



**Banco Central
del Ecuador**

Apuntes de Economía

Gerencia de Estudios y Estadísticas Económicas
Subgerencia de Estudios y Programación Macroeconómica

Análisis del Sector Eléctrico e Impacto Económico de la Crisis Energética de 2024 en Ecuador

Apuntes de Economía No. 77

Elaborado por:

Emanuel Yaselga, Karla Revelo, Eduardo Cabezas, Kamila Aguirre y Edwin Cevallos*

Mayo, 2025

BANCO CENTRAL DEL ECUADOR

* Funcionarios de la Subgerencia de Estudios y Programación Macroeconómica. Se agradecen los comentarios y sugerencias de Gina Torres y Diego Tapia.



Banco Central del Ecuador

Apuntes de Economía

ISSN: 1390 – 1214

<https://contenido.bce.fin.ec/documentos/PublicacionesNotas/Catalogo/Apuntes/indapun.htm>

Apuntes de Economía es una publicación que recoge artículos con base académica formal dirigidos a dar respuesta a temas concretos de política económica y buscan contribuir con conocimiento específico de problemáticas particulares.

Se permite la reproducción de este documento siempre que se cite la fuente.

El análisis realizado no representa la posición del Banco Central del Ecuador o sus autoridades.

2025. © Banco Central del Ecuador

www.bce.ec



Resumen

El sector eléctrico ecuatoriano es un pilar estratégico para el país al ser fundamental para el desempeño de las actividades productivas y de servicios. En el mediano y largo plazo, constituye una base para el desarrollo económico y social. Sin embargo, existe una alta dependencia de la generación de fuentes hídricas, que representan alrededor del 80,0% de la matriz energética, lo que lo hace vulnerable a variaciones climáticas. A partir de los últimos meses de 2023 y durante 2024, el país enfrentó un estiaje severo que redujo drásticamente los caudales de las principales cuencas hidrográficas. Esta situación obligó a activar la totalidad de la capacidad termoeléctrica disponible e importar energía desde Colombia, en un contexto de creciente demanda energética. Así, en abril de 2024 se declaró la emergencia eléctrica a nivel nacional, con cortes de hasta 14 horas diarias. Las pérdidas económicas estimadas ascendieron a USD 1.916 millones, con un impacto de 1,4 puntos porcentuales sobre el crecimiento de ese año.

Abstract

The Ecuadorian electricity sector is a strategic pillar for the country, as it is fundamental for the performance of productive and service activities. In the medium and long term, it constitutes a basis for economic and social development. However, the generation of water sources constitutes approximately 80,0% of the energy matrix, making the system vulnerable to climate variations. During the final months of 2023 and throughout 2024, the nation experienced a period of extreme low water levels, which significantly diminished the flows of the primary hydrographic basins. This situation needed the use of all available thermoelectric capacity and the importation of energy from Colombia, in a context of escalating energy demand. Consequently, in April 2024, a nationwide electrical emergency was declared, resulting in outages of up to 14 hours per day. The estimated economic losses amounted to USD 1.916 million, with an impact of 1,4 percentage points on that year's growth.

Tabla de contenido

1. INTRODUCCIÓN.....	7
2. ANTECEDENTES	9
2.1. Reseña histórica del sector eléctrico de Ecuador	9
2.2. Cifras del sector eléctrico.....	10
3. PROBLEMÁTICA DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO.....	13
3.1. Desafíos en la generación eléctrica	13
3.2. Desafíos en la transmisión eléctrica.....	17
3.3. Desafíos en la distribución eléctrica.....	19
3.4. Racionamientos eléctricos.....	20
4. METODOLOGÍA PARA MEDIR EL IMPACTO ECONÓMICO DE LA CRISIS ENERGÉTICA.....	24
4.1. Metodología PDNA	24
4.2. Fuentes de información	25
4.3. Metodología de estimación	27
5. ESTIMACIÓN DE LAS PÉRDIDAS Y SU IMPACTO EN EL PIB	30
6. CONCLUSIONES.....	31
REFERENCIAS.....	33
ANEXOS.....	34

Índice de tablas

Tabla 1. Importación de energía <i>En GWh, 2022 - 2024</i>	17
--	----

Índice de figuras

Figura 1. Línea de tiempo del Sector Eléctrico en Ecuador.....	10
Figura 2. Sistema eléctrico del SIN	11
Figura 3. Participación de las fuentes de generación eléctrica del SNI	12
Figura 4. Participación de los grupos de consumo en la demanda de energía del SNI.....	13
Figura 5. Potencia efectiva nacional	14
Figura 6. Energía bruta generada y demanda de electricidad a nivel nacional	15
Figura 7. Evolución de la energía generada bruta del SNI	16
Figura 8. Capacidad máxima en subestaciones del transmisor	18
Figura 9. Pérdidas de energía eléctrica respecto al total de energía recibida en el Sistema Nacional de Transmisión.....	19
Figura 10. Pérdidas de energía eléctrica en distribución.....	20
Figura 11. Caudal promedio de ingreso a Coca Codo Sinclair	22
Figura 12. Caudal promedio de ingreso al Complejo Integral Paute	22
Figura 13. Horas de suspensión de energía eléctrica	23
Figura 14. Metodología de estimación de pérdidas	28
Figura 15. Proceso para estimación del impacto macroeconómico	29
Figura 16. Pérdidas estimadas por industria	30
Figura 17. Pérdidas netas estimadas por los racionamientos energéticos y el impacto en el PIB	31
Figura 18. Resultados de la EMOE – Afectaciones y Expectativas.....	36
Figura 19. Acciones ante la emergencia eléctrica.....	37
Figura 20. Efectos ante la emergencia eléctrica.....	37

Anexos

Anexo 1. Formulario del módulo de Emergencia Eléctrica (EMOE).....	34
Anexo 2. Resultados del Módulo de Emergencia Eléctrica de la EMOE.....	36

1. INTRODUCCIÓN

El sector eléctrico es un elemento clave para el crecimiento y desarrollo económico del país ya que proporciona la energía necesaria para impulsar la actividad de los diversos sectores: primario, manufactura, comercio y servicios. Un suministro eléctrico estable favorece al desarrollo productivo y social, al mismo tiempo que mejora las condiciones en áreas como la educación, salud y seguridad pública. A su vez, la electrificación en zonas rurales contribuye a reducir la pobreza y promover la inclusión social, permitiendo que todas las comunidades accedan a servicios básicos y oportunidades económicas. El sector eléctrico no sólo impulsa la actividad económica, sino que además es un factor importante para la construcción de un futuro sustentable y equitativo para el país.

En este contexto, Ecuador ha impulsado una transformación estructural de su matriz energética, con un enfoque renovado en inversiones en fuentes de energía renovables, principalmente hidroeléctricas, con el objetivo de alcanzar un sistema eléctrico más limpio, robusto y sostenible. Para 2018, la capacidad instalada alcanzaba los 8.826,89 MW (Megavatios) de potencia, de los cuales el 59,8% fueron de fuentes renovables mientras que el 40,2% restante correspondió a fuentes no renovables. En comparación, en 2009 la capacidad instalada era de 4.838,70 MW con una participación del 44,8% de fuentes renovables y el 55,2% de fuentes no renovables (Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables [MERNNR, 2018]). En años con condiciones hidrológicas favorables, como 2021, la oferta de energía fue predominantemente hidroeléctrica, representando el 78,5% de la generación total (Ministerio de Energía y Minas, 2021). Sin embargo, la alta dependencia de una fuente sujeta a variabilidad climática, como es la hidráulica, requiere complementariedad con centrales térmicas flexibles, sistemas de almacenamiento energético y una expansión continua de las redes de transmisión y distribución, incluyendo la mejora de las interconexiones regionales. Además de los factores

meteorológicos, la falta de inversión en estos componentes durante la última década explica en gran medida la crisis eléctrica experimentada desde 2023 (Soria et al., 2024).

A partir de la metodología de Evaluación de Necesidades Post Desastre (PDNA, por sus siglas en inglés) y del uso de la Matriz Insumo Producto (MIP), el presente estudio tiene como objetivo estimar las pérdidas que se ocasionaron como consecuencia de los racionamientos eléctricos de 2024 y su impacto sobre la actividad económica, medida a través del Producto Interno Bruto (PIB).

Este documento está estructurado en seis apartados. La sección después de esta introducción incluye una reseña histórica del sector eléctrico en Ecuador, así como las principales cifras que caracterizan su evolución reciente. Luego, se analiza la problemática actual del sistema eléctrico nacional, abordando los factores estructurales y coyunturales que dieron lugar a las crisis energéticas de los últimos años. A continuación, se describe la metodología utilizada para estimar las pérdidas y el impacto económico de los apagones. En la quinta sección se presentan los resultados, mientras que en la sexta se concluye.

2. ANTECEDENTES

2.1. Reseña histórica del sector eléctrico de Ecuador

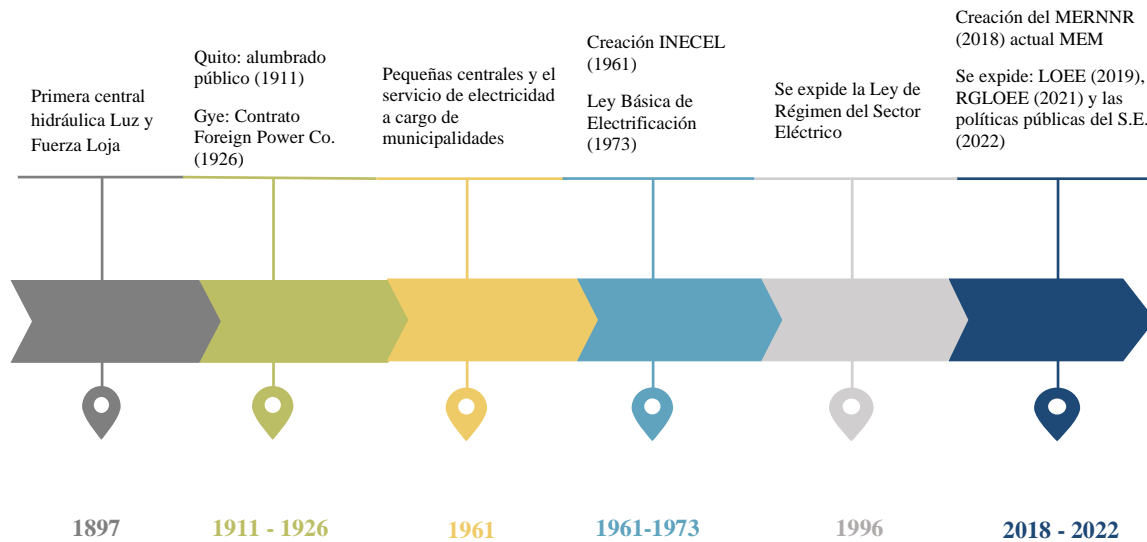
El inicio de la industria eléctrica en el país se remonta a 1897 con la instalación de la primera central hidráulica en Loja, la cual adquirió dos turbinas de 12kW (kilovatios) cada una. En 1911, se dispuso de alumbrado público en Quito, y en 1914, Cuenca instaló una planta de 37,5 kW que se amplió en 1922 a 102kW. En 1926, se contrató a la firma *Foreign Power Co.*, por 60 años, para el suministro de electricidad a Guayaquil, y similares proyectos se implementaron en Quito, Riobamba y otras ciudades (MERNNR, 2018).

En los años 70 y parte de los 80 se ejecutaron macroproyectos de equipamiento en las áreas de generación, transmisión y distribución. El sector eléctrico ecuatoriano contó con un marco legal a partir de septiembre de 1973 con la Ley Básica de Electrificación. Esta normativa determinaba que el Estado debía transferir el 47% de los ingresos que percibía el fisco, por concepto de regalías por la explotación de los recursos hidrocarburíferos y por los derechos de transporte de crudo por los oleoductos, al Fondo Nacional de Electrificación del Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL), creado en 1961. Estos recursos se destinaron a los estudios y construcción de las obras de generación y transmisión de energía eléctrica del Sistema Nacional Interconectado (SNI) y de los sistemas regionales (MERNNR, 2018).

El 15 de diciembre de 2008, se fusionaron las 10 empresas eléctricas de distribución y se instituyó la Corporación Nacional de Electricidad S.A. (CNEL S.A.); y, el 13 de enero de 2009 se constituyó la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC S.A.) como resultado de la fusión de cinco empresas de generación y una de transmisión. El 16 de enero de 2021, la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, constituyó al Centro Nacional de Control de la Energía (CENACE) como el Operador Nacional de Electricidad; es decir, es el operador

técnico del SNI y administrador comercial de las transacciones de bloques energéticos, responsable del abastecimiento de energía eléctrica al mínimo costo posible, preservando la eficiencia global del sector (Ministerio de Energía y Minas [MEM, 2024]).

Figura 1. Línea de tiempo del Sector Eléctrico en Ecuador



Fuente: Ministerio de Energía y Minas

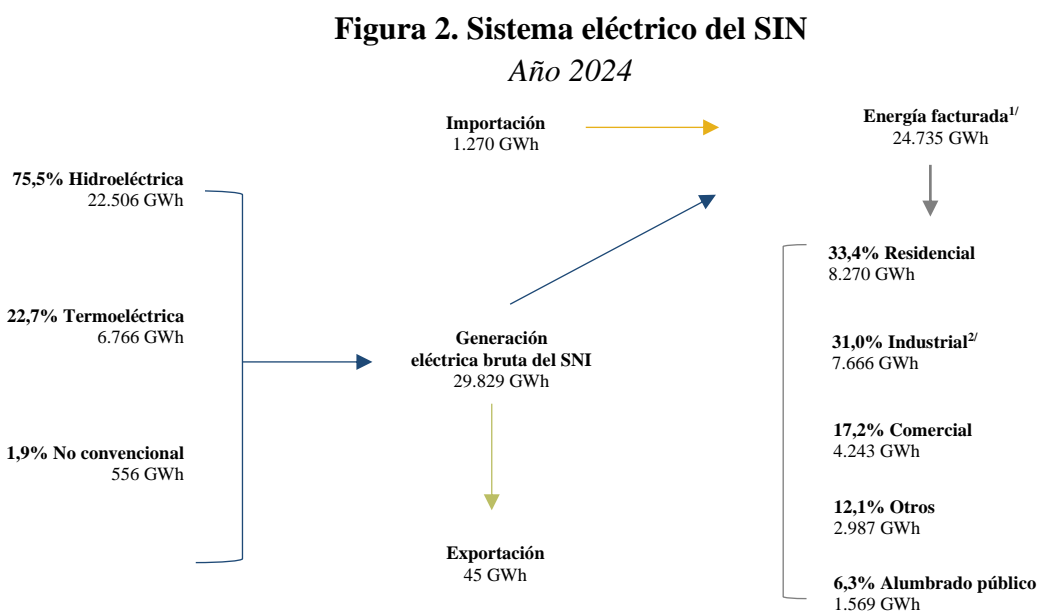
2.2. Cifras del sector eléctrico

Cadena energética de electricidad en Ecuador

La cadena energética de electricidad en el país cuenta con algunos elementos importantes como la generación, transmisión, distribución, consumo y regulación. En primera instancia, la generación de electricidad se basa en fuentes hidroeléctricas, que representan alrededor del 80% de la capacidad instalada. Así también, se utilizan fuentes térmicas (gas y diésel) y, en menor medida, energías renovables como la solar y la eólica. Una vez generada la electricidad, esta se transporta a través de un sistema de transmisión de alta tensión y se distribuye a los usuarios finales mediante redes locales. CELEC se encarga de la infraestructura, mientras que

la empresa distribuidora CNEL es la responsable de llevar la energía a hogares, comercios e industrias.

Por su parte, los consumidores finales son principalmente las empresas y los hogares, los cuales utilizan la electricidad para diversas actividades en función de sus necesidades. Finalmente, la regulación está a cargo de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL) que supervisa este sector, garantizando el cumplimiento de normativas y la calidad del servicio. La Figura 2 muestra el sistema eléctrico del SINI con cifras de 2024.



Notas: GWh (Gigavatio hora)

1/ Considera la generación bruta de electricidad menos las exportaciones, las pérdidas, los consumos auxiliares y ajustes.

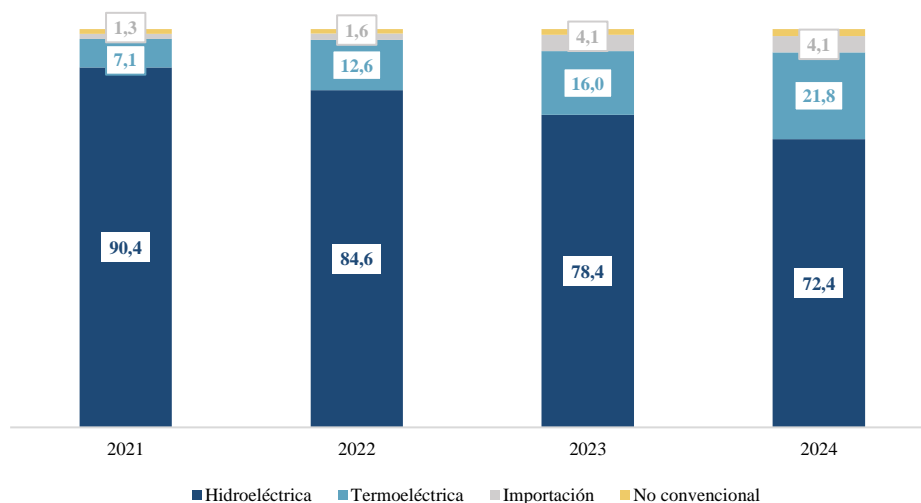
2/ El grupo de consumo Industrial incluye a la demanda no regulada y otras ventas.

Fuente: CENACE y Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables

Respecto a la participación por tipo de generación de energía, la fuente hidroeléctrica ha sido la más representativa por sobre los demás recursos. En los últimos cuatro años, esta fuente generó, en promedio, el 81% del total de la energía bruta del SINI. Sin embargo, desde 2022 se registró un descenso de su participación, siendo la cifra más baja en 2024, tal como se muestra en la Figura 3.

Figura 3. Participación de las fuentes de generación eléctrica del SNI

En porcentaje, 2021 - 2024

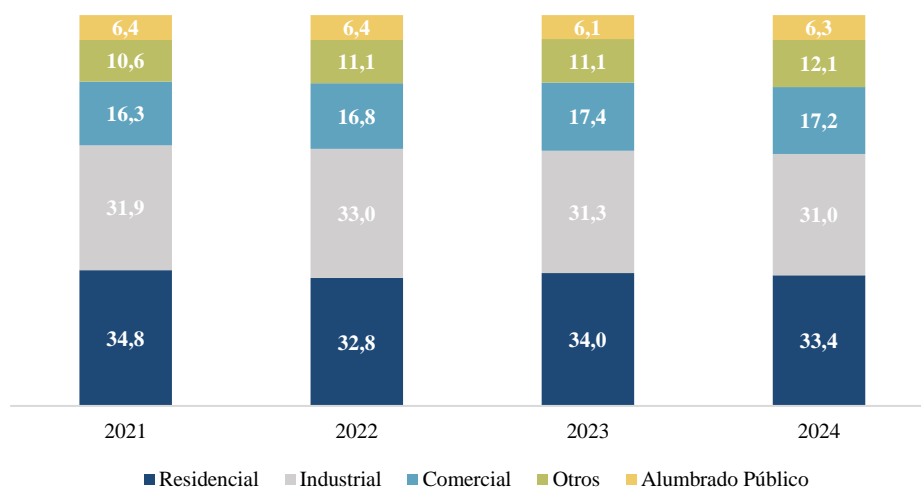


Fuente: CENACE

En lo que respecta a la energía facturada durante 2024, el sector residencial registró la mayor representación dentro del total, seguido por los sectores industrial y comercial (Figura 4). Esta estructura de distribución se ha mantenido, al menos, los últimos cuatro años. La predominancia del sector residencial podría estar asociada al crecimiento demográfico del país. De acuerdo con el Censo de Población y Vivienda de Ecuador 2022, realizado por el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INEC), Ecuador registró un incremento poblacional de aproximadamente 2,5 millones de personas entre 2010 y 2022².

² Para más información, véase <https://www.ecuadorencifras.gob.ec/proyecciones-poblacionales/>

Figura 4. Participación de los grupos de consumo en la demanda de energía del SNI
En porcentaje, 2021-2024



Nota: El grupo de consumo Industrial incluye a la demanda no regulada y otras ventas

Fuente: Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables

3. PROBLEMÁTICA DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

La crisis energética puede ser analizada en algunos ámbitos, desde la generación hasta la transmisión, distribución y consumo de energía. En la generación, la dependencia excesiva de fuentes hidroeléctricas conlleva a una alta vulnerabilidad frente a las variaciones climáticas, limitando la capacidad de producción. A su vez, la obsolescencia y falta de inversión en la infraestructura de transmisión y distribución ocasionaría problemas en la entrega eficiente de electricidad. Finalmente, el aumento en la demanda, impulsado por el crecimiento poblacional y la expansión industrial, generaría una presión adicional sobre el sistema eléctrico.

3.1. Desafíos en la generación eléctrica

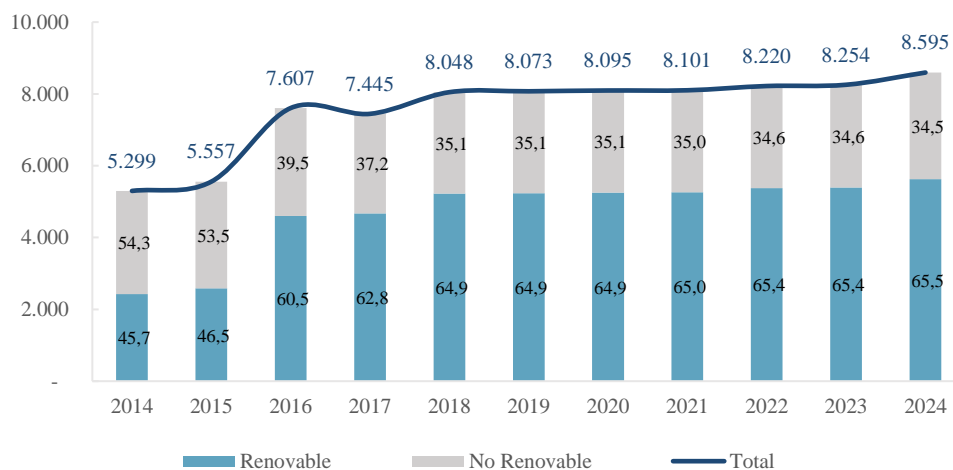
La generación de energía eléctrica se produce a partir de fuentes renovables y no renovables. Las primeras se componen de centrales hidroeléctricas, fotovoltaicas, eólicas y termoeléctricas que consumen biomasa y biogás. La generación de tipo no renovable está compuesta de

centrales que utilizan combustibles fósiles y se clasifican en: turbogás, turbovapor y motores de combustión interna.

En una central de generación, la potencia nominal se refiere al valor de diseño, mientras que la potencia efectiva es el valor real que la central puede entregar. En cuanto a la última, a diciembre de 2024, el país contó con una potencia efectiva instalada para la generación eléctrica de 8.595 MW, de los cuales el 62,5% correspondió a fuentes hidráulicas (Figura 5). Al cierre del año, se observó una aceleración en el crecimiento de la capacidad total de generación en respuesta a la crisis energética del país. En noviembre, se suscribieron contratos para la compra y alquiler de 632,1 MW de generación térmica, con plazos de entrega entre los 50 y 180 días³.

Figura 5. Potencia efectiva nacional

En MW y porcentaje, 2014 - 2024

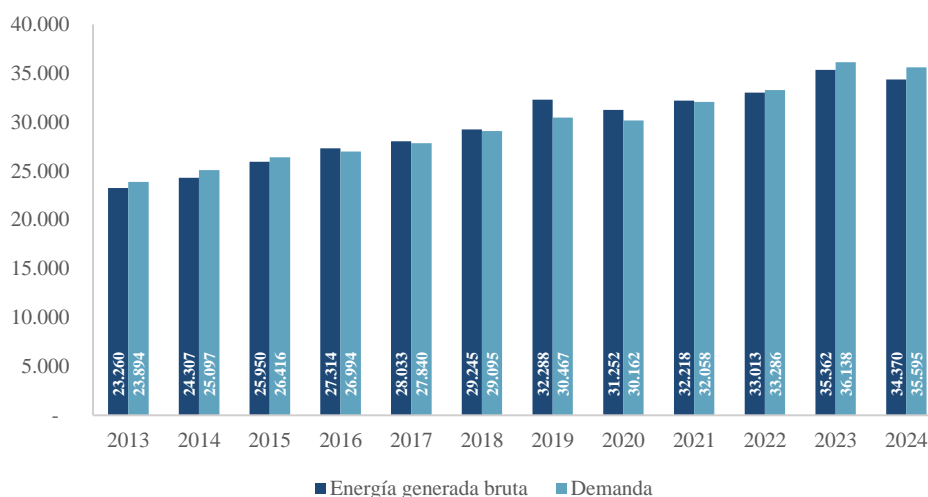


Fuente: Ministerio de Energía y Minas (Balance Energético Nacional 2023) y Agencia de Regulación y Control de Electricidad (Panorama Eléctrico 2025)

³ Para más información, véase <https://www.celec.gob.ec/noticias/gobierno-nacional-firmo-cuatro-nuevos-contratos-para-incorporar-632-1-megavattios-para-afrentar-la-crisis-electrica/>

Por su parte, entre 2019 y 2024, la demanda de electricidad experimentó un crecimiento⁴ de 16,8% superando significativamente al crecimiento registrado en la energía bruta generada⁵ que fue de 6,4%. Este cambio de tendencia, en el que la demanda de electricidad comenzó a superar a la energía generada, se observó desde 2022, revirtiendo así el comportamiento evidenciado durante los seis años anteriores, en los cuales la generación excedía a la demanda y se mantenía la incorporación de nuevos proyectos energéticos (Figura 6).

Figura 6. Energía bruta generada y demanda de electricidad a nivel nacional
En GWh (Gigavatio hora), 2013 – 2024



Fuente: Ministerio de Energía y Minas (Balance Energético Nacional 2023) y Agencia de Regulación y Control de Electricidad (Panorama Eléctrico 2025)

En relación con la energía bruta generada del SNI⁶, la Figura 7 evidencia una disminución en determinados meses de 2023 y 2024. En este último año, la generación eléctrica a través del SNI provino en un 72,4% de energía hidroeléctrica, 21,8% de termoeléctrica, 1,8% de energía no convencional y 4,1% de la importación de energía eléctrica proveniente de países vecinos.

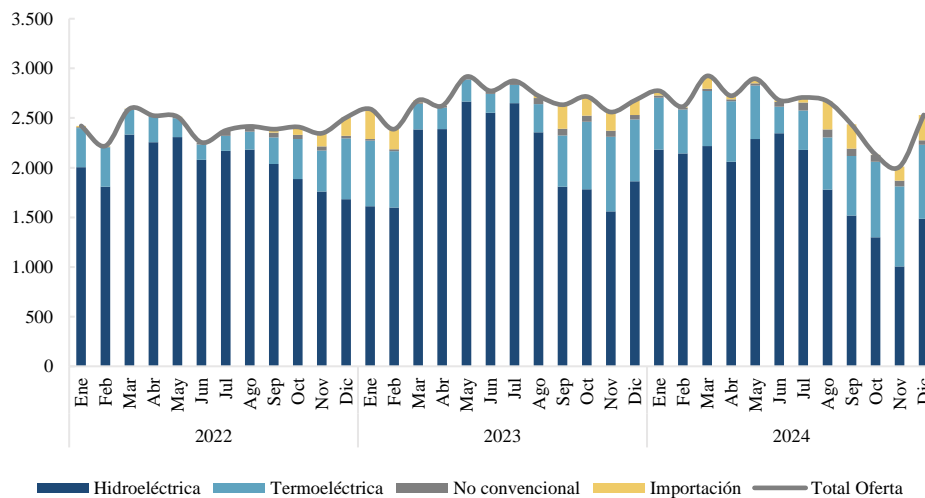
⁴ Impulsado por el crecimiento poblacional, la reactivación económica y el incremento de la actividad industrial.

⁵ Incluye al Sistema Nacional Interconectado (SNI) y al Sistema No Incorporado que incluyen todos aquellos sistemas que no están conectados al SNI; y que, generalmente, sirven para proveer energía eléctrica a sitios de difícil acceso o para facilidades petroleras o mineras; un caso particular es el sistema eléctrico de las Islas Galápagos que, por estar separado del continente, se lo considera como aislado.

⁶ La energía generada bruta del SNI contempla la generación nacional (hidroeléctrica, termoeléctrica y no convencional) e importación de energía.

Esta dinámica refleja una afectación significativa en la generación hidroeléctrica, atribuible, principalmente, a la prolongada ausencia de precipitaciones, lo que redujo considerablemente los caudales de los ríos a nivel nacional y, en consecuencia, impactó negativamente en la producción de energía de origen hídrico.

Figura 7. Evolución de la energía generada bruta del SNI
En GWh, ene. 2022 – dic. 2024



Fuente: CENACE

En línea con lo anteriormente descrito, fue necesario comprar más energía, principalmente desde Colombia, durante 2023. En 2024, las importaciones de energía eléctrica continuaron registrando niveles elevados en los meses de agosto, septiembre y diciembre, coincidiendo con los períodos más críticos del estiaje, cuando la disponibilidad hídrica para la generación nacional fue particularmente limitada.

Tabla 1. Importación de energía
En GWh, 2022 - 2024

	2022	2023	2024
Enero	12	303	48
Febrero	8	204	10
Marzo	1	18	129
Abril	4	1	37
Mayo	2	5	47
Junio	1	0	17
Julio	6	0	51
Agosto	4	20	283
Septiembre	36	243	245
Octubre	79	192	6
Noviembre	132	189	140
Diciembre	182	148	257
Total	466	1.321	1.270

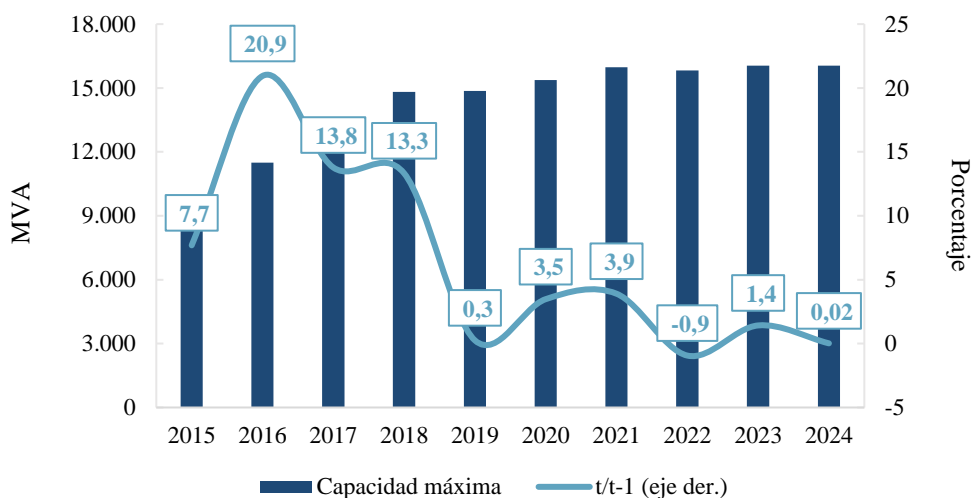
Fuente: CENACE

3.2. Desafíos en la transmisión eléctrica

El Sistema Nacional de Transmisión (SNT) está constituido por la infraestructura y el equipamiento necesario para abastecer a los centros de distribución, para el suministro del servicio público de energía pública y el servicio de alumbrado público.

La capacidad de transmisión registró incrementos sostenidos hasta 2018, alcanzando una tasa de crecimiento anual de 13,3%, con un total de 14.821 MVA (Mega voltamperios) de capacidad máxima de transformación. Sin embargo, en los años posteriores, esta capacidad mostró variaciones anuales inferiores al 5%, reflejando una desaceleración en su expansión. En 2024, la capacidad de transmisión se mantuvo en niveles similares a los registrados en 2023 (Figura 8).

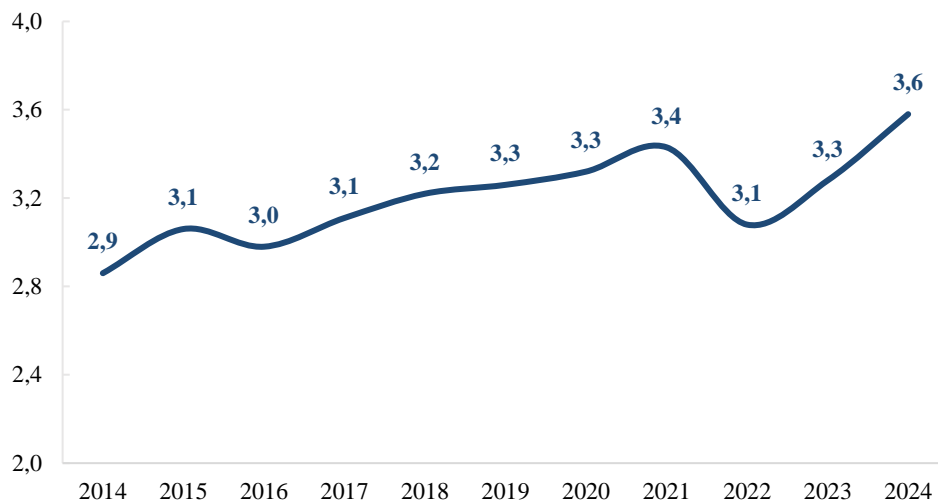
Figura 8. Capacidad máxima en subestaciones del transmisor
En MVA y porcentaje, 2015 - 2024



Fuente: Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables

Asimismo, las pérdidas de energía en el SNT, que corresponde a la diferencia entre la energía que recibe en el SNT y la que entrega a los centros de distribución, han mostrado una tendencia creciente durante la última década, con excepción de 2022. En este contexto, de acuerdo con la información publicada por la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL, 2025), las pérdidas en el SNT se incrementaron de 551 GWh en 2014 a 1.015 GWh en 2024, lo que, respecto a la energía recibida, representa un aumento del 2,9% a 3,6% (Figura 9).

Figura 9. Pérdidas de energía eléctrica respecto al total de energía recibida en el Sistema Nacional de Transmisión
En porcentaje, 2014 - 2024



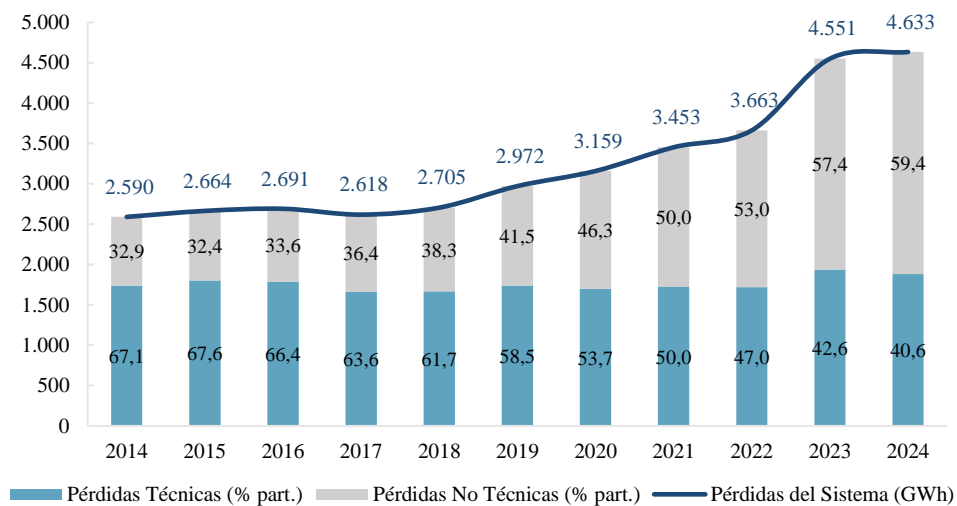
Fuente: Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables y SISDAT BI

3.3. Desafíos en la distribución eléctrica

En el sistema de distribución eléctrica también se han evidenciado pérdidas, las cuales se determinan como la diferencia entre la energía recibida por el sistema de distribución (disponible) y la registrada en los equipos de medición de los consumidores finales. Estas pérdidas se clasifican en técnicas y no técnicas. Las primeras se producen por los efectos físicos ocasionados por la electricidad en los elementos y equipos del sistema y dependen de las características y topología de las redes de distribución. Por otro lado, las pérdidas no técnicas se producen por causas administrativas y comerciales, así como: incorrecta facturación y gestión deficiente, equipos de medición en mal estado o alterados y conexiones ilegales por parte de los usuarios (ARCONEL, 2025).

En 2024, las pérdidas en la distribución eléctrica alcanzaron 4.633 GWh, de las cuales el 59,4% correspondió a las pérdidas no técnicas y el 40,6% restante a las técnicas (Figura 10). En el período 2014-2024, las pérdidas no técnicas experimentaron un crecimiento más pronunciado en comparación con las pérdidas técnicas, lo que indica un desafío adicional en la gestión del sistema. Esta disparidad sugiere la necesidad de fortalecer los mecanismos de control y modernización de los procesos comerciales del sector.

Figura 10. Pérdidas de energía eléctrica en distribución
En GWh y porcentaje, 2014 - 2024



Fuente: Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables

3.4. Racionamientos eléctricos

La alta dependencia en fuentes renovables constituye uno de los principales desafíos para el sector, ya que la variabilidad en la disponibilidad de agua puede generar racionamientos y una reducción en la oferta eléctrica. Esta vulnerabilidad no sólo compromete la estabilidad del suministro, sino que también tiene un impacto negativo en la economía, afectando tanto a las industrias como a la calidad de vida de los ciudadanos.

De acuerdo con información publicada por el Operador Nacional de Electricidad (CENACE, 2024), a partir de septiembre de 2023, el país enfrentó un fuerte período de estiaje en sus principales cuencas hidrográficas, con afluencias que se acercaron a los niveles más bajos registrados históricamente, especialmente en septiembre y octubre. Además, la generación eléctrica sufrió indisponibilidades no programadas, en gran parte debido a la antigüedad de varias plantas termoeléctricas⁷.

En 2024, la mayor demanda de energía, impulsada por el crecimiento poblacional y la expansión de las industrias, generó presiones adicionales sobre el sistema eléctrico. Entre 2019 y 2023 la demanda de electricidad aumentó en 19,0% mientras que la generación lo hizo a un ritmo más desacelerado (9,0%). La sequía en 2024 agravó la situación, lo que ocasionó racionamientos de energía para los hogares y empresas, debido al extenso período de estiaje. A continuación, se resumen los eventos destacados relacionados con la situación eléctrica de ese año.

En abril de 2024⁸, el sector eléctrico fue declarado en emergencia debido a los bajos caudales en los ríos, lo que ocasionó cortes de suministro energético de hasta 8 horas diarias. El 19 de junio de 2024, el Ministerio de Energía y Minas (MEM) reconoció que el sistema eléctrico colapsó debido a una falla en una de las líneas de transmisión. En agosto⁹ comenzó el período de estiaje en los principales embalses de la cuenca oriental, región que alberga ocho de las 12 hidroeléctricas del país. El 18 de septiembre se produjo el primer gran apagón nacional, el cual

⁷ De acuerdo con el Plan Maestro de Electricidad 2023-2032, trece centrales termoeléctricas registran una antigüedad que oscila entre los 30 y 52 años.

⁸ Mediante Acuerdo Nro. MEM-MEM-2024-0005-AM de 16 de abril de 2024, el Ministerio de Energía y Minas declaró la emergencia del sector eléctrico y expidió disposiciones que permitan la adquisición y generación adicional de energía.

⁹ Mediante Acuerdo Nro. MEM-MEM-2024-0027-AM de 15 de agosto de 2024, el Ministerio de Energía y Minas declaró la emergencia del sector eléctrico nacional, con la finalidad de salvaguardar la continuidad en la prestación del servicio público de energía eléctrica.

fue atribuido a la necesidad de realizar mantenimientos preventivos en cuatro subestaciones eléctricas. Estos apagones preventivos se extendieron hasta finales de ese mes. El 10 de octubre, el MEM presentó los cronogramas de cortes de energía diarios por provincia, los mismos que iniciaban con desconexiones de 8 horas diarias.

Una de las etapas más críticas se registró a partir del 25 de octubre, cuando los apagones se extendieron hasta por 14 horas diarias. Según informó el MEM, esta medida fue adoptada dados los mínimos históricos alcanzados por los caudales de las principales centrales hidroeléctricas del país, especialmente Mazar y Coca-Codo Sinclair. En noviembre, los racionamientos continuaron con una duración de 12 horas diarias, debido a la reducción en las operaciones de Coca-Codo Sinclair, que alcanzó bajos niveles en sus embalses (Figura 11). Una situación similar se evidenció en el complejo hidroeléctrico Paute, que agrupa a las centrales hidroeléctricas Mazar, Paute y Sopladora (Figura 12).

Figura 11. Caudal promedio de ingreso a Coca Codo Sinclair

En metros cúbicos por segundo, 2021-2024

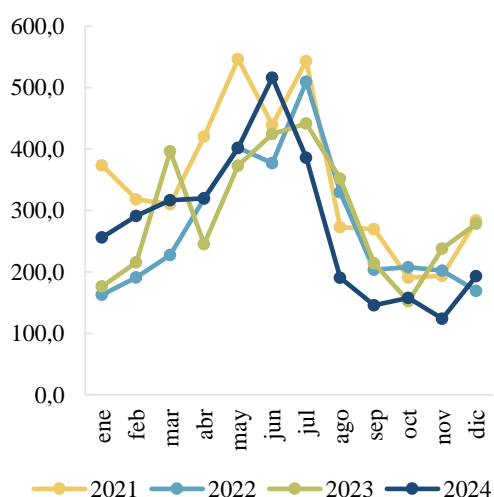
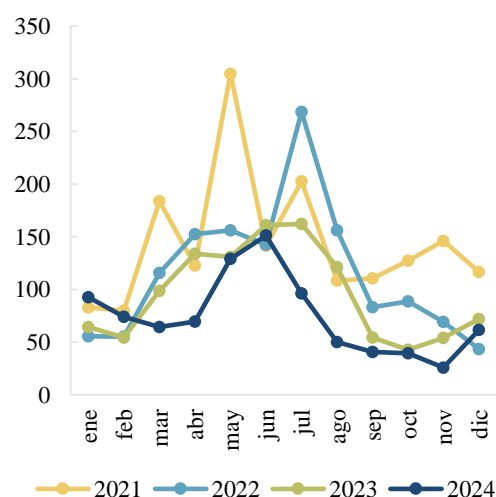


Figura 12. Caudal promedio de ingreso al Complejo Integral Paute

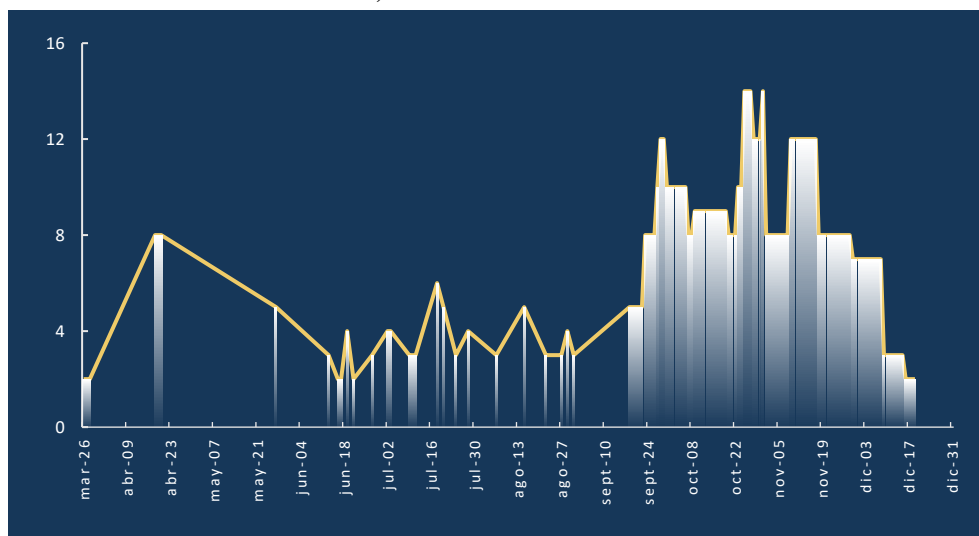
En metros cúbicos por segundo, 2021-2024



Fuente: CELEP EP

En 2024 los cortes eléctricos alcanzaron hasta las 14 horas por día, tanto para las familias como para las empresas. El mayor número de horas de corte por día se concentró entre la última semana de septiembre y la primera de diciembre (Figura 13). A partir del 15 de diciembre se diferenció la suspensión de energía a nivel nacional, en donde el sector industrial tuvo cortes eléctricos de hasta 24 horas.

Figura 13. Horas de suspensión de energía eléctrica
En horas, 26 mar.2024 – 31 dic.2024



Nota: El área sombreada implica un mayor número de cortes por mes. Los datos diarios levantados por el Banco Central del Ecuador (BCE) se sustentan en la declaratoria emitida por el MEM.

Fuente: Banco Central del Ecuador y Ministerio de Energía y Minas

Desde el 20 de diciembre de 2024, no se registraron nuevos cortes de energía a nivel nacional.

Este restablecimiento del suministro eléctrico fue posible por una combinación de factores:

- **Recuperación de la capacidad instalada.** Mediante el mantenimiento y rehabilitación de centrales térmicas e hidroeléctricas, se sumaron 696 MW para disponibilidad del SNI.

- **Incorporación de nueva generación.** En noviembre, se suscribieron contratos para la compra y alquiler de 632,1 MW de generación térmica, con plazos de entrega entre los 50 y 180 días. A noviembre, se integraron 100 MV de generación firme flotante.
- **Puesta en marcha del proyecto Toachi Pilatón.** Tras 14 años de espera, este proyecto comenzó a aportar 204 MV al sistema eléctrico del país.
- **Compra de energía a Colombia.** Se reanudaron las negociaciones, fortaleciendo la oferta energética nacional.
- **Mejora de las condiciones meteorológicas.** Las lluvias registradas en diciembre incrementaron los niveles de los embalses, especialmente en las centrales hidroeléctricas de Mazar y el complejo Paute, mejorando así la generación hidroeléctrica.

4. METODOLOGÍA PARA MEDIR EL IMPACTO ECONÓMICO DE LA CRISIS ENERGÉTICA

A pesar del restablecimiento del servicio eléctrico hacia finales de diciembre de 2024, los apagones prolongados a lo largo del año generaron pérdidas y afectaron al nivel de la actividad económica.

4.1. Metodología PDNA

Con el fin de estimar las pérdidas económicas de los apagones en Ecuador y su impacto sobre el PIB de 2024, se emplea la metodología PDNA. A pesar de que esta metodología permite cuantificar daños y pérdidas, dada la información disponible, se estiman únicamente las pérdidas económicas.

La metodología PDNA proporciona un marco para la estimación de efectos e impactos de eventos o desastres, para el cual se emplean las siguientes definiciones:

- a) **Efectos:** representan la cuantificación en términos monetarios referente a daños, pérdidas y costos adicionales.
- b) **Impactos:** determinan las implicaciones de los efectos estimados por el evento sobre los resultados de variables macroeconómicas como el PIB.
- c) **Daños:** son las afectaciones expresadas en términos monetarios que sufren los acervos de cada uno de los sectores durante el evento. Los activos del sector pueden incluir edificios, maquinaria, vehículos, existencias finales y semiacabadas, entre otros.
- d) **Pérdidas:** son aquellos bienes que se dejan de producir y servicios que se dejan de prestar durante un lapso que inicia tan pronto ocurre el desastre y se prolonga hasta que se alcanza la recuperación a las condiciones previas al evento. Se incluyen las erogaciones requeridas para la producción de bienes y la prestación de servicios a causa del desastre. Reflejan una respuesta tanto del sector público como del sector privado, que podría tomar la forma de un gasto adicional o de una recomposición del gasto. Es decir, se componen de dos rubros: (i) los flujos netos no percibidos por no haber facturado las ventas respecto a la provisión de bienes y servicios y (ii) los gastos extraordinarios, no previstos, en los cuales fue necesario incurrir para mantener los servicios y la producción.

4.2. Fuentes de información

Para este fin, se empleó la información de las declaraciones mensuales¹⁰ del Formulario 104 del Servicio de Rentas Internas (SRI) respecto a:

¹⁰ La información de ventas y compras descarta las ventas y adquisiciones de activos fijos. Se trabajó con datos depurados de acuerdo con la presencia de valores atípicos en la distribución. Con corte al 19 de septiembre de 2024, se disponía de información correspondiente hasta julio del mismo año.

- **Ventas:** locales y exportaciones de bienes y servicios.
- **Compras:** adquisiciones y pagos, e importaciones de bienes y servicios.

Considerando que los cortes de electricidad se dieron en todo el territorio, el alcance de esta estimación es a nivel nacional. Para cuantificar el impacto exclusivo de la emergencia eléctrica, desde mayo de 2024 se levantó un módulo especial en la Encuesta de Opinión Empresarial (EMOE), denominado Emergencia Eléctrica, que permitió obtener información acerca de la percepción de las empresas respecto a las afectaciones de los apagones, en términos de las pérdidas esperadas en ventas o volúmenes de producción, así como sus expectativas para los meses siguientes. Este módulo se levantó desde ese mes, puesto que, en 2024 los primeros apagones se dieron en la última semana de abril.

En esta encuesta participan alrededor de 1.116 empresas grandes, clasificadas por el nivel de ventas, pertenecientes a los sectores de manufactura, comercio, construcción y servicios. Este módulo se levantó en los meses de mayo, septiembre, octubre, noviembre y diciembre de 2024, conformándose un panel de firmas que continuamente informaron acerca de las pérdidas observadas y esperadas, como consecuencia exclusivamente de los apagones eléctricos. El Anexo 1 presenta un ejemplo de los formularios utilizados para el levantamiento de la información, mientras que, en el Anexo 2 se exponen los principales resultados, a partir de los cuales fue posible cuantificar las pérdidas estimadas para cada cuatrimestre del año.

Una vez que se cuenta con la información, el BCE utilizó la metodología PDNA con el fin de cuantificar las pérdidas económicas monetarias de la crisis energética y su impacto en el PIB. Como se mencionó anteriormente, esta estimación incluye únicamente las pérdidas y no los daños generados por la emergencia debido a la información disponible. Por tanto, se considera

únicamente a los bienes y servicios no producidos desde el inicio de la emergencia eléctrica hasta el fin de esta, además de los ingresos no percibidos y los gastos extraordinarios no previstos.

Las estimaciones se elaboraron de acuerdo con la Clasificación de Industrias de Ecuador (CIE) de las Cuentas Nacionales del BCE, a nivel de 76 industrias. Este es el mayor nivel de desagregación posible y es fundamental para la cuantificación del impacto sobre el PIB.

4.3. Metodología de estimación

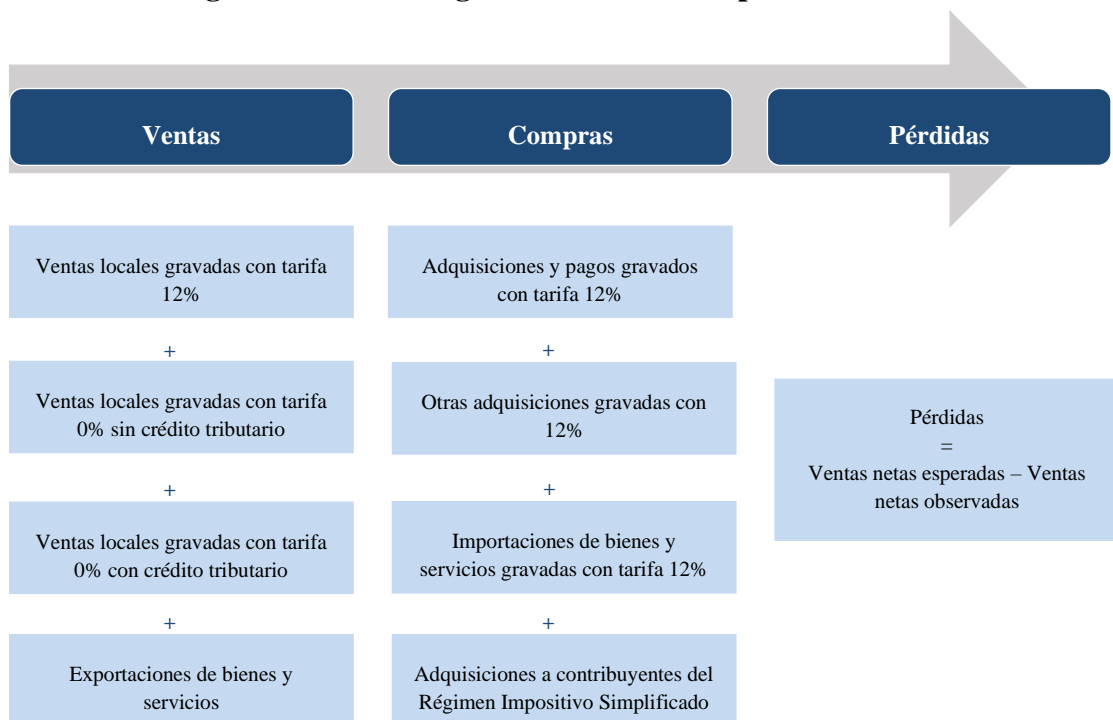
Los pasos empleados para la estimación de las pérdidas esperadas e impacto sobre el PIB de los cortes de electricidad en Ecuador fueron los siguientes:

- 1. Definición de la línea base.** La línea base se puede entender como el escenario más probable de ocurrencia en ausencia de los racionamientos de energía. Para su construcción se proyectó el nivel de ventas esperado de cada industria, para el período julio – diciembre de 2024. Esta estimación se basó en modelos econométricos univariados – Holt-Winters y ARIMA – con datos mensuales desde enero de 2015 hasta junio de 2024, los mismos que permiten capturar la dinámica de las ventas por industria, así como patrones estacionales en las series.
- 2. Aplicación de los porcentajes de pérdida estimados desde la EMOE.** Una vez estimados los porcentajes de pérdidas para cada industria a partir del módulo de Emergencia Eléctrica de la EMOE, estos se aplican sobre las ventas de la línea base con el objetivo de calcular las ventas esperadas bajo el impacto de los apagones. Dado que la EMOE no recoge información de empresas pertenecientes a industrias primarias, para

estos casos se utilizó la mediana del porcentaje de pérdidas estimadas en las demás industrias incluidas en la encuesta. De esta forma, se construye un escenario esperado de ventas que incorpora los efectos de la crisis eléctrica.

3. Estimación de las pérdidas esperadas. Finalmente, se calcularon las pérdidas esperadas como la diferencia entre las ventas de la línea base y las ventas ajustadas por los porcentajes de pérdida. Para obtener una estimación más cercana al impacto económico real, se consideraron las ventas netas, que resultan de restar a las ventas brutas un componente relacionado con el consumo intermedio¹¹. Este enfoque permite aproximarse al valor agregado generado por cada industria, es decir, al valor económico efectivamente producido.

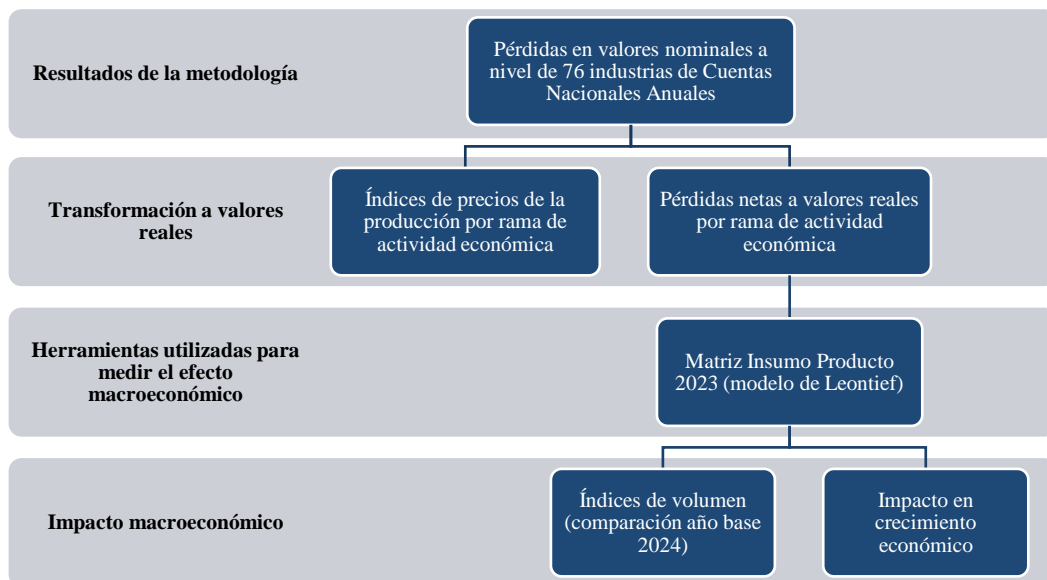
Figura 14. Metodología de estimación de pérdidas



¹¹ Para el cálculo de este factor, se considera la representación del consumo intermedio de cada industria respecto a su Valor Agregado Bruto (VAB).

4. Medición del impacto sobre el PIB. Con el objetivo de cuantificar el efecto de la crisis eléctrica sobre la actividad económica, se empleó la MIP correspondiente al año 2023, expresada en valores nominales. A partir de esta, se utilizó la matriz inversa de Leontief, la cual permite capturar los efectos directos e indirectos que una variación en la demanda final tiene sobre los niveles de producción sectorial. La estimación se realizó multiplicando dicha matriz inversa por una matriz de demanda final ajustada, que incorpora exclusivamente las pérdidas estimadas por actividad económica atribuibles a la emergencia del sector eléctrico. Para obtener resultados en términos reales, los valores nominales fueron deflactados utilizando los índices de precios proyectados para 2024, lo que permitió convertir las pérdidas en índices de volumen. De esta manera, se obtiene una aproximación más precisa del impacto esperado sobre el PIB real. La Figura 15 resume este proceso.

Figura 15. Proceso para estimación del impacto macroeconómico

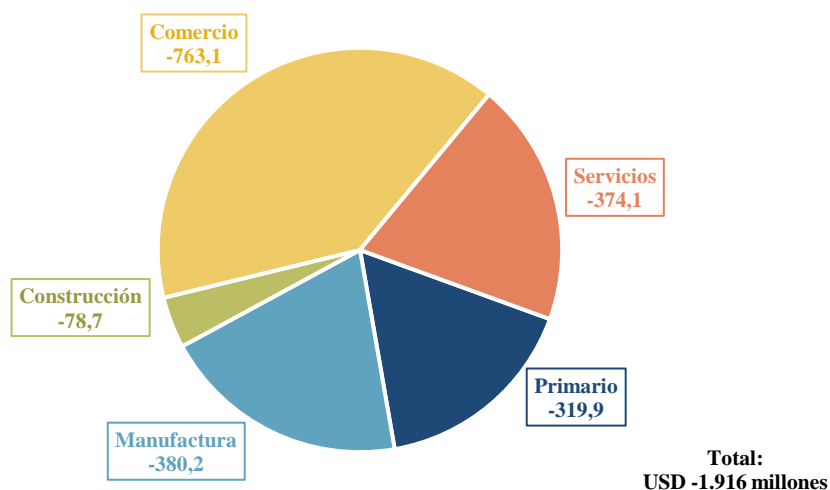


Fuente: Banco Central del Ecuador

5. ESTIMACIÓN DE LAS PÉRDIDAS Y SU IMPACTO EN EL PIB

Con base en la metodología previamente descrita y en la información disponible, se construyó un escenario para cuantificar las pérdidas económicas esperadas derivadas de los racionamientos eléctricos. A nivel agregado, las pérdidas en términos nominales alcanzaron USD 1.916 millones, considerando únicamente las empresas de mayor tamaño encuestadas a través de la EMOE. Los sectores económicos que presentaron mayores afectaciones fueron Comercio (USD 763 millones), Manufactura (USD 380 millones), Servicios (USD 374 millones), Primario (USD 320 millones) y Construcción (USD 79 millones).

Figura 16. Pérdidas estimadas por industria
En millones de USD



Nota: En el sector primario se consideró la mediana de las pérdidas de la EMOE

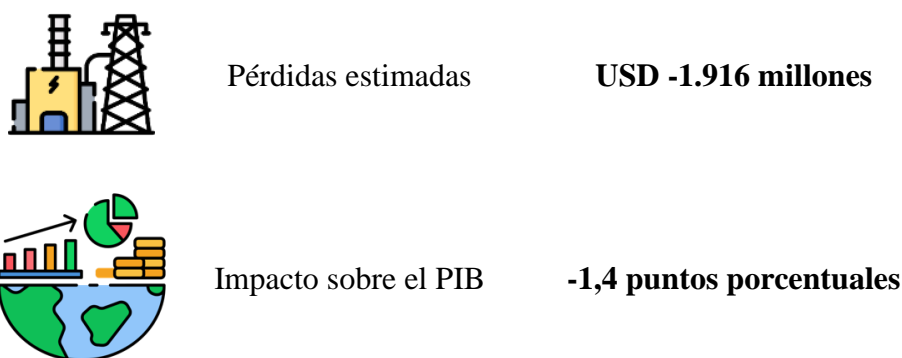
Fuente: Banco Central del Ecuador

Una vez obtenidas las estimaciones de las pérdidas económicas derivadas de la emergencia eléctrica, se procedió a cuantificar su impacto sobre el PIB. Como se indicó previamente, las pérdidas nominales fueron deflactadas utilizando los precios promedio esperados para 2024 en las 76 ramas de actividad económica, con el fin de obtener estimaciones en términos reales.

A partir de la MIP, se asignaron las pérdidas estimadas a los distintos componentes de la demanda final, lo que permitió calcular los nuevos índices de volumen por actividad económica. Esta metodología hizo posible identificar la variación inducida en el nivel agregado de producción. Como resultado, se estimó que el crecimiento económico proyectado para 2024 se redujo en 1,4 puntos porcentuales debido al impacto de los racionamientos eléctricos. (Figura 17).

Figura 17. Pérdidas netas estimadas por los racionamientos energéticos y el impacto en el PIB

En millones USD y puntos porcentuales del PIB, 2024



Fuente: Banco Central del Ecuador

6. CONCLUSIONES

El sector eléctrico es crucial para el desarrollo económico y social del país, ya que un suministro estable no solo impulsa industrias y servicios, sino que mejora las condiciones en áreas esenciales como educación, salud y seguridad pública. Sin embargo, la alta dependencia en la generación hidroeléctrica la falta de incorporación de nuevas fuentes de generación en línea con el crecimiento de la demanda hace que el sistema sea vulnerable a condiciones climáticas adversas, lo cual puede derivar en interrupciones del suministro de energía eléctrica y por tanto afectar al normal desempeño de la economía nacional.

Durante el último trimestre de 2023 y varios meses de 2024, Ecuador enfrentó un período de estiaje severo que afectó las principales cuencas hidrográficas. La combinación de una demanda creciente con una oferta ralentizada sumado a las condiciones de sequía derivó en cortes programados de energía eléctrica que afectaron tanto al sector residencial como al productivo. Esta situación obligó a activar todo el parque termoeléctrico disponible e incrementar las importaciones de energía, principalmente desde Colombia.

Como medida de contingencia, en abril de 2024 el Gobierno Nacional declaró en emergencia al sector eléctrico, en respuesta a los bajos niveles de caudal en los principales ríos del país. Esta situación provocó interrupciones programadas del suministro de hasta 8 horas diarias. Uno de los momentos más críticos se presentó a partir del 25 de octubre de 2024, cuando los racionamientos se extendieron hasta por 14 horas diarias. En noviembre, continuaron con una duración de hasta 12 horas. A partir del 15 de diciembre de 2025 solo el sector industrial tuvo cortes eléctricos de hasta 24 horas.

Aunque el suministro eléctrico se restableció progresivamente hacia finales de diciembre de 2024, los apagones prolongados registrados a lo largo del año generaron efectos adversos en la actividad económica nacional.

Con base en la metodología aplicada y la información disponible, se elaboró un escenario de estimación para cuantificar las pérdidas económicas derivadas de los racionamientos eléctricos. De manera agregada, las pérdidas en términos nominales ascendieron a USD 1.916 millones, considerando las pérdidas reportadas en la EMOE de las empresas más grandes del país.

Los sectores económicos más afectados fueron: Comercio (USD 763 millones), Manufactura (USD 380 millones), Servicios (USD 374 millones), Sector Primario (USD 320 millones) y Construcción (USD 79 millones). Con base en estas estimaciones, se evaluó el impacto de la emergencia eléctrica sobre el PIB, determinándose que el crecimiento económico proyectado para 2024 se vio afectado en 1,4 puntos porcentuales como consecuencia de los apagones.

REFERENCIAS

- ARCONEL. (2025). *Estadística anual y multianual del sector eléctrico ecuatoriano*. https://arconel.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2025/04/Estadistica2024_abr.pdf
- CENACE. (2024). *Informe de rendición de cuentas 2023*. https://www.cenace.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2024/06/informe_de_cenace_2023.pdf
- MEM. (2024). *Plan Maestro de Electricidad 2023-2032*. <https://www.rekursosyenergia.gob.ec/plan-maestro-de-electricidad/>
- MERNNR. (2018). *Plan Maestro de Electricidad*. <https://www.celec.gob.ec/wp-content/uploads/2023/02/Plan-Maestro-de-Electricidad.pdf>
- Ministerio de Energía y Minas. (2021). *Balance Energético Nacional 2021*. https://www.rekursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/2022/08/Balance_Energe%CC%81tico_Nacional_2021-VF_opt.pdf
- Soria, R., Villamar, D., & Rochedo, P. (2024). *Impacto económico de la transición energética en Ecuador*. <https://doi.org/10.18235/0013164>

ANEXOS

Anexo 1. Formulario del módulo de Emergencia Eléctrica (EMOE)

Con el fin de cuantificar las pérdidas económicas asociadas a la emergencia eléctrica de 2024 y su impacto sobre el PIB, el BCE utilizó el módulo de Emergencia Eléctrica de la EMOE. El principal objetivo fue obtener información de las pérdidas estimadas de la emergencia eléctrica en las ventas o volúmenes de producción de las empresas, así como las expectativas para los próximos meses. En la EMOE se encuestó a alrededor de 1.116 empresas, que, de acuerdo con el nivel de ventas, corresponden a las empresas más grandes de los sectores de manufactura, comercio, construcción y servicios. Para este fin, se empleó el siguiente formulario durante los meses de mayo, septiembre, octubre, noviembre y diciembre de 2024¹².

1. Su empresa se ha visto afectada por los apagones durante el primer cuatrimestre de 2024

Opciones de respuesta:

- SI
- NO

2. ¿Para el período desde mayo hasta diciembre de 2024, en qué medida se prevé que pueda cambiar su producción¹³ ante nuevos racionamientos?

Opciones de respuesta:

- Aumentar en _____ %
- Reducir en _____ %

¹² En el presente anexo se presenta un ejemplo de formulario. Sin embargo, en cada mes de levantamiento de la información, los períodos de consulta fueron modificados.

¹³ Pregunta aplicada al sector de la industria o manufactura. Para el caso de comercio y servicios, se consulta acerca de la variación en ventas mientras que, en el sector de la construcción, se consulta acerca del volumen de construcción.

- Se mantuvo _____ %

3. ¿Cuál ha sido la principal medida que ha tomado hasta el momento su empresa, ante la emergencia en el sector eléctrico?

Opciones de respuesta:

- Modificación en el horario de la jornada laboral
- Vacaciones anticipadas u obligatorias para los trabajadores
- Reducción de personal
- Aumento de personal
- Inversiones en tecnologías más eficientes
- Adquisición de generadores eléctricos
- Ninguna
- Otra (Especifique)_____

4. ¿Cuál ha sido el principal efecto de la emergencia en el sector eléctrico para su empresa? SELECCIONE UNA OPCIÓN

Opciones de respuesta:

- Incremento en los costos de producción
- Solicitud de préstamos, o refinanciación de deudas
- Variación de la producción¹⁴
- Pérdida o demoras en la prestación del servicio
- Averías en equipos electrónicos
- Ninguna

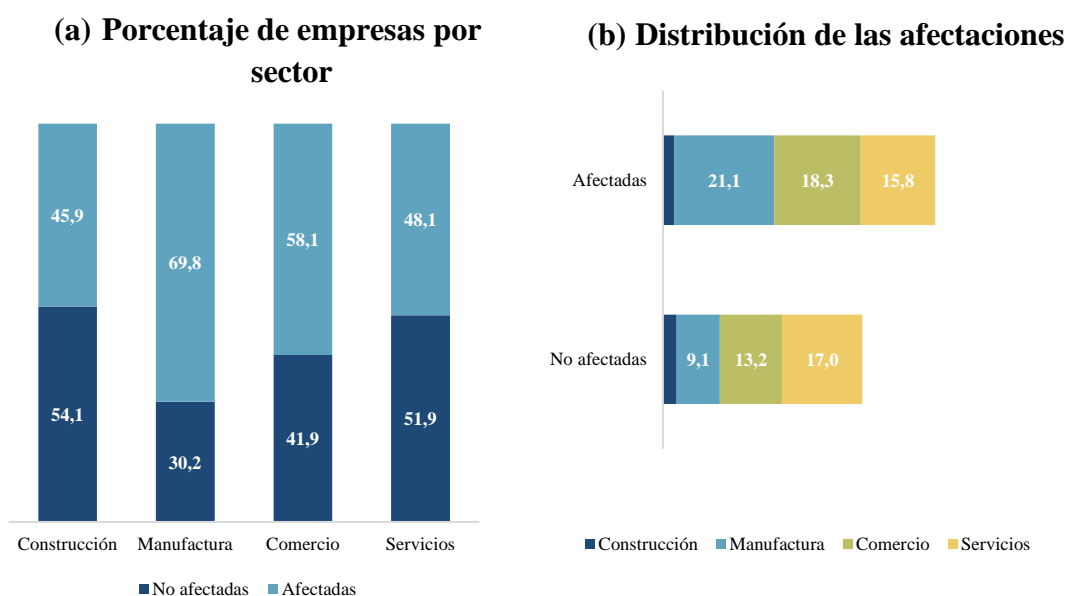
¹⁴ Opción de respuesta aplicada al sector de la industria o manufactura y construcción. Para el caso de comercio y servicios, se consulta acerca de la variación en ventas.

Anexo 2. Resultados del Módulo de Emergencia Eléctrica de la EMOE

Los resultados consolidados muestran que, del total de empresas encuestadas, el 57,7% declararon algún tipo de afectación por los racionamientos eléctricos. Por sector, el porcentaje fue superior en manufactura (69,8%) y comercio (58,1%), mientras que en construcción y servicios este valor estuvo cercano al 50,0% (Figura 18a). Del total de empresas afectadas, el 21,1% se concentró en el sector de manufactura, seguidas por comercio (18,3%) y servicios (15,8%) (Figura 18b).

Durante el primer cuatrimestre de 2024, el sector de la construcción sufrió el mayor impacto, con una reducción del 10,8% en su producción en comparación con el mismo periodo del año anterior. Por otro lado, el sector de servicios experimentó la menor afectación, con una caída del 1,9%.

Figura 18. Resultados de la EMOE – Afectaciones y Expectativas
En porcentaje



Fuente: Banco Central del Ecuador

Dentro de las principales acciones implementadas como respuesta a la Emergencia Eléctrica, el 40,5% de las empresas reportó la adquisición de generadores eléctricos, el 13,8% modificó el horario de la jornada laboral y el 13,1% tuvo su propia generación eléctrica (Figura 19). Así, el incremento en los costos de producción (28,1%) —asociado con la inversión adicional en transformadores y combustible (diésel)—, la variación de las ventas (21,3%) en línea con una menor demanda y los niveles de inseguridad¹⁵ (14,9%), fueron los principales efectos declarados por las empresas (Figura 20).

Figura 19. Acciones ante la emergencia eléctrica
En porcentaje

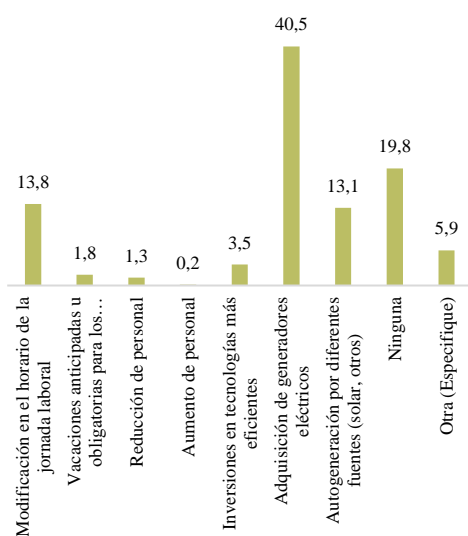
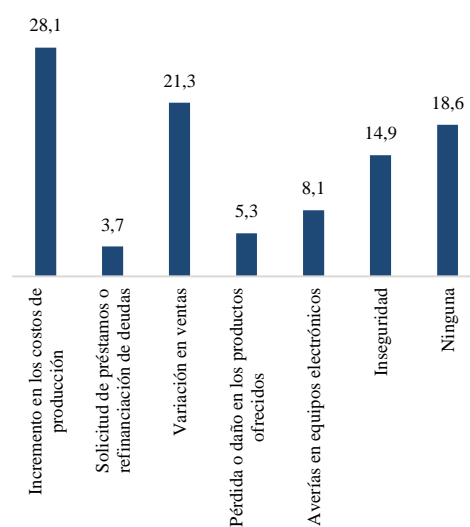


Figura 20. Efectos ante la emergencia eléctrica
En porcentaje



Fuente: Banco Central del Ecuador

¹⁵ Para un mayor detalle de los resultados del módulo de Emergencia Eléctrica de la EMOE, se puede revisar el Informe de Evolución de la Economía Ecuatoriana en 2024 y perspectivas 2025, disponible en: https://contenido.bce.fin.ec/documentos/Administracion/EvolEconEcu_2024pers2025.pdf