

**DIVISIÓN DE FISCALIZACIÓN OPERATIVA Y EVALUATIVA**

**ÁREA DE FISCALIZACIÓN DE SERVICIOS AMBIENTALES Y DE ENERGÍA**

**INFORME DE LA AUDITORÍA OPERATIVA ACERCA DE LA EFICACIA Y EFICIENCIA EN LA ASIGNACIÓN DE FUENTES DE ENERGÍA PARA LA GENERACIÓN ELÉCTRICA**  
***RESUMEN EJECUTIVO***

***¿Qué examinamos?***

Esta auditoría tuvo como objetivo determinar la eficacia y eficiencia de la asignación de las diferentes fuentes de energía que utiliza el país (hídrica, eólica, geotérmica y otras) en la generación eléctrica, para suplir la demanda nacional al mínimo costo. Para ello, se analizó la planificación de los proyectos de generación eléctrica del país y el proceso de operación del Sistema Eléctrico Nacional, a cargo del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). El período de análisis abarcó los años 2010 al 2015.

***¿Por qué es importante?***

El ICE tiene la responsabilidad de garantizar el equilibrio entre la capacidad de las plantas para generar electricidad y el consumo del país. Esta función es relevante, pues un faltante de plantas de generación coloca en riesgo las actividades de los sectores industrial, comercial y residencial, mientras que un exceso de inversión en plantas provocaría aumentos en el costo del servicio eléctrico. Por ello, es relevante analizar si la planificación y operación (asignación de la energía) del conjunto de plantas de generación eléctrica es eficaz y eficiente, permitiendo al usuario un servicio satisfactorio y al mínimo costo.

***¿Qué encontramos?***

El ICE estima el comportamiento futuro del consumo de energía eléctrica, con el fin de planificar el conjunto de proyectos que permitan la construcción de plantas de generación de energía eléctrica, necesarias para brindar el servicio en condiciones de calidad, cantidad, continuidad y al mínimo costo para los usuarios.

Sin embargo, las estimaciones de los últimos 8 años resultaron muy por encima de la demanda real de energía eléctrica, de forma que durante el periodo 2001-2008 la diferencia promedio entre lo estimado y lo real fue de 1,46%, pero tal diferencia en el periodo 2009-2015 pasó a ser del 13,84%, lo cual implica que el ICE planificó la entrada en operación de un número mayor de plantas de generación eléctrica en comparación con el comportamiento real de la demanda. Al respecto, es posible que la pérdida en la precisión de esas estimaciones esté influenciada por las variables económicas y demográficas utilizadas para pronosticar el consumo eléctrico que no se revisan desde el 2003, así como por cálculos basados en valores optimistas que no se encuentran suficientemente justificados.

Además, no se analizó la conveniencia de incluir en la planificación 7 proyectos de empresas distribuidoras públicas y 4 de cooperativas de electrificación rural, por lo cual no existe certeza de que las plantas con entrada en operación en el período 2010-2017 y su secuencia, sean óptimas para el Sistema Eléctrico Nacional. Este análisis tendría que considerar características técnicas y económicas como por ejemplo: si utiliza agua, viento o la luz solar para generar y los costos de inversión, operación y mantenimiento; de modo que evite el riesgo de desplazar otros proyectos más beneficiosos.

Lo anterior, obedece a la falta de directrices de rectoría para asegurar el desarrollo del grupo óptimo de proyectos de generación, en cuanto a su rentabilidad, calidad, disponibilidad y precio. La emisión de estas directrices corresponde al Ministro de Ambiente y Energía, como rector del subsector energía, y permitirían reducir el riesgo de aceptar proyectos para la generación de energía eléctrica con costos de inversión y operación mayores a los necesarios, con la consecuente afectación de la tarifa eléctrica y de la competitividad del país.

En este sentido, se alerta que los costos estimados de la energía de los proyectos de empresas distribuidoras públicas y cooperativas de electrificación rural, son en su mayoría superiores a los promedios determinados por la Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA). Así, este promedio es de 7 centavos de dólar por kilowatt hora (c\$/kWh) para los hidroeléctricos y por ejemplo, la planta Balsa inferior de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S.A. (CNFL, S.A.) tiene un costo promedio de 35,9 c\$/kWh, la modernización de Río Macho del ICE de 11,7 c\$/kWh y Bijagua de Coopeguanacaste R.L. de 11,6 c\$/kWh. Además, el parámetro para las plantas eólicas es de 12 c\$/kWh, pero Valle Central de la CNFL, S.A tiene un costo de 18,4 c\$/kWh y los Santos de Coopesantos R.L. de 16,3 c\$/kWh.

También, existe una diferencia significativa en el costo unitario de operación y mantenimiento real entre las plantas de generación propiedad de las distribuidoras públicas y cooperativas de electrificación rural. Por ejemplo, las plantas hidroeléctricas Río Segundo, Cote y Electriona de la CNFL, S.A. tienen un costo promedio por kWh de 93,6, 78,2 y 64,0, respectivamente, que contrastan con el costo de Chocosuelas I,II y III, Birris I, Birris III, Canalete y Pocosol de 7,4, 10,7, 14,6, 14,7 y 16,3, en ese orden.

Además, se determinó que estos costos no incluyen el relativo a los servicios de regulación de frecuencia y de respaldo energético que el ICE proporciona a estas plantas para asegurar el suministro eléctrico continuo, en caso de que, por ejemplo, no haya agua o viento para que generen las plantas que utilizan este tipo de recurso. Para solventar lo indicado, el ICE solicitó a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos la aprobación de una tarifa que pueda cobrar a las empresas distribuidoras, y que dicha Autoridad se encuentra analizando.

Por otra parte, la capacidad de generación de energía eléctrica del país es casi el doble del consumo máximo de electricidad, comportamiento típico cuando esta capacidad se compone en un 77% por plantas de generación no firme, es decir, que se utilizan solo ante la presencia del recurso viento, agua o sol, pues no pueden almacenar el recurso de forma que genere al menos por 24 horas continuas. Esto originó momentos de exceso de capacidad no requerida para satisfacer la demanda nacional, hasta por 520 MW (70% más de la capacidad de la planta Reventazón, de 305,5 MW), así como momentos de escasez cuando no se alcanza niveles deseables de seguridad operativa, hasta por 130 MW.

Se tiende a duplicar capacidad de generación en la medida en que el sistema de generación eléctrica utilice plantas de generación no firme, pues se requieren otras plantas como las térmicas e hidroeléctricas con embalse que generen si las no firmes no cuentan con el recurso, como sería la falta de viento para una eólica.

### ***¿Qué sigue?***

Se dispone al Rector del Subsector Energía establecer y aplicar las directrices para asegurar que los proyectos de generación eléctrica propuestos por el ICE, distribuidoras eléctricas y cooperativas de electrificación rural se sometan a un análisis que garantice la cartera óptima de proyectos; y al Presidente Ejecutivo del ICE, analizar las variables para estimar el consumo eléctrico y ajustar lo correspondiente para reducir las diferencias entre la demanda estimada y real. Al Regulador General de la ARESEP, resolver acerca de la metodología para el cobro de los servicios de respaldo energético y regulación de frecuencia.

