

INFORME N.º DFOE-AE-IF-00008-2019

22 de julio, 2019

**INFORME DE LA AUDITORÍA
OPERATIVA COORDINADA SOBRE ENERGÍAS
RENOVABLES EN EL SECTOR ELÉCTRICO**

2019

CONTENIDO

Resumen Ejecutivo	3
Introducción	5
Origen de la Auditoría	5
Objetivo	5
Alcance	6
Criterios de Auditoría	6
Metodología aplicada	6
Generalidades acerca del objeto auditado	7
Comunicación preliminar de los resultados de la auditoría	9
Siglas	9
Resultados	10
Estrategias del estado para la optimización de la matriz eléctrica a partir de energías renovables	10
Conclusiones	22
Disposiciones	23
A MARÍA DEL PILAR GARRIDO GONZALO, EN SU CALIDAD DE COORDINADORA DE LA SECRETARÍA TÉCNICA DE LOS ODS DEL MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN NACIONAL Y POLÍTICA ECONÓMICA Y A CARLOS MANUEL RODRÍGUEZ ECHANDI, EN SU CALIDAD DE RECTOR DEL SECTOR AMBIENTE, ENERGÍA Y MARES O A QUIENES EN SU LUGAR OCUPEN LOS CARGOS	24
A CARLOS MANUEL RODRÍGUEZ ECHANDI, EN SU CALIDAD DE RECTOR DEL SECTOR AMBIENTE, ENERGÍA Y MARES, O A QUIEN EN SU LUGAR OCUPE EL CARGO	24
A IRENE CAÑAS DÍAZ EN SU CALIDAD DE PRESIDENTE EJECUTIVA DEL INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD O A QUIEN EN SU LUGAR OCUPE EL CARGO	24
A ROBERTO JIMÉNEZ GÓMEZ EN SU CALIDAD DE REGULADOR GENERAL DE LA AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS O A QUIEN EN SU LUGAR OCUPE EL CARGO	24
FIGURAS	
<u>FIGURA N.º1 SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL DE COSTA RICA Y SUS ACTORES</u>	8
<u>FIGURA N.º2 MODELO ELÉCTRICO DE COSTA RICA</u>	10
<u>FIGURA N.º3 MODIFICACIONES EN EL MARCO JURÍDICO DEL SECTOR ELÉCTRICO</u>	14

Resumen Ejecutivo

¿QUÉ EXAMINAMOS?

Esta auditoría operativa tuvo como objetivo determinar la eficacia del Estado para diseñar e implementar mecanismos que promuevan la optimización de las energías renovables en el sector eléctrico, de conformidad con los compromisos adquiridos con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) y el Acuerdo de París. Para ello, se analizó el proceso de formulación de los instrumentos de planificación y el marco jurídico, atinentes a la actividad del sector eléctrico, que contribuyen al cumplimiento de dichos compromisos. El periodo de análisis comprendió del 25 de setiembre de 2015 al 31 de diciembre de 2018.

¿POR QUÉ ES IMPORTANTE?

El Estado tiene la responsabilidad de garantizar la prestación óptima del servicio eléctrico para satisfacer la demanda al mínimo costo, haciendo el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos. Esto es relevante, pues los proyectos de generación eléctrica representan costos de inversión y operación, así como impactos sociales y ambientales, incluso en el caso de las energías renovables; por lo que es indispensable optimizar la planificación y operación de la matriz eléctrica para minimizar los impactos asociados y el costo de la electricidad.

¿QUÉ ENCONTRAMOS?

La política pública del sector eléctrico de Costa Rica presenta oportunidades de mejora en cuanto a la optimización de la generación con fuentes renovables. Este tipo de generación supera el 98% desde 2015, por lo cual los desafíos que enfrenta el sector eléctrico se relacionan con la eficiencia en el uso de los recursos (tecnológicos, financieros y humanos) para la producción de electricidad.

Así, las Contribuciones Nacionalmente Determinadas de Costa Rica, que consignan los esfuerzos para reducir emisiones de gases de efecto invernadero, conforme a los compromisos asumidos en el Acuerdo de París, establecen la aspiración de alcanzar y mantener una generación eléctrica 100% renovable al 2030, sin fundamentar esta meta en un estudio que la determinara como óptima y alcanzable.

Además, se determinó que el país no cuenta con un parámetro con el cual se compare el avance en el cumplimiento de la meta 7.2 del ODS 7, Energía asequible y no contaminante; la cual refiere a aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas.

También, el Plan Nacional de Desarrollo 2015-2018 no incluye líneas de acción tendentes a la optimización de las fuentes renovables en la matriz eléctrica. Además, el Plan Nacional de Energía 2015-2030 no cuenta con indicadores que permitan analizar los efectos que el cumplimiento de las metas planteadas tiene en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Por otro lado, las modificaciones en el ordenamiento jurídico efectuadas en diferentes momentos históricos, han causado desmejoras en el funcionamiento de la institucionalidad del sector eléctrico. Estas modificaciones incorporaron nuevas funciones y actores, que participan junto con el ICE en la generación eléctrica. No obstante, faltó prever elementos que permitieran su acople al modelo eléctrico, para que éste funcione ordenadamente, con relaciones eficientes entre actores y procesos.

Así, en 1949 la Ley n.º 449 otorgó al ICE las competencias de satisfacer la demanda eléctrica del país, desarrollar las fuentes de energía y unificar los esfuerzos en estas labores. En razón de lo anterior, el Instituto se establece como el principal actor en los procesos de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad, así como en la planificación y operación del SEN.

Posteriormente, en 1990 se emitió la Ley n.º 7200, que introdujo al modelo actores privados que participan en la generación, con lo cual se otorga al ICE la facultad de contratar la compra de energía a privados y de supervisar el estado de las plantas operadas por éstos; y a la ARESEP de efectuar la fijación tarifaria para la compra de energía a estos actores y el otorgar concesiones para la explotación de plantas eléctricas privadas.

Además, en 2003 se promulgó la Ley n.º 8345, que autorizó a las cooperativas de electrificación rural a generar electricidad en su área de concesión. También, esta ley faculta a estas cooperativas y a las empresas de servicios públicos municipales, a la venta de energía al ICE y entre ellas mismas.

Asimismo, en 2015 se emitió el Decreto Ejecutivo n.º 39220-MINAE, que dio a los consumidores en general, la posibilidad de generar energía eléctrica para su propio consumo, funcionando en paralelo con el SEN (generación distribuida). Así, las empresas distribuidoras asumen la función de almacenar en la red de distribución la energía generada por el productor-consumidor y entregársela posteriormente; así como de resguardar la confiabilidad y seguridad operativa de la red de distribución, y la continuidad y calidad del suministro eléctrico, ante la incorporación de la generación distribuida.

Como resultado de estas modificaciones, la planificación y operación del SEN, que efectúan la Dirección de Planificación y Desarrollo Eléctrico y el Centro Nacional de Control de Energía (CENCE), respectivamente, perdieron independencia, pues están a cargo del ICE bajo el mando de la misma unidad administrativa a cargo de la generación, distribución y comercialización de energía.

Además, el modelo tarifario a cargo de la ARESEP, no ha sido actualizado para adaptarse a las nuevas interrelaciones y herramientas tecnológicas utilizadas por los actores del SEN, para el control y administración del servicio de energía eléctrica. Así, no existen tarifas para la compra y venta de los servicios auxiliares necesarios para la operación confiable y con calidad de los sistemas eléctricos, como es el balance generación-demanda. Tampoco se cuenta con tarifas que incorporen apropiadamente los costos fijos y variables de uso de la red para la generación distribuida.

El aumento de la generación distribuida sin una adaptación de la estrategia de negocio de las empresas distribuidoras, ante la disminución en la venta de energía, así como del modelo tarifario, originaría que los costos de inversión, operación y mantenimiento de las redes de distribución de esas empresas, recaigan sobre los clientes que no cuentan con generación propia.

¿QUÉ SIGUE?

Se dispone a las autoridades del sector eléctrico establecer con base en un estudio técnico, el parámetro para analizar el resultado del indicador de participación de energía renovable en el consumo final de energía, de la meta 7.2 del ODS 7; elaborar un estudio que respalde la meta para el sector eléctrico contenida en las Contribuciones Nacionalmente Determinadas, como óptima y alcanzable, así como establecer su indicador y parámetro. También, elaborar los indicadores que permitan analizar los efectos en el SEN del cumplimiento de las metas del Plan Nacional de Energía, resolver acerca de la reubicación administrativa del CENCE solicitada por el Ministro Rector del Subsector Energía y desarrollar una solución integral que asegure la correcta asignación de los costos en las tarifas de uso de la red para la generación distribuida, de acuerdo con los diferentes usos y requerimientos que tienen los usuarios del servicio eléctrico.

INFORME N.º DFOE-AE-IF-00008-2019

DIVISIÓN DE FISCALIZACIÓN OPERATIVA Y EVALUATIVA ÁREA DE FISCALIZACIÓN DE SERVICIOS AMBIENTALES Y DE ENERGÍA

INFORME DE LA AUDITORÍA OPERATIVA COORDINADA SOBRE ENERGÍAS RENOVABLES EN EL SECTOR ELÉCTRICO

1. Introducción

ORIGEN DE LA AUDITORÍA

- 1.1. La auditoría se fundamenta en las competencias que le confieren a la Contraloría General de la República los artículos 183 y 184 de la Constitución Política, así como los numerales 17, 21 y 37 de su Ley Orgánica n.º 7428.
- 1.2. En el escenario mundial, ha crecido el interés por el desarrollo de una matriz eléctrica limpia con fuerte participación de fuentes renovables, con el fin de reducir la emisión de gases de efecto invernadero y la dependencia de los combustibles fósiles, como una forma de alcanzar estándares de sostenibilidad económica, social y ambiental. Costa Rica es signatario de dos acuerdos internacionales de gran relevancia en el tema: La Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible y el Acuerdo de París. Estos acuerdos permiten el esfuerzo colaborativo de los países, para que trabajen comprometidos con un objetivo común; de lo cual deriva esta auditoría coordinada con 12 países miembros de la Organización Latinoamericana y del Caribe de Entidades Fiscalizadoras Superiores.
- 1.3. Es así como, es relevante analizar si el país cuenta con políticas públicas que permitan optimizar la matriz de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, superar las barreras existentes en el sector eléctrico, y contribuir al logro de los objetivos y metas de los Objetivos de Desarrollo Sostenible y el Acuerdo de París. Lo anterior, impacta la calidad de vida de los ciudadanos, en la medida en que el abastecimiento de energía eléctrica sea confiable, de calidad y a precios accesibles.

OBJETIVO

- 1.4. Determinar la eficacia del Estado para diseñar e implementar mecanismos que promuevan la optimización de las energías renovables en el sector eléctrico, de conformidad con los compromisos adquiridos con los Objetivos de Desarrollo Sostenible y el Acuerdo de París.

ALCANCE

- 1.5. La auditoría consideró los instrumentos de planificación y el marco jurídico, atinentes a la actividad del sector eléctrico, que contribuyen al cumplimiento de los compromisos asumidos por Costa Rica con los Objetivos de Desarrollo Sostenible y el Acuerdo de París. El periodo de análisis comprendió del 25 de setiembre de 2015 al 31 de diciembre de 2018.

CRITERIOS DE AUDITORÍA

- 1.6. Los criterios de auditoría fueron presentados el 13 de febrero de 2019 en las instalaciones del Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE), a Rolando Castro Córdoba, Viceministro de Energía; Laura Lizano Ramón, Directora de la Secretaría de Planificación del Subsector Energía (SEPSE); Arturo Molina Soto, Asesor técnico de la SEPSE; Randall Zúñiga Madrigal, Director de Energía, y Carolina Flores Valle, Ingeniera de la Dirección de Energía. Posteriormente, los criterios se comunicaron mediante oficio n.º DFOE-AE-0083 del 7 de marzo de 2019, dirigido al Viceministro de Energía.
- 1.7. Asimismo, en reunión efectuada el 22 de febrero de 2019 en las oficinas del Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica (MIDEPLAN), se presentaron los criterios de auditoría a Adrián Moreira Muñoz, Asesor de Despacho y Carlos von Marschall Murillo, Jefe de Análisis Prospectivo y Política Pública. Luego, los criterios se comunicaron al Viceministro de Planificación, Daniel Soto Castro, mediante oficio n.º DFOE-AE-0084 del 7 de marzo de 2019.
- 1.8. Finalmente, en reunión del 25 de febrero de 2019 en las instalaciones del Centro Nacional de Control de Energía (CENCE) del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), se presentaron los criterios de auditoría a Salvador López Alfaro, Director del CENCE, y Javier Orozco Canossa, Director de Planificación y Desarrollo Eléctrico. Además, los criterios fueron comunicados mediante oficio n.º DFOE-AE-0086 del 7 de marzo de 2019, dirigido a Marco Acuña Mora, Director Corporativo de Electricidad del ICE.

METODOLOGÍA APLICADA

- 1.9. La auditoría se ejecutó de conformidad con las Normas Generales de Auditoría para el Sector Público, el Manual General de Fiscalización Integral de la Contraloría General de la República, y el Procedimiento de Auditoría Operativa establecido por la División de Fiscalización Operativa y Evaluativa.
- 1.10. El desarrollo de la auditoría coordinada incluyó un taller de capacitación y planificación con los países participantes, en setiembre de 2018. Durante el evento, se definió el enfoque de la auditoría y se confeccionó la matriz de planificación, mediante un trabajo conjunto, como guía para los equipos durante la ejecución de la auditoría.
- 1.11. Se desarrollaron indicadores de eficacia, relacionados con las políticas públicas que direccionan al sector eléctrico a la optimización de la matriz eléctrica a partir de fuentes renovables, utilizando como referencia el documento denominado Referencial para la Evaluación de Gobernanza en Políticas Públicas, del Tribunal de Cuentas de la Unión, entidad de fiscalización superior de Brasil. Este documento compila buenas prácticas de organismos internacionales, entidades de fiscalización superior y diferentes autores; y refiere a ocho componentes para la

evaluación: institucionalización, planes y objetivos, participación, capacidad organizacional y recursos, coordinación y coherencia, monitoreo y evaluación, gestión de riesgos, y transparencia y rendición de cuentas.

- 1.12. Además, se utilizó el método SMART¹, que detalla un conjunto de atributos para cada variable que conforma el acrónimo, a saber: específico, medible, alcanzable, relevante y oportuno. Estas variables permiten definir de manera efectiva las políticas públicas. Asimismo, se consultó documentación generada por el Consejo Mundial de Energía y la Agencia Internacional de Energías Renovables.
- 1.13. También, se efectuaron entrevistas a los actores relacionados con el tema de la auditoría, a saber: MINAE, MIDEPLAN, ICE y Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP). Además, fue aplicado un formulario en línea a las empresas de servicios públicos municipales y cooperativas de electrificación rural.

GENERALIDADES ACERCA DEL OBJETO AUDITADO

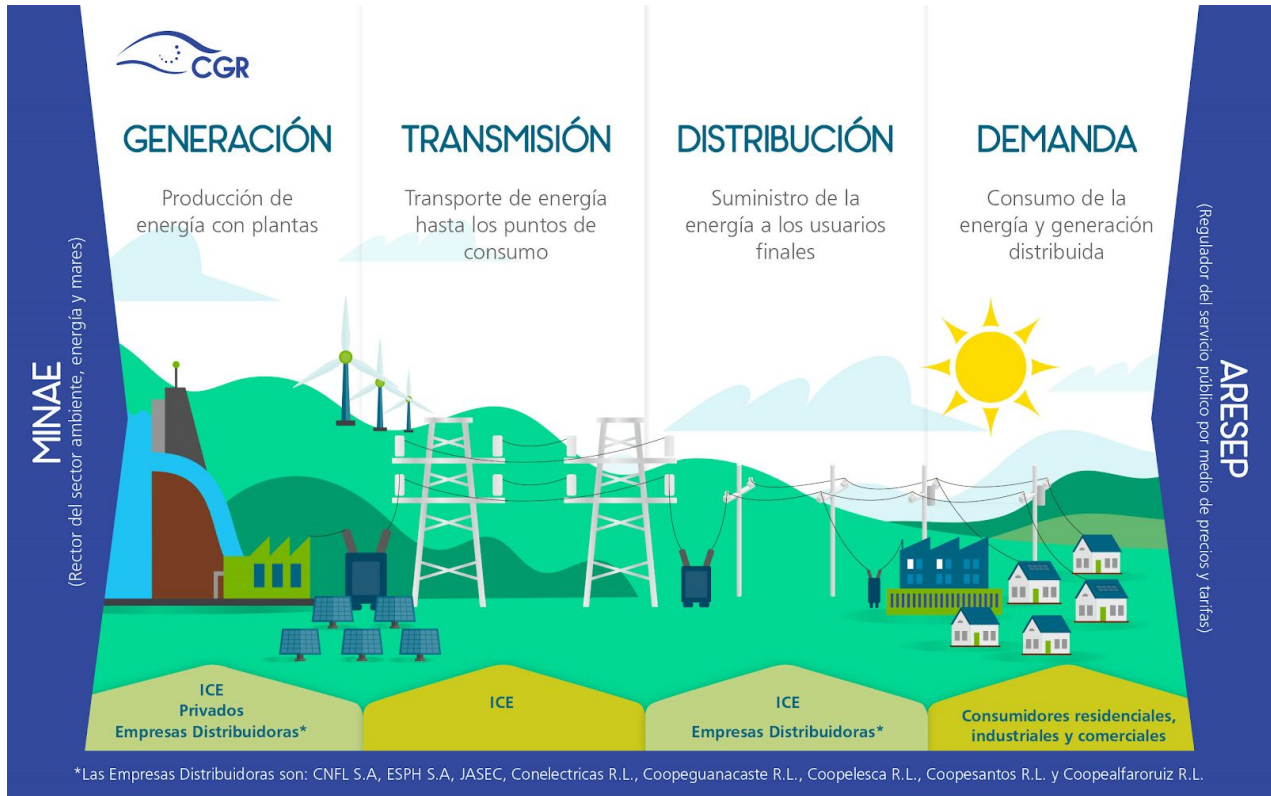
- 1.14. Costa Rica es uno de los estados miembros de la Organización de Naciones Unidas (ONU) que adoptaron la Agenda 2030 en 2015, la cual contiene 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) y 169 metas que deben ser alcanzadas en 2030. El principal ODS vinculado con la temática de energías renovables es el 7, el cual refiere a garantizar el acceso a energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos.
- 1.15. Asimismo, el país ratificó el Acuerdo de París mediante la Ley n.º 9405 del 6 de octubre de 2016, como un instrumento para reforzar la respuesta mundial a la amenaza del cambio climático, en el contexto del desarrollo sostenible. Este acuerdo plantea que cada uno de los países signatarios debe establecer sus Contribuciones Nacionalmente Determinadas, las cuales son acciones a implementar por cada país para la reducción de las emisiones de CO₂. En Costa Rica, estas acciones están separadas en mitigación y adaptación al cambio climático.
- 1.16. Es así como, en el tema de energía, los compromisos asumidos por el país en estos acuerdos internacionales, incentivan la generación eléctrica con fuentes renovables, como una herramienta para lograr el desarrollo económico, social y ambiental.
- 1.17. El servicio eléctrico del país se presta por medio del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), que es un sistema de potencia compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas de generación, la red de transmisión, las redes de distribución y las cargas eléctricas de los usuarios². Por consiguiente, para el funcionamiento apropiado del SEN, los actores involucrados en cada una de sus etapas deben cumplir con las funciones delegadas por el ordenamiento jurídico. Los actores y etapas del SEN se ilustran en la Figura n.º 1.

¹ Por sus siglas en inglés: *Specific, Measurable, Achievable, Relevant, Timely*.

² Artículo 3 de la Norma Técnica: Planeación, Operación y Acceso al Sistema Eléctrico Nacional (AR-NT-POASEN)

Figura n.º 1

Sistema Eléctrico Nacional de Costa Rica y sus actores



Fuente: Elaboración propia.

- 1.18. La capacidad instalada en el SEN a diciembre de 2018 fue de 3.617 MW. De ésta, un 84,19% corresponde a fuentes renovables y un 15,81% a plantas térmicas. Asimismo, la producción bruta de energía renovable en 2018 alcanzó un 98,60% del total de energía generada. Así, la generación renovable por tipo de fuente correspondió en un 73,47% a hidroeléctrica, un 15,84% a eólica, un 8,53% a geotérmica, un 0,68% a bagazo y un 0,09% a solar³. Por otra parte, el índice de cobertura eléctrica nacional, con datos estimados a julio de 2017, es de 99,39%⁴.
- 1.19. En este contexto, le corresponde al ICE garantizar el abastecimiento de la demanda nacional de energía eléctrica, manteniendo altos estándares de calidad, confiabilidad y seguridad operativa. Al mismo tiempo, es el principal actor del sector eléctrico, participando en la generación, transmisión y distribución de electricidad. Además, se encarga de la planificación de la expansión de la generación y la transmisión del SEN, a través de la Dirección de Planificación y Desarrollo Eléctrico; así como de su operación, a través del CENCE, entidad que también coordina y ejecuta el trasiego de energía a nivel regional.

³ Datos tomados del Informe Anual 2018 Generación y Demanda, del CENCE.

⁴ Dato tomado del Informe Índice de Cobertura Eléctrica 2017, de la Dirección de Planificación y Desarrollo Eléctrico del ICE.

COMUNICACIÓN PRELIMINAR DE LOS RESULTADOS DE LA AUDITORÍA

- 1.20. En reunión del 29 de mayo de 2019 en la Contraloría General, se presentaron los resultados de la auditoría a los siguientes funcionarios del ICE: Oky Segura Elizondo, Asesora de la Presidencia Ejecutiva, Salvador López Alfaro, Director del CENCE, Javier Orozco Canossa, Director de Planificación y Desarrollo Eléctrico, y Sofía Machuca Flores, Auditora Interna. También estuvo presente Arturo Molina Soto, Asesor técnico de la SEPSE- MINAE; así como Adrián Moreira Muñoz, Asesor Ministerial, y José Alberto Rodríguez Álvarez, funcionario de la Auditoría Interna, ambos de MIDEPLAN.
- 1.21. El borrador del informe de la auditoría se remitió a la Administración de ARESEP, MINAE, MIDEPLAN e ICE, mediante los oficios n.ºs 9364 (DFOE-AE-0297), 9367 (DFOE-AE-0298), 9369 (DFOE-AE-0299) y 9370 (DFOE-AE-0300), respectivamente, del 1° de julio de 2019. Al respecto, se recibieron observaciones al borrador del informe mediante los oficios n.ºs OF-0556-RG-2019 de la ARESEP y DVME-068-2019 del MINAE, ambos del 8 de julio de 2019. Estas observaciones fueron valoradas y aquellas que procedían, fueron de recibo de la Contraloría General y se ajustó lo pertinente en el contenido de este informe.

SIGLAS

- 1.22. A continuación, se presentan las principales siglas referenciadas en este documento:

SIGLA	Significado
ARESEP	Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos
CENCE	Centro Nacional de Control de Energía
CO2	Dióxido de Carbono
ESPH, S.A.	Empresa de Servicios Públicos de Heredia, S.A.
ICE	Instituto Costarricense de Electricidad
JASEC	Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago
MIDEPLAN	Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica
MINAE	Ministerio de Ambiente y Energía
MW	Megawatts
ODS	Objetivos de Desarrollo Sostenible
ONU	Organización de Naciones Unidas
RMER	Reglamento del Mercado Eléctrico Regional
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SEPSE	Secretaría de Planificación del Subsector Energía

2. Resultados

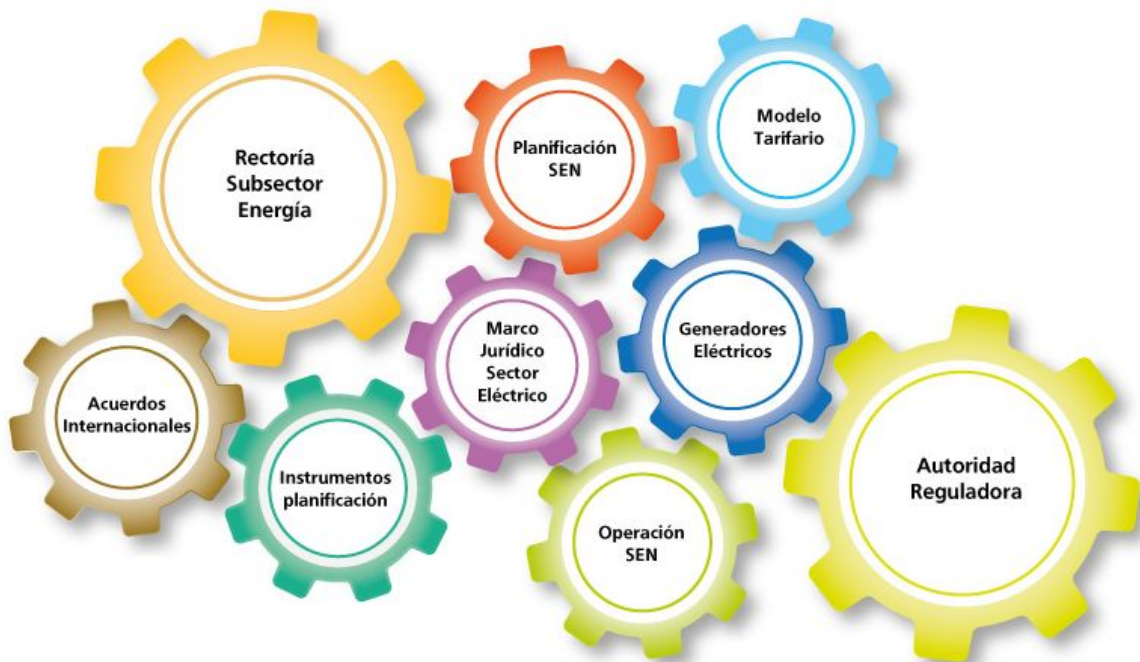
ESTRATEGIAS DEL ESTADO PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA MATRIZ ELÉCTRICA A PARTIR DE ENERGÍAS RENOVABLES

La política pública del sector eléctrico presenta oportunidades de mejora en cuanto a la optimización de las energías renovables en el sector eléctrico

- 2.1. Los instrumentos de planificación y el marco jurídico que consignan la política pública de Costa Rica para el sector eléctrico, presentan oportunidades de mejora en cuanto a la optimización de la generación con fuentes renovables. En el contexto nacional, donde la generación renovable supera el 98% desde 2015⁵, los desafíos que enfrenta el sector eléctrico se relacionan con la eficiencia en el uso de los recursos (tecnológicos, financieros y humanos) disponibles para atender la demanda de electricidad.
- 2.2. Sumado a ello, las modificaciones en el marco jurídico han afectado el funcionamiento del sector eléctrico, pues faltó prever elementos que permitieran su acople al modelo eléctrico. Al mismo tiempo, el modelo tarifario no ha sido actualizado para regular de manera congruente esos cambios. Los elementos que conforman el modelo eléctrico se detallan en la Figura n.º 2.

Figura n.º 2

Modelo eléctrico de Costa Rica



Fuente: Elaboración propia.

⁵ Informe Anual Generación y Demanda, CENCE, 2015, 2016, 2017 y 2018.



- 2.3. La planificación del sector eléctrico considera los compromisos internacionales asumidos por el país en el marco de las Naciones Unidas⁶. Así, el tema de energías renovables se trata en la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible, aprobada por la Asamblea General de las Naciones Unidas en setiembre de 2015, en el Objetivo de Desarrollo Sostenible (ODS) 7, Energía asequible y no contaminante, meta 7.2 relativa a aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas. También, el tema es afín al Acuerdo de París, adoptado en diciembre de 2015, con el objetivo de reforzar la respuesta mundial a la amenaza del cambio climático.
- 2.4. Al respecto, se determinó que no existe un parámetro para el indicador de la citada meta 7.2, relativo a la proporción de la energía renovable en el consumo final total de energía (razón entre el consumo de energía de todas las fuentes renovables y el consumo final total de energía), que permita determinar el avance en su cumplimiento. Así, la ficha técnica del indicador denominada Información marco global del indicador⁷, no muestra evidencia de tal elemento.
- 2.5. En ese sentido, el apartado de seguimiento y examen de la Agenda 2030 indica que un marco de seguimiento y examen sólido, voluntario, eficaz, participativo, transparente e integrado, contribuirá de manera vital a la implementación de la Agenda. También, que dicho marco ayudará a los países a maximizar y vigilar el progreso para asegurar que nadie se quede atrás.
- 2.6. Además, las Contribuciones Nacionalmente Determinadas, mediante las cuales Costa Rica debe comunicar los esfuerzos a nivel nacional para alcanzar el propósito del Acuerdo de París (artículo 3), plantean como meta aspiracional alcanzar y mantener una generación eléctrica 100% renovable al 2030. No obstante, esa meta no se sustenta en un estudio que la determine como óptima y alcanzable, y no tiene un indicador con posibilidad de medición ni parámetros para evaluar la efectividad de su cumplimiento.
- 2.7. Al respecto, la Dirección de Cambio Climático y la Secretaría de Planificación del Subsector Energía (SEPSE), ambas direcciones del MINAE, indicaron que alcanzar y mantener una generación eléctrica 100% renovable al 2030 es una aspiración por la cual el país podría alcanzar el compromiso asumido, relativo a la reducción de gases de efecto invernadero. Además, esas direcciones señalan que la conveniencia y razonabilidad de esa aspiración debe ser sustentada en el Plan Nacional de Energía con estudios y evaluaciones, considerando el costo de reducción de emisiones de esa alternativa en comparación con otras posibles. Sin embargo, el Órgano Contralor no encontró evidencia de que existan esos estudios.
- 2.8. En este sentido, la Guía para la elaboración de políticas públicas del MIDEPLAN, señala que la planificación es “un proceso anticipado de una actividad, de acuerdo con un análisis entre fines u objetivos que se quieren alcanzar y los medios o recursos de los que se dispone para

⁶ De acuerdo con el principio de jerarquía normativa del artículo 6.º de la Ley General de la Administración Pública n.º 6227, los tratados internacionales ocupan el segundo lugar en el orden de aplicabilidad, después de la Constitución Política y antes de las leyes y decretos.

⁷ Ficha técnica, página web del Instituto Nacional de Estadística y Censos (INEC), trabajo conjunto entre el INEC y la Secretaría Técnica de los ODS del MIDEPLAN.

implementarla, la cual supone prever el futuro, dejando de lado la improvisación o las ideas parciales, para actuar de una manera ordenada y significativa, ejecutando acciones para alcanzar el propósito”.

- 2.9. En este contexto, el artículo 8 del Reglamento General del Sistema Nacional de Planificación (Decreto Ejecutivo n.º 37735-PLAN) jerarquiza los instrumentos de planificación nacional en el siguiente orden: Plan Estratégico Nacional, Plan Nacional de Desarrollo, Plan Nacional de Inversión Pública, Planes Regionales de Desarrollo, Planes Nacionales Sectoriales, Planes Estratégicos Institucionales, Planes Operativos Institucionales, y otros planes, políticas, programas y proyectos.
- 2.10. El Plan Nacional de Desarrollo 2015-2018, como marco orientador de políticas del Gobierno para ese periodo, establece para el Subsector Energía que es deseable suplir la demanda de energía eléctrica con predominio de fuentes renovables y al menor costo. Sin embargo, no incluye líneas de acción tendentes a la optimización de las fuentes renovables en la matriz eléctrica, considerando que en el país se ha generado más del 98% de la electricidad a partir de fuentes renovables desde 2015.
- 2.11. Además, el citado plan no especifica el beneficio esperado para el SEN, de cumplir las metas que contiene sobre: el porcentaje de producción de energía eléctrica renovable, los megawatts de capacidad instalada renovable y la cantidad de sistemas fotovoltaicos instalados.
- 2.12. Al respecto, las buenas prácticas⁸ señalan que la definición de los resultados de las políticas públicas debe efectuarse con una visión a largo plazo, considerando la situación nacional e internacional. Asimismo, que deben alinearse insumos, actividades, productos, efectos e impactos, en función de los problemas por resolver y las causas identificadas en la formulación de la política.
- 2.13. A su vez, el Plan Nacional de Desarrollo 2015-2018, en el inciso 1.1 Marco normativo, señala que “el Poder Ejecutivo debe ordenar las actividades de los entes que conforman la administración pública, imponiéndoles las metas y los medios para realizarlas, con el objetivo de lograr la unidad e integralidad de visión y acción de todos ellos”, de acuerdo con el artículo 99 de la Ley General de la Administración Pública n.º 6227.
- 2.14. Por su parte, el Plan Nacional de Desarrollo y de Inversión Pública del Bicentenario 2019-2022, tampoco incluye líneas de acción que dirijan hacia la optimización de las fuentes renovables en la matriz eléctrica. Dicho plan contiene dos metas vinculadas al sector eléctrico, que refieren al número de centros adicionales de recarga rápida de vehículos eléctricos, instalados y operando por las distribuidoras, y al número de medidores inteligentes instalados. Sin embargo, no especifica en qué medida cumplir con esas metas contribuirá con la optimización del SEN.
- 2.15. Además, las metas planteadas en el VII Plan Nacional de Energía 2015-2030 (Decreto Ejecutivo n.º 39219-MINAE) no cuentan con indicadores que permitan medir sus resultados; lo cual implica la dificultad de analizar los efectos del cumplimiento de las metas en el SEN. Esto es relevante, pues el Plan Nacional de Energía es el instrumento de política pública sectorial que orienta y rige las acciones de corto, mediano y largo plazo del Subsector Energía y su institucionalidad.



⁸ Referencial para evaluación de gobernanza en políticas públicas. Tribunal de Cuentas de la Unión. Brasilia: TCU, 2014.

- 2.16. El seguimiento a ese VII Plan Nacional de Energía se da mediante la Matriz de Planificación de Seguimiento, creada por la SEPSE y el Comité Técnico Subsectorial de Energía, mediante la cual las instituciones reportan semestralmente el resultado del avance de las metas, y éste se compara con la programación, para determinar si la meta está en la categoría de: finalizada, avance satisfactorio, necesidad de mejorar, atraso crítico o no iniciada. Luego, se genera un informe de avance semestral, el cual es revisado y validado por el citado Comité Técnico, y se entrega al Consejo Subsectorial de Energía.
- 2.17. Al respecto, las buenas prácticas⁹ señalan que el seguimiento de la política pública es un proceso conducido antes, durante y después de la implementación de la política, donde se efectúa un juicio sobre su valor, considerando, entre otros: la eficacia en el logro de los objetivos y metas esperados, el impacto y la sostenibilidad de la intervención.
- 2.18. Además, la Guía para la elaboración de políticas públicas del MIDEPLAN, señala que la estrategia para lograr la visión de desarrollo del país, se construye en virtud de una cadena de resultados, al identificar los impactos, efectos y productos esperados para la generación de valor público en la sociedad. Por tanto, en la construcción de las políticas públicas se debe considerar los momentos y mecanismos específicos de seguimiento y evaluación, enfocándose tanto en los impactos como en los resultados.
- 2.19. Por otra parte, se determinó que las modificaciones en el marco jurídico efectuadas en diferentes momentos históricos, han causado desmejoras el funcionamiento de la institucionalidad del sector eléctrico. Estas modificaciones incorporaron nuevas funciones y actores que participan junto con el ICE en la atención de la demanda eléctrica, pero no previeron elementos que permitieran su acople al modelo eléctrico, para que funcione ordenadamente y con relaciones eficientes entre actores y procesos. Los principales cambios ocurridos en el marco jurídico del sector eléctrico se resumen en la Figura n.º 3.



⁹ Referencial para evaluación de gobernanza en políticas públicas. Tribunal de Cuentas de la Unión. Brasilia: TCU, 2014.

Figura n.º 3

Modificaciones en el marco jurídico del sector eléctrico



Fuente: Elaboración propia.

- 2.20. En este sentido, en 1949 la Ley n.º 449 crea el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), al que encomienda el desarrollo racional de las fuentes de energía de la Nación, especialmente las hidráulicas, con el fin de fortalecer la economía nacional y promover el mayor bienestar del país. En ese contexto, asigna al ICE las competencias de satisfacer la demanda de energía eléctrica, construyendo nuevas plantas hidroeléctricas y redes de distribución, y de unificar los esfuerzos separados que se hacían para satisfacer dicha demanda. Como resultado, el ICE se establece como el principal actor del sector eléctrico en la generación, transmisión y distribución; y además se encarga de la planificación y la operación del SEN.
- 2.21. Posteriormente, se faculta legalmente a las empresas de servicios públicos municipales para prestar el servicio de suministro de energía eléctrica en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización. Así, en 1964 la Ley n.º 3300 crea la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago (JASEC), y en 1976 la Ley n.º 5889 crea la Empresa de Servicios Públicos de Heredia, S.A. (ESPH, S.A.), ley que fue derogada en 1998 por la Ley de Transformación de la Empresa de Servicios Públicos de Heredia n.º 7789.
- 2.22. De igual forma, en la década de los sesenta, se constituyen las Cooperativas de Electrificación Rural, como asociaciones de derecho privado, debido a la necesidad de electrificar las zonas rurales y así incentivar su desarrollo económico y social. Inicialmente, estas cooperativas prestaban únicamente el servicio de distribución de electricidad.
- 2.23. Luego, en 1990 se promulgó la Ley n.º 7200, que introdujo al modelo actores privados que participan en la generación; y le otorgó al ICE la facultad de contratar la compra de energía a privados, y de supervisar el estado de las plantas operadas por éstos. Como resultado, la ARESEP debe efectuar la fijación tarifaria para la compra de energía a esos nuevos generadores, así como el otorgamiento de concesiones para la explotación de plantas eléctricas privadas.

- 2.24. Además, en 2003 la Ley n.º 8345 autorizó a las cooperativas de electrificación rural a generar electricidad para su área de concesión. También, esta ley facultó a dichas cooperativas y a las empresas de servicios públicos municipales¹⁰, a la venta de energía al ICE y entre ellas mismas. Asimismo, mediante el artículo 5, le concedió al ICE la competencia de emitir disposiciones reglamentarias en materia de calidad y seguridad, con respecto a la operación integrada de estos actores; pero no considera lo relativo a la eficiencia.
- 2.25. La citada ley tampoco estipula un mecanismo coercitivo, que faculte al ente planificador a ejercer control sobre las cooperativas de electrificación rural y las empresas de servicios públicos municipales, en materia de planificación y expansión de la matriz eléctrica a nivel nacional; de forma tal que sea posible para dicho ente planificador analizar la conveniencia del ingreso de proyectos de generación al SEN, buscando el menor costo para el país.
- 2.26. Más adelante, en 2015 el Decreto Ejecutivo n.º 39220-MINAE reguló la generación distribuida para autoconsumo, que es la posibilidad para los consumidores en general, de generar energía eléctrica para su propio consumo, funcionando en paralelo con la red de distribución.
- 2.27. Como resultado de la incorporación de este tipo de generación, las empresas distribuidoras asumen la función de almacenar en la red de distribución la energía generada y no consumida por el productor-consumidor, y entregársela de forma diferida; además, de resguardar la confiabilidad y seguridad operativa de la red de distribución, así como la continuidad y calidad del suministro eléctrico. También, se asigna a la ARESEP la función de establecer tarifas de interconexión, acceso, cargos por potencia, actividades de gestión administrativa y técnica y cualquier otro cargo aplicable a la actividad regulada asociada a la generación distribuida.
- 2.28. Asimismo, el inciso b) del artículo 12 del citado decreto, establece que las empresas distribuidoras deben observar los aspectos técnicos y económicos de la actividad de generación distribuida, con el fin de estudiar los resultados. Sin embargo, no se indica el mecanismo que permita a las empresas distribuidoras y al Rector del Subsector Energía, monitorear los efectos técnicos y económicos que el crecimiento de la generación distribuida ocasione en las empresas distribuidoras, a efecto de que se tomen decisiones oportunas en procura de cumplir con el principio de prestación del servicio de forma solidaria.
- 2.29. Como resultado de estas modificaciones en el ordenamiento jurídico detalladas anteriormente, actualmente el ICE y otros actores públicos y privados participan en la generación, distribución y comercialización de la energía eléctrica. Sin embargo, el ICE también efectúa funciones que afectan a todos los actores del SEN, como es la planificación de la expansión del sistema eléctrico, en la cual define la secuencia de todos los proyectos de generación que serán incorporados al SEN, a cargo de la Dirección Planificación y Desarrollo Eléctrico. Además, mediante el CENCE efectúa la operación del sistema y del mercado; es decir, dirige y coordina el despacho eléctrico y mantiene la seguridad operativa en el SEN para satisfacer la demanda eléctrica del país, y coordina y ejecuta el trasiego de energía a nivel regional.

¹⁰ Las empresas que operan bajo esta ley son: Coopealfaroruiz R.L., Coopeguanacaste R.L., Coopelesca R.L., Coopesantos R.L., Coneléctricas R.L., Empresa de Servicios Públicos de Heredia, S.A. y Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago.

- 2.30. Así, la forma en que el modelo eléctrico plantea la planificación y operación del SEN, resta independencia a estas funciones, pues son asumidas por dos unidades administrativas del ICE que pertenecen a la Dirección Corporativa de Electricidad; y ésta última también tiene a cargo la generación, distribución y comercialización de la energía eléctrica del Instituto.
- 2.31. Al respecto, el Ministro de Ambiente y Energía, Rector del Subsector Energía, solicitó a la Presidencia Ejecutiva del ICE (oficio n.º DM-0823-2018 del 28 de noviembre de 2018) implementar un plan de acción que proponga una nueva ubicación administrativa para el CENCE. El Rector atribuye 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.
- 2.32. El Rector indicó que el CENCE es una organización clave, cuyo desempeño, autonomía e imparcialidad inciden directamente en que el SEN logre operar con mayor eficiencia económica y técnica, al interactuar de forma objetiva con los productores y consumidores de energía; pero que actualmente tiene el inconveniente de pertenecer a la Dirección Corporativa de Electricidad, que también es responsable de otras direcciones del sistema eléctrico del ICE. Así, el MINAE propuso que el Instituto reubique al CENCE fuera de dicha Dirección, para luego avanzar hasta convertirlo en un organismo público de descentralización máxima.
- 2.33. La Presidencia Ejecutiva del ICE indicó en respuesta al Ministro Rector (oficio n.º 0060-011-2018 del 9 de enero de 2019) que está valorando técnicamente, en coordinación con el CENCE, la ubicación más adecuada para esa unidad dentro de la organización. Esto, para que opere bajo los principios de transparencia, imparcialidad e independencia.
- 2.34. También, el CENCE incluyó el tema de su ubicación jerárquica como parte de su Plan Empresarial 2018-2022 en el Objetivo Estratégico 1, a saber: “Lograr el reconocimiento de la jerarquía del CENCE establecida en el RMER (Reglamento del Mercado Eléctrico Regional) y la reglamentación nacional, como OS/OM (Operador del Sistema/Operador del Mercado)¹¹ de Costa Rica de acuerdo con los principios de transparencia, imparcialidad e independencia”.
- 2.35. Por otro lado, el informe de la Contraloría General n.º DFOE-AE-IF-15-2016 refiere a la ausencia de un análisis de conveniencia y oportunidad de todos los proyectos de generación que conforman el Plan de Expansión de la Generación, que elabora la Dirección de Planificación y Desarrollo Eléctrico del ICE. Esto, por cuanto no se analizan las características técnicas y económicas de los proyectos de las cooperativas de electrificación rural ni de las empresas de



¹¹ 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”.

servicios públicos municipales; lo cual dificulta garantizar la satisfacción de la demanda al mínimo costo.

- 2.36. Lo anterior es relevante, toda vez que la planificación del SEN se debe regir por criterios de calidad, confiabilidad y seguridad operativa, que orienten la conformación de una matriz de energía eléctrica diversificada, capaz de satisfacer la demanda al mínimo costo. Esto, de conformidad con los artículos: 2 de la Ley de creación del ICE, n.º 449; 8 del Reglamento sectorial de servicios eléctricos, 20 y 22 de la norma AR-NT-POASEN de la ARESEP; así como el Decreto Ejecutivo n.º 29847-MP-MINAE-MEIC y el apartado 5 del Informe Ejecutivo del Plan de Expansión de la Generación Eléctrica 2018-2034.
- 2.37. Como resultado de lo dispuesto por el Órgano Contralor en dicho informe, el MINAE efectuó un estudio legal en el que determinó cuatro herramientas con las que cuenta para asegurar que los proyectos de generación eléctrica propuestos por el ICE y las demás empresas distribuidoras, se sometan a un análisis de rentabilidad, calidad, disponibilidad, firmeza y precio. Lo anterior, de forma que se garantice la cartera óptima de proyectos y el desarrollo de aquellos técnica y económicamente eficientes para el SEN.
- 2.38. Primero, mediante los criterios de equidad social, sostenibilidad ambiental, conservación de energía y eficiencia económica se deben incorporar en el Plan Nacional de Desarrollo para que sean considerados por la ARESEP en la fijación de tarifas del servicio eléctrico¹². Segundo, incorporando criterios de eficiencia e indicadores en el Plan Nacional de Energía, a cumplir por las empresas distribuidoras¹³. Tercero, utilizando una directriz para dar la orientación al sector eléctrico. Cuarto, mediante ajustes normativos o reglamentarios en temas como la justificación de nueva capacidad en relación con la demanda, y el concepto de optimización de un sistema eléctrico empresarial frente a uno nacional. De esta forma, el MINAE definió acciones de corto plazo relacionadas con las herramientas de cita.
- 2.39. Por su parte, las empresas distribuidoras consideran que en la práctica no existe una planificación centralizada del SEN, pues el ICE se ha enfocado en el desarrollo de sus propios proyectos, sin tomar en cuenta los objetivos de planificación de las demás empresas, que de acuerdo con la Ley n.º 8345 tienen potestad de generar energía. Así, estiman que un plan de expansión de la generación para todo el SEN debe considerar la participación activa de todas las empresas distribuidoras. Además, estas empresas consideran que para optimizar la matriz eléctrica a partir de fuentes renovables, es necesario independizar al CENCE para que no esté sujeto al ICE, así como efectuar la planificación de la generación fuera de ese Instituto.
- 2.40. En cuanto a la participación activa de estos actores, el artículo 20 de la norma técnica AR-NT-POASEN de la ARESEP, establece que el ICE debe efectuar la planificación de la expansión del SEN “bajo un contexto de coordinación con el Operador del Sistema y las empresas distribuidoras con horizontes a corto, mediano y largo plazo (1, 5 y 10 años respectivamente), mediante planes de expansión flexibles que se adapten a los cambios que determinen las condiciones técnicas, económicas, financieras y ambientales”.

¹² Conforme al artículo 31 de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos n.º 7593, del 5 de setiembre de 1996.

¹³ Según el artículo 4 de la Ley de Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional n.º 8345, del 25 de marzo de 2003.

- 2.41. Las buenas prácticas¹⁴ señalan tres enfoques para la planificación de un sistema eléctrico, que han demostrado ser exitosos a nivel mundial. En el primero, la entidad de planificación es la misma responsable de implementar el plan, lo cual es conveniente cuando ésta es una empresa eléctrica verticalmente integrada, dueña de los sistemas de generación, transmisión y distribución, y que vende electricidad directamente a los consumidores. Si la empresa tiene fines de lucro, un ente del gobierno supervisa el proceso para asegurar que el plan cumpla con las necesidades del usuario al mínimo costo, y no sólo maximice las ganancias. El segundo se da cuando existe una única empresa eléctrica propiedad del Estado que provee electricidad a toda la nación, y en este caso es común que un ministerio del gobierno ejerza como la entidad de planificación.
- 2.42. En el tercer enfoque, la entidad encargada de la planificación es una organización dedicada exclusivamente a esa tarea, lo cual ha demostrado ser exitoso en regiones donde coexisten varias empresas que brindan el servicio eléctrico en áreas determinadas, e implementan un mismo plan para toda la región.
- 2.43. Así, los dos primeros enfoques se asocian con la antigua condición del SEN, donde el ICE era la principal empresa verticalmente integrada, encargada de la satisfacción de la demanda eléctrica; en tanto que el enfoque de un ente planificador independiente se asocia con la actual situación del SEN, en la cual múltiples empresas eléctricas participan en las etapas de generación, distribución y comercialización de la energía.
- 2.44. Por otro lado, el modelo tarifario no ha sido actualizado en congruencia con los cambios en el marco jurídico y la institucionalidad del sector eléctrico. Es así como, no existen tarifas para la compra y venta de los servicios auxiliares requeridos por los generadores para la operación confiable y con calidad de los sistemas eléctricos, como por ejemplo el balance generación-demanda (regulación de frecuencia¹⁵). Actualmente, el CENCE provee los servicios auxiliares, mediante las plantas del ICE.
- 2.45. Al respecto, la norma técnica AR-NT-POASEN de la ARESEP establece en su artículo 41 los servicios auxiliares que una empresa generadora debe proveer, a requerimiento del operador del sistema, bajo las condiciones que establezca y apruebe la ARESEP. Asimismo, indica este artículo que “Los precios y tarifas por la prestación de estos servicios serán fijados por la Autoridad Reguladora conforme a la Ley 7593”. Por ello, la ARESEP tiene la responsabilidad de regular los servicios auxiliares.
- 2.46. El principal recurso empleado por el CENCE para la regulación de frecuencia (mantener el equilibrio entre generación y demanda), son las reservas de regulación¹⁶ de las plantas hidroeléctricas del ICE, cuyos embalses así lo permiten. Las demás empresas distribuidoras que tienen generación propia hacen uso de este servicio auxiliar, pero al no existir una tarifa diferenciada para su pago, su costo se carga a la tarifa con que esas empresas y otras que no



¹⁴ *Insights on Planning for Power System Regulators*, Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA, por sus siglas en inglés), 2018.

¹⁵ Existen muchos servicios auxiliares, pero se puede destacar tres: regulación de frecuencia (balance entre la generación y la demanda), regulación de tensión y arranque en negro.

¹⁶ Capacidad disponible del generador para ser utilizada inmediata y automáticamente para subir o bajar la potencia.

tienen plantas propias, le compran energía al ICE. Esto genera una distorsión en el precio, pues la energía y regulación de frecuencia son servicios diferentes.

- 2.47. El tema de servicios auxiliares fue también tratado en el informe n.º DFOE-AE-IF-15-2016 de la Contraloría General de la República, en el cual se dispuso al Regulador General de la ARESEP resolver acerca de la metodología tarifaria que permita cobrar a cada empresa distribuidora los servicios auxiliares que utiliza. Para cumplir la disposición, la ARESEP efectuó un proceso con participación de algunos actores del sector eléctrico, y cuenta con una versión avanzada del borrador de la Normativa Técnica de Servicios Auxiliares. Está pendiente la aprobación e implementación de esa normativa; así como la elaboración, aprobación e implementación de la metodología tarifaria, lo cual la ARESEP estima concluir en el tercer trimestre de 2020¹⁷.
- 2.48. De igual forma, no existen tarifas que reflejen apropiadamente los costos fijos y variables relativos al uso de las redes de distribución que hacen los abonados que cuentan con generación distribuida para autoconsumo conectada a dichas redes. Estos consumidores, que utilizan principalmente paneles solares, se sirven de la red para compensar el desbalance entre su generación y su demanda, debido a la constante variación de la radiación solar y a la diferencia entre la producción de energía y los patrones de consumo.
- 2.49. Así, utilizan la red para inyectar y consumir de forma diferida la energía que producen y no requieren en el momento¹⁸, así como para comprar a la empresa distribuidora que les da servicio la energía faltante que no producen con su propio sistema de generación distribuida. El desarrollo, operación y mantenimiento de las redes de distribución que dan estos servicios, implican costos para las empresas distribuidoras; sin embargo, el modelo tarifario actual no proporciona certeza de que esos costos se están asignando de forma correspondiente con los diferentes usos y requerimientos que tienen los distintos usuarios del servicio eléctrico.
- 2.50. En cuanto a la adaptación del modelo tarifario ante cambios en el entorno, aplica lo dispuesto en el artículo 4 de la Ley General de la Administración Pública, n.º 6227, a saber: “La actividad de los entes públicos deberá estar sujeta en su conjunto a los principios fundamentales del servicio público, para asegurar su continuidad, su eficiencia, su adaptación a todo cambio en el régimen legal o en la necesidad social que satisfacen y la igualdad en el trato de los destinatarios, usuarios o beneficiarios”.
- 2.51. Por otro lado, el desarrollo actual de los sistemas digitales y de energía, permite implementar diferentes estrategias para conseguir el balance entre generación y demanda, las cuales consideran la participación de la demanda (consumidores) en esa tarea, y permitirían optimizar la operación del sistema eléctrico y disminuir la necesidad de nuevas inversiones. Por ejemplo, los esquemas de demanda interrumpible permiten a grandes consumidores o grupos de

¹⁷ Según el Plan de Desarrollo de Instrumentos Regulatorios (Modelos Tarifarios y Reglamentos Técnicos) 2019-2020, oficio n.º OF-0082-CDR-2019 del Centro de Desarrollo de la Regulación de la ARESEP.

¹⁸ De acuerdo con el artículo 34 del Reglamento generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables modelo de contratación medición neta sencilla, Decreto Ejecutivo n.º 39220-MINAE: “El productor-consumidor podrá depositar en la red de distribución la energía no consumida, y tendrá derecho a retirar hasta un máximo de cuarenta y nueve por ciento (49%) de la energía total generada, para utilizarla en el mes o meses siguientes en un periodo anual”.

consumidores¹⁹ en disposición de disminuir su consumo de energía, implementar medidas como apagar aires acondicionados y vender bloques de potencia que pueden dejar de ser abastecidos a cambio de una retribución económica.

- 2.52. También, se debe considerar que el aumento previsto en el uso de baterías en sistemas de generación distribuida y vehículos eléctricos, así como el auge de las redes inteligentes, permitirán que los sistemas de almacenamiento distribuidos a futuro sean utilizados por el operador del sistema para efectuar el balance generación-demanda. Este uso inteligente de los recursos disponibles evitaría que se requieran plantas hidroeléctricas con grandes embalses u otros grandes proyectos de generación centralizada, que conllevan impactos ambientales y sociales considerables, altos costos de inversión y plazos de desarrollo extensos.
- 2.53. Este es un contexto relevante para la adaptación oportuna del modelo eléctrico y su regulación en busca de la optimización del SEN, considerando el impacto futuro de la generación distribuida, en virtud del crecimiento que se proyecta para este tipo de generación a nivel mundial. Al respecto, gerentes del más alto nivel de empresas de energía en el mundo, encuestados en 2015 por la consultora PwC²⁰, estiman que para 2020 la generación distribuida supondrá entre el 10% y 20% de la generación global, y entre el 20% y 30% para el 2030.
- 2.54. Esa encuesta, en su versión de 2018²¹, destaca la importancia de que las empresas eléctricas asuman un cambio estratégico que las prepare para la transformación energética global, resultante de los efectos convergentes de los avances tecnológicos, las políticas, el crecimiento de la generación distribuida, las nuevas formas de competencia y los cambios en el comportamiento de los consumidores. Así, el 89% de los encuestados afirma que el avance tecnológico es el factor principal que dirige la evolución de la industria, en tanto que el 90% considera que la ventana de oportunidades para prepararse para el cambio cerrará dentro de 5 años. Así, se prevé que el sector eléctrico evolucione de un modelo analógico, de gran escala y centralizado, a uno digital y distribuido.
- 2.55. En este sentido, el CENCE indicó que debido a la tendencia de la industria en el mercado eléctrico, ha incorporado a su Plan Empresarial 2018-2022 iniciativas en etapa de diagnóstico, para determinar posibles proyectos a desarrollar, entre los que destacan: 1) Centro de pronóstico de corto plazo de la generación renovable variable, con el fin de contar con mayor información para la planificación operativa del SEN y su operación en tiempo real; 2) Iniciativa proceso de transformación digital del CENCE, para identificar oportunidades de mejora desde las herramientas digitales; y 3) Gestión integrada de los recursos distribuidos en la demanda, que

¹⁹ Por medio de la figura del “agregador”, una empresa que gestiona muchos puntos de consumo, con el objetivo de ofrecer ahorro a sus clientes y de prestar servicios al sistema eléctrico. Por ejemplo, reduciendo el consumo en industrias sin afectar su rendimiento, o disminuyendo la intensidad de aires acondicionados en edificios comerciales y residenciales sin afectar el confort; agregando así un bloque de potencia interrumpible por el operador del sistema para lograr el balance generación-demanda.

²⁰ 14.^a Encuesta global de energía y empresas de servicio público de PwC (*14th PwC Global Power & Utilities Survey*), efectuada en 70 empresas de 52 países y publicada en 2015.

²¹ 15.^a Encuesta global de energía y empresas de servicio público de PwC (*15th PwC Global Power & Utilities Survey*), efectuada a 118 ejecutivos de empresas de energía de 56 países y publicada en 2018.

busca implementar un plan piloto para gestionar la demanda²² de los clientes del SEN, evaluar los beneficios y contar con insumos para desarrollar normativa técnica y herramientas de control.

Origen de las debilidades que limitan la optimización de las energías renovables

- 2.56. La situación señalada obedece a que no se han efectuado los estudios técnicos que fundamenten las metas, indicadores y parámetros que orienten hacia la optimización de la matriz de energía eléctrica del país; de forma que consideren los desafíos del SEN, ante el avance del país en la utilización de fuentes renovables para la generación eléctrica en más del 98% durante el periodo 2015 a 2018²³.
- 2.57. Asimismo, se debe a que al efectuar modificaciones al modelo eléctrico, se pierde de vista el rol de actores relevantes como son el Rector del Subsector Energía y la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos; así como, a la falta de proactividad de las instituciones del sector eléctrico para garantizar la objetividad e independencia del Planificador y Operador del SEN, y para la fijación tarifaria oportuna de tarifas de servicios auxiliares y otras que surgen de la instauración de la generación distribuida.

Implicaciones de las debilidades en la optimización de las energías renovables

- 2.58. Como resultado de la situación identificada relativa a la optimización del sector eléctrico, el SEN presenta sobreinstalación de potencia, entendida como una alta disponibilidad de recursos, principalmente hidroeléctricos en época lluviosa. Así, durante esa época las plantas de generación de privados que funcionan al amparo de la Ley n.º 7200, cooperativas de electrificación rural y empresas de servicios públicos municipales, tienen alto factor de planta²⁴; y al ser ésta generación forzada (se despacha en el momento en que cuenta con recurso) origina en muchas ocasiones vertimientos de agua en plantas del ICE, los cuales han ido en aumento desde 2015.
- 2.59. Durante el periodo 2014-2018 el crecimiento promedio de la demanda máxima de potencia fue de 1,5% y el de la demanda de energía anual de 1,8%; mientras que el crecimiento promedio de la capacidad instalada en ese mismo periodo fue de 5,8%. Así, el SEN tiene una capacidad instalada de 3.617 MW y una demanda máxima histórica de 1.716 MW²⁵. De acuerdo con el CENCE, poco más de la mitad de la capacidad instalada utiliza recursos variables (hidroeléctrico a filo de agua, eólico, solar), lo cual requiere contar con suficiente capacidad instalada adicional que provea el respaldo energético para garantizar la operación continua del sistema.
- 2.60. Por ello, el ICE ha promovido el desarrollo de grandes proyectos de generación como la Planta Hidroeléctrica Reventazón (305,5 MW), que inició operaciones en 2016 con un costo de inversión de USD 1.406 millones²⁶; o el Proyecto Hidroeléctrico El Diquís (650 MW) con un costo de inversión estimado en USD 3.694 millones, según el Plan de Expansión de la Generación 2016-2035, el cual se encuentra temporalmente suspendido desde noviembre de 2018, al

²² La gestión de la demanda se refiere a la implementación de medidas dirigidas a influir en la forma de consumir energía, con el fin de mejorar la eficiencia en el funcionamiento de un sistema eléctrico.

²³ Informe Anual Generación y Demanda, CENCE, 2015, 2016, 2017 y 2018.

²⁴ Relación entre la energía generada y la máxima que podría generar según su capacidad instalada.

²⁵ Datos a diciembre de 2018, de acuerdo con el Informe Anual 2018 Generación y Demanda del CENCE.

²⁶ Según el Anexo V: Plan Financiero del Fideicomiso PH Reventazón, del Contrato de Fideicomiso Uno P.H. Reventazón / ICE / Scotiabank / 2013.

considerar el ICE que la capacidad instalada actual del SEN, junto con otros proyectos de generación que entrarán en operación en los próximos tres años, es suficiente para satisfacer la demanda eléctrica en la siguiente década.

- 2.61. Ese tipo de megaproyectos hidroeléctricos, al tener embalses de almacenamiento y una alta potencia instalada, permiten asegurar la suficiente capacidad de generación firme para compensar la variabilidad de los otros recursos renovables en el largo plazo; aunque se debe considerar que tienen costos de inversión elevados e impactos sociales y ambientales considerables, a diferencia de otras estrategias de optimización que podrían desplazarlos. Lo anterior, debido a que requieren gran cantidad de estudios preliminares, complejos diseños, cantidades importantes de obra civil y costosos equipos electromecánicos. Además, para llenar sus embalses se debe inundar terrenos extensos, lo cual desplaza comunidades, cambia el paisaje y clima locales, y genera emisiones de gases de efecto invernadero.
- 2.62. Asimismo, la falta de oportunidad en la adaptación del modelo eléctrico, que incluye al modelo tarifario, a los cambios tecnológicos y otros del entorno, puede ocasionar que disminuyan los ingresos por venta de energía de las empresas distribuidoras, lo cual junto a la falta de tarifas que asignen de forma óptima los costos fijos y variables por el uso de las redes para la generación distribuida, afectará negativamente su sostenibilidad económica y la justa distribución de costos entre los abonados. Al respecto, el 47% de los encuestados por PwC en 2015 afirman que hay una probabilidad media o alta de que la generación distribuida limite el papel de algunas empresas eléctricas al de proveedores de energía de respaldo.
- 2.63. En consecuencia, una disminución en la ventas de energía, sin tomar previsiones, produciría que los costos de operación y mantenimiento de los activos de las redes de distribución y los asociados al repago de inversiones de las empresas distribuidoras, recaigan sobre los clientes sin capacidad económica para instalar su propio sistema de generación, y que quienes tengan mayor capacidad de autoabastecimiento den un menor aporte tarifario. De esta forma, se desvirtuaría el enfoque social solidario que debe existir en la prestación del servicio público de electricidad, el cual es ampliamente tutelado por el ordenamiento jurídico costarricense.

3. Conclusiones

- 3.1. El sistema eléctrico de Costa Rica se encuentra a la vanguardia mundial en energías renovables, produciendo más del 98% de su electricidad con este tipo de fuentes energéticas desde 2015. Esto es acorde con los compromisos internacionales asumidos por el país en cuanto al desarrollo sostenible y el cambio climático; no obstante, plantea desafíos complejos a nivel nacional, los cuales van más allá del aumento de la generación renovable, y se relacionan con la eficiencia en el uso de los recursos disponibles para atender la demanda de electricidad.
- 3.2. En este sentido, ha faltado mayor eficacia al Estado en el desarrollo de políticas públicas que incentiven un nivel de optimización congruente con un sistema eléctrico tan avanzado como el costarricense en cuanto al uso de energías renovables, confiabilidad y calidad de la energía eléctrica. Esto es así, si se considera que el paso siguiente consiste en el uso de mecanismos

que permitan reducir el costo del servicio eléctrico, manteniendo las bondades del sistema antes mencionadas.

- 3.3. De esta forma, resulta una limitante de importancia, algunas omisiones en el marco jurídico que regula los derechos y responsabilidades de los actores del SEN, como son las cooperativas de electrificación rural, empresas de servicios públicos municipales, empresas distribuidoras del Grupo ICE y los abonados-productores. Ello, por cuanto introduce actores y funciones al modelo eléctrico costarricense en diferentes momentos, sin prever elementos fundamentales que los hagan encajar con el contexto energético, social y económico del país.
- 3.4. En esta tarea de ordenar y optimizar el funcionamiento del SEN, conforme a las buenas prácticas, corresponde al Estado aprovechar las facilidades que brindan los avances tecnológicos, basándose en la ciencia y la técnica, para que mejore la eficiencia del servicio eléctrico y contribuya al crecimiento socioeconómico de una manera equitativa entre sectores. De lo contrario, la revolución tecnológica ocurrirá sin una adaptación coherente con el modelo eléctrico costarricense y el tarifario; generando beneficios desiguales entre los sectores de la sociedad.

4. Disposiciones

- 4.1. De conformidad con las competencias asignadas en los artículos 183 y 184 de la Constitución Política, los artículos 12 y 21 de la Ley Orgánica de la Contraloría General de la República n.º 7428, y el artículo 12 inciso c) de la Ley General de Control Interno, se emiten las siguientes disposiciones de acatamiento obligatorio que deberán ser cumplidas dentro del plazo (o en el término) conferido para ello, por lo que su incumplimiento no justificado constituye causal de responsabilidad.
- 4.2. Para la atención de estas disposiciones deberán observarse los Lineamientos generales para el cumplimiento de las disposiciones y recomendaciones emitidas por la Contraloría General de la República en sus informes de auditoría, emitidos mediante resolución n.º R-DC-144-2015, publicados en La Gaceta n.º 242 del 14 de diciembre de 2015.
- 4.3. El Órgano Contralor se reserva la posibilidad de verificar, por los medios que considere pertinentes, la efectiva implementación de las disposiciones emitidas, así como de valorar el establecimiento de las responsabilidades que correspondan, en caso de incumplimiento no justificado de estas.

A MARÍA DEL PILAR GARRIDO GONZALO, EN SU CALIDAD DE COORDINADORA DE LA SECRETARÍA TÉCNICA DE LOS ODS DEL MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN NACIONAL Y POLÍTICA ECONÓMICA Y A CARLOS MANUEL RODRÍGUEZ ECHANDI, EN SU CALIDAD DE RECTOR DEL SECTOR AMBIENTE, ENERGÍA Y MARES O A QUIENES EN SU LUGAR OCUPEN LOS CARGOS

- 4.4. Establecer, de forma conjunta entre la Secretaría Técnica de los ODS y el Rector del subsector energía, el parámetro que permita analizar el resultado del indicador relativo a la participación de la energía renovable en el consumo final de energía, que corresponde a la meta 7.2 del ODS 7. Este parámetro debe estar respaldado por un estudio técnico que lo defina como óptimo. Remitir a la Contraloría General de la República una certificación en la cual conste que se estableció el parámetro requerido y se efectuó el estudio que lo respalda, a más tardar el 30 de enero de 2020. Ver párrafos del 2.3 al 2.5.

A CARLOS MANUEL RODRÍGUEZ ECHANDI, EN SU CALIDAD DE RECTOR DEL SECTOR AMBIENTE, ENERGÍA Y MARES, O A QUIEN EN SU LUGAR OCUPE EL CARGO

- 4.5. Elaborar el estudio que permita fundamentar la meta que se establezca para el sector eléctrico en las Contribuciones Nacionalmente Determinadas, de forma que garantice que sea óptima y alcanzable, y además cuente con el indicador y parámetro respectivos. Remitir a la Contraloría General una certificación en la que conste que se elaboró el estudio y se estableció el indicador y el parámetro, a más tardar el 13 de diciembre de 2020. Ver párrafos del 2.6 al 2.8.
- 4.6. Elaborar los indicadores que permitan analizar los efectos que el cumplimiento de las metas planteadas en el Plan Nacional de Energía genera en el SEN. Remitir a la Contraloría General una certificación en la cual conste la elaboración de los indicadores, a más tardar el 13 de diciembre de 2020. Ver párrafos del 2.15 al 2.18.

A IRENE CAÑAS DÍAZ EN SU CALIDAD DE PRESIDENTE EJECUTIVA DEL INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD O A QUIEN EN SU LUGAR OCUPE EL CARGO

- 4.7. Resolver acerca de la ubicación administrativa del CENCE, solicitada por el Ministro Rector del Subsector Energía en el oficio n.º DM-0823-2018, del 28 de noviembre de 2018. Remitir a la Contraloría General un informe de avance, a más tardar el 30 de enero de 2020 y una certificación en la cual conste la nueva ubicación administrativa del CENCE, a más tardar el 30 de abril de 2020. Ver párrafos del 2.29 al 2.34.

A ROBERTO JIMÉNEZ GÓMEZ EN SU CALIDAD DE REGULADOR GENERAL DE LA AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS O A QUIEN EN SU LUGAR OCUPE EL CARGO

- 4.8. Desarrollar una solución integral que asegure la correcta asignación de los costos de acuerdo con los diferentes usos y requerimientos que tienen los usuarios del servicio eléctrico, en las tarifas de uso de la red para la generación distribuida, de conformidad con los artículos 5 y 31 de

la Ley n.º 7593 y el 39 del Decreto Ejecutivo n.º 39220-MINAE. Remitir a la Contraloría General un informe de avance cada seis meses iniciando el 30 de enero de 2020 y la resolución en la que se apruebe la solución integral, a más tardar el 31 de julio de 2022. Ver párrafos del 2.48 al 2.50.



Licda. Lilliam Marín Guillén, MBA.
Gerente de Área

Licda. Lía Barrantes León
Asistente Técnico

Licda. Adriana Badilla Fuentes
Coordinadora

ABF/LBL/mcmd
Ce: Expediente