

Proyección de Demanda Eléctrica al 2040:

Sensibilidad a Supuestos
Macroeconómicos y Tecnológicos

Un análisis comparativo de trayectorias alternativas
frente al Plan de Expansión de la Generación
(PEG) 2024–2040



Mesa de trabajo de Energía

Junio 2026



Contenido

1.	Introducción y objetivo	3
1.1.	Justificación y relevancia estratégica	4
2.	Plan de Expansión de la Generación Eléctrica 2024–2040 del ICE: Metodología de proyección de demanda	6
2.1.	Rol de la demanda en la formulación del Plan de Expansión	6
2.2.	Desagregación sectorial y estructura de modelación	7
2.3.	Diferenciación metodológica entre corto y largo plazo	7
2.4.	Variables explicativas utilizadas en la proyección de largo plazo	8
2.5.	Escenarios de crecimiento y resultados agregados	8
2.6.	Tratamiento de generación distribuida y electromovilidad	8
2.7.	Limitaciones para replicar el modelo utilizado por el ICE	9
3.	Metodología aplicada para la estimación de elasticidades y proyecciones	10
3.1.	Propósito y alcance	10
3.2.	Fuentes de datos y construcción de variables	10
3.3.	Periodo de estimación y restricciones de información	11
3.4.	Especificaciones econométricas y criterio de selección	12
3.5.	Resultados: elasticidades estimadas por segmento	12
3.6.	Modelo macro-consistente y elasticidad agregada SEN–PIBpc	12
3.7.	Escenario base de la proyección 2023–2040: supuestos macro y sectoriales	14
3.8.	Comparación con proyecciones ICE y cálculo de supuestos implícitos	14
3.9.	Escenarios hipotéticos: órdenes de magnitud de nueva demanda y consistencia con la senda del PEG 15	15
4.	Trayectorias alternativas de demanda eléctrica y sus implicaciones estratégicas (2028–2040)	19
4.1.	Punto de partida: la trayectoria histórica y la proyección oficial del ICE	19
4.2.	Una diferencia estructural: crecimiento decreciente versus crecimiento constante	21
4.3.	Escenario macroeconómico base: crecimiento sostenido sin cambios tecnológicos	22
4.4.	Escenarios de mayor dinamismo productivo	23
4.5.	Transformaciones tecnológicas específicas: centros de datos y electrificación	24
4.6.	Lectura estratégica integrada	26
4.7.	Reflexión final	27
	Anexo	30
	Referencias	¡Error! Marcador no definido.

Proyección de Demanda Eléctrica al 2040: Sensibilidad a Supuestos Macroeconómicos y Tecnológicos

Resumen

Este documento examina la sensibilidad de las proyecciones de demanda eléctrica de Costa Rica para el período 2027–2040 frente a distintos supuestos macroeconómicos y tecnológicos, tomando como referencia las trayectorias oficiales del Plan de Expansión de la Generación (PEG) 2024–2040 del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE).

A partir de un modelo sectorial agregado construido con datos históricos anuales, se estiman trayectorias alternativas bajo tres escenarios: (i) un escenario macroeconómico base con crecimiento sostenido del PIB, (ii) escenarios de mayor dinamismo productivo que incrementan permanentemente la tasa de crecimiento económico, y (iii) transformaciones tecnológicas específicas asociadas a la instalación progresiva de centros de datos y a la electrificación acelerada del parque vehicular liviano.

El análisis identifica una diferencia estructural entre las proyecciones oficiales y los escenarios alternativos: mientras que el PEG incorpora una desaceleración progresiva del crecimiento de la demanda eléctrica hacia el final del horizonte, los escenarios aquí modelados mantienen tasas más consistentes con las elasticidades históricas observadas y con trayectorias macroeconómicas explícitas. Esta divergencia genera brechas acumuladas relevantes hacia 2040, en particular bajo supuestos de transformación productiva, de digitalización intensiva o de mayor sofisticación económica.

Mientras que el ICE proyecta una demanda que, en promedio, crecería 2% anual entre 2027 y 2040, el escenario base simulado en este documento la ubica en torno al 2,8%, pudiendo alcanzar el 3,5% con cambios estructurales que incrementen significativamente las necesidades energéticas. Bajo esta óptica, nuestras estimaciones se aproximan más a los escenarios de alta demanda (2,6%) y de electromovilidad (3%) que el propio ICE incorpora como alternativas en el PEG.

El ejercicio no pretende sustituir los modelos operativos del ICE ni afirmar automáticamente la existencia de déficits futuros de capacidad. Su propósito es ilustrar que la demanda eléctrica a largo plazo no depende únicamente de inercias históricas ni de supuestos técnicos sobre el consumo, sino del modelo de desarrollo económico que Costa Rica decida impulsar. Aspiraciones como mayor industrialización, atracción de inversión tecnológica, expansión de la infraestructura digital, electrificación del transporte o crecimiento más acelerado difícilmente pueden materializarse plenamente bajo las rigideces del marco actual sin modificaciones regulatorias, legales e institucionales que habiliten nuevas condiciones de inversión, competencia y expansión del sistema. En ese sentido, la discusión sobre la demanda futura también está estrechamente vinculada a debates estratégicos sobre modernización sectorial, reformas normativas y procesos de armonización o apertura del mercado eléctrico, en tanto estos definirán qué tipo de estructura productiva y energética será viable para el país en las próximas décadas.

1. Introducción y objetivo

La planificación del sistema eléctrico es una decisión estratégica que condiciona el desempeño productivo de largo plazo. En economías pequeñas y abiertas, donde la electricidad limpia y confiable constituye un activo competitivo central, las proyecciones de demanda no son únicamente ejercicios de extrapolación estadística: reflejan supuestos implícitos sobre el crecimiento económico, la transformación tecnológica y los cambios estructurales en el aparato productivo.

Este desafío adquiere una relevancia aún mayor en un contexto internacional caracterizado por crecientes tensiones geopolíticas y una elevada volatilidad en los mercados energéticos. La guerra en Medio Oriente durante 2026 y las interrupciones parciales del comercio marítimo a través del Estrecho de Ormuz —uno de los principales corredores energéticos del mundo— provocaron el mayor shock de oferta petrolera registrado hasta la fecha, impulsando aumentos significativos en los precios internacionales del petróleo, el gas natural, los fertilizantes y múltiples insumos industriales. Según el Commodity Markets Outlook del Banco Mundial (2026), los precios de la energía podrían aumentar en promedio un 24% durante el año, mientras que los precios generales de los commodities crecerían alrededor de 16%, lo que generaría presiones inflacionarias globales y una desaceleración económica en múltiples regiones.

Aunque Costa Rica posee una matriz eléctrica predominantemente renovable, el contexto internacional demuestra que la seguridad energética y la resiliencia de los sistemas eléctricos siguen siendo elementos críticos para la competitividad y la estabilidad económica. La volatilidad de los mercados internacionales de hidrocarburos no solo afecta los costos de generación térmica y de transporte, sino también los de inversión, materiales, fertilizantes, logística y producción industrial. En consecuencia, la planificación eléctrica adquiere una dimensión aun más estratégica en un entorno global crecientemente incierto, donde la capacidad de contar con energía estable, limpia y competitiva puede convertirse en una ventaja comparativa determinante.

El Plan de Expansión de la Generación (PEG) 2024–2040 del Instituto Costarricense de Electricidad establece tres trayectorias oficiales de demanda eléctrica —baja, media y alta— que sirven como base para decisiones de inversión en generación y planificación del Sistema Eléctrico Nacional. Estas trayectorias incorporan una característica estructural relevante: una desaceleración progresiva del crecimiento de la demanda hacia el final del horizonte.

El presente documento parte de esa referencia oficial y desarrolla un conjunto de trayectorias alternativas bajo supuestos macroeconómicos y tecnológicos explícitos. A diferencia del PEG, los escenarios aquí modelados mantienen tasas de crecimiento constantes, coherentes con elasticidades históricas estimadas y con trayectorias económicas definidas de manera transparente.

Adicionalmente, se cuantifican los efectos de dos transformaciones tecnológicas específicas que han adquirido relevancia estratégica internacional: la expansión de centros de datos y la electrificación del transporte liviano. Ambos fenómenos tienen potencial para alterar significativamente la dinámica de la demanda eléctrica en economías con vocación de atracción tecnológica y descarbonización.

El análisis se concentra en el período 2027–2040, en el que las diferencias acumuladas en las tasas de crecimiento resultan estratégicamente significativas. El objetivo no es reemplazar los modelos del ICE ni evaluar la suficiencia de la capacidad instalada —tema que requeriría un análisis adicional de potencia y perfil horario—, sino examinar la magnitud de las brechas que surgen bajo distintos supuestos estructurales.

En síntesis, el documento explora una pregunta central: ¿cómo varía la demanda eléctrica proyectada cuando se asume crecimiento moderado con desaceleración estructural frente a crecimiento sostenido acompañado de transformación productiva y tecnológica??

1.1. Justificación y relevancia estratégica

La demanda eléctrica no es únicamente una variable técnica del sistema energético; es una variable estratégica que condiciona la trayectoria de crecimiento económico del país. En economías pequeñas y abiertas, la disponibilidad de electricidad limpia, estable y competitiva constituye un insumo crítico para la atracción de inversión extranjera directa, la expansión de sectores intensivos en conocimiento y la consolidación de cadenas de valor de alto contenido tecnológico.

Costa Rica ha construido históricamente una ventaja comparativa reputacional basada en su matriz renovable y en la relativa estabilidad de su sistema eléctrico. Sin embargo, el contexto internacional y nacional ha cambiado de manera significativa en los últimos años. La digitalización acelerada, la inteligencia artificial, la manufactura avanzada, la relocalización de cadenas productivas, la electrificación del transporte y la creciente competencia global por atraer inversión tecnológica están modificando la intensidad energética de múltiples actividades económicas. Países que compiten por atraer centros de datos, servicios digitales o manufactura tecnológica enfrentan hoy una pregunta estratégica similar: ¿están planificando su sistema eléctrico para un escenario de expansión productiva o para uno de crecimiento moderado?

Al mismo tiempo, la evidencia reciente del Índice de Competitividad Nacional (ICN) muestra señales de deterioro en el desempeño competitivo del sector eléctrico costarricense. Si bien la competitividad agregada del país se ha mantenido relativamente estable en los últimos años, el análisis detallado por dimensiones evidencia que el sector eléctrico ha sido una de las áreas que más competitividad han perdido entre 2021 y 2024. Los costos reales de la electricidad aumentaron durante tres años consecutivos, mientras que las mejoras en la calidad del servicio fueron limitadas. Esta combinación convirtió al sector eléctrico en la dimensión que más restó al desempeño competitivo del país durante dicho período.

Los datos del ICN muestran que, aunque Costa Rica mantiene cobertura prácticamente universal y una matriz mayoritariamente renovable, persisten retos relevantes asociados tanto a tarifas como a calidad del suministro. En 2024, el país registró, en promedio, ocho interrupciones eléctricas por abonado y cerca de diez horas anuales de suspensión del servicio. Paralelamente, los costos reales de la electricidad aumentaron de manera sostenida desde 2021, acumulando incrementos reales de 22% en tarifas residenciales, 27% en tarifas industriales y 29% en tarifas comerciales y de servicios entre 2021 y 2024.

Estos resultados tienen implicaciones directas para la competitividad, la productividad y la atracción de inversión. Sectores como manufactura avanzada, servicios digitales, logística, comercio electrónico, tecnologías de información y centros de datos dependen crecientemente de suministro eléctrico continuo, robusto y con precios competitivos. En consecuencia, el deterioro relativo en costos o confiabilidad puede convertirse en una limitación estructural para la capacidad del país de atraer nuevas actividades intensivas en electricidad y tecnología. Asimismo, las brechas territoriales observadas en calidad del servicio y tarifas fuera del Gran Área Metropolitana pueden profundizar desigualdades regionales y limitar procesos de desarrollo productivo fuera de los principales centros urbanos.

En este contexto, la proyección de demanda eléctrica deja de ser un ejercicio de extrapolación histórica y se convierte en un supuesto estructural sobre el modelo de desarrollo del país. El Plan de Expansión de la Generación (PEG) 2024–2040 del ICE constituye el marco oficial para la planificación del Sistema Eléctrico Nacional. Sus trayectorias proyectadas incorporan una desaceleración progresiva del crecimiento de la demanda hacia el final del horizonte. Dado que estas proyecciones orientan las decisiones de inversión en generación, transmisión y expansión del sistema, su sensibilidad frente a supuestos macroeconómicos y tecnológicos merece un análisis explícito.

La relevancia estratégica de este documento radica precisamente en evaluar dicha sensibilidad. Pequeñas diferencias en tasas de crecimiento —por ejemplo, entre 2% y 3% anual— pueden parecer marginales en el corto plazo. Sin embargo, acumuladas durante más de una década, generan brechas significativas en los niveles proyectados de demanda hacia 2040. Estas brechas no son neutras desde el punto de vista de política pública: influyen en la programación de capacidad instalada, en la estructuración de contratos de generación, en la expansión de redes de transmisión y en las señales que el país envía a inversionistas nacionales e internacionales.

Desde la perspectiva de la gestión de riesgos, la planificación eléctrica enfrenta un dilema clásico entre subinversión y sobreinversión. Una proyección conservadora reduce el riesgo de activos ociosos a corto plazo, pero puede incrementar el riesgo de restricciones de oferta si la economía se expande más dinámicamente de lo previsto. Por el contrario, una proyección más ambiciosa puede implicar mayores compromisos de inversión, pero disminuye la probabilidad de cuellos de botella energéticos en escenarios de transformación productiva acelerada. Este balance adquiere aún mayor relevancia en un contexto internacional en el que la seguridad energética, la resiliencia de las cadenas de suministro y la volatilidad geopolítica han recuperado su centralidad en la discusión económica global.

Además, la consistencia interinstitucional resulta fundamental. Las proyecciones de crecimiento económico del Banco Central, las estrategias de atracción de inversión del sector comercio exterior, los compromisos de descarbonización, las metas de electrificación del transporte y las políticas de competitividad territorial deben dialogar con la planificación eléctrica. Si la política productiva aspira a atraer actividades intensivas en electricidad —como centros de datos, manufactura avanzada o servicios digitales— pero la planificación energética asume una desaceleración estructural de la demanda, puede generarse una brecha entre estrategia económica y capacidad proyectada.

Este documento no pretende sustituir los modelos operativos del ICE ni evaluar la suficiencia de potencia instalada o reservas técnicas del sistema. Tampoco modela perfiles horarios ni estacionalidad, elementos que requerirían información adicional y herramientas específicas de despacho. Su contribución es más acotada, pero estratégicamente relevante: mostrar cómo trayectorias alternativas de crecimiento económico y transformaciones tecnológicas razonables alteran los niveles proyectados de demanda eléctrica hacia 2040.

En última instancia, la discusión trasciende la pregunta “¿cuánta electricidad necesitaremos?” y se sitúa en una dimensión más estructural: “¿para qué tipo de economía estamos planificando?”. En un entorno internacional crecientemente electrificado, competitivo e incierto, la planificación eléctrica no es independiente de la estrategia de desarrollo. Es uno de sus pilares fundamentales.

2. Plan de Expansión de la Generación Eléctrica 2024–2040 del ICE: Metodología de proyección de demanda

2.1. Rol de la demanda en la formulación del Plan de Expansión

En El **Plan de Expansión de la Generación Eléctrica 2024–2040 (PEG 2040)**, la proyección de demanda constituye el insumo central para la formulación de escenarios de expansión de generación. Las trayectorias proyectadas determinan:

- Requerimientos de energía (GWh).
- Demanda máxima anual (MW).
- Necesidades de capacidad instalada.
- Evaluación de confiabilidad del sistema.
- Estimación de costos marginales de corto y largo plazo.

La demanda no se modela únicamente como ventas finales, sino que se transforma posteriormente en demanda de transmisión y generación mediante la aplicación de factores de pérdidas técnicas del sistema.

El plan trabaja **con tres escenarios de crecimiento de demanda: bajo, medio y alto**, que permiten evaluar la robustez de los planes de expansión ante incertidumbre macroeconómica, y finalmente, el ICE emite sus recomendaciones con **base en el escenario medio**.

2.2. Desagregación sectorial y estructura de modelación

En el PEG, la demanda eléctrica de largo plazo se proyecta de manera desagregada en cinco sectores de consumo:

- Residencial
- General
- Industrial
- Alta tensión
- Alumbrado público

Para cada sector se estiman ventas futuras, las cuales se agregan para obtener la demanda total del **Sistema Eléctrico Nacional (SEN)**.

Posteriormente:

- Se aplican pérdidas de distribución para obtener demanda de transmisión.
- Se aplican pérdidas de transmisión para obtener demanda de generación.
- Se estiman requerimientos de potencia máxima anual.

Este procedimiento asegura coherencia entre ventas finales y requerimientos del sistema.

2.3. Diferenciación metodológica entre corto y largo plazo

El PEG distingue explícitamente entre modelación de corto y largo plazo.

Corto plazo (primeros tres años)

Se emplean modelos univariados de series de tiempo:

- ARIMA
- Holt-Winters calibrado
- Redes neuronales

Para cada sector se selecciona el modelo con mejor ajuste estadístico sobre los datos históricos disponibles.

Largo plazo (años posteriores)

Se utilizan modelos multivariantes basados en redes neuronales artificiales. Estas redes son entrenadas con series históricas de demanda y variables explicativas macroeconómicas, demográficas y de precios. El uso de redes neuronales permite capturar relaciones no lineales entre variables y adaptar la proyección a patrones históricos complejos.

2.4. Variables explicativas utilizadas en la proyección de largo plazo

Las redes neuronales de largo plazo incorporan como variables explicativas:

- Cantidad de clientes residenciales.
- Cantidad total de clientes del SEN.
- Precio medio de electricidad por sector.
- Valor Agregado Industrial (VAI).
- Valor Agregado Comercial (VACA).
- Demanda histórica por sector.

Las proyecciones macroeconómicas provienen del Banco Central de Costa Rica (BCCR), mientras que las proyecciones demográficas provienen del INEC. La inclusión de estas variables implica que la trayectoria de la demanda eléctrica se encuentra asociada a:

- Evolución sectorial del producto.
- Dinámica de expansión de clientes.
- Señales de precios promedio.
- Persistencia histórica del consumo.

2.5. Escenarios de crecimiento y resultados agregados

El PEG construye tres escenarios de crecimiento de demanda: bajo, medio y alto, pero las recomendaciones se formulan con base en el escenario medio. Para el periodo 2023–2040, el crecimiento promedio anual del escenario medio se sitúa en:

- 2.3% anual en energía (GWh).
- 1.9% anual en potencia máxima (MW).

Estos valores reflejan la combinación de supuestos macroeconómicos, demográficos y de precios incorporados en los modelos sectoriales.

2.6. Tratamiento de generación distribuida y electromovilidad

El PEG incorpora un escenario específico que combina los efectos de la generación distribuida (principalmente solar fotovoltaica) y la electromovilidad.

La metodología consiste en restar de la demanda proyectada la producción estimada de generación distribuida y luego sumar a la demanda proyectada el consumo anual estimado de electromovilidad.

El escenario combinado permite evaluar el efecto neto de ambas dinámicas sobre la trayectoria agregada de demanda, y muestra requerimientos de demanda superiores a los originalmente presentados en los escenarios de baja, media y alta.

2.7. Limitaciones para replicar el modelo utilizado por el ICE

Si bien la documentación del PEG describe la arquitectura metodológica general y las variables explicativas utilizadas, existen restricciones prácticas para replicar completamente el ejercicio realizado por el ICE:

En primer lugar, no se dispone de las bases de datos sectoriales con frecuencia mensual o trimestral utilizadas para los modelos de corto plazo. Además, no se cuenta con el detalle completo de las series históricas de las variables explicativas empleadas en el entrenamiento de las redes neuronales.

Por esos motivos, en el presente análisis solo se dispone de información anual agregada para un periodo limitado de años. La replicación sectorial realizada en este estudio utiliza únicamente tres sectores agregados, por disponibilidad de datos.

En consecuencia, el ejercicio desarrollado en los capítulos siguientes no busca replicar exactamente la metodología del ICE, sino reconstruir una aproximación macro-consistente basada en información pública disponible.

3. Metodología aplicada para la estimación de elasticidades y proyecciones

3.1. Propósito y alcance

Este capítulo documenta el procedimiento utilizado para aproximar —con información pública y series anuales— los supuestos macroeconómicos y sectoriales que subyacen a las proyecciones de demanda eléctrica del Plan de Expansión de la Generación (PEG) 2024–2040. El objetivo no es reproducir de manera exacta los modelos del ICE (debido a las limitaciones comentadas en la sección 2.7), sino identificar parámetros observables e implícitos, particularmente elasticidades de demanda respecto de agregados macroeconómicos, y explorar bajo qué trayectorias macro dichas proyecciones podrían ser coherentes con la evidencia histórica disponible.

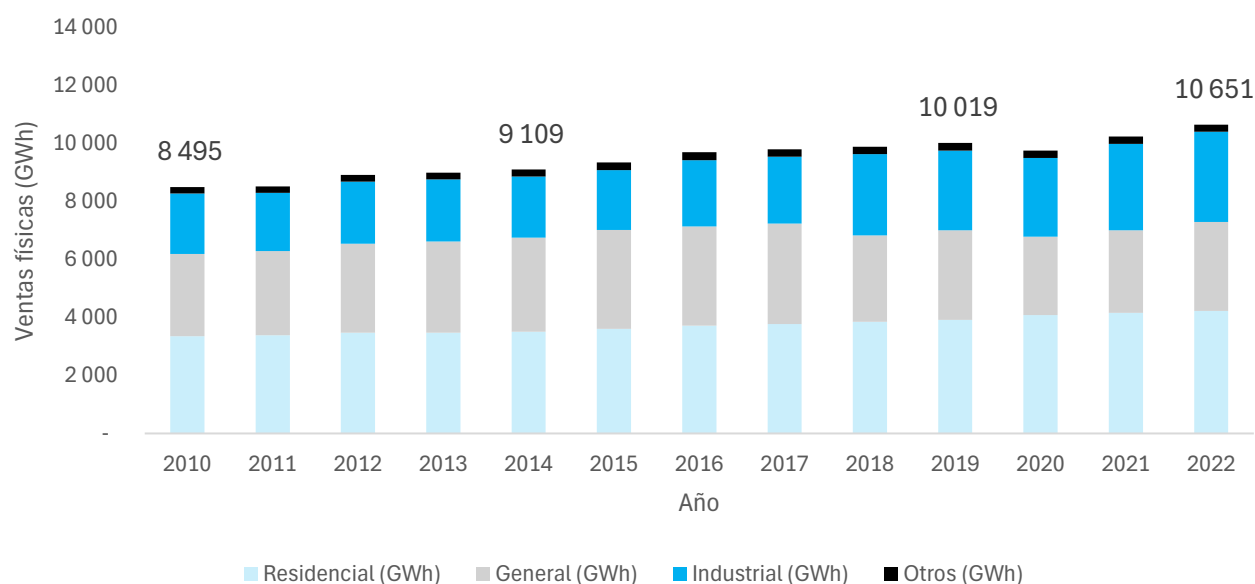
Se trabaja con series anuales 2010–2022 para estimación econométrica, y con proyecciones parciales (PIB, ramas y población) disponibles en el insumo compilado para el período 2023–2040. Dadas las restricciones de información y frecuencia, el ejercicio debe interpretarse como una aproximación macro-consistente.

3.2. Fuentes de datos y construcción de variables

La base integra dos conjuntos de información:

Variables del subsector eléctrico: ventas físicas (GWh) por segmento —residencial, industrial y general— provenientes de Estadísticas del subsector eléctrico de los países del SICA, y reportado por la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (Torijano, 2023), con cobertura hasta 2022.

Gráfico 3. 1 Ventas físicas de energía eléctrica por sectores, 2010-2022 (en GWh)



Fuente: Elaboración propia con datos de CEPAL (Torijano, 2023).

Como se observa en el gráfico anterior, para el año 2022 las ventas alcanzaron 10.651 GWh. Si bien se dispone de la información de ventas totales para los años 2023 y 2024 (de 11.140 GWh y 11.597 GWh, respectivamente), no se obtuvo la información desagregada para los distintos sectores utilizados.

Variables macroeconómicas y demográficas: PIB total, PIB por actividad económica e índices de precios, provenientes de los indicadores del Banco Central de Costa Rica (BCCR), descargados el 15 de febrero de 2026 con base en el Informe de Política Monetaria de enero 2026 (BCCR, 2026). Los datos de población son tomados de las proyecciones del Instituto Nacional de Estadística y Censos 2022-2100 (INEC, 2024).

La variable de interés principal es la demanda eléctrica, aproximada por las ventas físicas (GWh). Para el componente macro se utiliza además la suma:

$$SEN_t = VentasRes_t + VentasInd_t + VentasGen_t$$

Donde SEN_t es la sumatoria total de las ventas del sistema eléctrico nacional en el año “t”, al utilizar sus componentes: $VentasRes_t$ ventas del sector residencial, $VentasInd_t$ referido al sector industrial, y $VentasGen_t$ sector general (comercial y servicios).

Las variables macro se expresan en logaritmos para estimar elasticidades de largo plazo en especificaciones *log-log*.

Se construyen agregados sectoriales del PIB para aproximar determinantes de demanda por segmento:

- PIB industrial núcleo (PIB^{ind_core}): la sumatoria de las ramas de manufacturas y Electricidad, agua y servicios de saneamiento.
- PIB de servicios tradicionales (PIB^{serv_trad}): Comercio al por mayor y al por menor, Transporte y almacenamiento y Actividades de alojamiento y servicios de comida.
- PIB per cápita ($PIBpc$): valor de la producción por habitante.

3.3. Periodo de estimación y restricciones de información

El periodo 2010–2022 se selecciona por consistencia y completitud de las series de ventas y macroeconomía, resultando en 13 observaciones anuales. Esta frecuencia anual limita la identificación de respuestas de corto plazo, rezagos dinámicos, estacionalidad o efectos transitorios. En particular, el ejercicio no permite replicar modelos operativos de demanda del ICE que típicamente incorporan información de mayor frecuencia, desagregación geográfica/cliente, y calibraciones internas del sistema.

En consecuencia, la proyección 2027–2040 se apoya en supuestos paramétricos explícitos.

3.4. Especificaciones econométricas y criterio de selección

Se estiman modelos *log-log* (elasticidades) por segmento. Dada la muestra corta, se priorizan especificaciones parsimoniosas. Para comparar alternativas se utiliza un esquema de validación temporal mediante predicción *one-step-ahead* (rolling RMSE en logaritmos), iniciando el periodo de evaluación en 2014. Este procedimiento selecciona especificaciones que mantienen estabilidad predictiva en el tiempo, evitando sobreajuste.

Los modelos evaluados incluyen combinaciones de población, PIB per cápita, agregados sectoriales del PIB, así como precios, pero las especificaciones que reducen el error medio incorporan únicamente datos derivados del PIB. Esto se debe a que, los datos de precios por sector, como promedios anuales (para los 13 años utilizados) presentan un alto nivel de colinealidad con las variaciones del PIB.

3.5. Resultados: elasticidades estimadas por segmento

Los modelos con mejor desempeño (RMSE) y estimación robusta (HC1) fueron:

Residencial

$$\ln(VentasRes_t) = \alpha + \beta \ln(PIBpc_t) + \varepsilon_t$$

Elasticidad estimada $\beta \approx 0.857$, estadísticamente significativa.

Industrial

$$\ln(VentasInd_t) = \alpha + \beta \ln(PIB_t^{ind_core}) + \varepsilon_t$$

Elasticidad estimada $\beta \approx 0.609$, significativa.

General / comercio y servicios (proxy)

$$\ln(VentasGen_t) = \alpha + \beta \ln(PIB_t^{serv_trad}) + \varepsilon_t$$

Elasticidad estimada $\beta \approx 0.046$, no significativa en la muestra disponible, sugiriendo que este segmento puede requerir variables adicionales (estructura tarifaria, penetración tecnológica, clima, etc.) o mayor frecuencia de datos.

3.6. Modelo macro-consistente y elasticidad agregada SEN-PIBpc

La baja significancia observada en el modelo del sector general (comercio y servicios) puede responder a cambios estructurales post-pandemia, variabilidad tarifaria o a que el segmento agrupa actividades heterogéneas cuya demanda eléctrica no depende linealmente del PIB sectorial agregado. Por lo anterior, se estima un modelo macroeconómico agregado de largo plazo:

$$\ln (SEN_t) = \alpha + \beta \ln (PIBpc_t) + \varepsilon_t$$

obteniéndose $\beta \approx 0.802$. Esta elasticidad se interpreta como una relación histórica agregada entre demanda total del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y nivel de ingreso per cápita para el período 2010–2022. En términos prácticos, sugiere que un aumento de 1% en el PIB per cápita se asoció históricamente con un incremento aproximado de 0,8% en la demanda eléctrica total, lo que refleja una elasticidad menor a la unidad, consistente con procesos de eficiencia, cambios sectoriales y transformación estructural observados en la economía costarricense durante el período analizado. A partir de esta estimación se genera una proyección macro SEN_t^{macro} .

Para asegurar consistencia contable entre el total y los segmentos, se impone una restricción:

$$VentasGen_t^{resid} = SEN_t^{macro} - VentasRes_t^{hat} - VentasInd_t^{hat}$$

verificándose que la identidad se cumple numéricamente (diferencias despreciables).

Este enfoque permite mantener la desagregación sectorial sin perder coherencia con el comportamiento macro.

De forma complementaria, el análisis comparativo de la intensidad energética (energía primaria por unidad de PIB ajustada por paridad de poder adquisitivo) sugiere que Costa Rica ha presentado históricamente una trayectoria relativamente eficiente o poco intensiva en energía en el contexto latinoamericano. Entre 2002 y 2022, la intensidad energética del país pasó de aproximadamente 2,46 a 1,91, ubicándose por debajo del promedio de América Latina y el Caribe (3,27), de la OCDE (3,41) y de economías como Chile (3,19), México (3,00) o Estados Unidos (4,17) (ver anexo).

Este patrón es relevante porque indica que, bajo su estructura productiva actual, Costa Rica ha logrado generar crecimiento económico con una demanda energética relativamente contenida. Sin embargo, esta menor intensidad no debe interpretarse exclusivamente como eficiencia tecnológica: también refleja la composición sectorial del crecimiento, el peso relativo de los servicios, la estructura industrial, los patrones de transporte y las decisiones regulatorias acumuladas. En consecuencia, la elasticidad histórica estimada para 2010–2022 podría no permanecer constante si el país modifica sustancialmente su modelo de desarrollo hacia actividades más electrointensivas, como la manufactura avanzada, los centros de datos, una mayor digitalización productiva o la electrificación acelerada del transporte.

Por ello, este modelo macro-consistente debe entenderse como una base empírica históricamente informada, pero condicionada por la estructura económica observada. Si Costa Rica aspira a una transformación productiva más profunda, la relación futura entre el PIB y la demanda eléctrica podría desviarse de las elasticidades históricas, lo que reforzaría la necesidad de complementar la extrapolación econométrica con escenarios estratégicos de cambio estructural.

3.7. Escenario base de la proyección 2023–2040: supuestos macro y sectoriales

Para extender las series hasta 2040 se aplican supuestos paramétricos:

- Para **PIB per cápita 2028–2040**, se define una tasa anual constante g_{PIBpc} , anclada en el nivel implícito de 2027. En el escenario base, se supone una tasa de crecimiento del PIB del 3,5%, un valor de referencia inferior al crecimiento de los últimos tres años (que ha oscilado entre 4% y 5,5%), e incluso menor al proyectado para 2026 y 2027 (de 3,8% y 4%, respectivamente), según el Informe de Política Monetaria del Banco Central (BCCR, 2026).
- Para el PIB según rama de actividad, se aplican tasas constantes de crecimiento compuestas, ancladas en 2025, con opción de cambios adicionales, según se muestra en el siguiente cuadro.

Cuadro 3. 1 Estimación de las tasas de crecimiento según rama de actividad para distintos periodos, y tasa de crecimiento simulada para el escenario base de las proyecciones

Periodo	Manufactura	Electricidad, agua y servicios de saneamiento	Comercio al por mayor y al por menor	Transporte y almacenamiento	Actividades de alojamiento y servicios de comida
2010-2019	6,5%	7,3%	6,6%	10,7%	10,1%
2022-2025	6,3%	4,1%	7,8%	10,2%	9,2%
2022-2027	5,4%	4,1%	6,9%	9,6%	7,3%
Tasa de crecimiento anual simulada	5,0%	4,0%	6,0%	6,0%	6,0%

Estos supuestos se documentan explícitamente como parámetros editables (tasas y años de crecimiento), de manera que el ejercicio sea reproducible y permita sensibilidad.

3.8. Comparación con proyecciones ICE y cálculo de supuestos implícitos

Con las proyecciones ICE integradas, se comparan las trayectorias de demanda 2023–2040. En el escenario base (sin perturbaciones explícitas) se observa una brecha negativa moderada respecto a la senda ICE media, consistente con diferencias en supuestos internos no observables.

Para aproximar los **supuestos macro implícitos** del ICE, se calcula la tasa constante de crecimiento del PIB per cápita (2028–2040) que iguala la demanda proyectada al valor objetivo de 2040 en cada escenario ICE. El procedimiento utiliza búsqueda de raíz y la elasticidad histórica estimada.

Las tasas implícitas resultantes son:

- Escenario ICE baja: **1.75% anual**

- Escenario ICE media: **4.12% anual**
- Escenario ICE alta: **5.51% anual**

Este cálculo asume estabilidad estructural de la elasticidad SEN–PIBpc estimada en la muestra 2010–2022 y ausencia de quiebres estructurales posteriores

3.9. Escenarios hipotéticos: órdenes de magnitud de nueva demanda y consistencia con la senda del PEG

Esta sección no pretende “predecir el futuro” ni sustituir la planificación oficial del sistema eléctrico. El objetivo es explorar órdenes de magnitud: bajo supuestos explícitos y trazables a literatura técnica, evaluar si una trayectoria de desarrollo económico y transformación productiva podría empujar la demanda eléctrica por encima de lo que sugieren (o “tensionar”) las sendas del Plan de Expansión de la Generación (PEG) y sus escenarios, y en qué horizonte temporal se materializan brechas relevantes. En ausencia de estudios propios de demanda potencial por llegada de nuevas industrias, de anuncios firmes de inversión, o de información confidencial del planificador, **estos ejercicios deben interpretarse como escenarios hipotéticos: transparentes, editables y útiles para discusión estratégica.**

La lógica general es separar dos fuentes distintas de divergencia respecto del escenario base econométrico: (i) una divergencia “macro” que surge únicamente de crecer más rápido (o distinto) que la trayectoria implícita utilizada en la proyección, y (ii) una divergencia “tecnológica-discreta” que surge de decisiones de inversión y adopción (centros de datos, electrificación) que pueden no estar plenamente capturadas en elasticidades históricas estimadas con datos agregados.

4.9.1 Escenarios macro: sensibilidad de la demanda a trayectorias alternativas de PIB per cápita

El primer grupo de escenarios modifica solo la trayectoria macroeconómica (PIB per cápita) manteniendo intacta la estructura del modelo base: mismas elasticidades estimadas, misma desagregación sectorial y misma regla de consistencia contable entre segmentos. El punto de estos escenarios es responder una pregunta simple: si el país sostiene una senda de crecimiento más alta, ¿cuánto se desplaza la demanda eléctrica proyectada respecto a la senda ICE/PEG y en qué años empieza a abrirse una brecha sistemática?

Operativamente, se construyen tres variantes alrededor de la senda macro utilizada en la proyección 2028–2040. En lugar de introducir perturbaciones sectoriales o tecnológicas, se altera la tasa anual de crecimiento del PIB per cápita a partir del año de empalme, bajo tres incrementos paramétricos: Base + 1 p.p., Base + 2 p.p. y Base + 3 p.p..

Este tipo de sensibilidad es metodológicamente útil porque evita mezclar supuestos de inversión discreta con la dinámica “promedio” de demanda que la econometría recoge en el largo plazo. Además, permite que el mensaje principal sea nítido: si hay una apuesta productiva que logre sostener crecimiento, el sistema eléctrico enfrenta un requerimiento adicional de energía que puede generar brechas respecto a la planificación si esa senda macro no está internalizada.

Este grupo no exige supuestos técnicos adicionales (MW por instalación, PUE, kilómetros recorridos, etc.) porque la única palanca es el ingreso agregado. Por diseño, cualquier diferencia entre curvas se interpreta como el efecto directo de una trayectoria macro alternativa sobre la demanda total, vía la elasticidad estimada del sistema y su consistencia contable entre segmentos.

4.9.2 Escenarios tecnológicos específicos: cambios exógenos de centros de datos y electrificación vehicular

El segundo grupo introduce cambios explícitos que buscan representar fenómenos donde la demanda eléctrica puede crecer por cambios discretos (inversión, adopción tecnológica) y no únicamente por “más PIB”. Se trata de un ejercicio deliberadamente paramétrico: cada cambio se define por una fórmula estándar, un conjunto pequeño de parámetros observables internacionalmente y una senda temporal de entrada en operación. El valor del enfoque no está en “adivinar” el número exacto de proyectos, sino en que cada parámetro sea auditable y que la magnitud resultante pueda discutirse con claridad.

(a) Centros de datos: demanda anual a partir de potencia IT, PUE y utilización

La demanda anual de energía asociada a centros de datos se modela como:

$$E_{DC} = IT_Load \times PUE \times 8760 \times U$$

donde **IT Load** es la potencia destinada a equipos de cómputo, **PUE** (Power Usage Effectiveness) captura energía adicional por enfriamiento e infraestructura, y **U** aproxima la utilización promedio (factor de carga). Este tipo de contabilidad energética es consistente con la manera en que la literatura técnica discute el consumo agregado del sector y sus determinantes (eficiencia, escalas “hyperscale”, y crecimiento por IA). Para no “forzar” el resultado, los escenarios se construyen con rangos que aparecen repetidamente en fuentes de referencia (International Energy Agency, 2023) (International Energy Agency, 2024 (a)) (International Energy Agency, 2024 (b)).

- **PUE:** la evidencia internacional documenta una mejora sostenida del PUE promedio con el tiempo, con valores recientes alrededor de **1.55** a nivel global en 2022 y mejores desempeños en instalaciones modernas. En escenarios se usan valores típicos **1.20–1.30** para instalaciones eficientes, evitando supuestos extremos.

- **Magnitud del consumo agregado y expansión por IA:** la IEA ha documentado el rango de consumo global de data centers en 2022 (orden de cientos de TWh) y escenarios de fuerte expansión hacia 2026, lo que sustenta que el fenómeno puede ser macro-relevante en planificación eléctrica cuando se materializa a escala.
- **Escala de instalación (MW) y carácter “hyperscale”:** en lugar de fijar un solo tamaño, el enfoque opera con MW de orden decenas por instalación (coherente con la discusión internacional sobre hyperscale y grandes campus), y permite sensibilidad por número de instalaciones. La clave metodológica es que el consumo se deriva mecánicamente de $MW \times \text{horas} \times \text{eficiencia}$, por lo que cualquier discusión sobre realismo se centra en la plausibilidad del tamaño y número de proyectos, no en una “caja negra”.

Senda temporal (rampa). La entrada de carga se aproxima con una rampa lineal desde “inicio” hasta “plena operación”. Esto no pretende reproducir cronogramas de construcción o modularidad real, sino reflejar que la demanda no aparece instantáneamente en su máximo. El objetivo es evitar saltos artificiales y mantener una trayectoria interpretable para discusión estratégica.

(b) Electrificación vehicular: demanda anual a partir de stock, kilometraje e intensidad energética

La demanda anual adicional por electrificación se modela como:

$$E_{EV} = N_{EV} \times km/año \times (kWh/km) \times (1 + \theta)$$

donde N_{EV} es el stock de vehículos eléctricos, $km/año$ el recorrido anual, kWh/km la intensidad energética, y θ pérdidas asociadas a la carga (National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2022).

- **Pérdidas de carga (θ):** la IEA utiliza supuestos de pérdidas ~5% en ejercicios de demanda eléctrica por flota EV (escenarios globales), lo que ofrece un punto de referencia directo y ampliamente utilizado (International Energy Agency, 2024 (c)).
- **Lugar de carga y vínculo con “residencial”:** la evidencia para EE. UU. (DOE/AFDC) muestra que una fracción grande de la carga ocurre en el hogar (orden 75–80%), lo que respalda que, como primera aproximación contable, el cambio se impute mayoritariamente al componente residencial cuando el modelo está agregado por sectores.

Sobre kilometraje e intensidad energética, el enfoque usa rangos conservadores típicos en literatura de movilidad eléctrica y eficiencia vehicular (y se deja como parámetro editable para sensibilidad). El propósito no es afirmar que Costa Rica tendrá exactamente un patrón OCDE, sino que el orden de magnitud no dependa de supuestos arbitrarios sino de valores razonables, transparentes y discutibles.

Senda del stock. Igual que en centros de datos, el stock objetivo de EV hacia 2040 se trata como exógeno y se aproxima con rampa lineal. Es una decisión metodológica deliberada: modelar adopción

endógena (curvas logísticas, sensibilidad a precios de combustibles, política fiscal, infraestructura de carga) requeriría un modelo distinto y datos adicionales. En este capítulo el valor está en separar el “cuánto consumiría” de un stock dado, de la discusión de “cómo llegamos” a ese stock.

Asignación sectorial de los cambios

La asignación sectorial determina si el cambio contamina o no la interpretación de las elasticidades sectoriales del modelo base. Por eso se define con un criterio económico-contable explícito y consistente con evidencia operacional.

En el caso de la electrificación vehicular, el cambio se asigna al segmento residencial como aproximación de primer orden, bajo el supuesto de que la carga ocurre predominantemente en hogares (carga nocturna, cargadores domiciliarios) y, por tanto, se registra de manera más cercana al consumo residencial que al industrial o al comercial. Esta decisión es consistente con evidencia del DOE/AFDC que ubica la mayor parte de la carga en el hogar (orden 75–80% en EE. UU.), lo que, sin necesidad de afirmar que Costa Rica replica exactamente esa proporción, sí valida la dirección del supuesto para una contabilidad sectorial agregada. En ejercicios posteriores, este supuesto puede refinarse separando carga residencial vs pública/comercial si se dispone de información local (por ejemplo, distribución de cargadores, tarifas horarias, o datos de operadores).

En el caso de centros de datos, el cambio se asigna al segmento general/comercial porque se trata de infraestructura empresarial intensiva en capital y energía, cuya demanda se registra típicamente como consumo no residencial. Además, desde la lógica econométrica, imputarlo al componente general evita distorsionar la interpretación de la elasticidad industrial: un centro de datos no es “industria” en el sentido clásico de manufactura, y su inclusión artificial en el segmento industrial introduciría ruido en una relación que se estimó históricamente con PIB industrial núcleo.

Esta estructura de asignación, en conjunto, busca un objetivo metodológico: preservar la estructura del modelo base (y sus elasticidades) y tratar los cambios como incrementos de nivel exógenos y transparentes, evitando que el ejercicio termine “reestimando” elasticidades por la puerta de atrás.

Alcances y limitaciones metodológicas

Estos escenarios deben leerse como una **prueba de estrés conceptual y de orden de magnitud, no como una predicción determinística ni como un plan de expansión**. En primer lugar, los cambios se incorporan como componentes aditivos que no alteran las elasticidades precio–ingreso del modelo base. En términos económicos, esto equivale a suponer que el nuevo consumo tecnológico no desplaza significativamente consumo existente (por sustitución o racionamiento) y que los precios/tarifas no reaccionan de manera que endogenicen la demanda. La ventaja de esta simplificación es la trazabilidad:

el resultado depende únicamente de supuestos explícitos sobre magnitudes físicas (MW, PUE, utilización; o stock EV y eficiencia). La desventaja es que no captura mecanismos de equilibrio general: ajustes tarifarios, cambios en inversión, o efectos de productividad derivados de la digitalización.

En segundo lugar, el ejercicio está formulado en energía anual (GWh) y omite deliberadamente la modelación de potencia máxima (MW), perfil horario, simultaneidad y estacionalidad. Esta omisión puede ser sustantiva para planificación: la electrificación puede concentrar carga en ciertos bloques horarios y los centros de datos pueden elevar demandas relativamente planas pero elevadas, con implicaciones distintas para generación firme, transmisión y distribución. Sin datos horarios (o sin un modelo de despacho/red), convertir GWh en requerimientos de capacidad es una inferencia adicional que este capítulo no pretende hacer. En otras palabras: los escenarios responden “cuánta energía anual adicional” podría aparecer; no responden “qué inversiones exactas” se requieren para servirla con seguridad operativa.

En tercer lugar, la dinámica temporal se aproxima con rampas lineales. Esto simplifica construcción, permisos, modularidad, incertidumbre en cronogramas y cuellos de botella de red. Se hace así para mantener el foco en magnitudes y en el horizonte temporal de aparición de brechas, no en la ingeniería de proyectos. Un análisis más realista de entrada en operación requeriría modelar portafolios de proyectos, tiempos de desarrollo (público/privado), restricciones regulatorias y curvas de aprendizaje.

Finalmente, el ejercicio no incorpora retroalimentación macroeconómica: si los centros de datos, la digitalización o la electrificación inducen inversión, productividad o encadenamientos, eso podría modificar el PIB y, por tanto, la demanda “macro” por un canal distinto. De nuevo, ese es un modelo diferente. Aquí el propósito es más acotado: mostrar de manera transparente cuánto cambia la demanda si se asume (a) una senda macro más alta y/o (b) la llegada de consumos tecnológicos específicos, y contrastar ese desplazamiento con la senda del PEG/ICE para identificar potenciales tensiones de planificación.

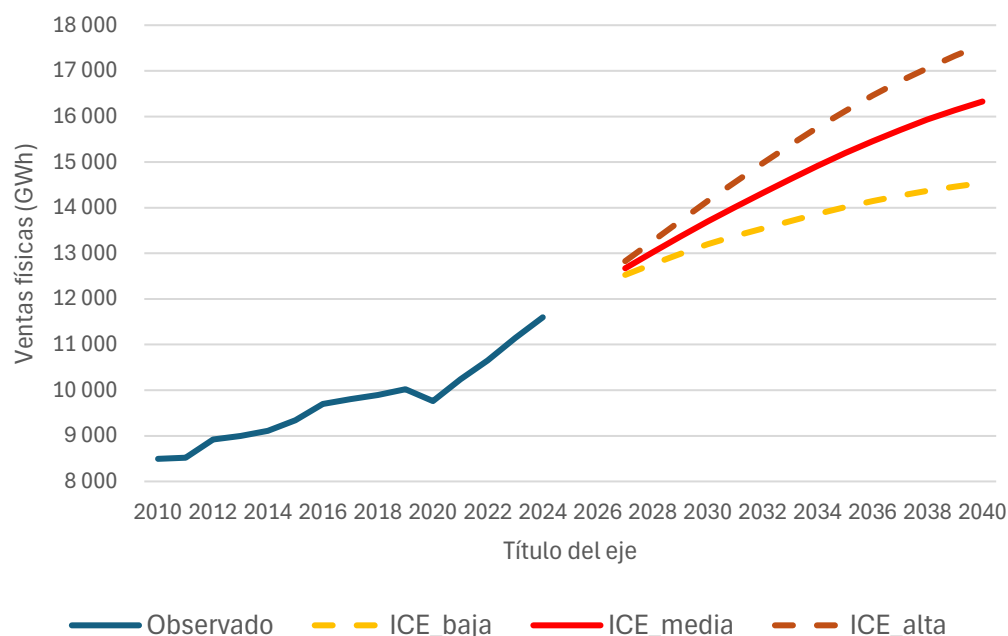
4. Trayectorias alternativas de demanda eléctrica y sus implicaciones estratégicas (2028–2040)

4.1. Punto de partida: la trayectoria histórica y la proyección oficial del ICE

El análisis de escenarios parte de una constatación básica: la demanda eléctrica observada entre 2010 y 2024 ha seguido una trayectoria moderadamente creciente, con episodios de desaceleración asociados al ciclo económico y a la pandemia, seguidos de una recuperación gradual. Esa trayectoria histórica constituye la base empírica sobre la cual el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) formula sus proyecciones en el Plan de Expansión de la Generación (PEG) 2024–2040.

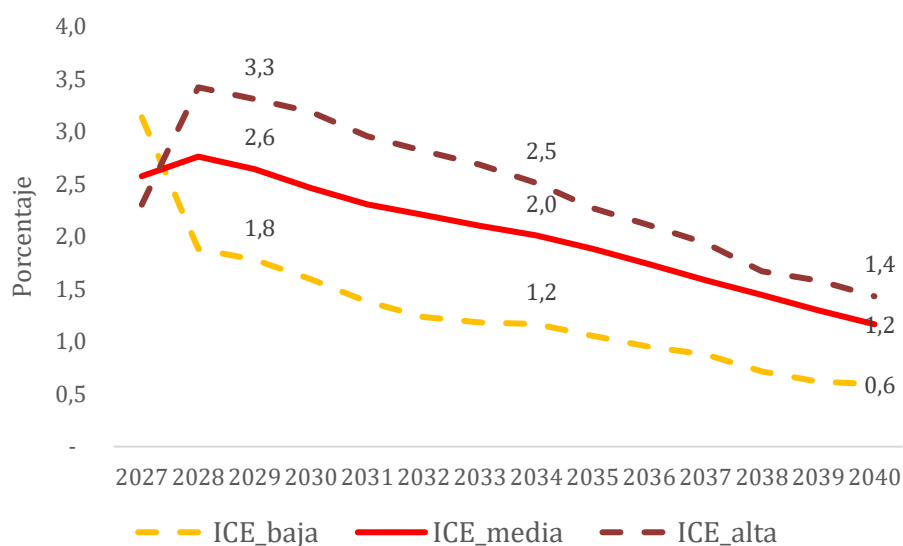
El gráfico 4.1 presenta las ventas observadas del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) hasta 2024 y las tres trayectorias oficiales del ICE —escenario bajo, medio y alto— para el período posterior, según el PEG 2024-2040.

Gráfico 4. 1 Ventas observadas 2010-2024 y proyecciones del ICE: baja, media y alta.



Fuente: Elaboración propia con datos del PEG

Gráfico 4. 2 Tasa de crecimiento anual de las proyecciones de demanda del ICE (ventas físicas).



Fuente: Elaboración propia con datos del PEG

Un elemento clave que emerge de estos gráficos es la **curvatura decreciente** de las proyecciones del ICE. Mientras que en 2029 las tasas de crecimiento anual proyectadas oscilan entre 1,8% y 3,3%, dichas tasas disminuyen progresivamente hacia 2040, convergiendo a rangos entre 0,6% y 1,4%.

En términos promedio para el período 2027–2040¹, las tasas implícitas son:

- ICE baja: **1,2% anual**
- ICE media: **2,0% anual**
- ICE alta: **2,5% anual**

Es decir, el marco oficial no solo contempla un crecimiento moderado, sino que también incorpora una desaceleración estructural progresiva de la demanda eléctrica a largo plazo. La pendiente de las curvas se reduce de forma sistemática. Sin embargo, **en las proyecciones del PEG esta desaceleración no aparece explícitamente justificada** ni se identifican con claridad los supuestos estructurales, económicos, tecnológicos o demográficos que explicarían por qué la demanda perdería dinamismo de manera sostenida conforme avanza el horizonte de planificación.

Esta ausencia de fundamentación analítica es particularmente relevante porque el supuesto de desaceleración condiciona directamente la planificación de la generación futura: una senda de crecimiento decreciente reduce la presión acumulada sobre la capacidad instalada y, por tanto, influye en las decisiones estratégicas de expansión, inversión y seguridad energética. En otras palabras, no se trata únicamente de cuánto crecerá la demanda, sino de por qué se asume que crecerá cada vez menos. Sin una explicación robusta de esa trayectoria, el riesgo es que una premisa central del planeamiento eléctrico quede más sustentada en una forma proyectiva implícita que en determinantes claramente identificables.

4.2. Una diferencia estructural: crecimiento decreciente versus crecimiento constante

A diferencia del ICE, los escenarios desarrollados en este estudio adoptan una estructura distinta: **tasas de crecimiento constantes en el largo plazo**, coherentes con elasticidades históricas estimadas y con trayectorias macroeconómicas explícitas.

Mientras el ICE modela una desaceleración progresiva, nuestros escenarios —tanto el base como los alternativos— suponen que la economía mantiene un ritmo estable de expansión en el período 2028–2040. Por ejemplo (ver sección 3.7 sobre escenario base), el escenario base del modelo parte de un

¹ Estas tasas difieren de las reportadas por el ICE en la tabla 6.3 del PEG, debido a que el ICE las calculó para el período 2023-2040, mientras que aquí se presentan para 2027-2040.

crecimiento del PIB del 3,5% anual constante, que implica también un crecimiento constante de la demanda por recursos energéticos.

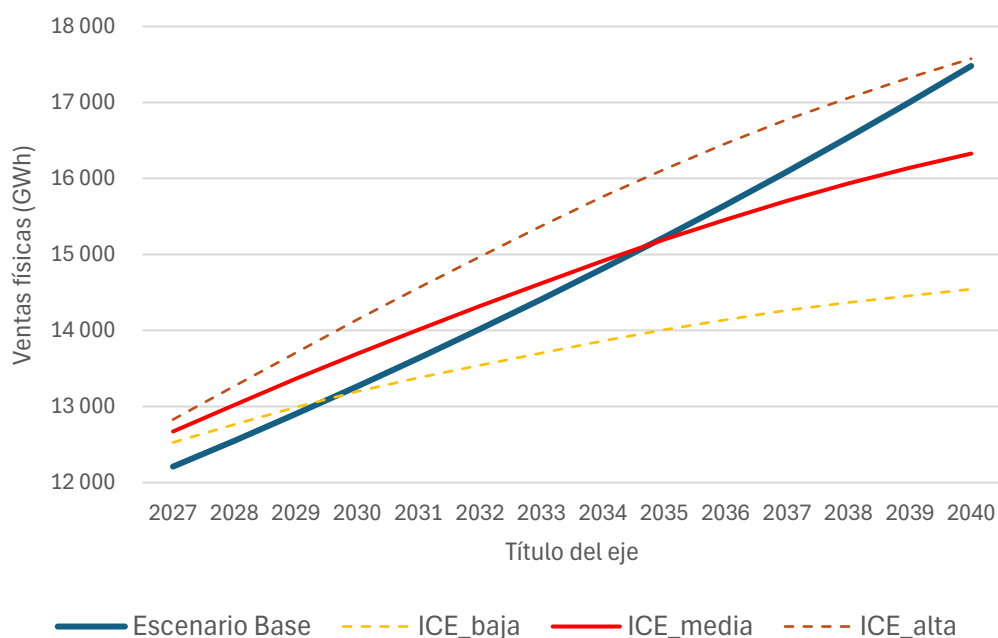
Esta diferencia metodológica genera una divergencia visual clara en las trayectorias: las curvas oficiales del ICE se aplanan; las alternativas aquí modeladas mantienen pendientes sostenidas.

La pregunta que emerge no es técnica sino estratégica: ¿es más realista suponer que la demanda eléctrica costarricense se desacelerará estructuralmente durante la próxima década, o que acompañará un eventual proceso de transformación productiva?

4.3. Escenario macroeconómico base: crecimiento sostenido sin cambios tecnológicos

La Figura 4.3 incorpora el escenario base del modelo alternativo, que supone un crecimiento del PIB del 3,5% anual (ver sección 3.7).

Gráfico 4.3 Escenario base de las ventas físicas totales (GWh) en comparación con las proyecciones del ICE.



Fuente: Elaboración propia con datos del PEG

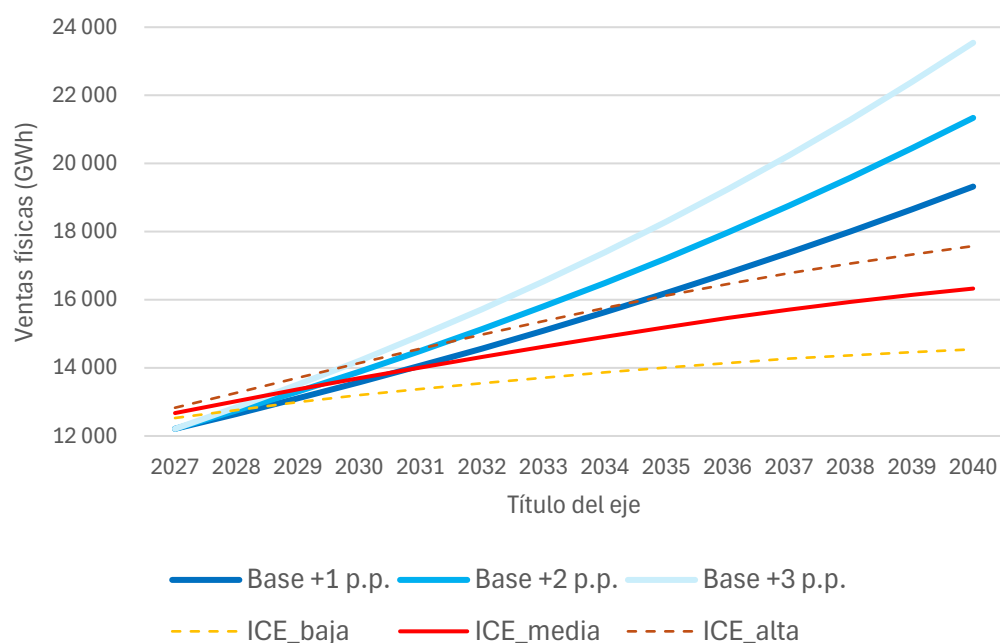
Este escenario no introduce centros de datos adicionales ni electrificación acelerada. Solo supone que la economía costarricense mantiene un crecimiento sostenido del ingreso per cápita, consistente con una estrategia de mejora productiva gradual.

Aun bajo este supuesto relativamente prudente, la trayectoria de demanda converge progresivamente hacia el límite superior del rango oficial y supera el escenario medio del ICE a partir de inicios de la década de 2030, pero hacia el final del periodo, supone una mayor convergencia hacia la proyección del ICE de mayor demanda, cercana a los 17.500 GWh para el año 2040.

4.4. Escenarios de mayor dinamismo productivo

El gráfico 4.4 muestra los tres escenarios macro adicionales (+1, +2 y +3 puntos porcentuales sobre la base).

Gráfico 4.4 Escenarios de mayor dinamismo productivo en comparación con las proyecciones del ICE.



Fuente: Elaboración propia con datos del PEG

Aquí la divergencia se amplifica de forma sustancial. Bajo el escenario más dinámico (que supone tasas de crecimiento del PIB del orden del 6,5% anual para todo el periodo), la demanda proyectada en 2040 supera ampliamente el escenario alto del ICE, alcanzando los 23.500 GWh. Pero incluso el escenario que más se asemeja hoy a las proyecciones más recientes del Banco Central de Costa Rica (escenario base +

1 p.p.), a partir del año 2031 se superaría la demanda proyectada por el ICE, y la brecha continuaría ampliándose hasta alcanzar ventas superiores a los 19.000 GWh para el año 2040.

Además, debido al patrón de “crecimiento decreciente” de las proyecciones del ICE, la brecha se acumula exponencialmente en el tramo final del horizonte.

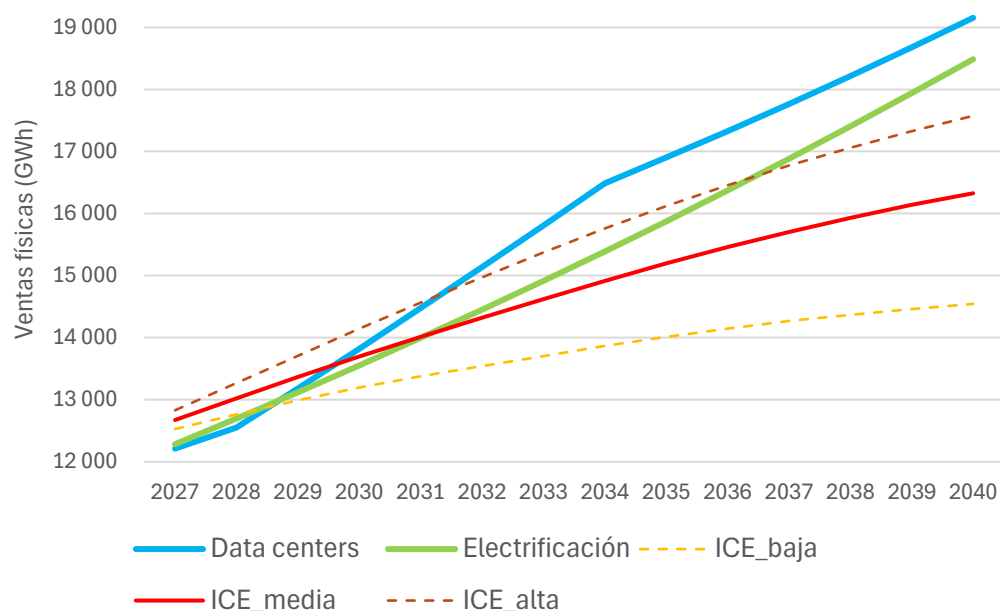
Este ejercicio no implica que el país necesariamente crecerá al 5% o 6%. Lo que demuestra es que, si el país decidiera impulsar una transformación productiva ambiciosa —semiconductores, manufactura avanzada, servicios intensivos en conocimiento— la planificación eléctrica basada en una desaceleración estructural de la demanda por servicio eléctrico podría resultar conservadora.

4.5. Transformaciones tecnológicas específicas: centros de datos y electrificación

El gráfico 4.5 introduce dos cambios tecnológicos concretos y técnicamente fundamentados:

- Instalación progresiva de centros de datos de escala media-alta.
- Electrificación acelerada del parque vehicular liviano.

Gráfico 4. 5 Escenarios de cambios tecnológicos hipotéticos en comparación con las proyecciones del ICE.



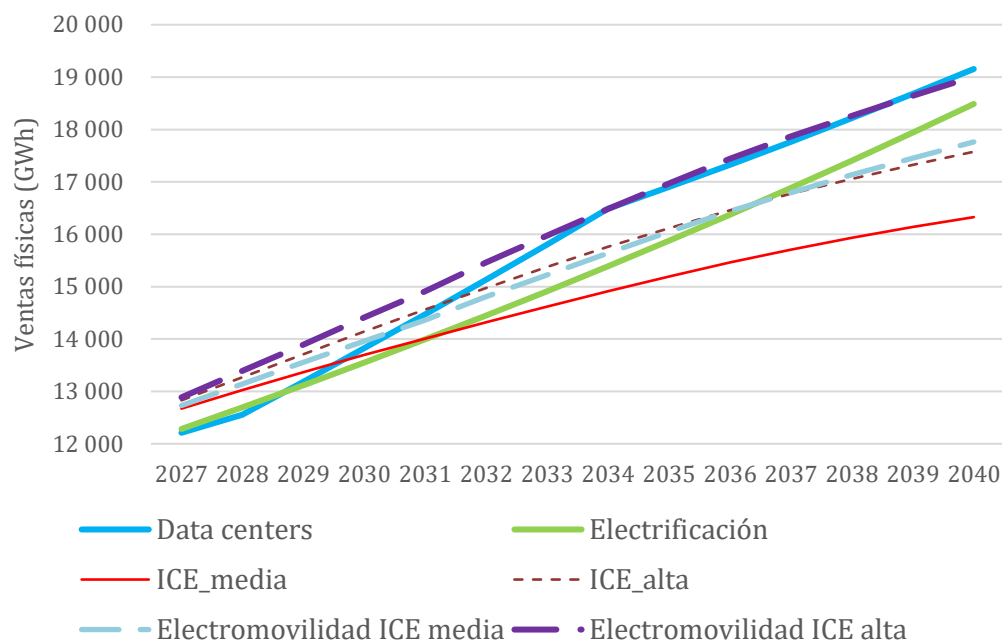
Fuente: Elaboración propia con datos del PEG

El escenario de centros de datos eleva la tasa promedio a 3,5% anual para el periodo 2027-2040, nivel comparable al escenario macro +1pp. La electrificación genera un crecimiento de 3,2% anual, con impacto progresivo.

Un hallazgo relevante es que ambos escenarios tecnológicos producen trayectorias que se aproximan al escenario ICE alto hacia finales de la década de 2030, pero lo superan durante la década siguiente.

Pero además, como se comentó en la sección 2.6, adicional a sus escenarios bajo, medio y alto, el ICE también se dio a la tarea de preparar un escenario adicional, uno específico que combina los efectos de la generación distribuida (principalmente solar fotovoltaica) y la electromovilidad.

Gráfico 4. 6 Escenarios de cambios tecnológicos hipotéticos en comparación con las proyecciones de electromovilidad



Como muestra el gráfico 4.6, los escenarios de electromovilidad del ICE parecieran estar más en consonancia con algunos de los escenarios presentados en este documento. Especialmente el escenario de electromovilidad del ICE con demanda alta, que alcanza los 19.000 GWh en ventas proyectadas para el año 2040, un nivel cercano al de 4 de los 6 escenarios planteados y presentados en esta investigación, y que únicamente es superado por los escenarios en los cuales se proyectan crecimientos del PIB de Costa Rica del 5,5% y 6,5%.

Dado que el país ha expresado interés estratégico en:

- Inteligencia artificial verde,
- Infraestructura digital,
- Atracción de inversión tecnológica,
- Descarbonización del transporte,
- Semiconductores

la magnitud de estos impactos no debe considerarse marginal.

4.6. Lectura estratégica integrada

El análisis comparado revela tres hechos fundamentales:

1. Las proyecciones oficiales del ICE incorporan una desaceleración estructural de la demanda.
2. Escenarios de crecimiento económico sostenido —sin necesidad de disrupciones extremas— generan trayectorias más empinadas.
3. Transformaciones tecnológicas específicas pueden tener efectos equivalentes a aumentos permanentes del crecimiento macro.

Cuadro 4. 1 Comparación de las tasas medias de crecimiento anual de las ventas físicas del Plan de Generación Eléctrica y de los escenarios del CPC, para el periodo 2027-2040

PGE (ICE)		Escenarios del CPC	
ICE_baja	1,2%	Base	2,8%
ICE_media	2,0%	Base+1pp	3,6%
ICE_alta	2,5%	Base+2pp	4,4%
Electromovilidad media	2,6%	Base+3pp	5,2%
Electromovilidad alta	3,0%	DataCenters	3,5%
		Electrificación	3,2%

Fuente: Elaboración propia con datos del PGE 2024-2040 y escenarios simulados en este documento.

La planificación eléctrica no es un ejercicio puramente técnico de extrapolación histórica. Es una decisión estratégica vinculada al modelo de desarrollo productivo.

Si Costa Rica opta por una senda de crecimiento moderado, el escenario medio del ICE podría ser suficiente. Si opta por una estrategia de mayor dinamismo tecnológico y productivo, la demanda eléctrica podría situarse sistemáticamente en el rango superior o incluso superarlo.

4.7. Reflexión final

Este ejercicio no afirma que el sistema eléctrico costarricense necesariamente enfrentará un déficit de capacidad en los próximos años. Tampoco pretende sustituir los modelos operativos y de expansión utilizados por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y demás actores del sector. Su propósito es más elemental, pero al mismo tiempo más estratégico: evidenciar que las diferencias entre asumir una trayectoria de desaceleración estructural de la demanda y una trayectoria de crecimiento sostenido no son triviales. Generan brechas acumuladas relevantes hacia 2040 y, sobre todo, conducen a visiones muy distintas sobre el tipo de economía que Costa Rica podría construir durante las próximas décadas.

La demanda eléctrica no es únicamente una variable técnica. Es también un reflejo del modelo de desarrollo económico que un país espera alcanzar. Proyectar una demanda moderada, desacelerada y con bajas tasas de crecimiento implícitamente supone una economía con menor dinamismo productivo, menor sofisticación industrial, menor incorporación tecnológica y menores requerimientos energéticos asociados a procesos intensivos en conocimiento, digitalización y automatización. Por el contrario, escenarios de mayor crecimiento económico y transformación productiva necesariamente implican una presión creciente sobre el sistema eléctrico, tanto en términos de generación como de transmisión, almacenamiento y resiliencia operativa.

En ese sentido, la discusión de política pública no debería limitarse exclusivamente a cuánta electricidad necesitará Costa Rica en el futuro. La discusión de fondo consiste en determinar qué tipo de economía desea construir el país y cuál será el papel del sistema eléctrico dentro de esa estrategia de desarrollo. La electricidad dejó hace mucho tiempo de ser únicamente un servicio público esencial. En la economía contemporánea se ha convertido en uno de los principales determinantes de competitividad, atracción de inversión, localización industrial y capacidad de crecimiento de largo plazo.

Este aspecto adquiere aún mayor relevancia en un contexto internacional marcado por profundas transformaciones tecnológicas. La expansión acelerada de aplicaciones de inteligencia artificial, centros de datos, computación en la nube, automatización industrial, digitalización de procesos productivos y electrificación del transporte está modificando rápidamente los patrones de consumo energético a nivel global. Muchas de estas actividades poseen demandas eléctricas intensivas, continuas y altamente sensibles a factores como estabilidad del suministro, redundancia operativa, precios competitivos y trazabilidad ambiental de la energía utilizada.

En particular, la creciente competencia internacional por atraer centros de datos y actividades intensivas en procesamiento digital podría alterar significativamente las trayectorias tradicionales de demanda eléctrica. Empresas globales vinculadas a servicios digitales, inteligencia artificial y procesamiento masivo de información están priorizando ubicaciones con disponibilidad energética confiable, capacidad de expansión relativamente rápida y matrices eléctricas bajas en emisiones. En este contexto, Costa Rica posee ventajas importantes derivadas de su estabilidad relativa y de su histórica reputación internacional

como país con alta participación de energías renovables. Sin embargo, dichas ventajas no son permanentes ni garantizan por sí mismas la atracción futura de inversión.

Precisamente por ello, uno de los principales riesgos estratégicos consiste en reaccionar demasiado tarde ante cambios estructurales en la demanda. Los sistemas eléctricos poseen inercias significativas y tiempos de maduración largos. La expansión de generación, transmisión y respaldo operativo requiere procesos regulatorios, ambientales, financieros y constructivos que frecuentemente toman varios años. Una vez identificado un faltante importante de capacidad, las posibilidades de reacción rápida suelen ser limitadas. En consecuencia, la planificación eléctrica enfrenta un desafío complejo: evitar tanto la sobreinversión ineficiente como la subestimación persistente de necesidades futuras.

Este elemento resulta particularmente relevante en economías pequeñas y abiertas como la costarricense, donde cambios relativamente puntuales en inversión extranjera directa o transformación productiva pueden alterar de manera importante la trayectoria de consumo eléctrico. La instalación de nuevos complejos industriales, procesos de electrificación acelerada o infraestructura digital de gran escala podría modificar significativamente la demanda agregada en horizontes relativamente cortos. Sin embargo, el sistema institucional y regulatorio no necesariamente posee la misma velocidad de adaptación. Los tiempos asociados a permisos, expansión de transmisión, aprobación regulatoria, contratación de nueva capacidad y ejecución de proyectos energéticos suelen ser considerablemente más lentos que la velocidad con la que evolucionan los mercados tecnológicos globales.

Por ello, la discusión sobre demanda eléctrica no puede separarse del debate institucional y regulatorio del sector. Independientemente del modelo específico que el país decida adoptar en el futuro, la capacidad de reacción del sistema se convierte en un elemento central de competitividad. Aspectos relacionados con planificación flexible, señales de inversión, almacenamiento energético, modernización de redes, generación distribuida, armonización regional, participación privada y expansión de transmisión probablemente adquirirán una importancia creciente durante las próximas décadas.

Asimismo, la discusión futura no se limita únicamente a cuánto crecerá la demanda, sino también al tipo de matriz energética que Costa Rica desea consolidar. El cambio climático, la creciente variabilidad hidrológica y la necesidad de resiliencia operativa obligan a repensar el balance entre distintas fuentes de generación. La hidroelectricidad continuará siendo un componente fundamental del sistema costarricense, pero probablemente coexistirá con una mayor diversificación basada en geotermia, solar, eólica, almacenamiento y otras tecnologías complementarias. Sistemas eléctricos más diversificados no solo reducen vulnerabilidades operativas, sino que también amplían las posibilidades de adaptación frente a cambios tecnológicos y económicos futuros.

En paralelo, emerge una discusión estratégica aún más amplia: si Costa Rica aspira únicamente a garantizar el abastecimiento interno o si desea posicionarse como una plataforma regional de energía renovable y actividades intensivas en electricidad limpia. La creciente electrificación global podría abrir oportunidades vinculadas no solo a manufactura avanzada y servicios digitales, sino también

eventualmente a nuevas cadenas de valor asociadas a hidrógeno verde, procesamiento tecnológico, exportación de servicios intensivos en datos y otras industrias de alto consumo energético pero bajas emisiones.

Bajo esa perspectiva, la planificación eléctrica deja de ser únicamente un ejercicio técnico de proyección de consumo. Se convierte en un componente central de la estrategia nacional de competitividad y crecimiento. Planificar sobre escenarios persistentemente conservadores puede reducir riesgos de sobreinversión en el corto plazo, pero también podría limitar la capacidad futura del país para capturar oportunidades de transformación productiva en un entorno internacional crecientemente electrificado.

En el fondo, proyectar la demanda eléctrica es también proyectar una visión de país. Implica definir si Costa Rica espera adaptarse pasivamente a una trayectoria de bajo crecimiento o si pretende construir las condiciones energéticas necesarias para sostener una economía más dinámica, tecnológicamente sofisticada y competitiva durante las próximas décadas.

Anexo

Intensidad energética primaria comparada en Costa Rica y economías de referencia seleccionadas (2002, 2012 y 2022)

Unidad de medida: megajulios por dólar internacional de PIB en PPA de 2017 (MJ/\$ PPP constante 2017)

País	2002	2012	2022
Argentina	3,98	3,30	3,29
Brazil	3,89	3,82	3,87
Canada	7,79	6,88	6,44
Chile	4,39	3,96	3,19
Colombia	2,80	2,13	2,18
Costa Rica	2,46	2,42	1,91
Mexico	3,47	3,48	3,00
OCDE	5,04	4,22	3,41
Estados Unidos	6,50	5,13	4,17

Notas:

1. La intensidad energética primaria se define como la relación entre el suministro total de energía primaria y el producto interno bruto medido en términos de paridad de poder adquisitivo (PPA), y constituye una medida agregada de cuánta energía utiliza una economía para generar una unidad de producción económica.
2. Valores más bajos indican un menor uso relativo de energía por unidad de PIB, aunque esto puede reflejar tanto mejoras en la eficiencia energética como diferencias en la estructura productiva, la composición sectorial, los patrones de consumo, las condiciones geográficas o el nivel de industrialización.
3. Las comparaciones internacionales deben interpretarse con cautela, ya que el indicador no mide exclusivamente la eficiencia tecnológica ni el desempeño del sistema eléctrico, sino una relación macroeconómica entre energía y producción.
4. "OECD" corresponde al promedio de países miembros de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos.
5. Se seleccionan años de referencia decenales (2002, 2012 y 2022) para ilustrar cambios estructurales de largo plazo.

Fuente: elaboración propia con datos del Banco Mundial, indicador EG.EGY.PRIM.PP.KD (Energy intensity level of primary energy, MJ/\$2017 PPP GDP), World Development Indicators.

Referencias

-  **01** | BCCR. (2026). *Informe de Política Monetaria*. San José, Costa Rica: Banco Central de Costa Rica. Sesión 6304-2026 del 27 de enero del 2026. .
-  **02** | CPC. (2025). *Índice de Competitividad Nacional 2025*. San José, Costa Rica: Consejo para la Promoción de la Competitividad de Costa Rica.
-  **03** | INEC. (2024). *Estimaciones y proyecciones nacionales de población 1950 - 2100. Documento Metodológico*. San José, Costa Rica: Instituto Nacional de Estadística y Censos. Julio 2024.
-  **04** | International Energy Agency. (2023). *Data centres and data transmission networks*. París, Francia: IEA. Recuperado de <https://www.iea.org/energy-system/buildings/data-centres-and-data-transmission-networks>.
-  **05** | International Energy Agency. (2024 (a)). *Electricity 2024: Analysis and forecast to 2026*. París, Francia: IEA. Recuperado de <https://www.iea.org/reports/electricity-2024>.
-  **06** | International Energy Agency. (2024 (b)). *Energy and AI: Energy demand from data collection, processing and AI workloads*. París, Francia: IEA. Recuperado de <https://www.iea.org/reports/energy-and-ai>.
-  **07** | International Energy Agency. (2024 (c)). *Global EV outlook 2024: Catching up with climate ambitions*. París, Francia: IEA. <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2024>.
-  **08** | National Renewable Energy Laboratory (NREL). (2022). *Electric vehicle charging infrastructure trends and charging losses*. Golden, CO: U.S. Department of Energy.
-  **09** | Torijano, E. (2023). *Estadísticas del subsector eléctrico de los países del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA) 2022*. Ciudad de México, Comisión Económica para América Latina y el Caribe.
-  **10** | U.S. Department of Energy. (2023). *Electric vehicle charging basics. Alternative Fuels Data Center*. <https://afdc.energy.gov>.
-  **11** | World Bank. (2024). *Energy intensity level of primary energy (MJ/\$2017 PPP GDP) (EG.EGY.PRIM.PP.KD)*. *World Development Indicators*. Obtenido de <https://data.worldbank.org/indicator/EG.EGY.PRIM.PP.KD>.
-  **12** | World Bank. (2026). *Commodity Markets Outlook. April 2026*. Washington, DC: World Bank. License: Creative Commons Attribution CC BY 3.0 IGO.





Promovemos políticas públicas y acciones para impulsar una Costa Rica más competitiva, productiva y con más oportunidades.

Contáctenos

✉ info@cpc.cr

👤 andres.fernandez@cpc.cr

🌐 www.cpc.cr

📊 www.icn.cr
Índice de Competitividad Nacional

