



# Yura: Relaciones internacionales

Departamento de Ciencias Económicas, Administrativas y de Comercio

Revista electrónica ISSN: 1390-938x

Nº 42 abril – junio 2025

El consumo eléctrico ecuatoriano hacia el 2050 y los problemas reales que estuvieron detrás de los apagones de 2023 y 2024 pp. 183 - 199

Bryan Espinoza-Estrella

José Sánchez-Jurado

Francisco Camacho-Dillon

Universidad Central del Ecuador

[bfespinoza@uce.edu.ec](mailto:bfespinoza@uce.edu.ec); [jasanchezj@uce.edu.ec](mailto:jasanchezj@uce.edu.ec); [frcamacho@uce.edu.ec](mailto:frcamacho@uce.edu.ec)

El consumo eléctrico ecuatoriano hacia el 2050 y los problemas reales que estuvieron detrás de los apagones de 2023 y 2024

Bryan Espinoza-Estrella  
bfespinoza@uce.edu.ec

José Sánchez-Jurado  
jasanchezj@uce.edu.ec

Francisco Camacho-Dillon  
frcamacho@uce.edu.ec

Universidad Central del Ecuador

### Resumen

El presente artículo tiene un doble propósito, por un lado, analizar el problema real que estuvo detrás de los apagones de 2023 y 2024, cuestionando si se dio por una falta de diversificación eléctrica; y, por otro lado, realizar una proyección del consumo eléctrico hacia el 2050. De esta manera, este trabajo tiene varios componentes; el primero revisa el Plan Maestro de Electricidad 2023-2032, se analizan sus proyecciones, expansión de la capacidad nominal y los niveles de inversión que deberá realizarse hacia 2032; el segundo realiza un comparativo de la matriz de generación eléctrica nacional con países aledaños que no sufrieron de apagones; y, el tercero cumple con la predicción del consumo eléctrico a través de la técnica econométrica de vectores autoregresivos. Entre los resultados más relevantes de este trabajo se indica que, el problema de los apagones radicó en una falta de inversión y gestión institucional de los dos gobiernos anteriores, pues, por ejemplo, en términos proporcionales, los países aledaños cuentan también con un alto porcentaje de generación hidráulica y no sufrieron de apagones en los años previos. A la vez, hacia el 2050, el país necesitará incrementar su parque generador en 2.000 MW como media, y en 5.000 MW como límite superior bajo un 95% de confianza; es decir, requerirá un nivel de inversión entre los 3.200 a 8.000 millones de dólares.

### Palabras clave

Matriz eléctrica, Potencia nominal, Potencia efectiva, Vectores autoregresivos, VECM.

### **Abstract**

This article has a dual purpose: on one hand, to analyze the real problem behind the blackouts of 2023 and 2024, questioning whether it was caused by a lack of electrical diversification; and on the other hand, to project electricity consumption toward 2050. Thus, this study encompasses several components. The first reviews the Master Electricity Plan: 2023-2032, analyzing its projections, nominal capacity expansion, and the investment levels required through 2032. The second compares the national electricity generation matrix with neighboring countries that did not experience blackouts. The third provides a forecast of electricity consumption using the econometric technique of vector autoregressions. Among the most relevant results, the study indicates that the blackout problem stemmed from a lack of investment and institutional management by the two previous governments; for example, proportionally, neighboring countries also have a high percentage of hydroelectric generation but did not suffer blackouts in prior years. Furthermore, toward 2050, the country will need to increase its generating capacity by an average of 2,000 MW, with an upper limit of 5,000 MW at a 95% confidence level; that is, it will require an investment level between 3,2 and 8,0 billion dollars.

### **Keywords**

Electrical matrix, Nominal power, Effective power, Autoregressive vectors, VECM.

## Introducción

Entre 2010 y 2022, Ecuador logró una estabilidad en el suministro de energía eléctrica, y con ello se evitaron apagones generalizados derivados de estiajes y problemas en la generación. Sin embargo, el sector eléctrico volvió a experimentar dificultades desde finales de 2022, en que se advertía sobre la falta en el suministro y problemas estructurales. A pesar de ello, para la población, el problema estalló de manera visible y cotidiana a partir de octubre de 2023, dentro del gobierno de Guillermo Lasso (2021/05/24 a 2023/11/23); así entonces, desde esa fecha se oficializó la implementación de apagones con el fin de evitar la saturación del sistema eléctrico nacional ante la falta de generación suficiente por la persistencia de una sequía severa. De acuerdo con el Banco Central del Ecuador, para 2023, debido a la crisis energética, alrededor del 43% de las actividades de la rama empresarial se vieron afectadas, y el crecimiento económico nacional alcanzó tan solo el 2,4% frente al 6,8% generado en el año previo (BCE, 2023); según las estimaciones de la Cámara de Comercio de Quito, esta situación implicó una pérdida total aproximada de mil millones de dólares debido a estos cortes (El Oriente, 2024). Para 2024, como consecuencia del estiaje, las pérdidas alcanzaron los 1.916 millones de dólares, lo que equivalió a tan solo un 1,4% de crecimiento del PIB, siendo los tres sectores más afectados los de comercio, manufactura y servicios (BCE, 2025, abril 15).

A partir de diferentes fuentes, en principio, los problemas que originaron los cortes de energía eléctrica fueron varios. El primero se atañe a una alta dependencia de generación hidroeléctrica, que representa cerca del 59% de la matriz nacional (Ministerio de Energía y Minas, 2024, pág. 4); situación que sometería al país a una alta vulnerabilidad, frente a variaciones climáticas y estiajes prolongados; esta dependencia habría evidenciado una falta de planificación estratégica para la diversificación de fuentes de generación. El segundo problema se acusa al mismo cambio climático, que profundiza los problemas recientes de sequías, y, una vez más, expondría al país a su vulnerabilidad, por lo cual se exigiría una urgente transición hacia una matriz más diversificada en la generación (DW, 2024). El tercer problema radicaría en la falta de inversión dentro del sector de generación eléctrica; según el Plan Maestro de Electricidad 2023-2032, del Ministerio de Energía, para superar los cortes y déficit eléctrico, Ecuador necesitaría una inversión aproximada de 10,5 mil millones de dólares hasta el año 2032 (Ministerio de Energía y Minas, 2024); solo en 2024 se habrían requerido 664 millones, una cifra bastante superior a los 110 millones de dólares asignados como presupuesto a todo el Ministerio de Energía y Minas (Primicias, 2024, agosto 23).

Ante este escenario, el presente artículo tiene como objetivo principal, por un lado, dejar en evidencia los problemas reales que están detrás de los apagones, y cuestionar si

efectivamente el problema radicó en una falta de diversificación de la matriz de generación eléctrica en el país; y, por otro, es predecir el consumo eléctrico hacia el año 2050. De manera metodológica, en un primer momento, en el artículo se exhiben las condiciones de la matriz eléctrica actual, y se analizan las proyecciones en el consumo eléctrico y la expansión nominal, todas ellas planteadas dentro del Plan Maestro de Electricidad 2023-2032. En un segundo momento, se realiza un breve comparativo de la matriz nacional frente a los países aledaños que no sufrieron de estos apagones en 2024. En un tercer momento se plantea la proyección del consumo energético ecuatoriano hacia el año 2050 a través del modelo econométrico de vectores autoregresivos. Finalmente, dentro del documento se realiza una discusión acerca de las ideas y resultados más relevantes obtenidos en esta investigación. En general, se espera que este artículo contribuya a la literatura económica-energética del país, facilite además un análisis cuantitativo del problema de los apagones en los años previos y se visualice una solución real al problema de generación eléctrica.

### **Materiales y Métodos**

Este documento tiene varias partes, cada una con su particularidad metodológica y recursos utilizados. En la primera parte, denominada como “Condiciones actuales de la matriz de generación eléctrica”, se utilizan recursos bibliográficos, y sobre ello se aplica una metodología analítica y descriptiva. Del documento nacional emitido por el Ministerio de Energía y Minas de Ecuador (2024), llamado “Plan Maestro de Electricidad 2023-2032”, se analiza la matriz de generación eléctrica nacional y se resaltan las predicciones realizadas dentro de dicho documento acerca del consumo eléctrico entre 2023 a 2032, además, se revisan los datos proyectados de expansión de capacidad nominal; complementariamente, se estiman los montos de inversión que el gobierno nacional debe realizar o debe atraer como inversión privada.

En la segunda parte, denominada “Matrices de generación eléctrica regionales”, de igual manera, se utilizan referencias bibliográficas con el fin de analizar las matrices de generación eléctrica de países aledaños, como Brasil, Colombia, Perú y Bolivia. De dicha información, consecuentemente, se establece un comparativo con la matriz nacional; pues, llama la atención que estos países aledaños no sufrieron de cortes eléctricos y apagones como los sufridos en Ecuador entre 2023 y 2024. Es decir, dentro de la sección en mención también se utiliza un método analítico, descriptivo y comparativo. Debe resaltarse que los datos en general fueron obtenidos desde la página denominada CEPALSTAT, que pertenece a la CEPAL (2024).

En la tercera parte de esta investigación, para la proyección del consumo de energía eléctrica hacia el año 2050, para la determinación del modelo en base a los datos históricos, se utilizó el llamado modelo de vectores autoregresivos (VECM). Los datos de este consumo eléctrico ecuatoriano, entre 1970 a 2024, se tomaron de dos fuentes, tanto de la CEPALSTAT (2024), y de la ARCERNNR (2025, julio 9); con relación a los datos de la CEPAL, estos fueron corregidos con los datos últimos provenientes de la ARCERNNR. De igual manera, se requirió el PIB, a precios constantes de 2015, y fueron obtenidos desde la base de datos del Banco Mundial (en línea). Con respecto a los datos de población, fueron obtenidos desde el INEC, a partir de la página de “Ecuador en cifras” (INEC, en línea). Seguidamente, a la determinación del modelo, y a través de técnicas de predicción dinámica se realiza la proyección de las tres variables ya mencionadas hacia el año; por tanto, la metodología dentro de esta sección es correlacional y predictiva.

## **Resultados**

En esta sección se mostrarán los resultados en varias subsecciones, con el fin de alcanzar de manera metodológica cada uno de los objetivos específicos que fueron propuestos desde un principio. Así entonces, en un primer momento se expondrán las condiciones actuales de la matriz de generación eléctrica nacional; es decir, se revisa el Plan Maestro de Electricidad 2023-2032, y se resaltan las predicciones realizadas dentro de este documento nacional, que fue emitido en 2024 por el Ministerio de Energía y Minas. En un segundo momento, se realiza un comparativo de la matriz de generación eléctrica nacional con países aledaños que no sufrieron de apagones. Por último, bajo un tercer momento, se realiza la predicción del consumo eléctrico a través de predicciones dinámicas, tomando como base el modelo de vectores autoregresivos.

### **Condiciones actuales de la matriz de generación eléctrica**

Según la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables de Ecuador (ARCERNNR), para abril del presente 2025, del total de 9.356,07 MW de potencia instalada, o llamada también potencia nominal, por un lado, las fuentes renovables sumaron el 60,74%, de los cuales un 57,89% se correspondió con fuente hidráulica; 0,76% por fuente eólica; 0,31% por fuente fotovoltaica; 1,66% de fuente por biomasa y 0,12% por biogás; por otro lado, las fuentes no-renovables sumaron el 28,54% complementario; y, con relación a la potencia efectiva, esta sumó 7.935,65 MW; todo esto como así puede verse en la tabla 1.

Adicionalmente, dentro de la misma tabla se puede observar un déficit de potencia efectiva de 650 MW al momento de su importación.

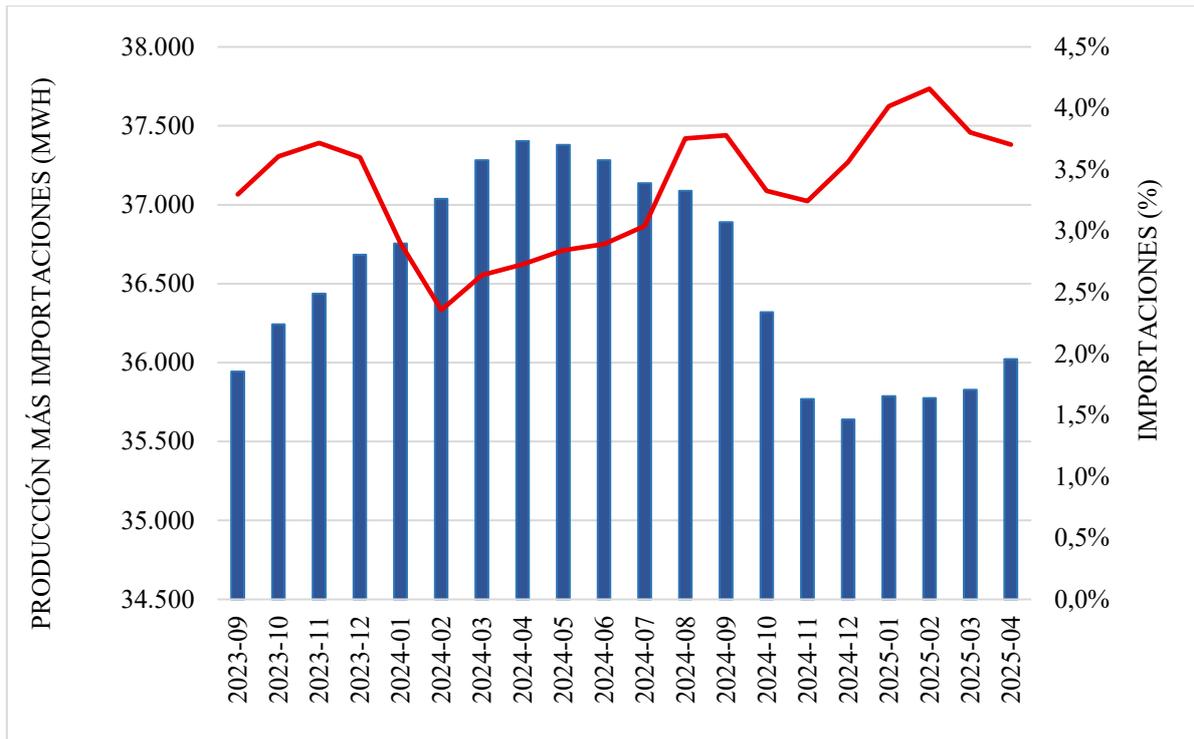
Con relación a la figura 1, en el eje izquierdo para el diagrama de barras, se observa la producción nacional de energía eléctrica que incluye la importación realizada, en MWh, entre septiembre de 2023 (2023-09) a abril de 2025 (2025-04); mientras tanto, en el eje de la derecha para el diagrama de línea, se presenta el porcentaje de ese total que se corresponde con la energía importada. Es así como en septiembre de 2023, cuando no se daban los apagones, el total de energía consumida alcanzó los 35.943,37 MWh, de los cuales el 3,3% se correspondió con energía importada.

**Tabla 1.** Potencia nacional: nominal-instalada y efectiva: abril 2025

Fuentes	Potencia Nominal		Potencia Efectiva	
	MW	%	MW	%
<b>RENOVABLES</b>				
Hidráulica	5.416,57	57,89%	5.413,37	68,22%
Eólica	71,13	0,76%	66,48	0,84%
Fotovoltaica	29,13	0,31%	24,46	0,31%
Biomasa	155,3	1,66%	155,3	1,96%
Biogás	11,12	0,12%	11,12	0,14%
<b>Total renovables</b>	<b>5.683,25</b>	<b>60,74%</b>	<b>5.670,73</b>	<b>71,46%</b>
<b>NO-RENOVABLES</b>				
Térmica MCI	2.278,95	24,36%	1.021,13	12,87%
Térmica Turbogás	905,35	9,68%	797,8	10,05%
Térmica Turbovapor	488,53	5,22%	446	5,62%
<b>Total no-renovables</b>	<b>3.672,82</b>	<b>39,26%</b>	<b>2.264,92</b>	<b>28,54%</b>
<b>TOTAL NACIONAL</b>	<b>9.356,07</b>	<b>100,00%</b>	<b>7.935,65</b>	<b>100,00%</b>
<b>INTERCONEXIONES</b>				
Colombia	540	83,08%	540	83,08%
Perú	110	16,92%	110	16,92%
<b>Total interconexiones</b>	<b>650</b>	<b>100,00%</b>	<b>650</b>	<b>100,00%</b>

**Nota.** Elaboración propia a partir de ARCERNR (2025, julio 9)

Dentro del periodo en mención, el pico en el consumo se alcanzó en abril de 2024, con un total de energía producida de 37.402,83 MWh en que un 2,7% se correspondió con energía importada. Sobre esta misma figura, en febrero de 2025 se obtuvo un total producido de 35.776,45 MWh, sin embargo, es aquí donde se alcanzó el mayor porcentaje importado de energía eléctrica y fue el 4,2% de este total. Por consiguiente, desde la *Tabla 1* y de la *Figura 1*, queda en evidencia el déficit en la producción nacional.



**Figura 1.** Total, de producción nacional de energía eléctrica e importaciones realizadas

**Nota.** Elaboración propia a partir de ARCERNNR (2025, julio 9)

En cuanto a las proyecciones de consumo de energía eléctrica, propuestas en el Plan Maestro de Electricidad 2023-2032, hacia el 2032, en dicho documento se plantearon dos escenarios. El primero, definido como “hipótesis N°1”, en que a través de modelos econométricos se establecieron como variables explicativas al PIB, población y número de viviendas totales con servicio eléctrico. A la vez, bajo un segundo escenario definido como “hipótesis N°2” se indica haber considerado, además de las variables anteriores, a las actividades “... minera, cemento, siderúrgica, petrolera, movilidad eléctrica, los proyectos de eficiencia energética, la carga de la comunidad agrícola y agroindustrial del Ecuador...”, entre otros (Ministerio de Energía y Minas, 2024, págs. 9-10). Estas proyecciones, en términos generales, se observan como tendencias lineales para ambos escenarios y que se presentan en la **Tabla 2**.

**Tabla 2.** Proyecciones en el consumo y potencia nominal, según el PME 2023-2032

Año	Consumo (GWh) <sup>(1)</sup>		Potencia Nominal (MW)	Expansión	
	Caso-1	Caso-2	Caso-2	MW <sup>(1)(*)</sup>	Millones de dólares <sup>(3)</sup>
2022	28	28	8,864.37 <sup>(2)</sup>	--	(*)
2023	28.75	30.375	8.969,87 <sup>(1)</sup>	EO:50 HI: 55,50	180
2024	30	31.875	9.575,27 <sup>(1)</sup>	TE: 400 HI: 205,40	850
2025	31	35.5	10.185,27 <sup>(1)</sup>	FO: 200 EO: 110 TE: 300	796
2026	32.5	38.25	10.694,68 <sup>(1)</sup>	TE:77 FO: 317,60 EO: 45 HI: 69,81	703
2027	33.375	40.375	11.182,68 <sup>(1)</sup>	FO:170 TE: 110 HI: 208	778
2028	35	42.25	12.772,68 <sup>(1)</sup>	TE: 600 FO: 330 EO: 380 BM: 30 HI: 250	2.243
2029	36.25	43.75	13.022,68 <sup>(1)</sup>	GE:50 TE:200	440
2030	38.125	46.25	13.868,28 <sup>(1)</sup>	HI: 845,60	1.522
2031	40	48.25	15.068,28 <sup>(1)</sup>	HI: 1200	2.16
2032	41.334	50.544	16.268,28 <sup>(1)</sup>	HI: 1200	2.16
<b>Total neto:</b>			7.403,91 MW	7.403,91 MW	\$ 11.832

**Nota. (\*)** Nota: Tipos de fuentes y precio referencial en millones de dólares por MW instalado. BM: biomasa (1,2 MM); EO: eólica (1,6 MM); FO: fotovoltaica (1,3 MM); GE: geotérmica (4,0 MM); HI: hidráulica (1,8 MM); TE: térmica (1,2 MM).

**Nota 2.** Fuente<sup>(1)</sup>: Elaboración propia a partir de Ministerio de Energía y Minas (2024). Fuente<sup>(2)</sup>: ARCERNR (2025, julio 9). Fuente<sup>(3)</sup>: Varias, sobre proyectos realizados en Colombia y Perú, a precios actualizados.

En esta **Tabla 2**, primero, de acuerdo con la información establecida en el PME, desde 2023 hacia 2032 se presentan tanto sus proyecciones de consumo eléctrico así como la expansión en la generación eléctrica en MW; segundo, sobre esta expansión y con costos promedios internacionales, principalmente sobre proyectos realizados en Colombia y Perú, pero a precios actualizados de 2025, incrementados por la inflación nacional, dentro de este trabajo se calculó el nivel de inversión que los gobiernos deberán realizar y con ello evitar una producción nacional insuficiente. Es así como, entre 2023 y 2032, en Ecuador se debe alcanzar una inversión en infraestructura eléctrica de alrededor de 11.832 millones de

dólares, solamente para generación, valor que está por encima de lo planteado en el Plan Maestro de Electricidad (9.954,18 millones de dólares), seguramente porque el valor aquí calculado contempla precios actuales a 2025; a ello debería sumarse la inversión en infraestructura de distribución.

### Matrices de generación eléctrica regionales

Los cortes de energía eléctrica en Ecuador, entre 2023 y 2024, se han atribuido principalmente a la alta dependencia de fuentes hidroeléctricas, como así se indicó al principio de este artículo; esto según fuentes como el Ministerio de Energía y Minas (2024, pág. 4) o del Operador Nacional de Electricidad — CENACE (2023), entre otras. Sin embargo, en 2024, Perú ni Colombia sufrieron de estos apagones, ya que, de acuerdo con varias fuentes, estos países cuentan con una base institucional diferente tanto en su gestión como en la administración, y puesto que tienen un parque térmico funcional (El Universo, 2024). Tampoco se registraron estos apagones en Bolivia, aunque, incluso, en este país se declararon a 105 municipios de siete departamentos en desastre municipal por la falta de agua (Mongabay, 2024). Así también, en Brasil se descartaron los apagones generalizados en 2024, aunque la sequía si les complicó la generación eléctrica y, por tanto, estuvieron obligados al incremento de estos costos debido al uso de fuentes térmicas (Infobae, 2024). Para entender de mejor manera el caso de estos países en la región, en la tabla 3 se presenta un comparativo entre sus tamaños económicos, poblacional y su matriz de generación eléctrica por tipo de fuentes, con datos a 2023.

Dentro de la **Tabla 3**, en mención, y en base al comparativo allí presentado, en cuanto al tamaño económico (PIB), Brasil es 17,2 veces más grande que Ecuador, y su matriz está compuesta en su mayoría por generación hidroeléctrica (48,6%), mientras que su generación por fuentes termoeléctricas (térmicas no-renovables) es del 13,5%.

**Tabla 3.** *Matrices de generación eléctrica de países en la región: 2023*

Descripción	Brasil	Colombia	Perú	Bolivia	Ecuador
PIB corriente (millones)	2.182.436,4	418.407,2	289.301,6	47.141,9	124.676,1
Población (miles)	211.998,6	52.886,4	34.217,8	12.413,3	18.135,5
Potencia Nominal (MW)	225.951,0	19.993,7	16.362,4	4.154,4	8.899,6
Eólica	12,7%	0,1%	6,2%	3,2%	0,8%
Hidroeléctrica	48,6%	66,1%	33,9%	18,3%	58,3%
Nuclear	0,9%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Fotovoltaica	16,7%	2,6%	2,5%	4,1%	0,3%
Térmica no renovable	13,5%	30,2%	56,2%	68,9%	38,8%
Térmica renovable	7,5%	1,1%	1,3%	5,4%	1,7%

**Nota.** *Elaboración propia a partir de CEPAL (2024)*

Con relación a Colombia, este país es 3,4 veces más grande que Ecuador, no obstante, su matriz está compuesta por el 66,1% de generación hidroeléctrica y 30,2% por generación termoeléctrica no-renovable; con lo cual, el escenario de este país llama bastante la atención, pues, bajo el mismo argumento ecuatoriano, en Colombia debieron sufrir en 2023 y 2024 de una mayor cantidad de apagones, debido a que el país vecino cuenta, en términos proporcionales, con mayores fuentes hidroeléctricas y con una menor cantidad de fuentes térmicas no-renovables. Con respecto a Bolivia, su matriz de generación eléctrica es relativamente más pequeña que Ecuador, y se basa en fuente térmica no-renovables (68,9%).

En términos generales, y sobre la tabla 3, en Ecuador debemos plantearnos si el problema de los apagones en 2023 y 2024 radicó en que nuestra matriz es altamente dependiente de fuentes hidroeléctricas, o, tal vez que, desde los dos gobiernos anteriores, el de Lenin Moreno y de Guillermo Lasso, no se dio la suficiente importancia o el nivel de inversión necesarios dentro del parque generador; con lo cual, es menester desde el gobierno actual alcanzar un nivel de gestión eficiente del parque generador eléctrico, principalmente el vinculado al termoeléctrico. No obstante, esta falta de inversión en mantenimiento y cuidados fue observada en la tabla 1, al momento de contemplar la diferencia significativa entre la potencia nominal (9.356,07) y potencia efectiva (7.935,65) dentro de las fuentes no-renovables.

### **Proyección del consumo eléctrico hacia el 2050**

A los análisis ya realizados en este trabajo, adicionalmente, se suma ahora una proyección del consumo de generación eléctrica hacia 2050, a través del modelo econométrico denominado vectores de cointegración (VEC). En todo caso, a continuación se expondrá brevemente la metodología VEC aquí utilizada y los resultados obtenidos; no obstante, en un

próximo artículo, desde un punto de vista más metodológico y con fines didácticos, los autores expondrán mayores detalles en el uso del modelo VEC (VECM) al momento de predecir el consumo energético en el largo plazo.

De acuerdo con Becketti (2013, págs. 387, 390), dentro del VECM, cuando existen  $k$  variables no-estacionarias, entonces debe haber a lo mucho  $k-1$  relaciones de cointegración; en que los errores en el largo plazo si llegan a ser estacionarios. Se descartó la aplicación de vectores autoagresivos (VAR), ya que este último, aunque su solución también es un planteamiento en diferencias, el modelo queda mal especificado, con relaciones espurias, cuando sus variables si están cointegradas (pág. 390).

Para el caso ecuatoriano se presentan tres variables anuales desde 1970 a 2024: consumo eléctrico (GWh), producto interno bruto (PIB) y población. Los datos del consumo eléctrico fueron obtenidos desde la CEPAL (2024), pero corregidos con los datos últimos provenientes de la ARCERNNR (2025, julio 9). A la vez, el PIB, a precios constantes de 2015, fueron obtenidos desde la base de datos del Banco Mundial (en línea). Por otro lado, los datos de la población se los obtuvo desde el INEC (en línea). Debe destacarse que los valores fueron posteriormente estandarizados, cada variable, a través de su indexación con respecto a los valores del año 2024. Se resalta además que se utilizó el programa STATA (versión 15) para el procesamiento del modelo, siguiendo de manera metodológica las recomendaciones realizadas en el libro “Introduction to Time Series Using STATA” de Becketti (2013, págs. 385-420).

El modelo general para nuestras tres variables queda definido en la ecuación 1; donde:  $Y_{1,t}$  es la variable consumo de energía eléctrica indexada a 2024, dentro del tiempo  $t$ ;  $Y_{2,t}$  es la variable PIB, a precios constantes de 2015, indexada a 2024, dentro del tiempo  $t$ ;  $Y_{3,t}$  es la variable Población, indexada a 2024, dentro del tiempo  $t$ ; las ecuaciones precedentes dentro de las llaves representan las relaciones de cointegración de las variables en el largo plazo; mientras tanto el resto de expresiones representan las relaciones en el corto plazo. Se indica que en un principio se partió con esta ecuación general; es decir con un total de dos rezagos a nivel de diferencia-de-variables y dos relaciones de especificación. Sin embargo, este modelo fue testeado bajo las cinco alternativas o casos planteados en la guía de referencia (pág. 392), obteniéndose de allí el mejor modelo.

$$\begin{bmatrix} \Delta Y_{1,t} \\ \Delta Y_{2,t} \\ \Delta Y_{3,t} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \gamma_1 \\ \gamma_2 \\ \gamma_3 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \tau_1 \\ \tau_2 \\ \tau_3 \end{bmatrix} t + \begin{bmatrix} \Gamma_{11}^{t-1} & \Gamma_{12}^{t-1} & \Gamma_{13}^{t-1} \\ \Gamma_{21}^{t-1} & \Gamma_{22}^{t-1} & \Gamma_{23}^{t-1} \\ \Gamma_{31}^{t-1} & \Gamma_{32}^{t-1} & \Gamma_{33}^{t-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta Y_{1,t-1} \\ \Delta Y_{2,t-1} \\ \Delta Y_{3,t-1} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Gamma_{11}^{t-2} & \Gamma_{12}^{t-2} & \Gamma_{13}^{t-2} \\ \Gamma_{21}^{t-2} & \Gamma_{22}^{t-2} & \Gamma_{23}^{t-2} \\ \Gamma_{31}^{t-2} & \Gamma_{32}^{t-2} & \Gamma_{33}^{t-2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta Y_{1,t-2} \\ \Delta Y_{2,t-2} \\ \Delta Y_{3,t-2} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \alpha_{11} & \alpha_{12} \\ \alpha_{21} & \alpha_{22} \\ \alpha_{31} & \alpha_{32} \end{bmatrix} * \left\{ \begin{bmatrix} \beta_{11} & \beta_{12} & \beta_{13} \\ \beta_{21} & \beta_{22} & \beta_{23} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Y_{1,t-1} \\ Y_{2,t-1} \\ Y_{3,t-1} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} v_1 \\ v_2 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \rho_1 \\ \rho_2 \end{bmatrix} t \right\} \quad \text{Ecuación (1)}$$

A través de la línea de comando respectiva en el software STATA [vec consumo pib pop, rank(2) lags(1) trend(none)] se establecieron todas las restricciones posibles en las relaciones del corto plazo ( $\gamma_i=0$ ,  $\tau_i=0$ ,  $\Gamma_i=0$ ) y todas las restricciones posibles en el largo plazo ( $v_i=0$ ,  $\rho_i=0$ ); en que se aplicó, como ya se había mencionado, un total de dos relaciones de especificación, pero con cero rezagos a nivel de diferencia-de-variables ( $\Gamma_i=0$ ), presentándose en el modelo un rezago a nivel de variables ( $\beta_i$ ).

Esta relación en mención, finalmente propuesta, cumplió con los criterios de estabilidad al tener sus raíces características menores a uno, y cumplió con la no-autocorrelación tanto en su primero y segundo rezago. La ecuación 2 muestra el modelo último en mención, mientras que en la ecuación 3 se presenta el mismo modelo pero ya con sus respectivos estimadores hallados y reemplazados.

$$\begin{bmatrix} \Delta Y_{1,t} \\ \Delta Y_{2,t} \\ \Delta Y_{3,t} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \alpha_{11} & \alpha_{12} \\ \alpha_{21} & \alpha_{22} \\ \alpha_{31} & \alpha_{32} \end{bmatrix} * \left\{ \begin{bmatrix} \beta_{11} & \beta_{12} & \beta_{13} \\ \beta_{21} & \beta_{22} & \beta_{23} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Y_{1,t-1} \\ Y_{2,t-1} \\ Y_{3,t-1} \end{bmatrix} \right\} \quad \text{Ecuación (2)}$$

$$\begin{bmatrix} \Delta Y_{1,t} \\ \Delta Y_{2,t} \\ \Delta Y_{3,t} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0.1442654 & 0.2709961 \\ -0.0422452 & 0 \\ 0 & 0.0703105 \end{bmatrix} * \left\{ \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1.133184 \\ 0 & 1 & -1.005246 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Y_{1,t-1} \\ Y_{2,t-1} \\ Y_{3,t-1} \end{bmatrix} \right\} \quad \text{Ecuación (3)}$$

Con relación a la ecuación (3), se puede observar que, efectivamente, se plantearon dos relaciones de especificación; siendo la ecuación en diferencia del PIB ( $\Delta Y_{2,t}$ ) y la ecuación en diferencia de la población ( $\Delta Y_{3,t}$ ) linealmente independientes; mientras tanto, la ecuación en diferencia para el consumo ( $\Delta Y_{1,t}$ ) queda construida sobre una combinación de las dos anteriores. Es decir, en términos generales, en las relaciones de cointegración (largo plazo), el consumo de energía eléctrica se explica a través de las variables rezagadas tanto de sí misma ( $Y_{1,t-1}$ ), del PIB ( $Y_{2,t-1}$ ) y de la población ( $Y_{3,t-1}$ ); por su parte, el PIB quedaría solamente explicado por su misma variable rezagada ( $Y_{2,t-1}$ ) y por el rezago de la población ( $Y_{3,t-1}$ ); por último, la población quedaría explicada por la variable rezagada del PIB ( $Y_{2,t-1}$ ) y del rezago de sí misma ( $Y_{3,t-1}$ ).

Acerca de los resultados, cabe recordar que este modelo partió de una indexación de las variables al año 2024; seguidamente, se realiza una proyección de 26 periodos hacia adelante, bajo la línea de comando [fcast compute P\_, step(26)]; es decir, se obtuvieron estas indexaciones desde 2025 a 2050, así como sus desviaciones estándar y límites superior e inferior por cada valor predicho. Por consiguiente, y desde luego, teniendo los valores originales de cada variable a 2024, se consiguen los valores finales que son presentados en la tabla 4. Se resalta que STATA, para estas proyecciones, y bajo el comando especificado, utilizó su librería “TS - fcast compute” como así lo indica este software [help fcast compute]; que se basa en predicciones dinámicas; aunque, para mayores detalles, se recomienda revisar el manual de referencia de series de tiempo de STATA, versión 19 (StataCorp LLC, 2025, págs. 209-217).

**Tabla 4.** Proyección del consumo energético (MWh) ecuatoriano: 2025-2050

Año	Consumo eléctrico (GWh)			PIB (Const.2015) Millones USD	Población Miles
	Media	Límite Inferior	Límite Superior		
2020	30.608,18	--	--	93.971	17.526
2021	32.476,43	--	--	102.825	17.614
2022	33.473,60	--	--	108.859	17.715
2023	36.682,97	--	--	111.024	17.835
2024	35.639,89	--	--	108.802	17.967
2025	36.274,00	34.977,10	37.570,90	109.406	18.094
2026	36.842,83	34.889,18	38.796,48	109.964	18.209
2027	37.354,15	34.805,11	39.903,18	110.479	18.314
2028	37.814,79	34.694,53	40.935,04	110.957	18.41
2029	38.230,74	34.557,66	41.903,82	111.403	18.497
2030	38.607,28	34.400,97	42.813,59	111.818	18.578
2031	38.949,03	34.231,69	43.666,36	112.208	18.652
2032	39.260,05	34.056,28	44.463,82	112.574	18.72
2033	39.543,93	33.880,09	45.207,78	112.919	18.783
2034	39.803,80	33.707,35	45.900,26	113.245	18.842
2035	40.042,42	33.541,37	46.543,48	113.555	18.897
2036	40.262,21	33.384,61	47.139,82	113.849	18.949
2037	40.465,32	33.238,89	47.691,74	114.13	18.997
2038	40.653,60	33.105,46	48.201,73	114.398	19.042
2039	40.828,71	32.985,13	48.672,28	114.655	19.085
2040	40.992,09	32.878,35	49.105,84	114.902	19.126
2041	41.145,03	32.785,27	49.504,80	115.139	19.164
2042	41.288,64	32.705,81	49.871,48	115.368	19.201
2043	41.423,92	32.639,71	50.208,14	115.589	19.236
2044	41.551,73	32.586,55	50.516,91	115.804	19.27
2045	41.672,84	32.545,81	50.799,86	116.011	19.302
2046	41.787,91	32.516,85	51.058,98	116.212	19.333
2047	41.897,55	32.498,97	51.296,14	116.408	19.363
2048	42.002,29	32.491,43	51.513,15	116.598	19.392
2049	42.102,58	32.493,42	51.711,73	116.784	19.42
2050	42.198,82	32.504,13	51.893,52	116.964	19.447

**Nota.** Elaboración propia.

Sobre los datos mostrados en la **Tabla 4**, se señala que difieren del Plan Maestro de Electricidad 2023-2035 (ver tabla 2, caso 1), en su media, ya que las proyecciones presentadas en esta sección se basan sobre los datos históricos y sus respectivas tendencias, y no se considera algún escenario adicional. Así entonces, por ejemplo, hacia el año 2032 el PME estima un consumo de 41.334 GWh. Mientras tanto, la tabla 4 indica un consumo de 39.260,05 GWh, a pesar de ello, se muestran adicionalmente los límites inferior (34.056,28 GWh) y superior (44.463,82 GWh), como intervalo de confianza al 95%, abarcando con ello el dato predicho en el PME, dentro de su caso-1. Hacia el 2050, finalmente, queda estimado un nivel de consumo eléctrico de 42.198,82 GWh, con un intervalo de confianza que va entre 32.504,13 y 51.893,52 GWh.

Desde los datos hallados, por consiguiente, hacia el año 2050, Ecuador debería incrementar su parque de generación eléctrica entre 2.000,0 MW (media) a 5.000,0MW (límite superior); lo que implicaría un rango de inversión a precios actuales entre 3.200 millones a 8.000,0 millones de dólares.

### **Discusión**

Entre 2010 y 2022, Ecuador mantuvo su estabilidad en el suministro eléctrico, no obstante, a finales de 2022 se presentaron problemas que se derivaron en apagones a partir de octubre de 2023 y que se extendió hasta 2024, principalmente, debido a una sequía que afectó la generación hidroeléctrica. La crisis impactó severamente en la economía del país y generó pérdidas millonarias con el respectivo impacto dentro del PIB. En principio, entre las causas de los apagones generados se atribuyó a una alta dependencia en la generación hidroeléctrica, así también a una falta de diversificación en las fuentes de generación, cambio climático y escasa inversión.

Con datos a abril de 2025, la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables de Ecuador (ARCERNNR) indicó que, del total de 9.356,07 MW de potencia instalada, el 60,74% se correspondieron con fuentes renovables, y por tanto, el 28,54% complementario con fuentes no-renovables; y, a esa fecha, se tuvo un déficit de 650 MW (tabla 1) que fue compensado con las importaciones desde Colombia y Perú. El Plan Maestro de Electricidad 2023-2032 (PME), elaborado por el Ministerio de Energía y Minas (2024), presentó una proyección del consumo de energía eléctrica y un plan para la ampliación del parque generador, hacia 2032. Sobre la información expuesta en el PME, dentro de este artículo se calculó un requerimiento de inversión hacia 2032 de 11.832,00 millones de dólares, por encima de lo establecido en el documento emitido por el Ministerio de Energía y Minas (9.954,18 millones de dólares), principalmente, debido a que este artículo consideró precios

actualizados y compensados por inflación. Así entonces, solo entre 2023 y 2024 se debieron invertir alrededor de 1.030,00 millones de dólares (*Tabla 2*).

Sin embargo, la sequía en 2023 y 2024 no solo afectó a Ecuador, sino a los países dentro de la región; pero, sobre las investigaciones realizadas, ni en Colombia, Perú, Brasil o Bolivia se tuvieron los apagones generalizados que sí azotaron a Ecuador. Sobre ello, a 2023, se analizó la matriz de estos cuatro países mencionados; y, por ejemplo, en el caso de Colombia, ellos contaron con el 66,1% de generación hidroeléctrica y 30,2% por generación termoeléctrica no-renovable. Por consiguiente, de acuerdo con los argumentos ecuatorianos, Colombia debió sufrir una mayor cantidad de apagones, por contar, en términos proporcionales, con una mayor fuente hidroeléctrica y con una menor fuente de generación termoeléctrica (tabla 3). Así que, tal vez, el problema en Ecuador no se debió explícitamente a una alta dependencia hidroeléctrica, sino, a una falta de inversión, problema que el actual gobierno heredó de los dos gobiernos anteriores. Por tanto, en la actualidad es menester promover una eficiencia institucional en la gestión del parque eléctrico, principalmente de sus plantas térmicas.

Complementariamente, para la proyección del consumo de generación eléctrica hacia 2050, se utilizó el modelo econométrico de vectores autoregresivos (VECM). Para la determinación del modelo hubo un total de tres variables utilizadas, entre 1970 a 2024, y ellas fueron: consumo eléctrico (MWh), PIB a precios constantes del 2015, y población; no obstante, con el fin de realizar una estandarización en las magnitudes, para cada variable se indexó con los datos del año de 2024; y se utilizó el software estadístico STATA, en que, el modelo final contó con dos relaciones de especificación, y un rezago a nivel de variable. Sobre estas predicciones a 2050, se reseña que sus medias difieren de los datos predichos en el Plan Maestro de Electricidad 2023-2032. Así por ejemplo, para 2032, el PME estimó un consumo eléctrico de 41.334 GWh; mientras tanto, dentro de este trabajo se estimaron 39.260,05 GWh, pero contó con un intervalo de confianza al 95% entre los 34.056,28 y 44.463,82 GWh. A la vez, hacia el 2050, bajo su media, se estimó un nivel de consumo eléctrico de 42.198,82 GWh, considerando un intervalo de confianza entre los 32.504,13 y 51.893,52 GWh.

Así entonces, para 2050, sobre la tendencia de los datos históricos a partir de la aplicación del VECM y sobre sus predicciones, Ecuador requerirá un incremento de su parque generador entre los 2.000 MW (media) a 5.000 MW (límite superior); es decir, un nivel de inversión entre los 3.200,0 millones a 8.000,0 millones de dólares.

## Lista de referencias

- ARCERNNR. (2025, julio 9). Datos abiertos de Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables. Recuperado el 02 de agosto de 2025, de <https://datosabiertos.gob.ec/dataset/https-www-controlrecursosyenergia-gob-ec-balance-nacional-de-energia-electrica/resource/364c9c75-981e-4d44-be0c-58550376ef0b>
- Banco Mundial. (en línea). Datos de libre acceso del Banco Mundial. Recuperado el 01 de agosto de 2025, de <https://data360.worldbank.org/en/search>
- BCE. (2023). Memoria anual 2023. Quito. Recuperado el 25 de julio de 2025, de <https://contenido.bce.fin.ec/documentos/PublicacionesNotas/Catalogo/Memoria/2023/MemoriaBCE2023.pdf>
- BCE. (2025, abril 15). La economía ecuatoriana reportó una contracción anual de 2,0% en 2024. Recuperado el 28 de julio de 2025, de <https://www.bce.fin.ec/la-economia-ecuadoriana-reporto-una-contraccion-anual-de-20-en-2024/>
- Beckett, S. (2013). Introduction to time series using Stata. Stata Press.
- CENACE. (2023). Informe resumen de rendición de cuentas. Recuperado el 08 de febrero de 2025, de [https://www.cenace.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2024/06/informe\\_de\\_cenace\\_2023.pdf](https://www.cenace.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2024/06/informe_de_cenace_2023.pdf)
- CEPAL. (2024). CEPALSTAT | Estadísticas e indicadores | Demográficos y sociales; Económicos; Ambientales. Recuperado el 01 de julio de 2025, de <https://statistics.cepal.org/portal/cepalstat/index.html?lang=es>
- DW. (2024). Ecuador tendrá apagones nocturnos y teletrabajo por sequía. Recuperado el 02 de junio de 2025, de <https://www.dw.com/es/ecuador-implementa-apagones-nocturnos-y-teletrabajo-por-su-peor-sequ%C3%ADa/a-70236280>
- El Oriente. (2024). Ecuador perdió cerca de 750 millones de dólares por la crisis energética de 2024. Recuperado el 24 de julio de 2025, de <https://www.eloriente.com/articulo/ecuador-perdio-cerca-de-750-millones-por-la-criisis-energetica-de-2024/44859>
- El Universo. (30 de septiembre de 2024). ¿Por qué en Colombia y Perú no tienen apagones como en Ecuador? En Colombia “sí hemos cuidado el parque térmico y hemos dado señales de política pública”. Recuperado el 30 de julio de 2025, de <https://www.eluniverso.com/noticias/economia/por-que-colombia-peru-no-tienen-apagones-como-ecuador-criisis-electrica-nota/>
- INEC. (en línea). Estimaciones y Proyecciones de Población. Recuperado el 01 de agosto de 2025, de <https://www.ecuadorencifras.gob.ec/proyecciones-poblacionales/>
- Infobae. (01 de septiembre de 2024). La sequía dificulta el suministro hidroeléctrico en Brasil y eleva los costos de la energía. Recuperado el 05 de agosto de 2025, de <https://www.infobae.com/wapo/2024/09/02/la-sequia-dificulta-el-suministro-hidroelectrico-en-brasil-y-eleva-los-costos-de-la-energia/>

Ministerio de Energía y Minas. (2024). Plan Maestro de Electricidad 2023-2032. Recuperado el 15 de junio de 2025, de <https://www.recursosyenergia.gob.ec/plan-maestro-de-electricidad/>

Mongabay. (05 de junio de 2024). Día Mundial del Medio Ambiente: el reto de combatir la sequía en Latinoamérica. Recuperado el 18 de julio de 2025, de <https://es.mongabay.com/2024/06/dia-mundial-del-medio-ambiente-el-reto-de-combatir-sequia-latinoamerica/>

Ojeda, J., Jiménez, P., Quintana, A., Crespo, G., & Viteri, M. (2015). Protocolo de investigación. (U. d. ESPE, Ed.) Yura: Relaciones internacionales, 5(1), 1 - 20.

Primicias. (2024, agosto 23). Superar los cortes de luz en Ecuador requerirá de una inversión de USD 10.446 millones hasta 2032. Recuperado el 30 de julio de 2025, de <https://www.primicias.ec/economia/cortes-luz-crisis-electrica-plan-nuevas-centrales-inversion-77286/>

StataCorp LLC. (2025). Stata Time-Series Reference Manual. Release 19. Stata Press. Recuperado el 15 de agosto de 2025, de <https://www.stata.com/manuals/ts.pdf>