo, en particular el servicio eléctrico. En este sentido, el desafío consiste en administrar efectivamente el riesgo de que la nueva dinámica del mercado eléctrico, en la que los abonados le compran cada vez menos servicios a las distribuidoras —pudiendo incluso desconectarse por completo del SEN con creciente facilidad⁴⁶—, provoque lo que se conoce como la *espiral de la muerte* [38], caracterizada por una disminución en los ingresos de estas empresas compensada con incrementos en las tarifas que pagan un número decreciente de abonados, incluyendo a los más vulnerables que no tienen acceso a un sistema de generación distribuida.

Como ha señalado la CGR [14], este fenómeno podría amenazar la estabilidad financiera de las empresas distribuidoras si éstas no logran adaptarse oportunamente. Esta adaptación requerirá el análisis de escenarios y el uso de información científica para la toma de decisiones por parte de distintos actores, incluyendo: las empresas distribuidoras en cuanto a su modelo de negocio, la ARESEP en lo relativo a la regulación económica y el funcionamiento del mercado, el MINAE en el direccionamiento del sector hacia el logro de los objetivos de la política, y la Asamblea Legislativa en su función de actualización del marco legal. En este sentido, debe tenerse en cuenta la incidencia de estos aspectos sobre los costos incluidos en la tarifa, la cual como señal de precio es un elemento crítico que puede crear distorsiones e incentivar la desconexión de la red [39, p.121].

Así las cosas, al instrumentalizar las políticas en torno a la decisión de ser un país carbono neutral a 2050, se debe contar con información de calidad e incluir dentro de las variables a analizar las características de la matriz energética nacional, así como el aporte esperado de las medidas planteadas y el papel de los diferentes actores que interactúan en el Subsector Energía, todo esto

⁴⁵ Oficio n.o DFOE-SAF-01110, del 14 de febrero de 2017.

⁴⁶ Por ejemplo, conforme se vuelven cada vez más rentables los sistemas de almacenamiento energético mediante baterías, los cuales pueden funcionar como respaldo para la generación solar fotovoltaica, permitiéndole a algunos abonados desconectarse por completo de la red de distribución.

sin dejar de lado el contexto fiscal crítico que afronta el país. Además, es necesario establecer mecanismos de seguimiento efectivos que permitan determinar la permanencia de esas medidas en el tiempo, de forma que sean habilitadoras de la transición energética sin afectar las finanzas públicas y a la población más vulnerable.

3.2 Ejercicio efectivo de las potestades institucionales del Subsector Energía

Este desafío analiza la relevancia del buen ejercicio de distintas funciones y roles de actores que son clave para llevar a cabo una transición energética eficiente, ya que en sus manos están, entre otras funciones: dirigir al Subsector Energía hacia el cumplimiento de los objetivos de las políticas públicas, lograr la distribución justa y equitativa de costos y beneficios, y operar el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) al mínimo costo. Estos actores son el ministro de Ambiente y Energía como rector del Subsector Energía, la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) como ente regulador y el Centro Nacional de Control de Energía (CENCE) como Operador del Sistema, respectivamente.

En primer lugar, el ejercicio de una rectoría vigorosa por parte del ministro de Ambiente y Energía juega un papel trascendental para la gobernanza del proceso de transición energética, en tanto conjuga las potestades de direccionamiento y control que permiten armonizar las actuaciones de los diferentes actores bajo su tutela, hacia el logro de propósitos comunes, tal y como lo ha resaltado el Órgano Contralor [13]. Estos propósitos, por su parte, revisten elevada complejidad y retan el funcionamiento tradicional de los actores del Subsector Energía.

La transición
requiere ejercer la
Rectoría
de forma vigorosa.

Así, la rectoría que demanda este proceso es aquella que, inspirada en los principios de unidad e integridad del Estado costarricense, ejerce la orientación política asignada al Poder Ejecutivo en su primacía funcional, para la satisfacción de los servicios públicos⁴⁷. Esto, a su vez, incluye los procesos de adaptación a nuevas formas de organización y funcionamiento por parte de los diferentes actores del Subsector Energía, en un contexto de cambio.

Por tanto, dentro de los principales desafíos de la rectoría se encuentra el dimensionamiento de las interdependencias entre las potestades y actuaciones de los actores del subsector; en tanto algunas fuerzas tienen la capacidad de influir positivamente en el proceso de transición —habilitando o reforzando el cambio—, mientras otras lo hacen de forma negativa —restringiendo, contrarrestando o cancelando los propósitos perseguidos—.

Es así como la rectoría debe destacarse por coordinar, articular y hacer confluir, con proactividad notable, hacia los resultados esperados; lo cual requiere visión sistémica y capacidad de previsión y anticipación. Asimismo, implica el direccionamiento y tutela del cumplimiento de los principios de solidaridad, distribución justa y equitativa de los costos, y eficiencia en los programas, proyectos, funciones e inversiones públicas que asuman los entes menores integrantes del Subsector Energía en el proceso de transformación, según lo ha señalado el Órgano Contralor⁴⁸ [13], [14].

⁴⁷ Según lo señalado por la Procuraduría General de la República en su Dictamen n.o C-313-2001, del 14 de noviembre de 2001.

⁴⁸ Oficio n.º DFOE-AE-IF-334 del 26 de agosto de 2020, en el cual se emitió opinión sobre el texto sustitutivo del proyecto de ley denominado “Ley para la promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables”, expediente n.º 22.009.

Es indispensable adaptar oportunamente la
Regulación
a los cambios en el entorno y las necesidades de los usuarios.

A nivel tarifario y regulatorio, el proceso de transición energética demanda de la institucionalidad una respuesta efectiva, ágil y oportuna, en el establecimiento de regulación que permita configurar, de manera proactiva, las condiciones bajo las cuales se regirán las nuevas relaciones surgidas de un entorno en el cual confluyen y se transforman responsabilidades, intereses y necesidades de múltiples actores, al tiempo en que la línea que permite distinguir entre prestadores y usuarios del servicio se vuelve difusa.

Así, el rol de la ARESEP se torna trascendental en el cumplimiento de los objetivos fundamentales asignados por el legislador a esta institución, relativos a armonizar los intereses de consumidores, usuarios y prestadores de servicios públicos, asegurar la prestación de los servicios en apego al principio de servicio al costo y formular y velar porque se cumplan los requisitos de calidad, cantidad, oportunidad, continuidad y confiabilidad necesarios para prestar en forma óptima los servicios públicos actuales y los que se definan a futuro⁴⁹.

De esta forma, la respuesta de esta institución debe ser capaz de coadyuvar a un proceso de transición ordenado y eficiente que asegure la distribución justa de los costos y beneficios, advertidos del entorno energético disruptivo presente. Para ello, se requiere el establecimiento de tarifas y la emisión de normativa regulatoria, apegados al principio de servicio al costo⁵⁰, debidamente sustentados en las reglas de la ciencia y la técnica⁵¹ y emitidos oportunamente⁵².

Además, ante el aumento de la complejidad del SEN, por la incorporación de nuevos actores, funciones y las tendencias tecnológicas, así como por la relevancia que tiene la energía eléctrica renovable en el proceso de transición energética, se vuelve necesario independizar al CENCE de la estructura administrativa del ICE, para garantizar su imparcialidad y objetividad en el ejercicio de sus competencias.

La complejidad del SEN
demanda independizar al
CENCE
para garantizar su imparcialidad
y objetividad.

El CENCE tiene a cargo la planeación de la operación integrada de los recursos de generación y transmisión del SEN, por lo que debe satisfacer la demanda nacional de energía eléctrica al costo óptimo, minimizando los costos de operación y mantenimiento, al tiempo que mantiene los niveles de seguridad, confiabilidad, calidad y continuidad en la generación, transmisión y

⁴⁹ Artículo 4 de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, n.º 7593.

⁵⁰ La Procuraduría General de la República en el dictamen n.º C-329-2002 del 4 de diciembre de 2002 y opiniones jurídicas n.ºs 066-2009 del 23 de julio de 2009 y OJ-137-2017 del 15 de noviembre de 2017, señaló que el principio de servicio al costo es un criterio básico en materia tarifaria que sirve de fundamento a la metodología y que las metodologías tarifarias tienen que reflejar los costos de la prestación del servicio.

⁵¹ La Procuraduría General de la República en su dictamen n.º C-348-2001, del 17 de diciembre de 2001, refiere a que en la escogencia y aplicación de cualquier metodología, el Ente Regulador debe sujetarse a la ley y a los criterios técnicos, que en todo caso pueden ser un elemento para determinar la regularidad de su actuación, conforme se deriva del artículo 16 de la Ley n.º 6227, según el cual en ningún caso podrán dictarse actos contrarios a reglas unívocas de la ciencia o de la técnica, o a principios elementales de justicia, lógica o conveniencia.

⁵² Los artículos 4 y 269 de la Ley General de Administración Pública, n.º 6227, señalan el deber de la administración de apegar su actuación a los principios fundamentales del servicio público, en cuanto a asegurar la eficiencia, la adaptación del servicio a la necesidad social, la igualdad del trato a los destinatarios o usuarios del servicio, así como la actuación administrativa celeré.

distribución. Asimismo, le corresponde coordinar y ejecutar el trasiego de energía a nivel regional, conforme a los criterios establecidos en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional de América Central (RMER)⁵³; lo cual implica la posibilidad de obtener beneficios para el país, al vender excedentes de generación a los agentes regionales e importar energía eléctrica para sustituir la generación térmica nacional [40].

Así, para llevar a cabo las funciones descritas, las cuales lo establecen como Operador del Sistema y Operador del Mercado⁵⁴, debe interactuar con los agentes del SEN⁵⁵—como por ejemplo al coordinar el despacho eléctrico diario— incluido el ICE, del cual es parte, ya que como se mencionó en la sección 2.3, el CENCE pertenece a la Dirección Corporativa de Electricidad, la cual también tiene a cargo la generación, distribución y comercialización de la energía eléctrica del Instituto [14].

Es por esta razón que en 2018 el ministro de Ambiente y Energía, en calidad de rector del Subsector Energía, solicitó a la Presidencia Ejecutiva del ICE⁵⁶ implementar un plan de acción que proponga una nueva ubicación administrativa para el CENCE. El rector atribuyó esta solicitud a la importancia de que el operador ejerza sus funciones con mayor grado de autonomía e imparcialidad; así como de eficientizar el funcionamiento del SEN y garantizar la sostenibilidad de la matriz eléctrica renovable bajo condiciones de calidad del servicio eléctrico y al menor costo para los consumidores [14].

Al respecto, en 2019 el Órgano Contralor dispuso a la presidente ejecutiva del ICE [14], resolver acerca de la ubicación administrativa del CENCE, solicitada por el ministro rector del Subsector Energía en el oficio citado. Esta disposición está en proceso de cumplimiento y por lo tanto este desafío prevalece.

Así las cosas, para tener éxito en el proceso de transición energética que afronta el país, se deben ejercer de forma vigorosa las funciones y los roles asociados a la rectoría y la regulación tarifaria, así como garantizar la independencia y objetividad del Operador del Sistema. Esto contribuirá a que el Subsector Energía funcione ordenadamente y con relaciones eficientes entre los actores y los procesos actuales, así como aquellos que surgirán producto de la transición y los avances tecnológicos.

3.3 Manejo eficiente y sostenible de los recursos públicos

Debido a que los recursos públicos son limitados, un enfoque de eficiencia en su uso le permite al Estado aumentar el alcance de su accionar a una mayor cantidad de población y asuntos sustantivos. Por su parte, integrar la sostenibilidad a la gestión pública hace posible mantener las acciones en el tiempo y continuar generando a largo plazo los beneficios esperados de ellas. En este sentido, quienes implementan la política energética enfrentan el desafío de maximizar la eficiencia y sostenibilidad en el uso de los activos de generación de energía limpia existentes y de los fondos públicos destinados a las nuevas inversiones que se requerirán durante la transición.

Como se analizó en la sección 2.1, el principal margen de Costa Rica para limpiar su matriz energética, se halla en la reducción de emisiones provenientes del transporte. Aunque la mejora

⁵³ Norma Técnica: Planeación, Operación y Acceso al Sistema Eléctrico Nacional (AR-NT-POASEN) del 31 de marzo de 2014, emitida por la ARESEP, artículos 7 y 8.

⁵⁴ Operador del Sistema/Operador del Mercado, de acuerdo con el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional son las “entidades encargadas en cada país de la operación de los sistemas y/o de la administración de los mercados nacionales”.

⁵⁵ Las empresas de servicios públicos municipales, las cooperativas de electrificación rural, los generadores privados de electricidad (Ley n.º 7200) y los productores-consumidores (generación distribuida).

⁵⁶ Oficio n.º DM-0823-2018 del 28 de noviembre de 2018.

general del sistema de transporte requiere la atención de diferentes aspectos más allá del tecnológico, sí depende de un cambio en el tipo de energía que utilizan la mayoría de los vehículos hoy, por una menos contaminante [41]. La tecnología de transporte sin emisiones⁵⁷ que actualmente muestra mayores niveles de maduración en cuanto a desempeño y mercado, es la eléctrica; con proyecciones de continuar a futuro con las tendencias de disminución de costos y aumento de rendimiento [43].

Por esto, se vuelve de gran importancia contar con un sistema eléctrico robusto para efectuar la electrificación del transporte, que considere no sólo los vehículos y flotillas públicas y privadas, sino también un buen diseño del sistema de movilidad de forma integrada, incluyendo el transporte colectivo requerido para incrementar la eficiencia de la actividad, al reducir en mayor medida el consumo energético, los costos y las emisiones resultantes del transporte de personas y carga, lo cual a su vez contribuye a mejorar la competitividad del país [41].

En este sentido, el SEN posee una ventaja comparativa, debido a que el 87% de su capacidad instalada utiliza fuentes renovables (3.114 MW) y su demanda históricamente no ha superado el 56% de dicha capacidad (1.738 MW). Pese a que la alta penetración de fuentes variables⁵⁸ hace indispensable una holgura entre la capacidad instalada y la demanda, así como contar con el correspondiente respaldo de generación térmica; la CGR ha determinado [13] la existencia de diversos factores que limitan la eficiencia en la utilización de los recursos del SEN, cuya atención mediante la implementación de reformas normativas y un alto grado de digitalización, permitiría un aprovechamiento más económico y flexible de la capacidad renovable mencionada.



En el SEN el
87%
de la capacidad
instalada utiliza
fuentes renovables.

Según lo expuesto en la sección 2.3, estas limitaciones resultan de la ausencia de un diseño sistémico del Subsector Energía en general, y del Sistema Eléctrico Nacional en particular, que establezca relaciones eficientes entre la complejidad de actores y procesos derivados de un marco jurídico disperso; lo cual no ha permitido sacar el máximo provecho a las inversiones efectuadas. Prueba de esta capacidad remanente en el SEN, es que el ICE ha determinado que actualmente este sistema podría gestionar la carga de 24 mil vehículos eléctricos sin sufrir impactos considerables [42].

Así, el principal desafío en este aspecto radica en superar las barreras legales, contractuales, regulatorias y técnicas que impiden la optimización en el uso de los activos de generación eléctrica —existentes y futuros— por parte del Operador del Sistema, para alcanzar los mayores niveles de eficiencia posibles en el SEN. Esto, por cuanto dichas barreras han provocado que las centrales eléctricas de las empresas distribuidoras y los generadores privados se operen bajo restricciones que obligan a despachar de forma forzada su producción, en detrimento de otros escenarios que podrían reducir el costo operativo.

Por otro lado, además de mejorar el aprovechamiento de los recursos existentes, la transición energética necesitará de nuevas inversiones, por lo que es necesario que las políticas establezcan

⁵⁷ Durante el uso del vehículo. Las distintas tecnologías tienen diferentes emisiones asociadas durante su ciclo de vida, incluyendo el proceso de manufactura y la disposición al final de la vida útil.

⁵⁸ Se refiere a las centrales de generación eléctrica que utilizan como fuente de energía recursos naturales cuya disponibilidad varía en escalas de tiempo que van desde minutos hasta meses, y que no tienen capacidad de almacenamiento para compensar dicha variabilidad. En el caso del SEN este tipo de centrales corresponden principalmente a hidroeléctricas a filo de agua y eólicas, aunque con crecimiento en las solares fotovoltaicas en los últimos años.

las condiciones adecuadas para éstas, no sólo en eficiencia energética y suministro de energía renovable, sino también en infraestructura habilitadora clave como redes, estaciones de carga de vehículos eléctricos, almacenamiento, medidores inteligentes, entre otras [43].

Asimismo, es indispensable que tanto la formulación, evaluación y gestión de estos nuevos proyectos de energía, así como la conformación del portafolio, sean robustas y apegadas a las mejores prácticas, con el fin de evitar deficiencias como las señaladas en la sección 2.3, las cuales pueden ocasionar sobrecostos que finalmente se trasladen a las tarifas y comprometan los beneficios esperados.

Se requieren inversiones por
USD 24 mil millones
para implementar los ejes de
transporte del Plan de
Descarbonización.

En relación con este tema, el estudio Costos y beneficios de la descarbonización de la economía de Costa Rica [44], señala que para implementar los ejes de transporte del Plan de Descarbonización [6] (relativos a transporte público, liviano y de carga) se requiere invertir USD 24 mil millones, lo que generaría beneficios por USD 43 mil millones, para un beneficio neto en las ciudades de USD 19 mil millones entre 2020 y 2050. Estos beneficios provienen de los ahorros de energía al electrificar el transporte, la reducción de accidentes, la mejora de la competitividad ligada a una menor congestión vial y la disminución de los impactos económicos de la contaminación del aire sobre la salud.

Así, considerando los elevados costos que pueden alcanzar los proyectos asociados con la transición energética (por ejemplo, el Tren Rápido de Pasajeros, con un costo de inversión estimado en USD 1.550 millones⁵⁹) y teniendo en cuenta la situación de las finanzas públicas, otro elemento que es necesario considerar son los posibles efectos fiscales derivados de las estructuras de financiamiento a utilizar, así como establecer mecanismos de control eficientes que definan claramente las funciones y responsabilidades de las partes involucradas, para evitar conflictos de competencias, vacíos y duplicidades⁶⁰.

Además, no sólo se requerirá de nuevas inversiones en tecnologías renovables, también estas podrían ser necesarias para mantener el abastecimiento de combustibles fósiles, ya que durante el periodo de transición energética ambas tecnologías coexistirán.

En este sentido, RECOPE, como empresa pública responsable de asegurar el abastecimiento de las necesidades energéticas del país mediante combustibles fósiles⁶¹, debe ser especialmente meticulosa y reflexiva a la hora de tomar las decisiones actuales y futuras de inversión para mantener o desarrollar proyectos para tales fines; pues las políticas del país apuntan hacia un modelo de desarrollo económico con un uso intensivo de fuentes energéticas renovables bajas en emisiones de gases de efecto invernadero y una disminución paulatina del consumo de derivados del petróleo.

⁵⁹ Proyecto de ley: «Aprobación del contrato de préstamo n.º 2241 entre el Gobierno de la República de Costa Rica y el Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE) para apoyar el financiamiento del proyecto “Construcción, equipamiento y puesta en operación de un sistema de tren rápido de pasajeros (TRP) en la Gran Área Metropolitana”, expediente n.º 21.958.

⁶⁰ Según lo indicó el Órgano Contralor en el oficio n.º DFOE-IFR-0393 del 22 de junio de 2020.

⁶¹ Según la misión declarada en el Plan estratégico 2016-2021, RECOPE S.A. es “la empresa que contribuye a la seguridad energética y al desarrollo de Costa Rica garantizando el abastecimiento de combustible, asfaltos y naftas”.

Además, en aras de procurar el uso eficiente de los recursos públicos, resulta fundamental que la toma de decisiones de esa empresa esté fundamentada en un análisis constante, profundo y prospectivo de los cambios en el entorno, relativos al desarrollo de tecnologías y proyectos relacionados con el aprovechamiento de combustibles fósiles. Así, por ejemplo, es posible advertir el mantenimiento en el tiempo de la tendencia a reducir el acceso a recursos económicos con condiciones favorables por parte de organismos financieros multilaterales para invertir en proyectos asociados a combustibles fósiles, en comparación con la disponibilidad de recursos y mejores condiciones financieras que se ofrecen para el desarrollo de proyectos que involucran el aprovechamiento de recursos renovables; tal y como lo viene haciendo el Banco Mundial desde 2019⁶², y lo ha anunciado para finales de 2021 por el Banco Europeo de Inversiones⁶³.

De esta forma, a la hora de decidir sobre nuevas inversiones relativas al desarrollo de proyectos o tecnologías para satisfacer las necesidades de energía mediante combustibles fósiles y el mantenimiento de los activos asociados a esa actividad, RECOPE debe ser particularmente cautelosa, pues conforme se avance en el proceso de transición energética, dichas inversiones deben ser las estrictamente necesarias para permitir una transición socialmente armónica y económicamente sostenible. Lo anterior, para que esa empresa pueda estar en capacidad de evitar que este tipo de inversiones queden en desuso antes de completar su vida útil o haber repagado la inversión; y en consecuencia caer en una situación de aumento en el volumen activos varados o comprometer el logro de los objetivos climáticos definidos por el país, tal y como se mencionó en secciones previas.

Por tanto, para maximizar los beneficios de la transición energética será necesario hacer un uso más eficiente del sistema eléctrico renovable con que cuenta el país, para reducir las emisiones que genera el transporte, así como destinar los recursos públicos a las inversiones realmente necesarias para llevar a cabo la transición y mantener el suministro de combustibles fósiles de acuerdo con su demanda y bajo las condiciones más favorables.

4 Recomendaciones para el cambio

En las próximas décadas se requiere que los sistemas energéticos a nivel global se transformen de manera radical, con el fin de eliminar el uso de los combustibles fósiles contaminantes, potenciar la eficiencia y consolidar las energías renovables. En este contexto mundial de cambio, Costa Rica posee ventajas comparativas en relación con otros países, debido a que su producción de electricidad es casi 100% renovable, cuenta con holgura en su capacidad instalada y ha diseñado políticas públicas orientadas a ser una economía cero emisiones a 2050.

No obstante, para obtener el máximo provecho de esas condiciones es indispensable comprender los determinantes de la transición a nivel nacional y atender los desafíos planteados en este documento. Esto contribuiría a mejorar la eficiencia en el gasto e impulsar los ajustes estructurales requeridos para la recuperación de la crisis socioeconómica —causada por el COVID-19 junto a los altos niveles de desequilibrio fiscal y endeudamiento que afronta el país—; sin enfocarse en recuperar las formas de prestación de servicios previas a la pandemia, sino en construir los servicios públicos del futuro. Es así como, del análisis efectuado en las secciones precedentes, se derivan una serie de acciones que ayudarán al proceso de transición, las cuales involucran a la Asamblea Legislativa, a otros actores públicos y privados y a la población en general.

⁶² www.bancomundial.org/es/news/press-release/2017/12/12/world-bank-group-announcements-at-one-planet-summit

⁶³ www.eib.org/en/press/all/2019-313-eu-bank-launches-ambitious-new-climate-strategy-and-energy-lending-policy

En primer lugar, es necesario crear conciencia social sobre la urgencia de virar hacia un modelo de desarrollo país más próspero y sostenible, promoviendo el entendimiento de las metas nacionales y el papel de la energía dentro de la transformación. Dado que las tendencias globales que modulan este fenómeno inciden en la sociedad costarricense, es imperioso tomar el control del cambio para dirigirlo por la ruta deseada. Esta, a su vez, debe resultar de una visión concertada que procure tomar ventaja de los adelantos a nivel nacional mediante soluciones innovadoras, contemplando la relevancia de que todos los actores entiendan los beneficios (directos e indirectos) obtenidos a raíz de los cambios. Asimismo, debe considerar de forma particular los efectos sobre los más vulnerables, a fin de que el modelo de desarrollo sea más inclusivo y no instaure privilegios para sectores en específico.

De esta forma, es importante que existan datos e información de fácil acceso, tanto para los actores llamados a liderar la transición energética como para la población en general. Esto requiere que se posicione el tema en espacios estratégicos de discusión y análisis, como son los distintos foros de educación formal e informal y la agenda legislativa, y que se propicie una cultura de datos abiertos e intercambio de éstos entre instituciones y sectores. Tal flujo de información permitiría efectuar análisis que brinden un entendimiento profundo de la situación actual y abonaría a la toma de decisiones en el diseño de políticas concretas para Costa Rica.

En segundo lugar, es necesario que las políticas públicas —diseñadas para ser una economía cero emisiones netas a 2050— se plasmen en proyectos específicos concertados entre actores y seleccionados mediante un análisis técnico, que permitan lograr las metas propuestas de forma rentable, eficiente e innovadora. Estos proyectos deben estar alineados con políticas de Estado que trasciendan los gobiernos, marquen la dirección a seguir por el sector energético a largo plazo y sean la base para la elaboración de futuros planes nacionales de gobierno. Al respecto, la elaboración del Plan Estratégico Nacional actualmente en proceso, representa una oportunidad para incluir objetivos, políticas, metas y lineamientos que aseguren una transición energética ordenada y eficiente a 2050.

Además de la definición y alineamiento de proyectos, para lograr los objetivos de la política es indispensable que se efectúe una revisión y actualización del marco normativo técnico y reglamentario, con el fin de identificar en este nivel aquellos instrumentos que requieren adaptarse a las condiciones actuales. Cabe citar como ejemplo de este caso, el Reglamento al Capítulo I de la Ley n.º 7200⁶⁴, el cual en su versión vigente no establece las condiciones adecuadas para la renovación de contratos de compra-venta de energía a los generadores privados que ya finalizaron un primer periodo contractual.

En tercer lugar, es necesario integrar a los diferentes actores del sector para potenciar el cambio, mediante modelos de liderazgo basados en propósitos inspiradores y el establecimiento de redes de innovación y colaboración. Bajo el modelo actual, es posible aprovechar las estructuras de gestión y coordinación existentes, como los consejos regionales de desarrollo, el Consejo Sectorial de Ambiente, Energía y Mares y el Consejo Subsectorial de Energía; además, al rector del Subsector Energía le corresponde asumir el liderazgo de direccionar e impulsar las acciones del grupo hacia la consecución de los objetivos. Sin embargo, el funcionamiento histórico de esa rectoría, en conjunto con las características disruptivas propias de la cuarta revolución industrial, ameritan un cambio de paradigma que promueva un rol más protagónico por parte de todos los involucrados públicos y privados, facilite proponer soluciones, solicitar cuentas a los demás actores y actuar de forma coordinada a nivel intersectorial.

⁶⁴ Decreto Ejecutivo n.º 37124-MINAET, del 19 de marzo de 2012.

Por su parte, con respecto al funcionamiento y optimización del sistema de suministro eléctrico, es vital reforzar las acciones orientadas a contar con un operador que sea independiente, eliminando la subordinación del CENCE a la misma gerencia que maneja los negocios de generación, distribución y comercialización del ICE, para que pueda interactuar de forma objetiva y con credibilidad con todos los agentes del sistema. Esto contribuiría a maximizar el aprovechamiento de los recursos que tiene el país para generar electricidad, flexibilizando la interacción entre agentes del mercado nacional, de forma que puedan transar energía entre ellos o comprarla a generadores privados, así como vender excedentes en el Mercado Eléctrico Regional, el cual está actualmente reservado al ICE.

Para que esto sea factible, además es necesario que la ARESEP modifique prácticas y procesos con el fin de emitir regulación económica con visión prospectiva, que sea flexible y habilitante de las nuevas posibilidades que genera el cambio tecnológico, con un enfoque en la eficiencia y la búsqueda de resultados óptimos para los objetivos del país.

Especial atención requiere la definición del rol de RECOPE en el contexto de la transición, por cuanto su orientación actual se enmarca dentro de un modelo de abastecimiento energético que se encuentra agotado. Al respecto, aunque actualmente se encuentra en discusión por parte de la Asamblea Legislativa una propuesta de transformación de RECOPE para contribuir a la transición energética⁶⁵, ésta tiene oportunidades de mejora, pues plantea propuestas como incursionar en el gas natural, pese a estar demostrado su escaso aporte a los propósitos de la descarbonización y a que su implementación requeriría cuantiosas inversiones, en momentos en los cuales los recursos deberían destinarse a iniciativas que contribuyan a disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero y lograr una mayor electrificación de otros sectores de la economía para aprovechar el potencial renovable del Sistema Eléctrico Nacional.

En línea con lo anterior, es también relevante valorar la pertinencia de mantener en el tiempo la política de precios del gas licuado de petróleo (GLP)⁶⁶, la cual mejora la competitividad de este combustible frente a la electricidad renovable, aún cuando esta última presenta excedentes de capacidad (principalmente hidroeléctrica, durante la estación lluviosa) que podrían verse reflejados en tarifas más bajas que desplacen a los energéticos más contaminantes. Los excedentes de energía también pueden ser aprovechados en iniciativas incluso más innovadoras, como la generación de hidrógeno verde; estableciendo modelos de colaboración que se adecuen a las características particulares de Costa Rica, con el fin de conseguir los mayores niveles de eficiencia posibles.

Por último, a nivel jurídico, además de los ajustes a reglamentos y normas técnicas anteriormente planteados, se requiere la aprobación de una ley marco que regule el sistema energético con visión prospectiva. Esta ley debe ser construida de forma participativa, promover una discusión de altura y lograr los acuerdos políticos necesarios para hacer prosperar su emisión. Además, para avanzar en la dirección deseada, debe partir de una base filosófica que contemple las dimensiones rectora y funcional.

La primera de ellas garantiza la observancia de los principios de solidaridad, distribución justa y equitativa de costos y beneficios, eficiencia y entrega de valor público, asegurando que las personas más vulnerables al cambio sean consideradas por los tomadores de decisiones. Además, propicia la eficiencia de las inversiones públicas, las iniciativas público privadas y la optimización operativa. Por su parte, la dimensión funcional marca las pautas a seguir por parte de los actores

⁶⁵ Proyecto de ley bajo el expediente legislativo n.º 21343.

⁶⁶ "Política sectorial para los precios de gas licuado de petróleo, búnker, asfalto y emulsión asfáltica", oficializada mediante el Decreto Ejecutivo n.º 39437-MINAE, del 12 de enero de 2016.

involucrados, con especial énfasis en los principios de colaboración, transparencia, legalidad y objetividad, bajo un modelo de liderazgo compartido.

Así, la Contraloría General de la República pone a disposición este documento de opiniones y sugerencias con la finalidad de que sea considerado por la Asamblea Legislativa, los actores del Subsector Energía y la sociedad en general, en el proceso de transición energética, en beneficio de la colectividad y de las perspectivas de desarrollo sostenible a que aspira el país.

Referencias

- [1] Contraloría General de la República, *Memoria Anual 2019*. San José, Costa Rica: CGR, 2020. Disponible en: <https://bit.ly/33jbkzN>.
- [2] Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos, “Reconstruir mejor: por una recuperación resiliente y sostenible después del COVID-19”, *Medidas políticas clave de la OCDE ante el coronavirus (COVID-19)*. [En línea]. Disponible en: <https://bit.ly/3gby87V>.
- [3] V. Masson-Delmotte et al. (eds.), *Global Warming of 1.5 °C: An IPCC special report on the impacts of global warming of 1.5 °C above preindustrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty*. IPCC, 2018. Disponible en: <https://www.ipcc.ch/sr15/>.
- [4] Ministerio de Ambiente y Energía, *Contribución prevista y determinada a nivel nacional de Costa Rica*. San José, Costa Rica: MINAE, set. 2015.
- [5] Ministerio de Ambiente y Energía, *VII Plan Nacional de Energía 2015-2030*. San José, Costa Rica: MINAE, 2015.
- [6] Gobierno de la República. “Plan de descarbonización: Compromiso del Gobierno del Bicentenario”, *Descarbonicemos Costa Rica: Compromiso país 2018-2050*.
- [7] Ministerio de Ambiente y Energía, *Plan nacional de transporte eléctrico 2018-2030*. San José, Costa Rica: MINAE, 2019.
- [8] Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica, *Plan nacional de desarrollo y de inversión pública del bicentenario 2019-2022*.
- [9] Ministerio de Ambiente y Energía, *II Informe Bienal de Actualización ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático*. San José, Costa Rica: MINAE, 2019.
- [10] Ministerio de Ambiente y Energía, *Balance energético nacional de Costa Rica periodo 2019*. SEPSE, 2020.
- [11] Instituto Costarricense de Electricidad, *Generación y demanda: Informe anual 2019*, CENCE, 2020.
- [12] Instituto Costarricense de Electricidad, *Generación y demanda: Informe anual 2018*. CENCE, 2019.
- [13] Contraloría General de la República, *Informe de la auditoría operativa acerca de la eficacia y la eficiencia en la asignación de fuentes de energía para la generación eléctrica*, n.º DFOE-AE-IF-15-2016. San José, Costa Rica: CGR, dic. 2016. Disponible en: <https://bit.ly/30ZAG2M>.
- [14] Contraloría General de la República, *Informe de la auditoría operativa coordinada sobre energías renovables en el sector eléctrico*, n.º DFOE-AE-IF-00008-2019. San José, Costa

- Rica: CGR, jul. 2019. Disponible en: <https://bit.ly/2DcN8Uy>.
- [15] Instituto Costarricense de Electricidad, *Plan de Expansión de la Generación Eléctrica 2018-2034*. San José, Costa Rica: ICE, may. 2019.
- [16] K. Schwab, "The Fourth Industrial Revolution: what it means, how to respond", *Foro Económico Mundial*, ene. 2016. [En línea]. Disponible en: <https://bit.ly/2EqFpTj>.
- [17] S. López, "Planta virtual: Viabilidad en el sector eléctrico costarricense", *II Congreso Nacional y I Congreso Regional: Servicios Públicos Sostenibles: Desafíos de la Regulación*. ARESEP, oct. 2019.
- [18] Frost & Sullivan, *Virtual Power Plants (VPPs) for Smart Energy: A 4-step approach towards successful VPPs*. Mountain View, California: Frost & Sullivan, 2017.
- [19] S. Yu, F. Fang, Y. Liu y J. Liu, "Uncertainties of virtual power plant: Problems and countermeasures", *Applied Energy*, vol. 239, pp. 454-470, abr. 2019. DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.01.224.
- [20] Agencia Internacional de la Energía, *Sustainable Recovery: World Energy Outlook Special Report*. París, Francia: IEA, jun. 2020. [En línea]. Disponible en: <https://bit.ly/39EVQqY>.
- [21] Agencia Internacional de la Energía, *Global Energy Review 2020: The impacts of the Covid-19 crisis on global energy demand and CO₂ emissions*. París, Francia: IEA, abr. 2020. [En línea]. Disponible en: <https://bit.ly/3gax5VL>.
- [22] S. Sen y M.T. von Schickfus, "Climate policy, stranded assets, and investors' expectations", *Journal of Environmental Economics and Management*, vol. 100, mar. 2020. DOI: 10.1016/j.jeeem.2019.102277.
- [23] R.A. Álvarez *et al.*, "Assessment of methane emissions from the U.S. oil and gas supply chain", *Science*, vol. 361, pp. 186-188, jul. 2018. DOI: 10.1126/science.aar7204.
- [24] R.W. Howarth, "A bridge to nowhere: methane emissions and the greenhouse gas footprint of natural gas", *Energy Science & Engineering*, may. 2014. DOI: 10.1002/ese3.35.
- [25] T. Traber y H.J. Fell, *Natural Gas Makes No Contribution to Climate Protection: Switching from coal and oil to natural gas accelerates climate change through alarming methane emissions*. Berlín, Alemania: Energy Watch Group, set. 2019.
- [26] M. Inman, *Gas at a crossroads: Why the EU should not continue to expand its gas infrastructure*. Global Energy Monitor, feb. 2020.
- [27] International Renewable Energy Agency, *Reaching zero with renewables: Eliminating CO₂ emissions from industry and transport in line with the 1.5°C climate goal*. Abu Dhabi: IRENA, 2020.
- [28] Ministerio de Ambiente y Energía, *Informe Bienal de Actualización ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático*. San José, Costa Rica: MINAE, 2015.
- [29] Contraloría General de la República, *Informe de la auditoría de carácter especial acerca del desarrollo y operación del Parque Eólico Valle Central de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S.A.*, n.º DFOE-AE-IF-07-2015. San José, Costa Rica: CGR, jul. 2015. Disponible en: <https://bit.ly/3m0w98A>.
- [30] Contraloría General de la República, *Informe de la auditoría de carácter especial acerca*

de la razonabilidad de la gestión del portafolio de proyectos de inversión de la Refinadora Costarricense de Petróleo, S.A., n.º DFOE-AE-IF-00010-2020. San José, Costa Rica: CGR, dic. 2020. Disponible en: <https://bit.ly/380frBw>.

- [31] Contraloría General de la República, *Informe de la auditoría de carácter especial acerca de la gestión del alcance y los costos del Proyecto Hidroeléctrico Reventazón*, n.º DFOE-AE-IF-00009-2018. San José, Costa Rica: CGR, set. 2018. Disponible en: <https://bit.ly/3k1OnXI>.
- [32] Contraloría General de la República, *Informe de la auditoría de carácter especial acerca de la razonabilidad del costo de la Planta Hidroeléctrica Toro 3*, n.º DFOE-AE-IF-00012-2017. San José, Costa Rica: CGR, nov. 2017. Disponible en: <https://bit.ly/33ZNk41>.
- [33] Organización Internacional del Trabajo, *Directrices de política para una transición justa hacia economías y sociedades ambientalmente sostenibles para todos*. Ginebra, Suiza: OIT, 2015.
- [34] Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos, *Investing in Climate, Investing in Growth*. París, Francia: OCDE, 2017. DOI: 10.1787/9789264273528-en
- [35] Contraloría General de la República, *Informe de auditoría de carácter especial acerca del marco regulatorio para la promoción del uso de vehículos eficientes en cuanto al consumo de energía*, n.º DFOE-AE-IF-00013-2018. San José, Costa Rica: CGR, nov. 2018. Disponible en: <https://bit.ly/2DdJkm7>.
- [36] D. Ludewig, "Reforma fiscal verde en el sector transporte de Costa Rica", *Proyecto ACCIÓN Clima II*. San José, Costa Rica: GIZ, ene. 2019.
- [37] F. Angulo Zamora, "Patrones e impactos del uso de la energía y el agua en Costa Rica: Investigación de base", *Informe Estado de la Nación en Desarrollo Humano Sostenible 2020*. San José, Costa Rica: CONARE-PEN, 2020.
- [38] K.W. Costello y R.C. Hemphill, "Electric Utilities' 'Death Spiral': Hyperbole or Reality?", *The Electricity Journal*, vol. 27, nro. 10, pp. 7-26, dic. 2014. DOI: 10.1016/j.tej.2014.09.011.
- [39] I. Pérez-Arriaga et al., *Utility of the future: An MIT Energy Initiative response to an industry in transition*. Massachusetts, Estados Unidos: MIT, dic. 2016.
- [40] S. López, "Consideraciones generales de la gestión comercial en el MER". CENCE, jul. 2019.
- [41] Programa Estado de la Nación en Desarrollo Humano Sostenible, *Informe estado de la nación 2018*. San José, Costa Rica: PEN-CONARE, nov. 2018.
- [42] F. Rojas, *Estudio del impacto en la red eléctrica por carga de vehículos eléctricos en Costa Rica*. ICE, nov. 2019.
- [43] International Renewable Energy Agency, *Global energy transformation: A roadmap to 2050 (2019 edition)*. Abu Dhabi: IRENA, 2019.
- [44] D.G. Groves et al., *The benefits and costs of decarbonizing Costa Rica's economy: Informing the implementation of Costa Rica's National Decarbonization Plan under uncertainty*. BID, 2020.

Glosario de términos

| | |
|------------------------------------|---|
| Energía primaria | Toda forma de energía que se halla directamente en la naturaleza, antes de ser sometida a transformación alguna, por ejemplo la energía química contenida en el petróleo crudo y la energía mecánica del agua en movimiento. |
| Energía secundaria | Productos energéticos resultantes de un proceso de transformación química o física, a partir de fuentes de energía primaria, que los hace más aptos para su utilización final, como la gasolina y la electricidad. |
| Gases de efecto invernadero | Gases que se encuentran en la atmósfera y elevan la temperatura de la superficie terrestre, como el dióxido de carbono (CO ₂), el metano (CH ₄) y el óxido nitroso (N ₂ O). |
| Hacienda Pública | Incluye los fondos públicos, las potestades para percibir, administrar, custodiar, conservar, manejar, gastar e invertir tales fondos, y las normas jurídicas, administrativas y financieras, relativas al proceso presupuestario, la contratación administrativa, el control interno y externo y la responsabilidad de los funcionarios públicos, así como los fondos públicos que custodien o administren, bajo cualquier título, los sujetos privados. |
| Matriz energética | Cuantificación de la oferta, la demanda y la transformación de cada una de las fuentes de energía utilizadas en un lugar determinado. |
| Sector energético | Sector de la economía nacional dedicado a actividades relacionadas con la producción, comercialización y consumo de energía. |
| Subsector Energía | Subdivisión del Sector Ambiente, Energía y Mares utilizada dentro del MINAE para efectos de la planificación a cargo de la SEPSE. |
| Transición energética | Proceso de transformación del sector energético global basado en combustibles fósiles a uno con cero emisiones. |

Siglas

| | |
|---------------|--|
| ARESEP | Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos |
| BID | Banco Interamericano de Desarrollo |
| BOO | Construir-poseer-operar, del inglés Build-Own-Operate |
| BOT | Construir-operar-transferir, del inglés Build-Operate-Transfer |
| CENCE | Centro Nacional de Control de Energía |
| CGR | Contraloría General de la República |
| GEI | Gases de efecto invernadero |
| GLP | Gas licuado de petróleo |
| ICE | Instituto Costarricense de Electricidad |
| MER | Mercado Eléctrico Regional |
| MINAE | Ministerio de Ambiente y Energía |
| NAMA | Acción de mitigación apropiada a nivel nacional, del inglés Nationally Appropriate Mitigation Action |
| NDC | Contribuciones determinadas a nivel nacional, del inglés Nationally Determined Contributions |
| ODS | Objetivos de desarrollo sostenible |
| RECOPE | Refinadora Costarricense de Petróleo |
| RMER | Reglamento del Mercado Eléctrico Regional |
| SEPSE | Secretaría de Planificación del Subsector Energía |

Simbología

| | |
|------------|---|
| Gg | Gigagramo, unidad de medida de masa utilizada para las emisiones de GEI (1 gigagramo = 10 ⁶ kilogramos = 1000 toneladas) |
| GWh | Gigawatt-hora, unidad medida de uso común para la energía eléctrica (1 GWh = 3,6 TJ) |
| MW | Megawatt, unidad de medida de potencia eléctrica o capacidad instalada de generación |
| TJ | Terajoule, unidad de medida para la energía (1 terajoule = 10 ¹² joules) |
| USD | Dólares de los Estados Unidos de América |

Anexo: Colaboración de las partes interesadas

| Entrevistas | |
|---|---|
| Nombre | Organización |
| Diana Rivera Soto | Asociación Costarricense de Movilidad Eléctrica (ASOMOVE) |
| Alexander Davis Barquero Juan Carlos Martínez Piva Mario Mora Quirós | Intendencia de Energía, ARESEP |
| Mónica Araya | Consultora internacional |
| Pía Carazo Ortíz | Consultora internacional |
| David J. Alfaro Obando Daniela García Sánchez Claus Kruse | Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH |
| Jorge Blanco Roldán | Especialista en sistemas de potencia |
| Alan Blanco Coto | Gobierno de la República. Comisionado Presidencial de Movilidad Eléctrica |
| Salvador López Alfaro | Centro Nacional de Control de Energía (CENCE), ICE |
| Irene Cañas Díaz | Presidencia Ejecutiva, ICE |
| Guillermo Zúñiga Chaves | Exdiputado, Exministro de Hacienda |
| Édgar Gutiérrez Espeleta | Exministro de Ambiente y Energía |
| Christiana Figueres Olsen | Exsecretaria Ejecutiva de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático |
| Károl Barboza Calvo Jorge Alberto Castro Martínez Rosaura Elizondo Cerdas Warren Ortega Rodríguez Jose Olegario Sáenz Batalla | Área de análisis para el desarrollo, MIDEPLAN |
| Patricia Campos Mesén | Dirección de Cambio Climático, MINAE |
| Randall Zúñiga Madrigal | Dirección de Energía, MINAE |
| Andrea Meza Murillo | Ministra de Ambiente y Energía, MINAE |
| Laura Lizano Ramón Arturo Molina Soto | Secretaría de Planificación del Subsector Energía (SEPSE), MINAE |
| Rolando Castro Córdoba | Viceministro de Energía, MINAE |
| Jessica Martínez Porras | Secretaría de Planificación del Sector Transporte e Infraestructura, MOPT |
| Eduardo Brenes Mata | Viceministro de Transportes y Seguridad Vial, MOPT |
| Karen Chacón Araya Leonardo Merino Trejos | Programa Estado de la Nación |
| Alejandro Muñoz Villalobos | Presidencia Ejecutiva, RECOPE |
| Jairo Quirós Tortós | Laboratorio de Investigación en Potencia y Energía (EPERLab), Universidad de Costa Rica |

**Asistentes al taller de trabajo
"Desafíos para una transición energética eficiente"**

| Nombre | Organización |
|-----------------------------|---|
| Allan Benavides Vílchez | Cámara de Empresas Distribuidoras de Energía y Telecomunicaciones (CEDET) |
| José Fulvio Sandoval | Defensoría de los Habitantes |
| Daniela García Sánchez | Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH |
| Salvador López Alfaro | Centro Nacional de Control de Energía (CENCE), ICE |
| Javier Orozco Canossa | Planificación y Desarrollo Eléctrico, ICE |
| Adrián Martínez Blanco | La Ruta del Clima |
| Ronny Rodríguez Chávez | Despacho del Viceministro de Energía, MINAE |
| Kathia Aguilar Martín | Dirección de Cambio Climático, MINAE |
| Natalia Brenes González | |
| Carolina Flores Valle | Dirección de Energía, MINAE |
| Randall Zúñiga Madrigal | |
| Diego Sojo Obando | Dirección General de Transporte y Comercialización de Combustibles, MINAE |
| Laura Lizano Ramón | Secretaría de Planificación del Subsector Energía (SEPSE), MINAE |
| Alejandra Hernández Sanchez | Ministerio de Hacienda |
| Carlos Molina Rodríguez | Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica (MIDEPLAN) |
| Fernando Rodríguez Garro | ONU Medio Ambiente |
| Karen Chacón Araya | Programa Estado de la Nación |
| Alejandro Muñoz Villalobos | Refinadora Costarricense de Petróleo (RECOPE) |



Contraloría General de la República

Sabana Sur, Mata Redonda

Apartado Postal 1179-1000

San José, Costa Rica

Tel.: (506) 2501-8000 / Fax: (506) 2501-8100

correo: contraloria.general@cgr.go.cr

<http://www.cgr.go.cr/>

*Elaborado en la Contraloría General de la República,
todos los derechos reservados. Marzo 2021.*

Publicaciones
●●●●●Cgr