

Entidad originadora:	MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Fecha (dd/mm/aaaa):	28/04/2025
Proyecto de Decreto:	<i>“Por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, en lo relacionado con los lineamientos de política pública para garantizar la confiabilidad y la estabilidad tarifaria del servicio de energía eléctrica y se dictan otras disposiciones”</i>

1. ANTECEDENTES Y RAZONES DE OPORTUNIDAD Y CONVENIENCIA QUE JUSTIFICAN SU EXPEDICIÓN.

Mecanismos del Mercado de Energía Mayorista – MEM – (Descripción, como funcionan, porcentajes de contratación con los mecanismos, demanda cubierta a partir de cada mecanismo, etc.).

En Colombia la matriz de generación depende principalmente de la generación hidráulica con una participación del 61.7%, seguida de la generación térmica con una participación del 28.44%. Esta composición de la matriz energética hace que el mercado eléctrico sea especialmente sensible a las condiciones climáticas que imperan en cada momento y a la volatilidad de los precios de los combustibles, siendo especialmente importante los cambios en los aportes hídricos en las temporadas de alta y baja pluviosidad.

Tabla 1. Feb. 2025 - Colombia - SIN – Capacidad Efectiva Neta (CEN, en MW) de generación según fuente y Participación (%)

Fuente de energía	Capacidad Efectiva (MW)	Participación (%)
Cogenerador	192,50	0,90%
Hidráulica	13.221,78	61,70%
Solar	1.919,16	8,96%
Térmica	6.094,62	28,44%
TOTAL CEN	21.428,06	100,00%

Fuente: PARATEC – XM.

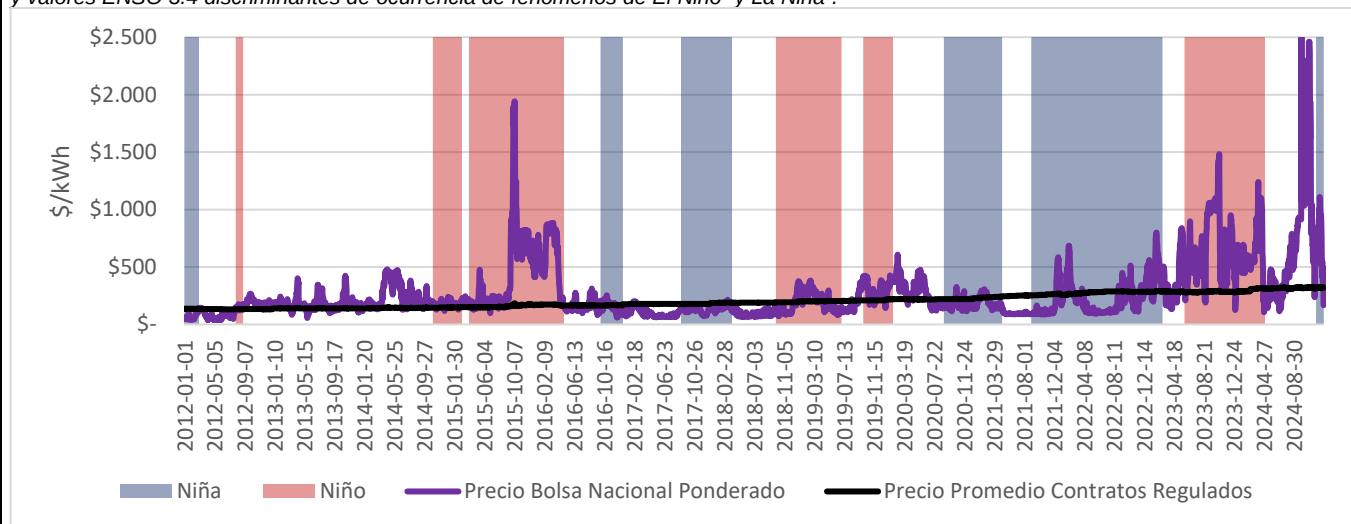
En el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) colombiano hay esencialmente dos mecanismos que tienen los comercializadores para comprar la energía necesaria para atender a los usuarios del mercado regulado: i) los contratos de largo plazo; y ii) la bolsa de energía. Estos mecanismos tienen una participación de largo plazo que rondan el 80% y 20%, respectivamente para cada mecanismo. Ambos mecanismos se complementan para garantizar a los usuarios la continuidad en el servicio.

La contratación de largo plazo se traduce en estabilidad de ingresos/costos para las partes debido a que en los contratos se pacta un precio por kWh y un indexador de referencia para la actualización del precio durante la vigencia del contrato, lo que disminuye la incertidumbre y riesgos en la operación de las partes y se traduce en precios muy estables de la energía transada. Mientras que las compras a través de la bolsa

de energía actúan como complemento a los contratos y permiten a los comercializadores cubrir el faltante de energía necesaria para atender a los usuarios.

La bolsa de energía se caracteriza por una elevada volatilidad de los precios, lo que se traduce en mayores niveles de incertidumbre para los agentes. La *Gráfica 1* permite ver el contraste entre las volatilidades de los precios de ambos mecanismos y ponen en evidencia como los fenómenos climáticos afectan la volatilidad de los precios de bolsa, en contraste con la menor volatilidad de los precios en contratos para el mercado regulado¹.

Gráfica 1. Colombia - 01/01/2012 a 31/12/2024 – Precios de Bolsa Nacional Ponderado, Promedio de Contratos del Mercado Regulado (Col.\$/kWh) y valores ENSO 3.4 discriminantes de ocurrencia de fenómenos de El Niño² y La Niña³.



Fuente: Elaborada con base en datos de SINERGOX-XM y NOAA⁴.

Los procesos de contratación de largo plazo generalmente se realizan mediante negociaciones bilaterales descentralizadas entre comercializadores y generadores. Adicionalmente, los agentes cuentan con Derivex S.A., otro mecanismo de contratación, que es un mercado de derivados estandarizados de bienes y servicios energéticos, el cual permite a los agentes del sector eléctrico e industrial perfeccionar contrataciones a través de un mercado anónimo y estandarizado de contratos de futuros de energía eléctrica. En cualquier caso, y en cumplimiento de la Resolución CREG 130 de 2019, los contratos de largo plazo deben ser registrados en la plataforma tecnológica para el Sistema Centralizado de Información de Convocatorias Públicas (SICEP), plataforma que es controlada por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC), papel que es desempeñado por la compañía XM.

¹ El mercado regulado reúne a los usuarios naturales o jurídicos cuyas compras de electricidad están sujetas a tarifas establecidas por la CREG. Aquí están la mayoría de usuarios comerciales, oficiales y los residenciales clasificados por estratos socioeconómicos, y algunos industriales.

² El fenómeno de El Niño hace referencia a un periodo caracterizado por temperaturas del aire y de las aguas del Océano Pacífico por encima del promedio y por niveles de pluviosidad inferiores al promedio.

³ El fenómeno de La Niña hace referencia a un periodo caracterizado por temperaturas del aire y de las aguas del Océano Pacífico por debajo del promedio y por niveles de pluviosidad superiores al promedio.

⁴ <https://psl.noaa.gov/data/timeseries/month/Nino34/>. Se presentan los valores discriminantes para los fenómenos de El Niño y La Niña en la región 3.4, de referencia para Colombia.

	FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA			
		T-GJ-F-01		
		11-08-2023	V-1	

Es importante resaltar que entre la contratación bilateral de largo plazo y la bolsa de energía hay grandes diferencias respecto a la competencia económica que caracteriza a cada mecanismo. En efecto, mientras que la contratación de largo plazo se caracteriza por ser un mecanismo altamente competitivo en la medida que las cantidades y precios que se tranzan en este mecanismo son resultado de la negociación entre la oferta (generadores) y la demanda (comercializadores o usuarios no regulados). En contraste, la competencia económica en la bolsa está muy restringida, como lo expresa la CREG: *“En el diseño vigente del mercado de corto plazo, la demanda tiene una participación pasiva y solamente se limita ser tomadora de precio y a aportar los pronósticos de demanda para el día de operación. Es decir, el precio de la energía sólo se forma con las ofertas de los generadores.”*⁵

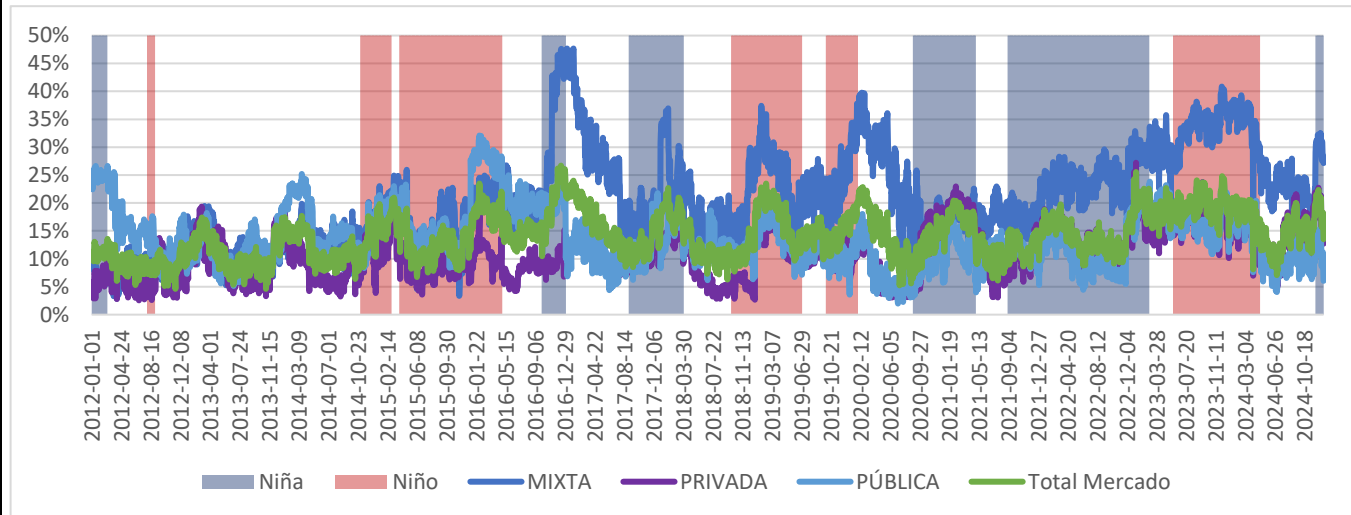
Lo anterior explica, en gran medida, por qué la diferencia en las volatilidades de los precios que prevalecen en cada mecanismo. Recordemos que los mercados más competitivos generan precios con trayectorias más estables, mientras que los precios de los mecanismos menos competitivos suelen ser más volátiles.

Compras y ventas de energía en Bolsa.

Si bien se considera que la participación de la energía adquirida mediante contratos de largo plazo y bolsa de energía es 80% y 20%, respectivamente, estas proporciones están lejos de ser estables y homogéneas para todos los comercializadores. La Gráfica 2 muestra que el porcentaje de energía que adquieren los comercializadores del mercado regulado a través de la bolsa de energía, lo que se conoce como porcentaje de exposición a bolsa, presenta alta volatilidad y difiere entre comercializadores. Si bien la gráfica presenta los comercializadores clasificados según la naturaleza jurídica de su propiedad, la disparidad en los niveles de exposición a bolsa suele presentar una gran dispersión, pues no es extraña la presencia de comercializadores con exposiciones a bolsa cercanas al 0% y de otros con exposiciones elevadas, que incluso alcanzan el 100%. Igualmente, la gráfica ilustra que la exposición a bolsa de los comercializadores que atienden el mercado regulado aumenta en periodos de ocurrencia de El Niño frente a los demás estados climáticos.

⁵ Documento CREG-114, 2021.

Gráfica 2. Colombia – 01/01/2012 a 31/12/2024 – % de Exposición diaria a precios de bolsa de los comercializadores que atienden al mercado regulado, según naturaleza de la propiedad y total mercado.



Fuente: Elaborada con base en datos de SINERGOX-XM y NOAA

En efecto, con base en los modelos de regresión lineal, que se presentan en la Tabla 2, en los que se indaga por los efectos de la ocurrencia de los fenómenos de El Niño y La Niña sobre la exposición diaria a bolsa de los comercializadores que atienden el mercado regulado entre 01/01/2012 y 31/12/2024 se puede hacer las siguientes afirmaciones tomando en todos los casos como referencia los periodos de neutralidad climática: i) la ocurrencia del fenómeno de La Niña, está asociado con mayores niveles de exposición a bolsa de todos los tipos de comercializadores; ii) la ocurrencia del fenómeno de El Niño, en promedio, eleva la exposición a bolsa de todos los comercializadores (de los mixtos en 4,9%, de los privados en 2,44%, de los públicos en 2,96% y del mercado en general en 2,92%), resultados que son estadísticamente significativos; iii) la exposición “natural” de los comercializadores es muy heterogénea según su naturaleza, esto es, los mixtos tienen una exposición natural del 18,52%, los privados del 9,36%, los públicos del 12,87% y, en conjunto, la exposición del mercado regulado es del 12,89%. Niveles que también son estadísticamente significativos; iv) El “R cuadrado” de las regresiones informa que la variabilidad climática sólo explica entre el 6% y el 12% de la varianza en la exposición a bolsa, lo cual

indica que una explicación más completa requiere incorporar más variables en el modelo; y, v) se debe anotar que la prueba F global de los cuatro modelos es significativa con el 99% de confianza.

Tabla 2. Modelos de regresión de la exposición a bolsa de comercializadoras del mercado regulado en función de la ocurrencia de los fenómenos de El Niño y La Niña.

VARIABLES	(1) Mixta	(2) Privada	(3) Pública	(4) Total Mercado
Niña	3.414*** (0.283)	3.548*** (0.145)	0.352** (0.178)	2.144*** (0.136)
Niño	4.929*** (0.297)	2.440*** (0.143)	2.963*** (0.179)	2.923*** (0.137)
Constant	18.52*** (0.177)	9.369*** (0.0798)	12.87*** (0.101)	12.89*** (0.0801)
Observations	4,749	4,749	4,749	4,749
R-squared	0.064	0.128	0.060	0.103

Robust standard errors in parentheses

*** p<0.01, ** p<0.05, * p<0.1

Fuente: Elaborada con base en datos de SINERGOX-XM y NOAA.

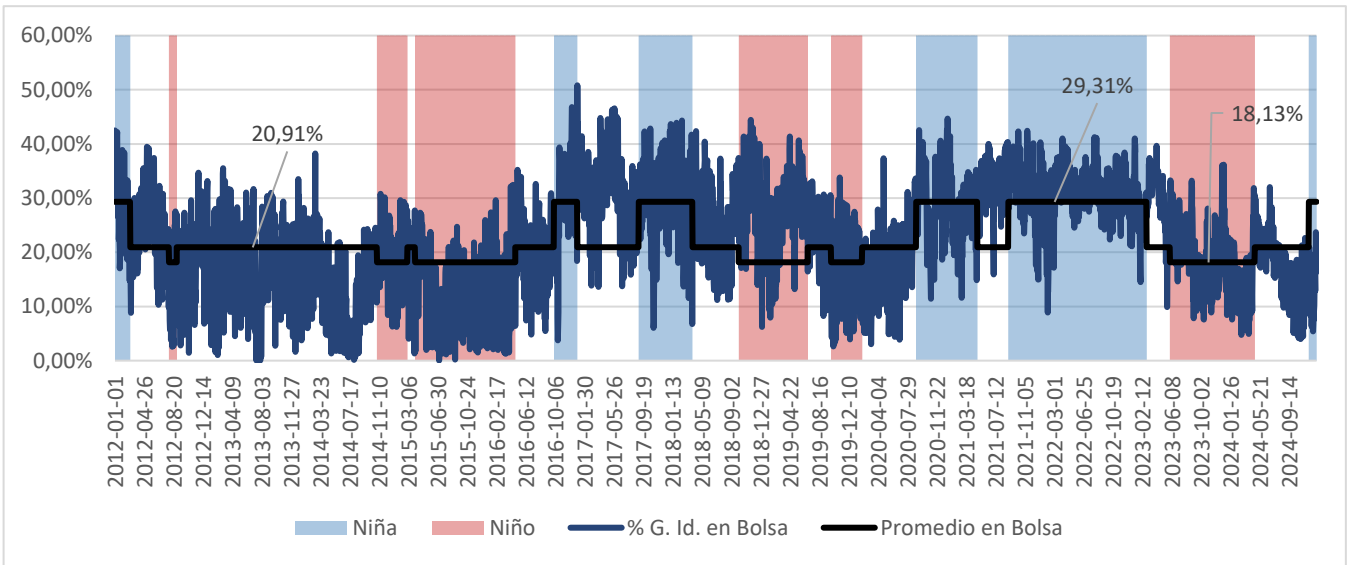
En contraste, cuando se analiza las ventas en bolsa de los agentes generadores que representan plantas hidráulicas o FNCER despachadas centralmente⁶, se observa que, durante el fenómeno de El Niño, las ventas en bolsa de estos agentes decrecen, en promedio, 11.18%, frente a las que tipifican al periodo de La Niña (Ver Gráfica 3). Esto implica que aumenta la cantidad de energía vendida en contratos.

En conjunto, la mayor exposición a bolsa de los comercializadores del mercado regulado y la caída de ventas en bolsa de los generadores sugiere que, probablemente, es el mercado no regulado⁷, mercado que se beneficia en mayor medida de la contratación en periodos de estrechez hidrológica y de mayor volatilidad de los precios en la bolsa de energía.

⁶ Estos agentes son: AES COLOMBIA & CIA. S.C.A. E.S.P., CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P., EMPRESA URRÁ S.A. E.S.P., EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P., ENEL COLOMBIA SA ESP, GENER SOL S.A.S. E.S.P., HIDROELECTRICA DEL ALTO PORCE S.A.S. E.S.P., ISAGEN S.A. E.S.P., PARQUE SOLAR PORTON DEL SOL SAS ESP, SOL DE LAS CIÉNAGAS S.A.S. E.S.P., SPK LA MATA S.A.S E.S.P, SPK LA UNIÓN S.A.S. E.S.P.

⁷ El mercado no regulado reúne a los usuarios, naturales o jurídicos, cuya demanda individual de energía es superior a 100 kW de carga o 55 MWh/mes por frontera comercial. Ellos pueden negociar libremente los costos de las actividades relacionadas con la generación y comercialización de energía. En este mercado están industriales y comerciales que son grandes consumidores.

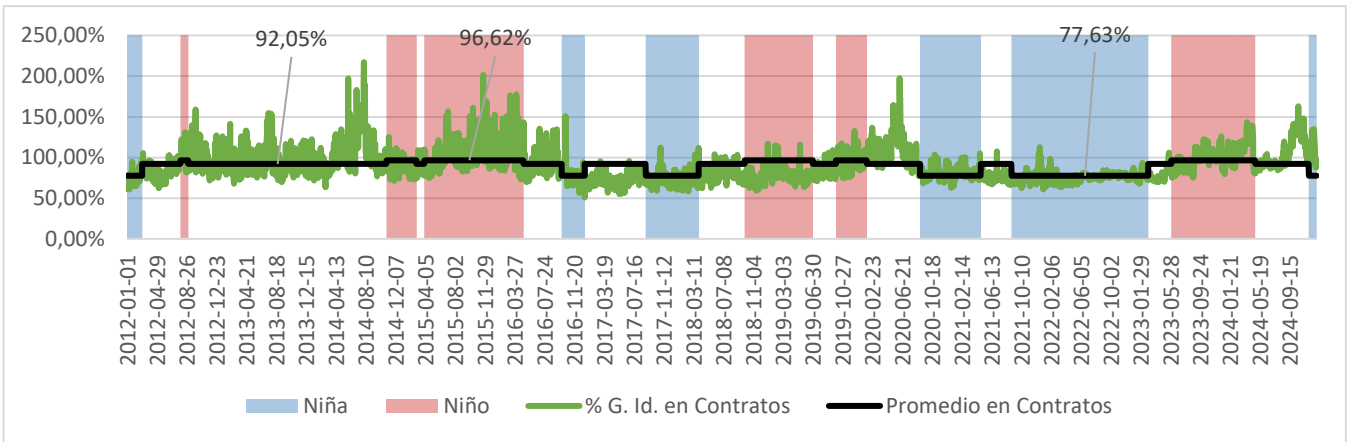
Gráfica 3. Colombia – SIN – 01/01/2012 a 31/12/2024 - % de la generación ideal diaria vendida en bolsa por los generadores con plantas hidráulicas o FNCER.



Fuente: Elaborada con base en datos de SINERGOX-XM y NOAA

En efecto, la Gráfica 4 pone de relieve que los generadores objeto de análisis aumentan sus ventas en contratos en un 18.99% ante la ocurrencia de El Niño frente al nivel de ventas en contratos durante La Niña. Nuevamente, esto sugiere que la mayor contratación estaría beneficiando en mayor medida al mercado no regulado en los momentos de mayor estrechez hidrológica y de mayor volatilidad de los precios de bolsa.

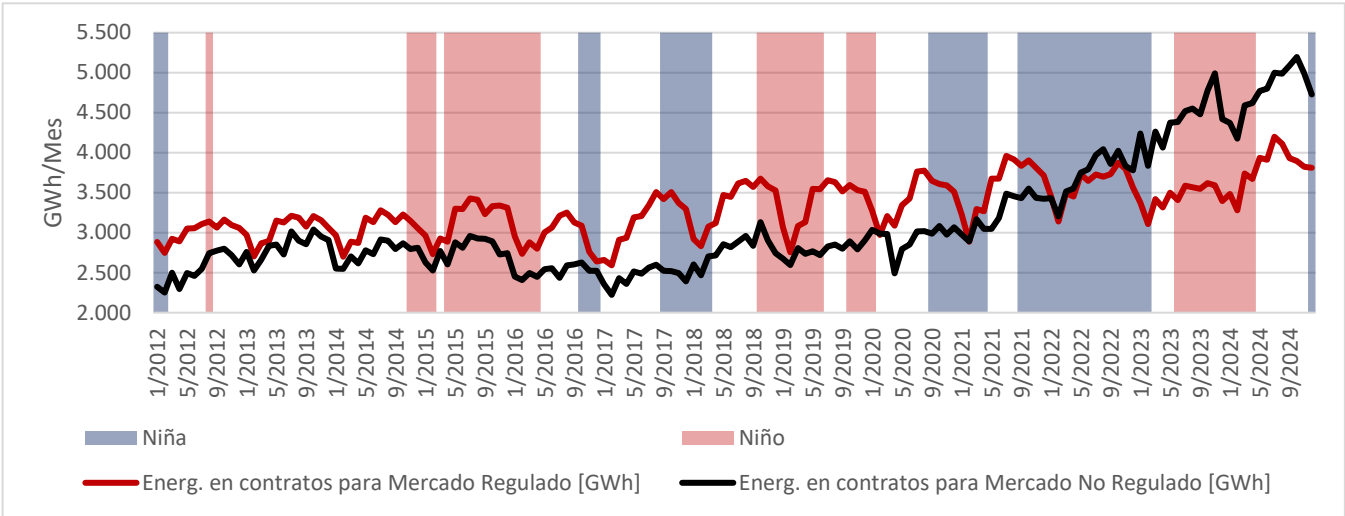
Gráfica 4. Colombia – SIN – 01/01/2012 a 31/12/2024 - % de la generación ideal diaria vendida en contratos por los generadores con plantas hidráulicas o FNCER.



Fuente: Elaborada con base en datos de SINERGOX-XM y NOAA

Al considerar las ventas mensuales de energía en contratos de todos los agentes para los mercados regulado y no regulado, tal como se observa en la Gráfica 5, Hay dos periodos claramente definidos, cuyo punto de corte es enero de 2022: en el periodo previo a este mes, el mercado regulado era, estructuralmente, el mayor contratante, mientras que, a partir de ese mes, el mercado no regulado se ha ocupado la mayor participación de las compras en contratos. Sin embargo, es importante señalar que en el periodo analizado la cantidad de energía vendida en contratos ha aumentado en ambos mercados.

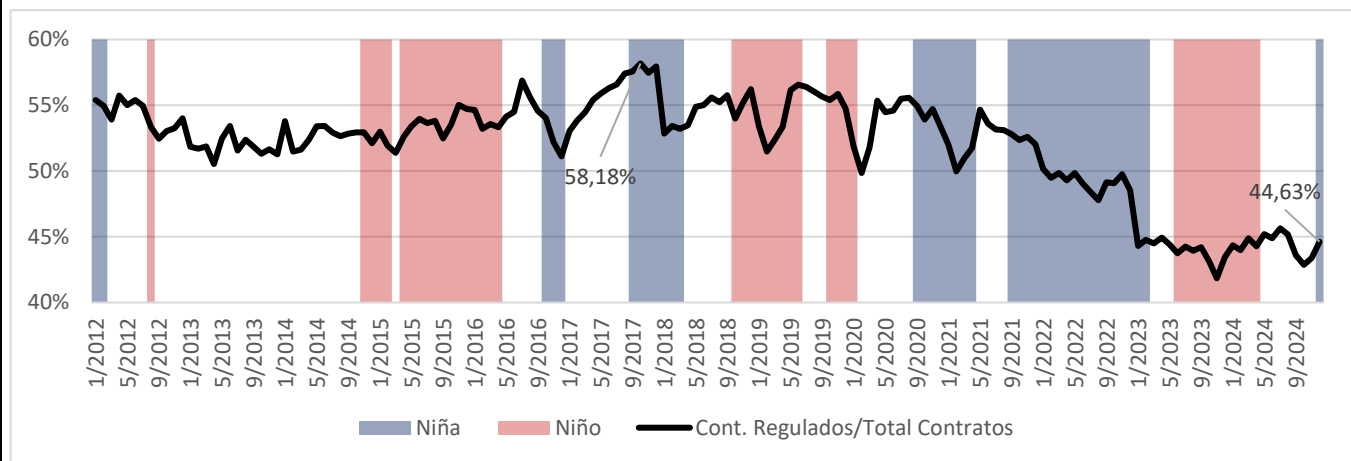
Gráfica 5. Colombia – 01/2012 a 12/2024 – Energía (GWh/mes) vendida en contratos a los mercados regulado y no regulado.



Fuente: Elaborada con base en datos de SINERGOX-XM y NOAA

En consecuencia, tal como lo muestra la Gráfica 6, el mercado regulado ha venido perdiendo participación en la contratación de energía desde octubre de 2017. En efecto, desde ese mes y hasta diciembre de 2024 el mercado regulado ha perdido 13.55% de participación en la contratación de energía al pasar de participar con el 58.18% al 44.63%, respectivamente.

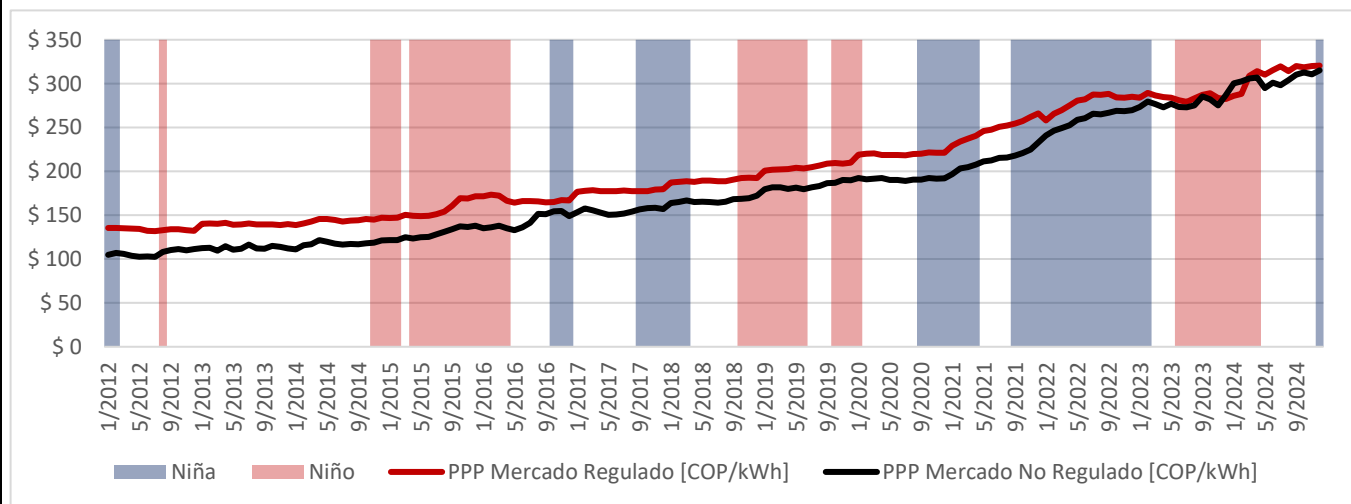
Gráfica 6. Colombia – 01/2012 a 12/2024 – Porcentaje de participación de las ventas en contratos para el mercado regulado en el total de la energía vendida en contratos.



Fuente: Elaborada con base en datos de SINERGOX-XM y NOAA

Si bien las dinámicas de las cantidades de energía vendida en contratos en ambos mercados presentan diferencias marcadas, no ocurre lo mismo con los precios pactados en dichos contratos. En efecto, la Gráfica 7 pone en evidencia que el sesgo favorable a la contratación en el mercado no regulado no se deriva de precios más favorables en los contratos de este mercado.

Gráfica 7. Colombia –01/2012 a 12/2024 – Precio Promedio Ponderado (PPP) de la energía vendida en contratos a los mercados regulado y no regulado. (\$/kWh).



Fuente: Elaborada con base en datos de SINERGOX-XM y NOAA

Análisis de Sensibilidades del Componente de Generación Cobrado a los Usuarios en los Mercados de Comercialización del Sistema Interconectado Nacional.

En este apartado se evalúa la sensibilidad del componente de generación (Gm) cobrado a los usuarios regulados en los mercados de comercialización del Sistema Interconectado Nacional (SIN) ante cambios en variables clave: exposición a bolsa, precios ponderados de bolsa, precios ponderados de contratos regulados e IPP-OI. El objetivo es evaluar la conveniencia de implementar políticas públicas que incentiven mayores niveles de contratación en el mercado regulados para mitigar la volatilidad y el riesgo tarifario.

Justificación de la necesidad de un análisis de sensibilidades.

En el contexto de una creciente volatilidad en los precios de energía, es fundamental comprender cómo influyen diversas variables sobre el componente de generación (Gm). Basado en datos mensuales (enero 2012 – diciembre 2024) para 29 mercados, este estudio estima el impacto de la exposición a bolsa, los precios ponderados en bolsa y en contratos regulados y el Índice de Precios del Productor (IPP-OI) sobre el componente de generación que pagan los usuarios.

Metodología.

- **Base de datos.**

Se utilizaron 156 observaciones mensuales correspondientes al periodo enero 2012 – diciembre 2024 para 29 mercados de comercialización.

- **Variables analizadas.**

- Gm_DIC24: Componente de generación ajustado por inflación a diciembre de 2024 (fuente: SUI-SSPD).
- EXPBOLSA: Porcentaje de exposición a bolsa de los comercializadores (fuente: SINERGOX-XM).
- PPB_DIC24: Precio Ponderado de Bolsa ajustado por inflación a diciembre 2024 (fuente: SINERGOX-XM).
- PPCR_DIC24: Precio Promedio Ponderado de Contratos Regulados ajustado por inflación a diciembre 2024 (fuente: SINERGOX-XM).
- IPP-OI: Índice de Precios del Productor de Oferta Interna, que es el indexador empleado en el sector (fuente: DANE).

Los precios de bolsa, de contratos y el componente Gm se deflactan con el fin de aislar los análisis de los efectos que tiene el cambio de poder adquisitivo del dinero en el tiempo y, hacer comparables las cifras.

- **Modelo econométrico.**

Se emplea un modelo de datos panel de efectos fijos en especificación lin-log, transformando las variables mediante logaritmo natural para estimar elasticidades y sensibilidades. Igualmente, se estiman modelos de regresión lineal para resaltar las diferencias estructurales que existen entre los mercados.

A continuación, se presentan las estadísticas descriptivas de las variables a incorporar en los análisis que se presentan más adelante.

Tabla 3. Estadísticas descriptivas de las variables incluidas en la base de datos para los 29 mercados de comercialización y total MEM – 01/2012 a 12/2024.

IDMERCADO	Mercado	Variable	Obs	Media	Desv. Est.	Mínimo	Máximo
1	ANTIOQUIA	EXPBOLSA (%)	156	9,040529	3,90333	1,085911	21,49884
		Gm_DIC24 (\$)	156	284,5063	38,8747	230,7576	390,385
2	ARAUCA	EXPBOLSA (%)	141	15,44134	11,74114	0,4651778	52,56865
		Gm_DIC24 (\$)	155	310,1999	53,13287	242,8348	476,5638
3	BAJO PUTUMAYO	EXPBOLSA (%)	84	24,88281	28,3332	0,0571691	94,95165
		Gm_DIC24 (\$)	155	306,2631	54,34067	246,9614	482,2256
4	BOGOTA - CUNDINAMARCA	EXPBOLSA (%)	156	13,58641	7,696002	1,418776	38,09216
		Gm_DIC24 (\$)	156	291,152	44,29668	228,9602	403,0256
5	BOYACA	EXPBOLSA (%)	155	12,26412	8,570814	0,0059305	28,29317
		Gm_DIC24 (\$)	156	292,3332	42,29264	213,0548	404,5736
6	CALDAS	EXPBOLSA (%)	156	13,62797	9,380144	0,4557363	41,90651
		Gm_DIC24 (\$)	156	286,766	40,81075	238,9753	396,7623
7	CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	EXPBOLSA (%)	139	27,40442	14,1672	4,261459	60,31938
		Gm_DIC24 (\$)	156	320,1336	45,58114	198,483	415,4374
8	CAQUETA	EXPBOLSA (%)	136	20,46426	20,66884	0,0755644	73,96005
		Gm_DIC24 (\$)	155	295,8125	58,20123	192,6949	438,5483
9	CARIBE MAR	EXPBOLSA (%)	51	18,32823	7,744347	5,600999	41,73166
		Gm_DIC24 (\$)	51	339,4746	39,32927	276,8856	404,811
10	CARIBE SOL	EXPBOLSA (%)	51	16,8136	12,96918	1,526451	55,04481
		Gm_DIC24 (\$)	51	348,7544	45,07458	275,8753	465,9435
11	CARTAGO	EXPBOLSA (%)	54	13,30557	7,5003	0,3974326	33,58961
		Gm_DIC24 (\$)	57	340,0334	37,51551	287,8198	407,0974
12	CASANARE	EXPBOLSA (%)	155	16,34417	19,8573	0,0409439	100
		Gm_DIC24 (\$)	156	308,1141	48,78245	105,369	422,0851
13	CAUCA	EXPBOLSA (%)	156	16,70872	11,41119	0,0080104	47,95159
		Gm_DIC24 (\$)	156	301,2302	54,40007	213,7675	417,6067
14	CELSIA VALLE DEL CAUCA	EXPBOLSA (%)	50	8,608471	7,214673	1,925548	31,27434
		Gm_DIC24 (\$)	156	290,277	43,52125	207,518	398,629
15	CHOCO	EXPBOLSA (%)	156	16,95476	16,82241	0,0009345	100
		Gm_DIC24 (\$)	156	304,6771	48,45998	236,2223	429,54
16	GUAVIARE	EXPBOLSA (%)	120	19,64575	19,95399	0,2359735	100
		Gm_DIC24 (\$)	150	299,8726	36,92627	236,8382	394,3086
17	HUILA	EXPBOLSA (%)	155	14,57886	14,29101	0,0015515	59,55672
		Gm_DIC24 (\$)	155	304,9231	54,26035	224,4271	421,8864

18	META	EXPBOLSA (%)	155	19,39387	9,560695	1,443077	53,71977
		Gm_DIC24 (\$)	155	294,0111	46,50452	199,5549	405,3242
19	NARIÑO	EXPBOLSA (%)	156	12,51613	12,58368	0,3589299	72,50763
		Gm_DIC24 (\$)	156	292,3976	38,3355	237,8486	415,0031
20	NORTE DE SANTANDER	EXPBOLSA (%)	156	14,63473	7,037692	0,5925598	34,83377
		Gm_DIC24 (\$)	156	291,5566	46,42176	225,0561	406,1838
21	PEREIRA	EXPBOLSA (%)	153	10,87554	8,030938	0,0812444	33,58961
		Gm_DIC24 (\$)	156	298,2867	44,09152	237,8114	407,1278
22	PURACE	EXPBOLSA (%)	107	20,06382	22,38984	0,1755546	99,2775
		Gm_DIC24 (\$)	119	246,0367	23,67783	193,2594	329,7697
23	PUTUMAYO	EXPBOLSA (%)	124	15,57252	11,10852	0,0005139	51,40557
		Gm_DIC24 (\$)	155	315,1769	49,31606	244,9054	429,2672
24	QUINDIO	EXPBOLSA (%)	156	15,67315	10,49076	0,1886205	55,57238
		Gm_DIC24 (\$)	156	288,844	44,00499	230,8038	410,4267
25	RUITOQUE	EXPBOLSA (%)	149	7,589953	6,821361	0,0070587	46,88553
		Gm_DIC24 (\$)	156	328,913	46,16112	208,8677	463,5501
26	SANTANDER	EXPBOLSA (%)	156	17,51518	6,896779	3,488767	34,47796
		Gm_DIC24 (\$)	156	292,149	47,0413	225,3397	404,6999
27	SIBUNDOY	EXPBOLSA (%)	60	11,59951	23,89755	0,0012307	93,5803
		Gm_DIC24 (\$)	153	296,0228	50,27589	246,2993	462,431
28	TOLIMA	EXPBOLSA (%)	50	8,608471	7,214673	1,925548	31,27434
		Gm_DIC24 (\$)	67	333,9566	29,99158	282,6833	400,2004
29	TULUA	EXPBOLSA (%)	32	1,911023	2,348996	0,0194877	8,127235
		Gm_DIC24 (\$)	156	291,6726	43,44281	239,9188	380,6997
General	Total MEM	PPB_DIC24 (\$)	156	376,9367	284,6915	89,24182	1860,868
		PPCR_DIC24 (\$)	156	287,7415	29,67575	245,6183	346,5887

Fuente: Cálculos propios con base en datos SUI-SSPD, SINERGOX-XM y DANE.

La tabla anterior revela que, en promedio, CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA, BAJO PUTUMAYO, CAQUETA y PURACE han sido los mercados más expuestos a los precios de bolsa, con exposiciones promedio que superan el 20% y alcanzan el 24,4%, mientras que, BAJO PUTUMAYO, SIBUNDOY, PURACE y CAQUETA han presentado la mayor volatilidad en la exposición a bolsa, con desviaciones estándar que superan el 20,66% y alcanzan el 28,33%.

Por su parte, los mercados con mayor volatilidad en el componente de generación (Gm_DIC24) han sido los mercados de CAQUETA, CAUCA, BAJO PUTUMAYO, HUILA, ARAUCA y SIBUNDOY, Con valores que van desde los \$50,27/kWh hasta los \$58,20/kWh.

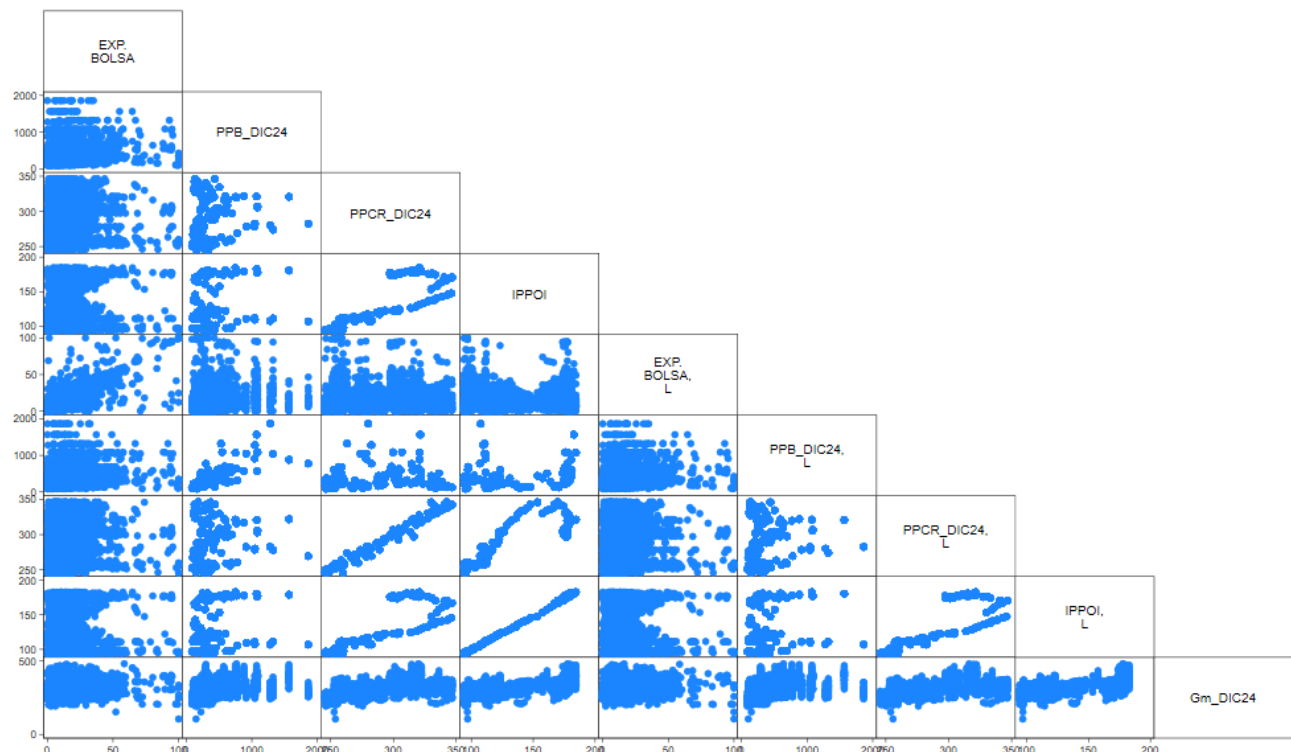
Igualmente se observa, que la volatilidad de los Precios Promedio Ponderados de Bolsa (PPB_DIC24) tienen una desviación estándar cerca de diez veces mayor (9.59 veces para ser exactos) a la de los Precios Promedio de los Contratos Regulados (PPCR_DIC24). Este resultado pone de presente que para los mercados es mucho más riesgoso estar expuesto a los precios de bolsa que a los precios en contratos.

Tabla 4. Matriz de correlaciones parciales entre las variables a analizar.

	EXPBOLSA								
EXPBOLSA	100,00%	PPB_DIC24							
PPB_DIC24	22,25%	100,00%	PPCR_DIC24						
PPCR_DIC24	0,29%	10,04%	100,00%	IPPOI					
IPPOI	12,30%	25,94%	83,51%	100,00%	L.EXP_BOLSA				
L.EXP_BOLSA	81,92%	18,95%	-0,57%	11,77%	100,00%	L.PPB_DIC24			
L.PPB_DIC24	22,31%	76,57%	6,61%	24,47%	22,12%	100,00%	L.PPCR_DIC24		
L.PPCR_DIC24	1,23%	8,37%	98,98%	84,42%	0,05%	9,13%	100,00%	L.IPPOI	
L.IPPOI	12,82%	25,72%	82,28%	99,92%	12,01%	24,65%	83,43%	100,00%	Gm_DIC24
Gm_DIC24	20,91%	37,74%	62,59%	74,84%	23,83%	43,52%	63,65%	74,64%	100,00%

Fuente: Cálculos propios con base en datos SUI-SSPD, SINERGOX-XM y DANE.

Gráfica 8. Matriz de dispersión de las variables a analizar.



Fuente: Cálculos propios con base en datos SUI-SSPD, SINERGOX-XM y DANE.

Es importante, igualmente, analizar la correlación parcial entre las variables de interés, tal como se reportan en la Tabla 4 y en la

Gráfica 8. En estos reportes, se incluyó la correlación de algunas variables rezagadas un periodo y denotadas por el prefijo “L.”, la necesidad de analizar este rezago será evidente más adelante.

Este análisis de correlaciones muestra que el único par de variables con correlaciones negativas es L.EXPOLSA - PPCR_DIC24, con una muy débil asociación de -0.57%. Todas los demás pares de variables presentan correlaciones positivas, siendo la relación más débil la correlación PPCR_DIC24 – EXPOLSA que es apenas 0.29%, mientras que la correlación más fuerte existe entre L.PPCR_DIC24 – IPPOI, que alcanza el 84.42%, cuando se omiten las correlaciones de las variables con sus propios rezagos. Se subraya también que las correlaciones de Gm_DIC24 con las demás variables oscilan entre 20.91% y 74.84%.

Panel de Datos.

Como se deduce de la columna “Obs.” De la Tabla 3, el modelo de datos panel que se presentará más adelante presenta atrición o desbalance, toda vez que no se cuenta con información completa de todas las variables, para todos los periodos y todos los mercados. Sin embargo, este desbalance no impide que las conclusiones sean estadísticamente robustas y significativas.

Con el fin de estimar la sensibilidad del componente de generación (Gm_DIC24) a la exposición a bolsa (EXPOLSA), a los precios ponderados de bolsa (PPB_DIC24), a los precios ponderados de los contratos regulados (PPCR_DIC24) y al IPP-OI, se hizo una transformación no lineal a estas variables mediante la función Logaritmo Natural (Ln), obteniendo así las variables LEXP, LPPB_DIC24, LPPCR_DIC24 y LIPPOI, respectivamente.

Así las cosas, se estimó un modelo de datos panel de efectos fijos del tipo lin-log, ampliamente utilizado en economía para estimar elasticidades o sensibilidades de una variable frente a otras. A continuación, se presenta la tabla de resultados de la estimación del modelo anteriormente descrito y se interpretan los resultados.

Tabla 5. Regresión de datos panel de efectos fijos – sensibilidad del componente G a cambios en la exposición a bolsa, a los precios de bolsa y al IPP-OI – 01/2012 a 12/2024.

Fixed-effects (within) regression	Number of obs	=	3.469
Group variable: IDMERCADO	Number of groups	=	29
R-squared:	Obs per group:		
Within = 0,6921	min =		32
Between = 0,7302	avg =		119,6
Overall = 0,6713	max =		155
	F(4, 3436)	=	1930,89
corr(u_i, Xb) = 0,0916	Prob > F	=	0,0000

Gm_DIC24	Coefficient	Std. err.	t	P> t	[95% conf. interval]	
LEXP L1.	1,856824	,3853074	4,82	0,000	1,101369	2,612279
LPPB_DIC24 L1.	30,02955	,7615428	39,43	0,000	28,53643	31,52268
LPPCR_DIC24 L1.	59,50836	8,811778	6,75	0,000	42,23151	76,78521
LIPPOI L1.	115,172	4,194638	27,46	0,000	106,9478	123,3962
_cons	-764,7869	35,14561	-21,76	0,000	-833,6953	-695,8785
sigma_u	13,515829					
sigma_e	25,17558					
rho	,22373601	(fraction of variance due to u_i)				

F test that all u_i=0: F(28, 3436) = 32,86 Prob > F = 0,0000

Fuente: Cálculos propios con base en datos SUI-SSPD, SINERGOX-XM y DANE.

Es importante señalar, que operativamente, el componente Gm cobrado a los usuarios en un mes determinado refleja la exposición a bolsa que tuvo el agente comercializador a los precios de bolsa, los precios ponderados de bolsa, los precios ponderados de los contratos regulados y el IPP-OI en el mes anterior al facturado. Es por esto que el modelo estima la sensibilidad de Gm_DIC24 ante cambios con un mes de rezago (L1) de las variables de interés.

La prueba F global indica que el modelo es estadísticamente significativo y útil para explicar la variable dependiente. El R cuadrado reportado (R-squared) revela que las variables explicativas incluidas en el modelo explican la varianza de la variable Gm_DIC24 así: 69.19% de la varianza al interior de los mercados, el 73.06% de la varianza entre los mercados y el 67.12% de la varianza global.

Los resultados de las estimaciones de las sensibilidades reportadas por el modelo se interpretan como sigue:

- Un 1% de aumento en la exposición a bolsa en el mes m-1, manteniendo constante todas las demás variables, genera en promedio un incremento del componente Gm en \$1,85/kWh en el mes m;
- Un incremento de 1% en el Precio Ponderado de Bolsa en el mes m-1, manteniendo constante todas las demás variables, genera en promedio un incremento del componente Gm en \$30,02/kWh en el mes m;
- Un incremento de 1% en el Precio Ponderado en los Contratos Regulados en el mes m-1, manteniendo constante todas las demás variables, genera en promedio un incremento del componente Gm en \$59,50/kWh en el mes m; y
- Un incremento de 1% en el IPP-OI en el mes m-1, manteniendo constante todas las demás variables, genera en promedio un incremento del componente Gm en \$116,63/kWh en el mes m.

Todos estos resultados son estadísticamente significativos con un 99% de confianza. Finalmente, la prueba F, también conocida como prueba de Hausman, que se transcribe al final de la tabla, pone de presente que hay evidencia estadísticamente sólida de que los mercados tienen diferencias estructurales y que los efectos de las variables explicativas tienen efectos heterogéneos sobre la variable explicada (Gm_DIC24) en los mercados analizados.

Regresiones lineales.

Con fundamento en los resultados de la prueba de Hausman del modelo de datos panel con efectos fijos, que resalta que hay evidencias estadísticamente significativas de que existen diferencias estructurales entre los diferentes mercados analizados, se procede a estimar las diferencias entre los mercados.

Tabla 6. Modelo de regresión lineal lin-log incluyendo mercado como variable explicativa – 01/2012 a 12/2024.

Linear regression	Number of obs	=	3,469
	F(32, 3436)	=	289,72
	Prob > F	=	0,0000
	R-squared	=	0,7414
	Root MSE	=	25,176

Gm_DIC24	Coefficient	Robust std. err.	t	P> t	[95% conf. interval]	
LEXP						
L1.	1,856824	,4808351	3,86	0,000	,9140726	2,799576
LPPB_DIC24						
L1.	30,02955	,9444697	31,80	0,000	28,17777	31,88133
LPPCR_DIC24						
L1.	59,50836	9,470755	6,28	0,000	40,93948	78,07724
LIPPOI						
L1.	115,172	5,013668	22,97	0,000	105,3419	125,0021
IDMERCADO						
ARAUCA	25,63521	2,825705	9,07	0,000	20,09498	31,17544
BAJO PUTUMAYO	33,41672	3,743694	8,93	0,000	26,07663	40,75681
BOGOTA - CUNDINAMARCA	6,045727	2,042868	2,96	0,003	2,040367	10,05109
BOYACA	8,394862	1,822201	4,61	0,000	4,822529	11,96719
CALDAS	1,755329	1,933264	0,91	0,364	-2,035134	5,545791
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	35,85218	2,152171	16,66	0,000	31,63251	40,07184
CAQUETA	14,70692	3,105409	4,74	0,000	8,61829	20,79556
CARIBE MAR	11,60904	3,545314	3,27	0,001	4,657901	18,56017
CARIBE SOL	21,76659	4,243501	5,13	0,000	13,44655	30,08663
CARTAGO	18,20621	3,116486	5,84	0,000	12,09585	24,31656
CASANARE	23,58439	2,794985	8,44	0,000	18,10439	29,06439
CAUCA	16,23356	2,176816	7,46	0,000	11,96557	20,50154
CELSIA VALLE DEL CAUCA	20,98905	3,559714	5,90	0,000	14,00968	27,96842
CHOCO	19,87147	2,171916	9,15	0,000	15,61309	24,12984
GUAVIARE	24,20709	2,902259	8,34	0,000	18,51676	29,89741
HUILA	20,66197	2,341127	8,83	0,000	16,07183	25,25212
META	8,107166	2,017565	4,02	0,000	4,151417	12,06291
NARIÑO	7,946174	2,151936	3,69	0,000	3,726971	12,16538
NORTE DE SANTANDER	6,228978	1,806336	3,45	0,001	2,687376	9,770579
PEREIRA	14,67419	2,053802	7,14	0,000	10,64739	18,70099
POPAYAN - PURACE	-21,03067	2,802294	-7,50	0,000	-26,525	-15,53634
PUTUMAYO	37,5476	2,698071	13,92	0,000	32,25762	42,83759
QUINDIO	3,69412	2,026214	1,82	0,068	-,2785854	7,666826
RUITOQUE	45,24463	3,956484	11,44	0,000	37,48733	53,00193
SANTANDER	6,414706	1,883973	3,40	0,001	2,720885	10,10853
SIBUNDOY	26,6733	5,529941	4,82	0,000	15,831	37,51561
TOLIMA	20,55712	3,550069	5,79	0,000	13,59666	27,51758
TULUA	2,955277	5,048604	0,59	0,558	-6,943291	12,85385
_cons	-780,3968	35,81005	-21,79	0,000	-850,608	-710,1857

Fuente: Cálculos propios con base en datos SUI-SSPD, SINERGOX-XM y DANE.

Si bien los resultados reportados en la Tabla 6 confirman la estimación de las sensibilidades del modelo de datos panel, también pone de relieve que existen diferencias importantes entre los mercados en el precio promedio del componente Gm cobrado a los usuarios por kWh. En efecto, como se observa en los coeficientes calculados para cada uno de los mercados listados bajo el título IDMERCADO. Ese listado omite el mercado ANTIOQUIA, debido a que este mercado es tomado como punto de referencia.

En consecuencia, el lector podrá interpretar los resultados ahí reportados siguiendo el siguiente esquema: *“Tomando como referencia el mercado de ANTIOQUIA, el mercado de XX (sustituya XX por el mercado de interés) paga por el componente Gm, en promedio, \$YYYY/kWh (valor del coeficiente reportado en la tabla) más/menos (dependiendo del signo del coeficiente), manteniendo todas las demás variables constantes”*. Así las cosas, por ejemplo, se puede afirmar que Tomando como referencia el mercado de ANTIOQUIA, el mercado ARAUCA paga por el componente Gm, en promedio, \$25,63/kWh más, manteniendo constantes todas las demás variables.

El lector debe observar que el único mercado en el que el componente Gm es menor que en ANTIOQUIA es POPAYAN – PURACE, que paga, en promedio, un Gm \$21.03/kWh más barato que Antioquia. Todos los coeficientes reportados son estadísticamente significativos, con excepción de los reportados para CALDAS, QUINDIO y TULUA.

Además de las diferencias en los promedios del cobro por kWh en el componente Gm por mercado, también resulta pertinente estimar las sensibilidades de este componente tarifario en cada uno de los 29 mercados ante variaciones en las variables de interés, estimación que se presenta en la Tabla 8. La Interpretación de los coeficientes es la misma que se presentó respecto a los reportados para la Tabla 5. Obsérvese que únicamente los coeficientes acompañados de asteriscos (**, * o **) son estadísticamente significativos, por tanto, aquellos que no cuentan con esta marca carecen de significancia estadística, todos los modelos relacionados son estadísticamente significativos con un nivel de confianza del 99%. La variable IDMERCADO identifica el mercado al que corresponde cada regresión, siendo la correspondencia la que se relaciona en la siguiente tabla.

Tabla 7. Correspondencia entre IDMERCAO y mercado.

IDMERCADO	Mercado	IDMERCADO	Mercado
1	ANTIOQUIA	16	GUAVIARE
2	ARAUCA	17	HUILA
3	BAJO PUTUMAYO	18	META
4	BOGOTA - CUNDINAMARCA	19	NARIÑO
5	BOYACA	20	NORTE DE SANTANDER
6	CALDAS	21	PEREIRA
7	CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	22	PURACE
8	CAQUETA	23	PUTUMAYO
9	CARIBE MAR	24	QUINDIO
10	CARIBE SOL	25	RUITOQUE
11	CARTAGO	26	SANTANDER
12	CASANARE	27	SIBUNDOY
13	CAUCA	28	TOLIMA
14	CELSIA VALLE DEL CAUCA	29	TULUA

15	CHOCO		
----	-------	--	--

Tabla 8. Coeficientes de sensibilidad lin-log estimados para los 29 mercados analizados – 01/2012 a 12/2024.

IDMERCADO	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
VARIABLES	Gm_DIC24	Gm_DIC24	Gm_DIC24	Gm_DIC24	Gm_DIC24	Gm_DIC24	Gm_DIC24	Gm_DIC24
L.LEXP	3.898** (1.955)	-14.92*** (2.708)	4.127* (2.342)	-1.139 (2.214)	0.315 (0.743)	-2.178 (2.296)	-0.0206 (2.931)	2.101 (3.262)
L.LPPB_DIC24	29.95*** (3.257)	38.32*** (3.989)	29.28*** (8.606)	30.36*** (3.718)	23.15*** (2.902)	30.86*** (3.344)	38.56*** (3.136)	40.85*** (7.850)
L.LPPCR_DIC24	115.4*** (29.63)	-92.61** (42.56)	-89.40 (96.11)	91.75** (41.82)	79.14** (30.39)	25.95 (35.18)	112.7*** (37.21)	23.73 (61.25)
L.LIPPOI	78.66*** (17.36)	234.2*** (25.40)	162.7*** (42.91)	105.3*** (21.61)	119.2*** (18.38)	120.3*** (20.05)	68.69*** (19.91)	158.6*** (30.94)
Constant	-924.3*** (102.5)	-477.2*** (152.6)	-131.3 (404.9)	-903.8*** (154.5)	-860.1*** (101.8)	-608.8*** (129.0)	-864.0*** (142.0)	-835.7*** (239.0)
Observations	155	140	83	155	154	155	138	134
R-squared	0.874	0.775	0.627	0.779	0.848	0.791	0.773	0.719
IDMERCADO	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)
VARIABLES	Gm_DIC24	Gm_DIC24	Gm_DIC24	Gm_DIC24	Gm_DIC24	Gm_DIC24	Gm_DIC24	Gm_DIC24
L.LEXP	10.18 (11.86)	-3.578 (4.970)	5.648** (2.444)	0.957 (2.899)	0.578 (1.259)	-1.463 (1.919)	1.356 (1.675)	3.379 (2.266)
L.LPPB_DIC24	30.85*** (9.318)	38.23*** (11.67)	49.72*** (6.092)	25.56*** (7.017)	47.46*** (3.912)	14.14*** (2.096)	28.96*** (3.058)	32.15*** (3.544)
L.LPPCR_DIC24	66.01 (105.8)	105.6 (85.09)	129.7* (70.10)	126.0** (54.37)	117.8*** (39.37)	336.9*** (26.49)	-60.60* (33.32)	544.0*** (63.03)
L.LIPPOI	128.4*** (41.11)	131.7*** (45.35)	54.97** (25.55)	89.74*** (25.73)	116.5*** (21.46)	-24.66* (14.25)	184.9*** (22.45)	-215.1*** (52.79)
Constant	-902.0 (568.7)	-1,143*** (410.4)	-985.3*** (353.2)	-983.0*** (235.1)	-1,196*** (142.9)	-1,568*** (113.6)	-410.0*** (110.5)	-1,937*** (157.8)
Observations	50	50	54	154	155	50	155	117
R-squared	0.658	0.617	0.777	0.596	0.872	0.809	0.799	0.684
IDMERCADO	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)	(22)	(23)	(24)
VARIABLES	Gm_DIC24	Gm_DIC24	Gm_DIC24	Gm_DIC24	Gm_DIC24	Gm_DIC24	Gm_DIC24	Gm_DIC24
L.LEXP	-2.026 (1.571)	2.104 (3.389)	9.316*** (2.042)	3.630 (2.476)	6.526*** (1.692)	-2.991 (2.014)	6.715*** (1.065)	-3.326** (1.533)
L.LPPB_DIC24	37.46*** (3.981)	28.83*** (3.800)	15.21*** (2.851)	32.63*** (3.549)	19.75*** (3.241)	13.55** (6.206)	23.81*** (4.343)	38.53*** (3.356)
L.LPPCR_DIC24	146.2*** (44.00)	114.4*** (37.58)	177.4*** (36.24)	17.62 (29.73)	59.47 (37.26)	691.5*** (92.48)	75.55* (44.97)	33.06 (36.44)

L.LIPPOI	124.3*** (23.62)	114.9*** (20.69)	47.04** (21.60)	145.3*** (17.69)	130.6*** (21.15)	-402.8*** (68.84)	77.48*** (23.00)	119.6*** (18.44)
Constant	-1,328*** (160.1)	-1,075*** (140.5)	-1,042*** (115.7)	-701.9*** (107.0)	-790.4*** (130.7)	-1,818*** (246.4)	-624.9*** (185.9)	-684.4*** (142.3)
Observations	153	153	155	155	153	82	122	155
R-squared	0.833	0.829	0.781	0.875	0.804	0.535	0.692	0.804
IDMERCADO	(25)	(26)	(27)	(28)	(29)			
VARIABLES	Gm_DIC24	Gm_DIC24	Gm_DIC24	Gm_DIC24	Gm_DIC24			
L.LEXP	1.804 (1.564)	-0.346 (2.784)	15.73*** (3.841)	7.625 (4.708)	-1.127 (1.418)			
L.LPPB_DIC24	19.42*** (4.420)	38.10*** (3.156)	4.835 (7.043)	27.26*** (4.810)	-7.301* (4.101)			
L.LPPCR_DIC24	-496.7*** (59.40)	12.45 (31.67)	354.5*** (88.29)	441.7*** (48.63)	303.0** (120.8)			
L.LIPPOI	260.2*** (28.80)	144.0*** (20.01)	4.275 (45.74)	-35.31** (16.16)	5.080 (39.29)			
Constant	1,772*** (221.8)	-686.8*** (102.4)	-1,746*** (341.9)	-2,209*** (247.9)	-1,407*** (503.9)			
Observations	148	155	57	50	32			
R-squared	0.556	0.869	0.753	0.714	0.889			

Robust standard errors in parentheses

*** p<0.01, ** p<0.05, * p<0.1

Fuente: Cálculos propios con base en datos SUI-SSPD, SINERGOX-XM y DANE.

Principales Resultados.

- **Exposición a Bolsa:** Un incremento del 1% en la exposición a bolsa en el mes anterior se asocia a un aumento promedio de \$1,85/kWh en el Gm.
- **Precio Ponderado de Bolsa:** Un aumento del 1% en este precio genera un incremento promedio de \$30,02/kWh en el Gm.
- **Precio Ponderado de Contratos Regulados:** Un incremento del 1% resulta en un aumento de \$59,50/kWh en el Gm.
- **IPP-OI:** Un incremento del 1% en este índice se asocia a un aumento de \$115,17/kWh en el Gm.

Todos los resultados son estadísticamente significativos al 99%. Se destaca que la volatilidad del Precio Ponderado de Bolsa es 9,59 veces mayor que la de los precios de contratos, mientras que el efecto promedio de los precios ponderados de los contratos regulados es 1.98 veces el de los precios de bolsa. Así, resulta evidente que una mayor exposición de los mercados a los precios de bolsa incrementa el riesgo tarifario para los usuarios debido a la mayor volatilidad.

Discusión.

El análisis revela que:

- La alta volatilidad de los precios de bolsa implica riesgos tarifarios significativos para los usuarios.
- Aunque el efecto absoluto del Precio Ponderado de Contratos Regulados sobre el Gm es mayor, su menor volatilidad lo convierte en una opción menos riesgosa.
- Las diferencias estructurales entre mercados justifican la implementación de políticas tarifarias segmentadas, dado que los efectos de las variables varían notablemente entre ellos.

Conclusiones.

Incentivar la contratación en mercados regulados: Reducir la exposición a la volatilidad inherente a los precios de bolsa es fundamental para estabilizar los costos del componente Gm.

Estrategias de cobertura: Se recomienda promover contratos a largo plazo y estrategias de cobertura para mitigar el riesgo asociado a la alta volatilidad de los precios de bolsa.

Cambio de Indexador en el sector: Debido a su impacto sustancial del IPP-OI en el Gm, y dado que este índice no refleja adecuadamente la evolución de los costos en el sector, se debe considerar la adopción de un mejor indexador, que presente características más adecuadas.

Este análisis proporciona una base sólida para la formulación de políticas tarifarias y estrategias comerciales en el sector energético, orientadas a minimizar riesgos y promover la estabilidad del mercado.

Análisis de las ventas en bolsa de tres generadores.

Con el objetivo de establecer un valor de ventas en bolsa razonable para los agentes generadores, se presenta un análisis de la frecuencia horaria del porcentaje de ventas en bolsa de tres agentes generadores anónimos, porcentaje calculado como $\% \text{ en Bolsa} = \frac{\text{Cantidad de energía vendida en bolsa}}{\text{Generación ideal}}$ para cada hora.

Para este fin, se analizó la generación horaria y las ventas en bolsa de tres generadores representativos y anonimizados en el periodo comprendido entre las 00:00 del 1 de enero de 2012 y las 23:59 del 31 de diciembre de 2024, lo que abarca un total de 13 años o 156 meses. La Tabla 9, resume las características climáticas presentes en periodo analizado. Los histogramas que se presentan a continuación tienen un ancho de banda del 5%.

Tabla 9. Discriminación en horas y días del periodo 01/01/2012 31/12/2024 según valores ENSO 3.4.

	Total Periodo	La Niña	El Niño	Neutralidad
En horas	113.976	28.392	30.672	54.912
En días	4.749	1.183	1.278	2.288
Participación (%)	100,00%	24,91%	26,91%	48,18%

Fuente: Elaborada con base en datos de SINERGOX-XM y NOAA

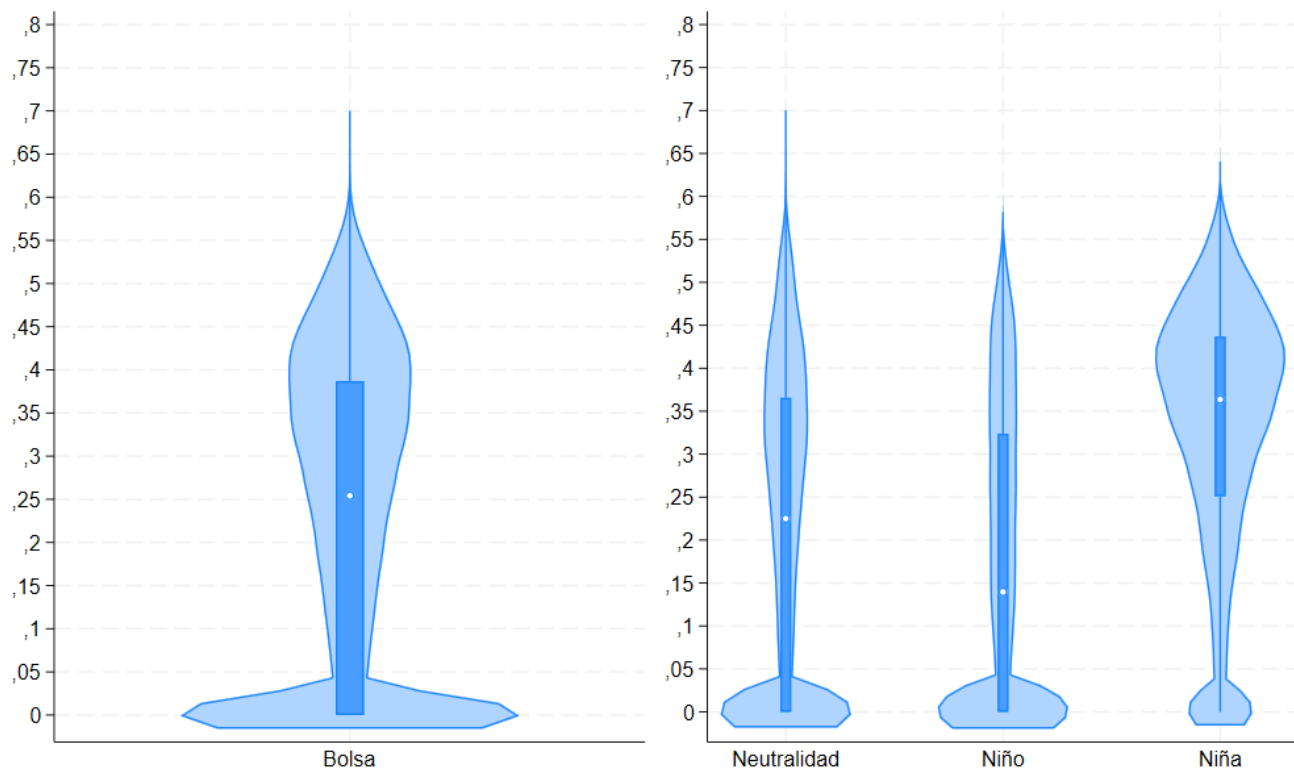
El análisis que se presenta a continuación para cada uno de los tres agentes generadores inicia, en cada caso, con la presentación de graficas tipo violín para la totalidad del periodo analizado y para las horas clasificadas según las condiciones climáticas por los valores ENSO 3.4. Este tipo de gráfico ofrece mucha información acerca de la distribución de las observaciones, toda vez que combina los beneficios de las gráficas de “caja de bigotes” y de las gráficas de densidad de distribución.

Posteriormente se presentan los histogramas con ancho de barras de 5% a las que se les superpone una línea de densidad de distribución, de tal manera que en cada gráfica se obtienen los beneficios de poder analiza la distribución de las observaciones de manera discreta, por rangos de 5%, y con la distribución continua. Los histogramas de la proporción de la generación ideal vendida en bolsa por cada generador que se presentan, en su orden, son: i) para la todas las horas del periodo analizado; ii) para las horas de clasificadas como neutralidad climática; iii) para las horas de clasificadas como periodo de El Niño; y, iv) para las horas de clasificadas como periodo de La Niña.

Generador 1.

La Gráfica 9 muestra que, para el Generador 1, en todas las perspectivas de análisis, una cantidad importante de observaciones cae en el rango entre el 0% y el 5%, siendo la mayoría de las veces este el rango que acumula más masa de observaciones, con la única excepción de las horas correspondientes al periodo de La Niña, en el que la mayor masa corresponde a observaciones corresponden al rango entre el 40% y 45%.

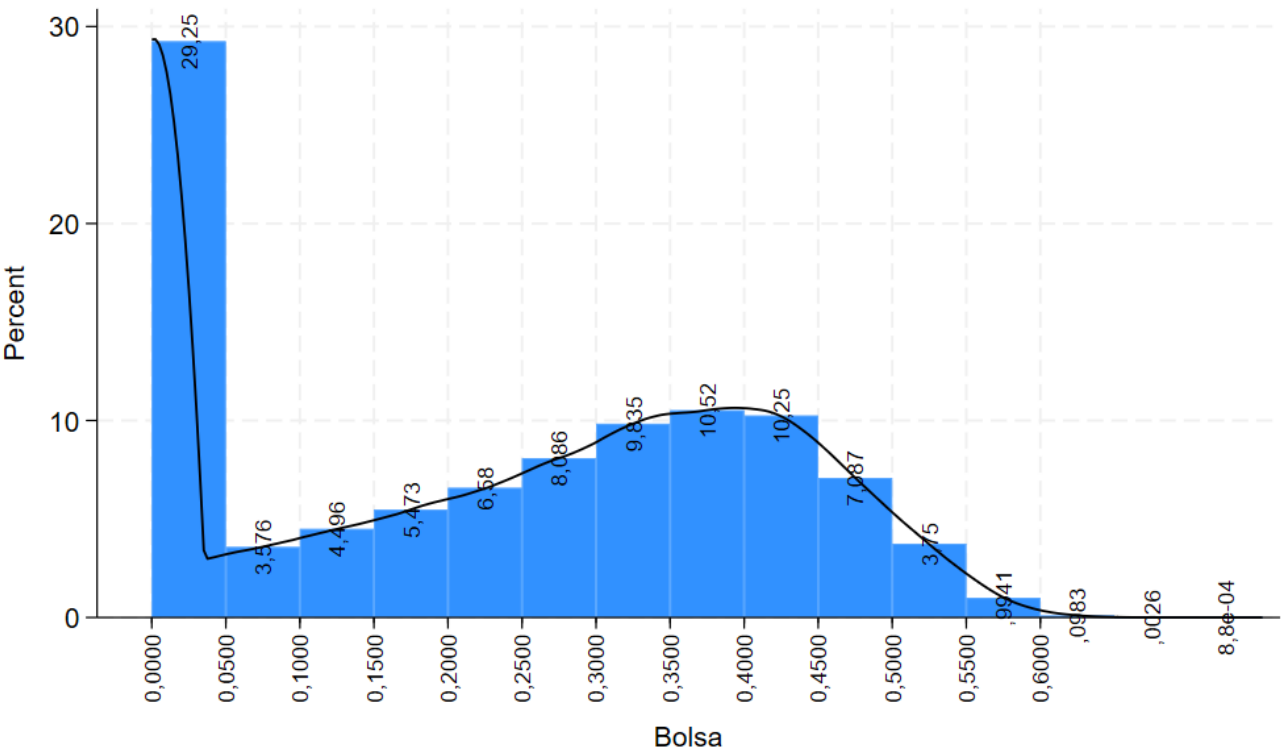
Gráfica 9. Generador 1 - Graficas de Violín para la proporción horaria de la generación ideal vendida en bolsa en el periodo 01/01/2012 a 31/12/2024 – Total periodo y según valores ENSO 3.4.



Fuente: Elaborada con base en datos de SINERGOX-XM y NOAA

La Gráfica 10 informa que el 29.25%, del total de horas del periodo, el Generador 1 vendió en bolsa entre el 0% y el 5% de su generación (33.337 horas aproximadamente), siendo, de lejos, la mayor frecuencia acumulada en toda su distribución.

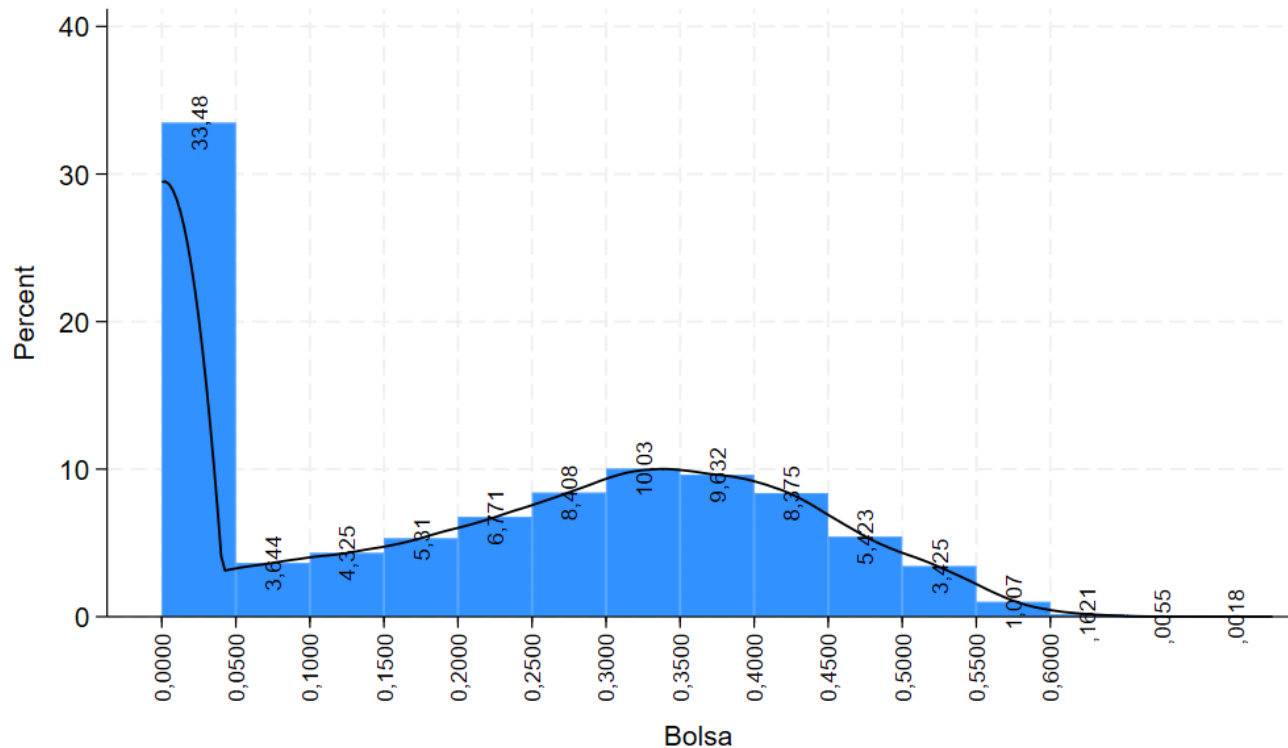
Gráfica 10. Generador 1 – Histograma de frecuencia horaria de la proporción entre ventas en bolsa y generación ideal – Totalidad del periodo entre 00:00 de 01/01/2012 a 23:59 de 31/12/2024.



Fuente: Elaborada con base en datos de SINERGOX-XM y NOAA

La Gráfica 11 muestra que, en los periodos de neutralidad climática, el Generador 1 vendió entre el 0% y el 5% de su generación ideal en bolsa el 33.48% de las horas, todas las demás proporciones ocurrieron menos del 10.04% de las veces.

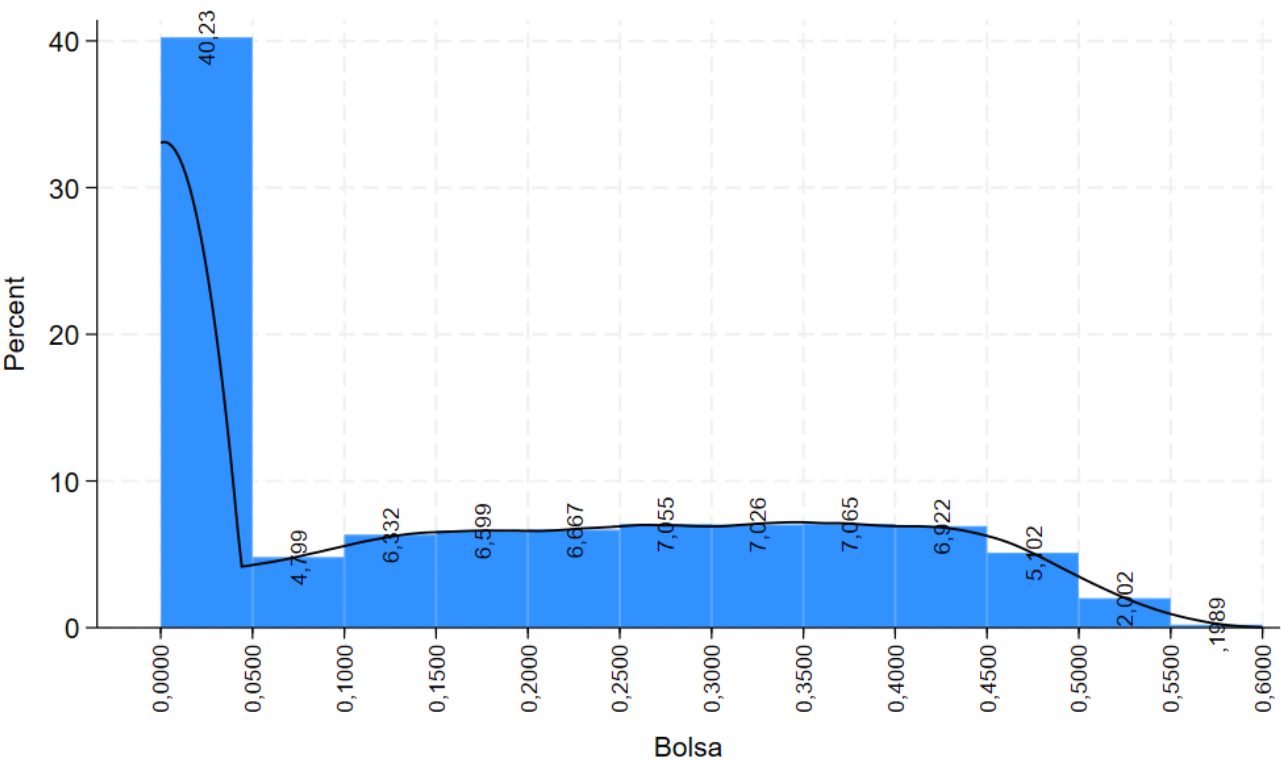
Gráfica 11. Generador 1 – Histograma de frecuencia horaria de la proporción entre ventas en bolsa y generación ideal – en horas con valores ENSO 3.4 correspondientes a “Neutralidad climática” en el periodo analizado.



Fuente: Elaborada con base en datos de SINERGOX-XM y NOAA

La Gráfica 12, presenta la distribución del porcentaje de la generación ideal vendida en bolsa por el Generador 1 durante los periodos de estrechez hidrológica ocurridos entre 2012 y 2024. Se observa que el 40.23% de las observaciones corresponden al rango comprendido entre el 0% y el 5%, mientras que las demás observaciones tienen frecuencias inferiores al 7.1% de las veces.

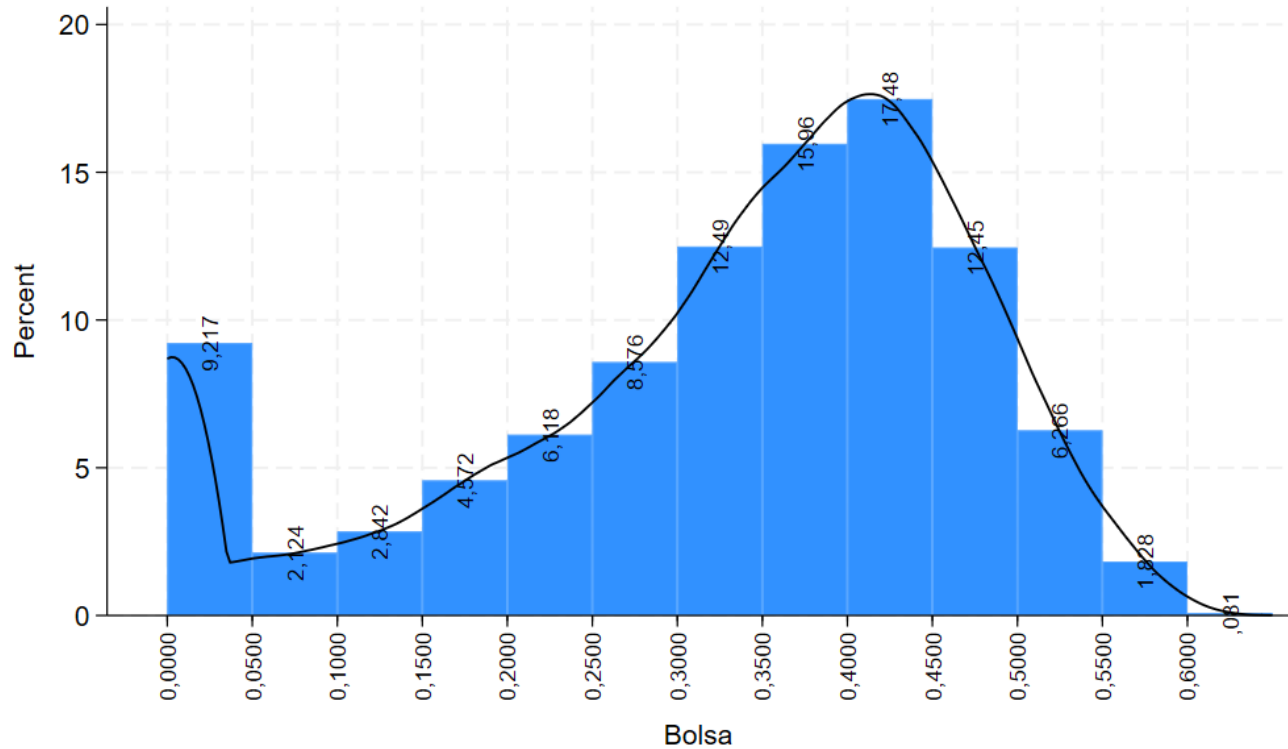
Gráfica 12. Generador 1 – Histograma de frecuencia horaria de la proporción entre ventas en bolsa y generación ideal – en horas con valores ENSO 3.4 correspondientes a “El Niño” en el periodo analizado.



Fuente: Elaborada con base en datos de SINERGOX-XM y NOAA

Por su parte, la Gráfica 13 presenta el histograma de proporción entre ventas en contratos y generación ideal del el Generador 1 en periodos clasificados como de alta hidrología. Se observa que el 9.21% de las observaciones corresponden al rango comprendido entre el 0% y el 5%, siendo el rango entre 40% y 45% el que acumula la mayor frecuencia con un 17.48%.

Gráfica 13. Generador 1 – Histograma de frecuencia horaria de la proporción entre ventas en bolsa y generación ideal – en periodos con valores ENSO 3.4 correspondientes a “La Niña” en el periodo analizado.

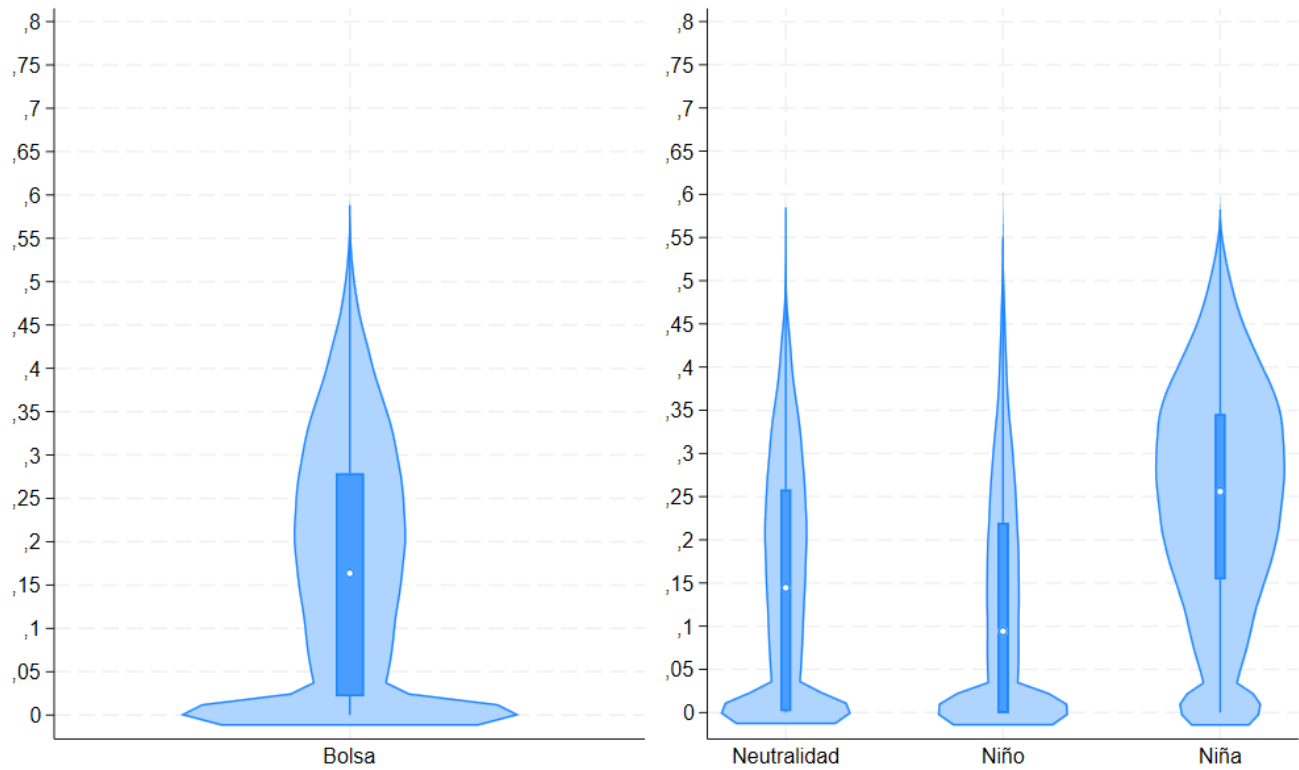


Fuente: Elaborada con base en datos de SINERGOX-XM y NOAA

Generador 2.

La Gráfica 14 muestra que, para el Generador 2, en todas las perspectivas de análisis, una cantidad importante de observaciones cae en el rango entre el 0% y el 5%, siendo la mayoría de las veces este el rango que acumula más masa de observaciones, con la única excepción de las horas correspondientes al periodo de La Niña, en el que la mayor masa corresponde a observaciones corresponden al rango entre el 30% y 35%.

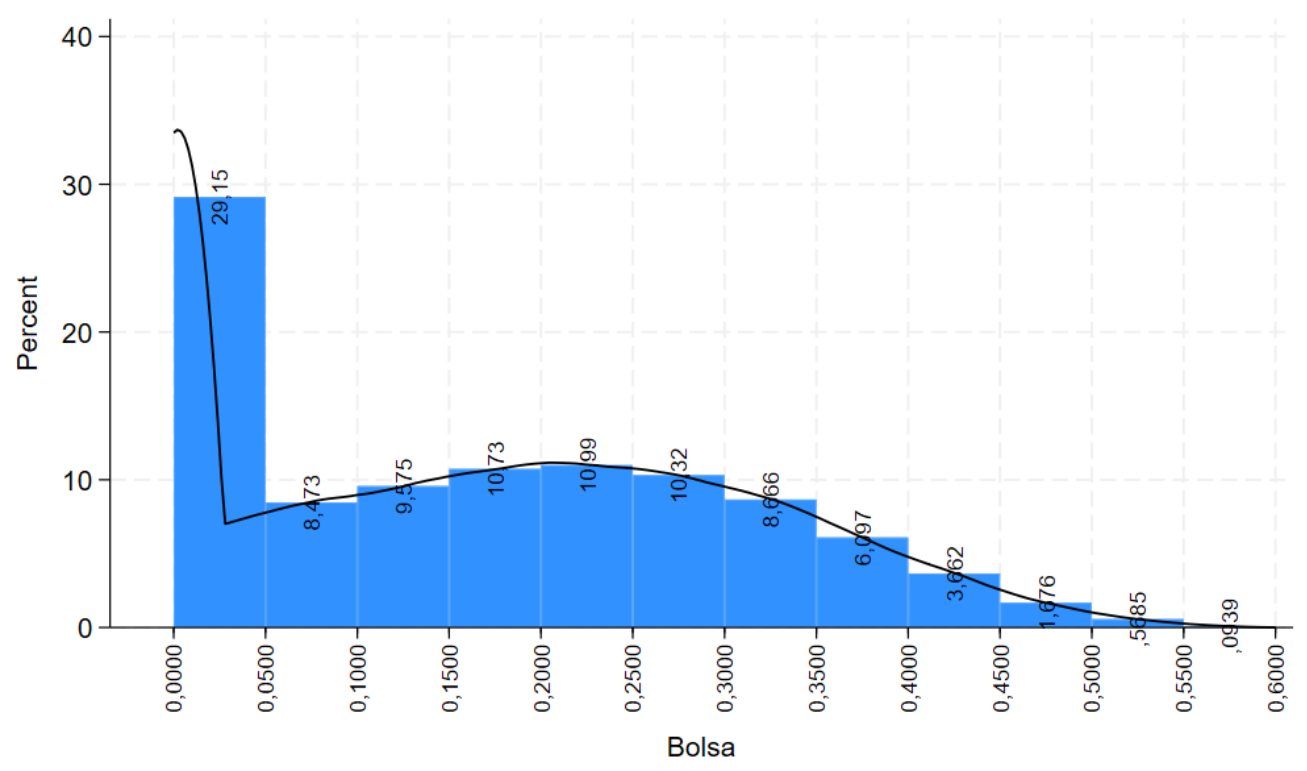
Gráfica 14. Generador 2 - Graficas de Violín para la proporción horaria de la generación ideal vendida en bolsa en el periodo 01/01/2012 a 31/12/2024 – Total periodo y según valores ENSO 3.4.



Fuente: Elaborada con base en datos de SINERGOX-XM y NOAA

La Gráfica 15 informa que, del total de horas del periodo, el 29.15% de estas el Generador 2 vendió en bolsa entre el 0% y el 5% de su generación, siendo, de lejos, la mayor frecuencia acumulada en toda su distribución, pues las demás proporciones ocurren menos del 11% de las veces.

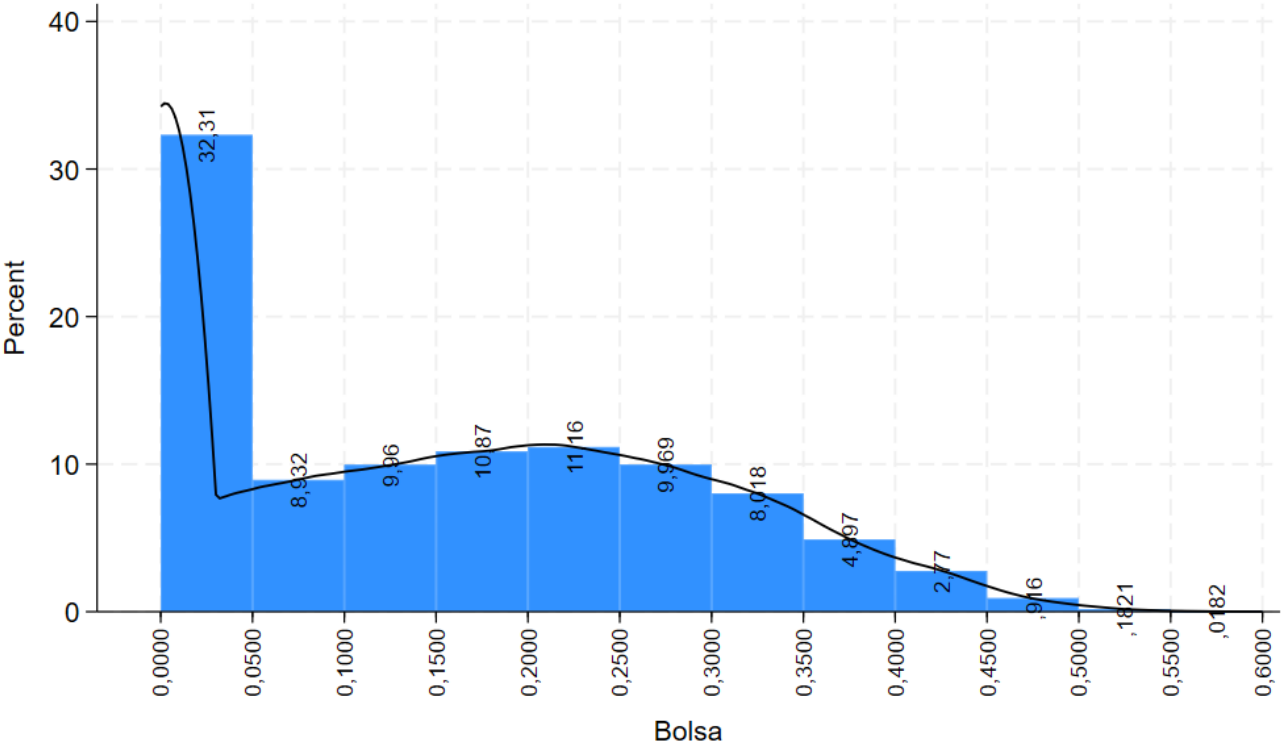
Gráfica 15. Generador 2 – Histograma de frecuencia horaria de la proporción entre ventas en bolsa y generación ideal – Totalidad del periodo entre 00:00 de 01/01/2012 a 23:59 de 31/12/2024.



Fuente: Elaborada con base en datos de SINERGOX-XM y NOAA

La Gráfica 16 muestra que, en los periodos de neutralidad climática, el 32.31% de las horas el Generador 2 vendió entre el 0% y el 5% de su generación ideal en bolsa, todas las demás proporciones ocurrieron menos del 11.2% de las veces.

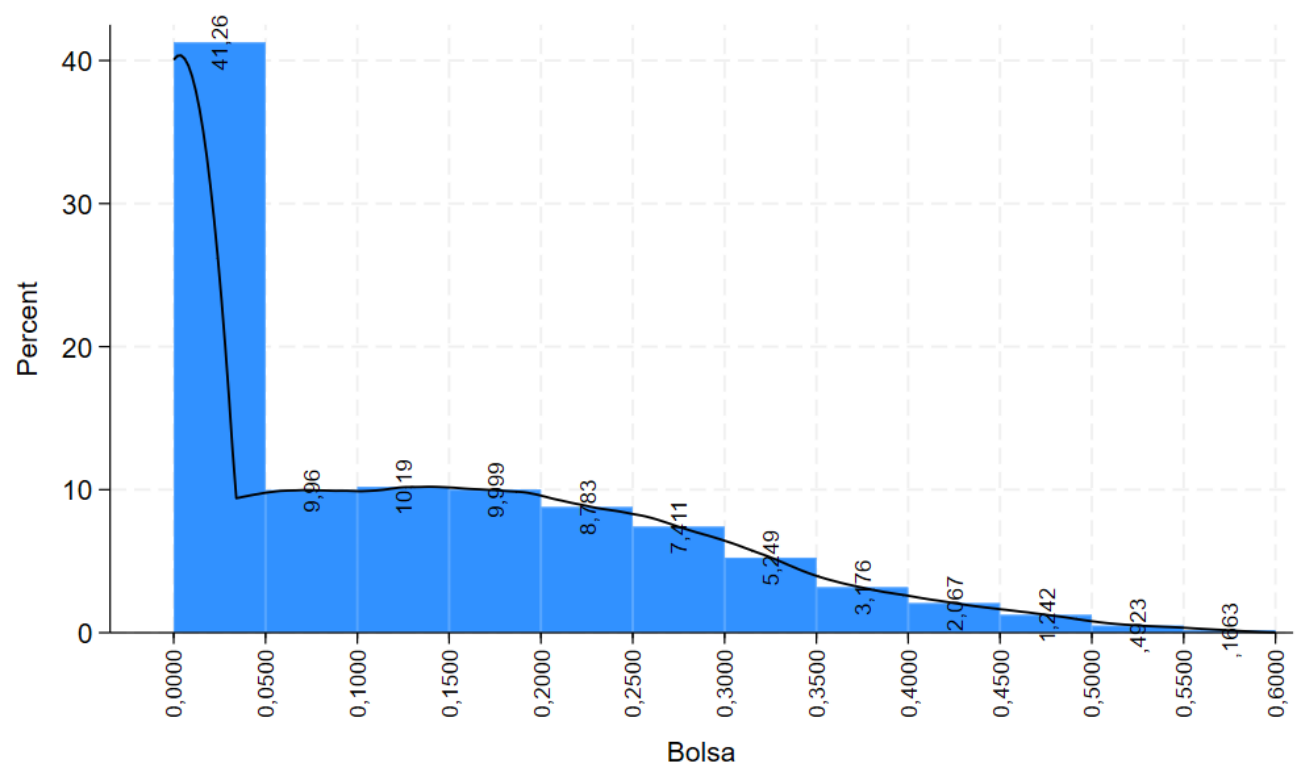
Gráfica 16. Generador 2 – Histograma de frecuencia horaria de la proporción entre ventas en bolsa y generación ideal – en horas con valores ENSO 3.4 correspondientes a “Neutralidad climática” en el periodo analizado.



Fuente: Elaborada con base en datos de SINERGOX-XM y NOAA

La Gráfica 17 presenta la distribución del porcentaje de la generación ideal vendida en bolsa por el Generador 2 durante los periodos de estrechez hidrológica ocurridos entre 2012 y 2024. Se observa que el 41.26% de las observaciones corresponden al rango comprendido entre el 0% y el 5%, mientras que las demás observaciones tienen frecuencias inferiores al 10.2% de las veces.

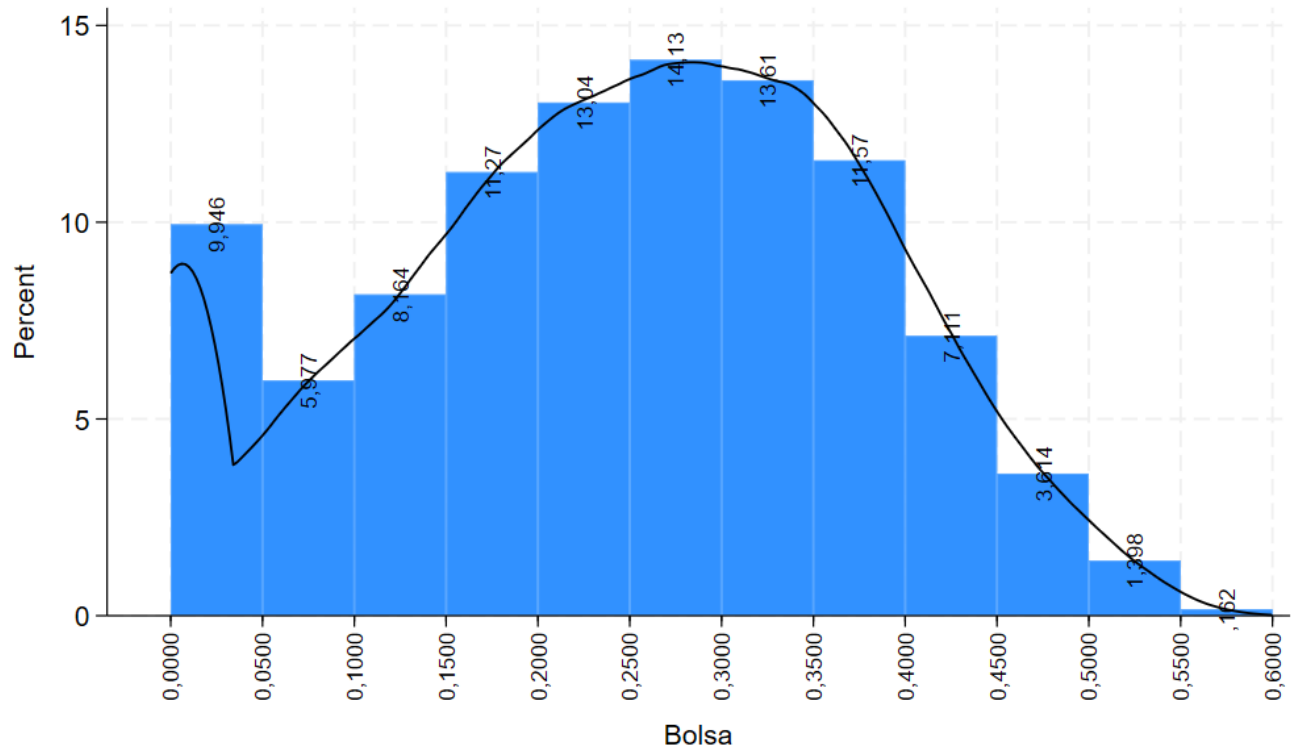
Gráfica 17. Generador 2 – Histograma de frecuencia horaria de la proporción entre ventas en bolsa y generación ideal – en horas con valores ENSO 3.4 correspondientes a “El Niño” en el periodo analizado.



Fuente: Elaborada con base en datos de SINERGOX-XM y NOAA

Por su parte, la Gráfica 18 presenta el histograma de proporción entre ventas en contratos y generación ideal del el Generador 2 en periodos clasificados como de alta hidrología. Se observa que el 9.94% de las observaciones corresponden al rango comprendido entre el 0% y el 5%, siendo el rango entre 25% y 30% el que acumula la mayor frecuencia con un 14.13%. de las veces

Gráfica 18. Generador 2 – Histograma de frecuencia horaria de la proporción entre ventas en bolsa y generación ideal – en periodos con valores ENSO 3.4 correspondientes a “La Niña” en el periodo analizado.

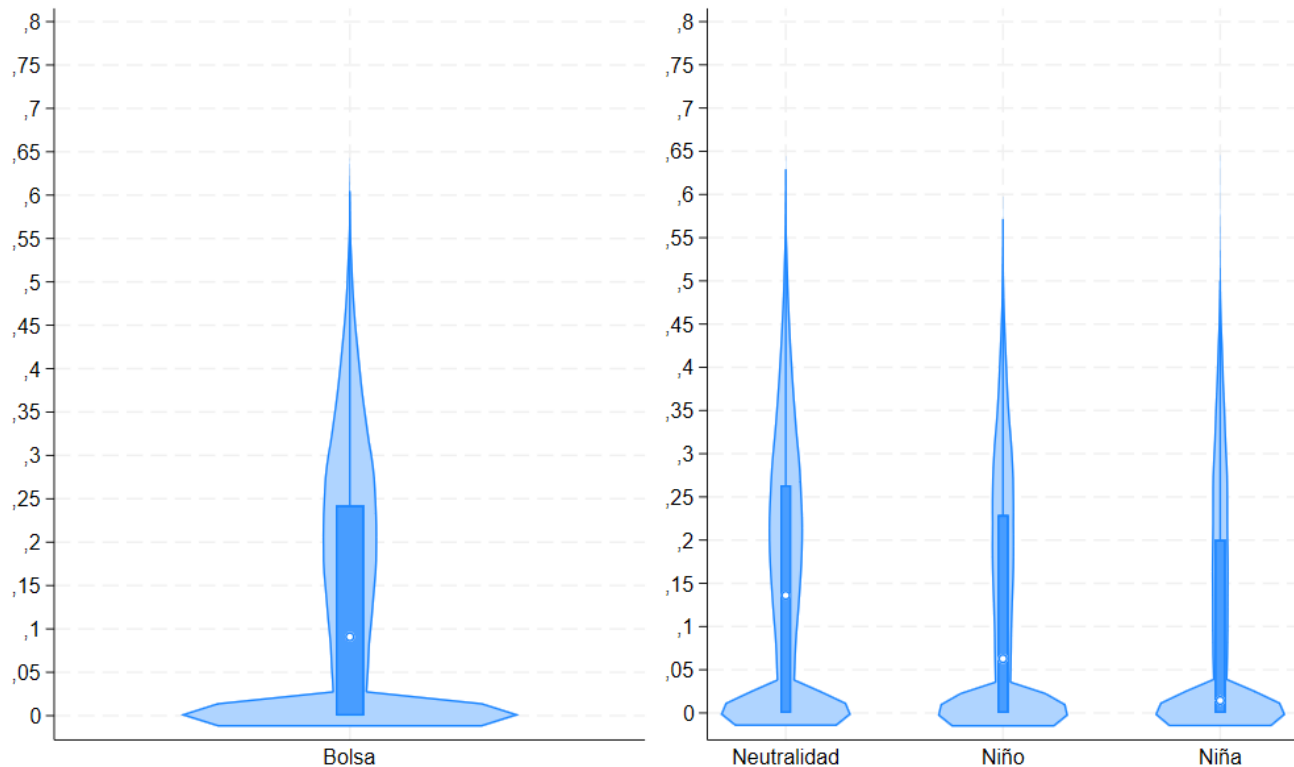


Fuente: Elaborada con base en datos de SINERGOX-XM y NOAA

Generador 3.

La Gráfica 19 muestra que, para el Generador 3, en todas las perspectivas de análisis de las observaciones, una cantidad de estas cae en el rango entre el 0% y el 5%, siendo este el rango que acumula más masa de observaciones en todas las gráficas.

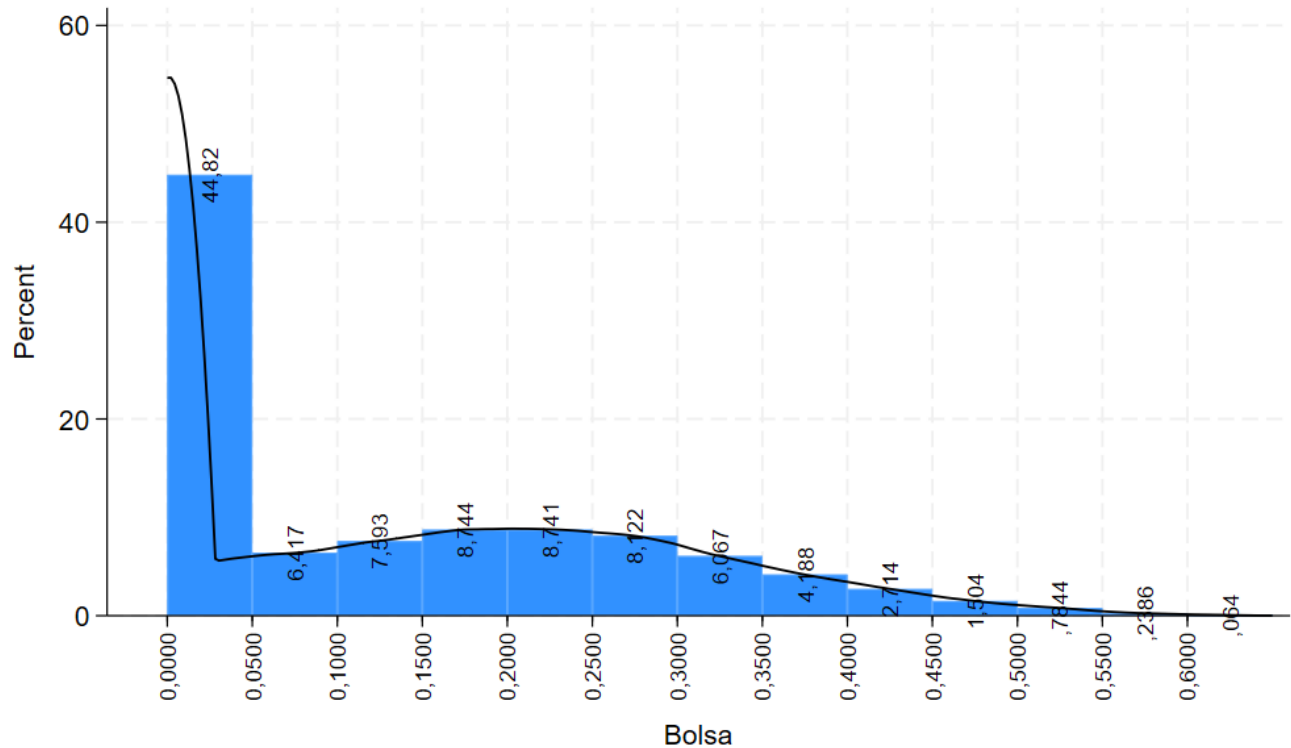
Gráfica 19. Generador 3 - Graficas de Violín para la proporción horaria de la generación ideal vendida en bolsa en el periodo 01/01/2012 a 31/12/2024 – Total periodo y según valores ENSO 3.4.



Fuente: Elaborada con base en datos de SINERGOX-XM y NOAA

La Gráfica 20 informa que, del total de horas del periodo, el 44.82% del total de horas, el Generador 3 vendió en bolsa entre el 0% y el 5% de su generación, siendo, de lejos, la mayor frecuencia acumulada en toda su distribución, siendo que todas las demás proporciones ocurren máximo el 8.8% de las veces.

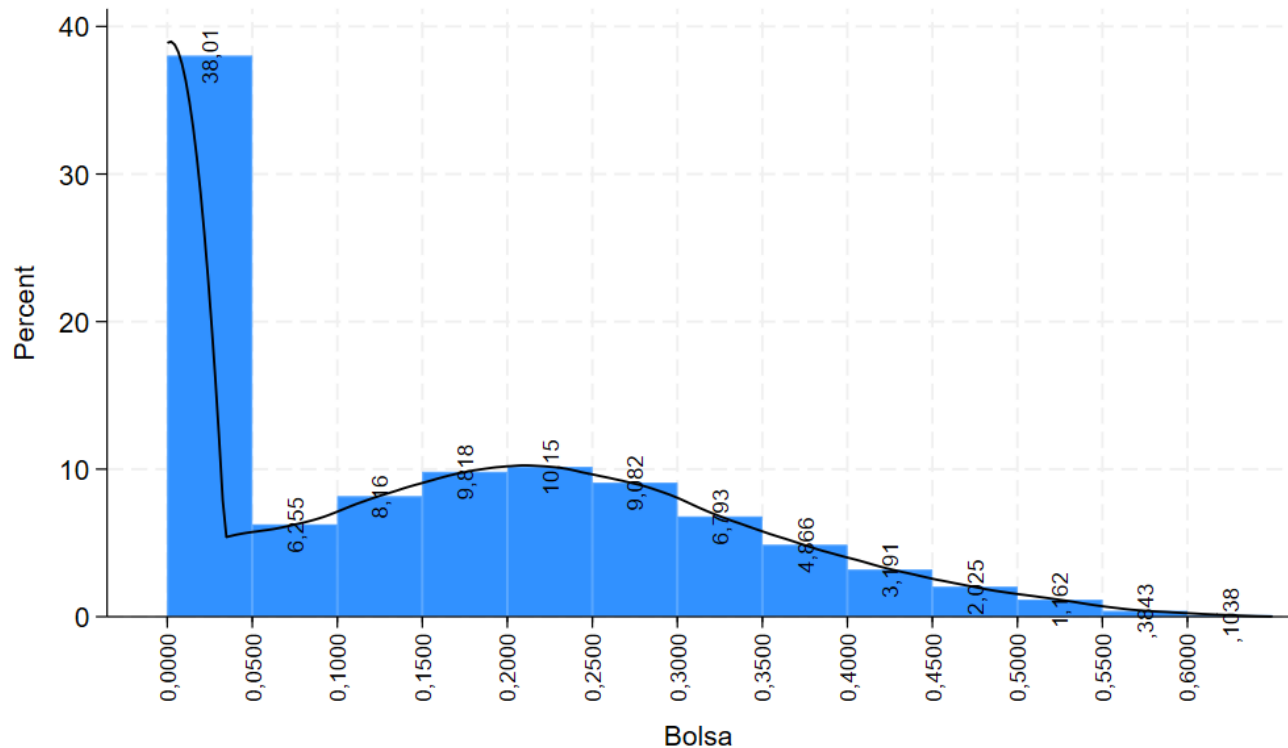
Gráfica 20. Generador 3 – Histograma de frecuencia horaria de la proporción entre ventas en bolsa y generación ideal – Totalidad del periodo entre 00:00 de 01/01/2012 a 23:59 de 31/12/2024.



Fuente: Elaborada con base en datos de SINERGOX-XM y NOAA

La Gráfica 21 muestra que, en los periodos de neutralidad climática, el 38.01% de las horas el Generador 3 vendió entre el 0% y el 5% de su generación ideal en bolsa, todas las demás proporciones ocurrieron menos del 10.15% de las veces.

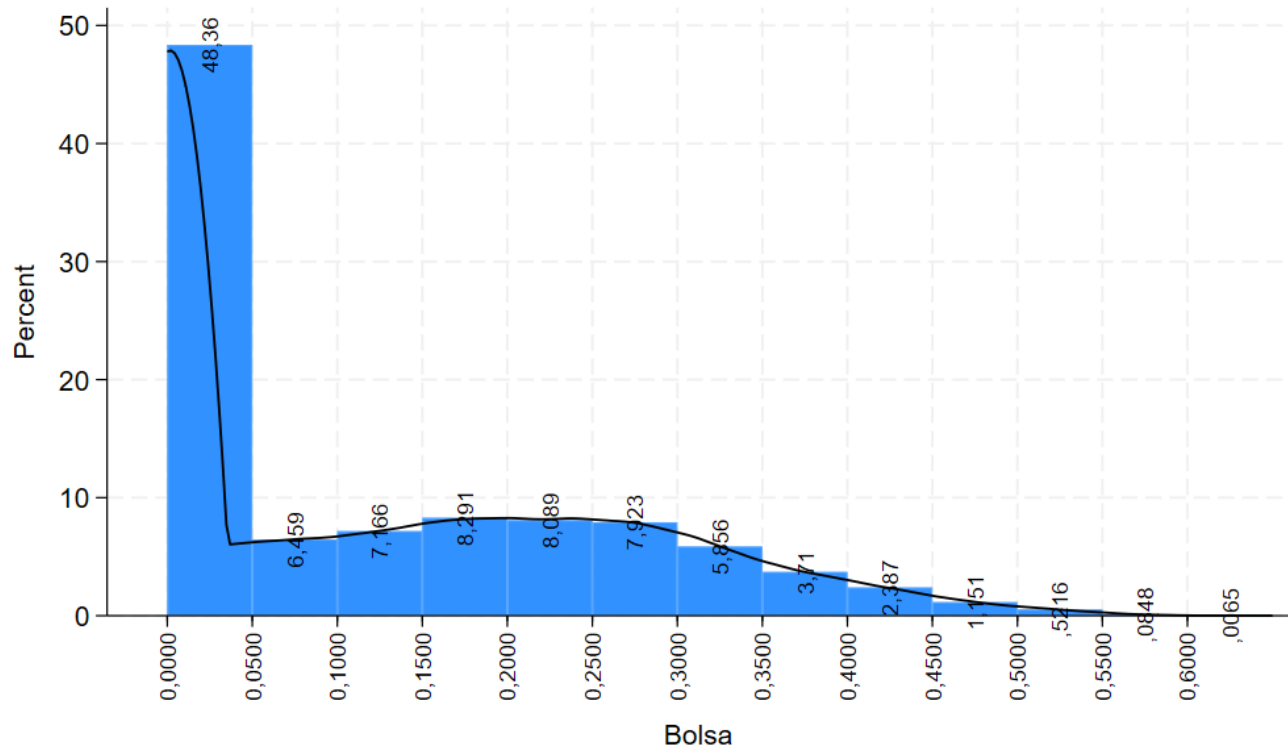
Gráfica 21. Generador 3 – Histograma de frecuencia horaria de la proporción entre ventas en bolsa y generación ideal – en horas con valores ENSO 3.4 correspondientes a “Neutralidad climática” en el periodo analizado.



Fuente: Elaborada con base en datos de SINERGOX-XM y NOAA

La Gráfica 22 presenta la distribución del porcentaje de la generación ideal vendida en bolsa por el Generador 3 durante los periodos de estrechez hidrológica ocurridos entre 2012 y 2024. Se observa que el 48.36% de las observaciones corresponden al rango comprendido entre el 0% y el 5%, mientras que las demás observaciones tienen frecuencias inferiores al 8.1% de las veces.

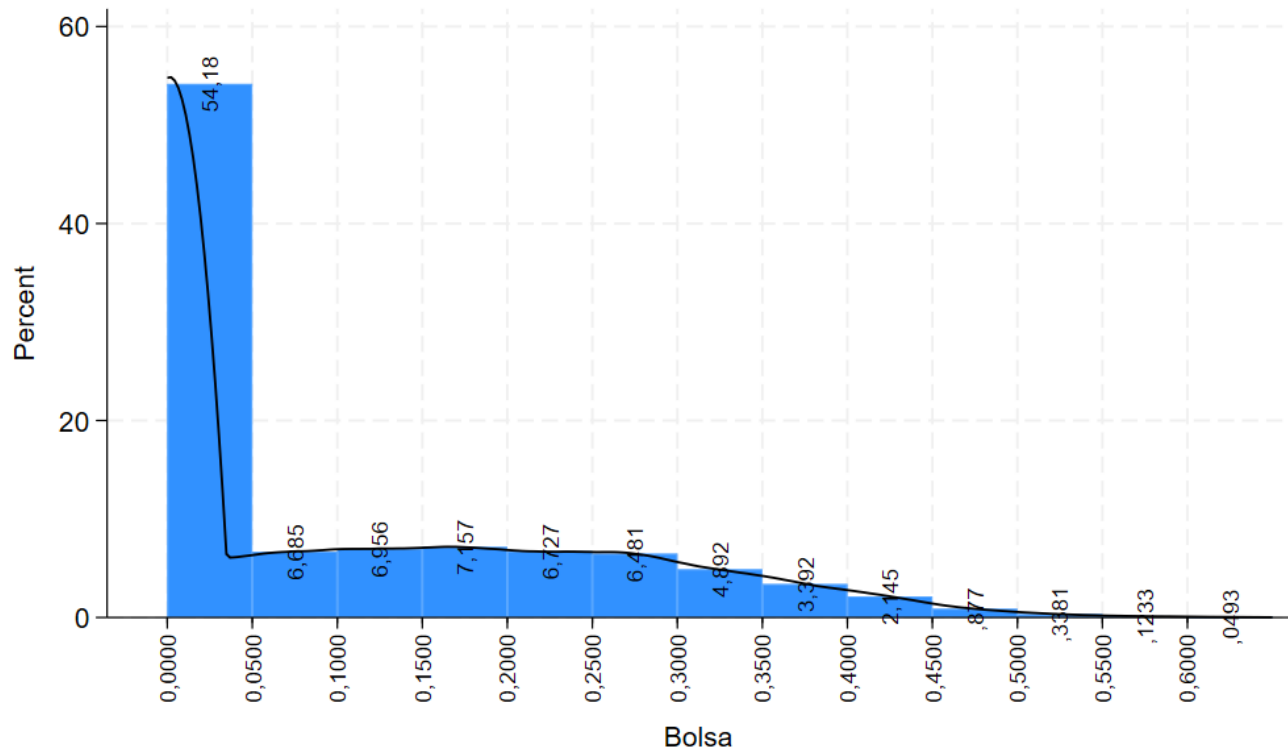
Gráfica 22. Generador 3 – Histograma de frecuencia horaria de la proporción entre ventas en bolsa y generación ideal – en horas con valores ENSO 3.4 correspondientes a “El Niño” en el periodo analizado.



Fuente: Elaborada con base en datos de SINERGOX-XM y NOAA

Por su parte, la Gráfica 23 presenta el histograma de proporción entre ventas en contratos y generación ideal del Generador 3 en periodos clasificados como de alta hidrología. Se observa que el 54.18% de las observaciones corresponden al rango comprendido entre el 0% y el 5%, mientras que las demás proporciones ocurren menos del 6.8% de las veces.

Gráfica 23. Generador 3 – Histograma de frecuencia horaria de la proporción entre ventas en bolsa y generación ideal – en periodos con valores ENSO 3.4 correspondientes a “La Niña” en el periodo analizado.



Fuente: Elaborada con base en datos de SINERGOX-XM y NOAA

Valor razonable de la proporción entre las ventas en bolsa y la generación ideal.

La muestra de generadores arriba analizados pone de presente que, independientemente de las condiciones climáticas e hidrológicas y pese a gran dispersión en la distribución de la proporción entre las ventas en bolsa y la generación ideal, los valores más frecuentemente observados están, en todos los casos ubicados por debajo del 5%.

Por ello, resulta razonable, como una forma de disminuir la dispersión en las cantidades vendidas en bolsa, exigir a los generadores a partir de fuentes hidráulicas y FNCER vender el 95% de su generación a través de contratos, como un mecanismo para disminuir la volatilidad de los precios de la energía que afectan a los usuarios del mercado regulado.

Medida propuesta y su conveniencia.

Se propone expedir un decreto que de lineamientos de política a la CREG para modificar el Reglamento de Operación del Mercado de Energía Mayorista (MEM), diseñar mecanismos de control de eficiencia e incluir dispositivos adicionales en el Mercado de Contratos y en la Bolsa de Energía para propiciar la celebración de contratos de largo plazo con foco especial en los agentes cuyo portafolio de generación se

concentra mayoritariamente en tecnologías hidráulicas. Esto en aras de disminuir la exposición a Bolsa de Energía de los comercializadores que atienden demanda regulada.

Estos mecanismos deberán lograr las siguientes finalidades:

- Aumentar la eficiencia en los mecanismos de contratación y, en particular, en la formación de precios del mercado de contratos de energía regulado.
- Promover la estabilidad tarifaria.
- Mitigar los efectos de la variabilidad de los aportes hídricos y del cambio climático sobre los precios de la energía en el mercado regulado, particularmente en periodos de escasez de aportes hidrológicos.
- Promover la contratación de largo plazo para atender la demanda regulada de electricidad, así como la eficiencia económica de las tarifas del servicio eléctrico.
- Fomentar el aprovechamiento integral y eficiente de los recursos de fuentes energéticas hídricas.
- Reducir la exposición a los precios de Bolsa de Energía de los comercializadores que atienden al mercado regulado.
- Garantizar la accesibilidad a la energía eléctrica en condiciones eficientes, asequibles y justas.
- Mantener equilibrio en las ventas de energía en el Mercado de Contratos entre los diferentes mercados.

Para alcanzar estas finalidades, el decreto pone a consideración de la CREG lo siguiente:

1. Al menos el 95% de la generación horaria del portafolio hídrico de cada generador deberá ser vendido en contratos priorizando atender directamente la demanda de los usuarios.
2. Los generadores deberán vender en contratos en firme, al menos el equivalente a las Obligaciones de Energía en Firme (OEF) anual asignadas, o el equivalente porcentual de la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC) para los casos donde no hay asignaciones, del total de las plantas hídricas de su portafolio.
3. La implementación de mecanismos de contratación flexibles que permitan a los agentes vender al mercado regulado la diferencia entre la generación, indicada en el numeral 1, y las ventas en contratos en firme de los que trata el numeral 2, de este artículo.

En los mecanismos flexibles se deberá considerar, entre otros, y sin limitarse a estos, los siguientes elementos:

- i. habilitar contratos tipo Pague lo Contratado Condicionado (PCC) asociados con los excedentes generación o excedentes de energía en poder de agentes del mercado;
- ii. habilitar a los generadores para realizar convocatorias de venta de energía;
- iii. establecer procesos unificados de compras en contratos de energía para la demanda regulada en la que se podrán priorizar los comercializadores con mayor exposición a bolsa;

- iv. crear mecanismos voluntarios de contratación para tecnologías a partir de FNCER incluidas las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH) y que permitan ampliar la participación de estas tecnologías;
- v. definir las reglas del traslado de los precios de los contratos a las tarifas, manteniendo suficiencia financiera a las empresas y dando señales económicas para la expansión en generación;
- vi. evaluar la conveniencia de modificar los límites de contratación propia para el cubrimiento de la demanda con mayor exposición a bolsa;
- vii. evaluar la conveniencia de implementar mecanismos que permitan suspender el despacho de este tipo de contratos en caso de impagos por parte del comprador.

En cualquier caso, los mecanismos de contratación deberán orientarse a la reducción de tarifas para el usuario regulado.

4. Establecer las medidas que garanticen la concurrencia y participación efectiva de los comercializadores de energía que atienden el mercado regulado, en los mecanismos de los que trata el numeral 3 anterior.

5. Determinar las reglas periódicas de evaluación de las medidas implementadas y sus respectivas vicencias, considerando la efectividad de las mismas en la mejora tarifaria.

El foco del decreto en agentes cuyo portafolio de generación se concentra en tecnologías hídricas obedece a que el portafolio térmico usualmente no es objeto de contratación debido a los altos costos asociados a esta generación. Por otro lado, al proponer a la CREG crear mecanismos voluntarios para el portafolio FNCER incluidas las PCH se dan señales de largo plazo para la inversión y expansión de este tipo de generación.

Esta medida resulta conveniente en la medida que el mercado regulado aumenta su exposición a los precios de bolsa en los periodos donde estos son más altos y volátiles. Como se deduce de la Tabla 10, el 79.89% de los usuarios del servicio de energía corresponden a usuarios residenciales en estratos 1, 2 y 3, que son los usuarios con menores niveles de ingreso o capacidad de pago y, en consecuencia, los de mayor vulnerabilidad, al superar los doce millones de hogares.

Tabla 10. Colombia - 2024 – Usuarios del servicio de energía según estrato y sector.

Estrato / Sector	Usuarios	Participación (%)	Part. % Segmento
Estrato 1	4.231.258	26,82%	79,89%
Estrato 2	5.216.615	33,07%	
Estrato 3	3.155.569	20,00%	
Estrato 4	1.162.598	7,37%	11,52%
Estrato 5	420.379	2,66%	
Estrato 6	234.834	1,49%	
Industrial	119.560	0,76%	8,49%
Comercial	1.138.180	7,22%	

Oficial	79.797	0,51%	
Provisional	11.137	0,07%	
Alumbrado Publico	4.952	0,03%	0,10%
Total	15.774.879	100,00%	100,00%

Fuente: Elaborada con base en datos de SUI -SSPD

Según la más reciente Encuesta nacional de presupuestos de los hogares (ENPH) 2016-2017 realizada por el DANE, el servicio de electricidad pesa un 3.5% en el presupuesto de los hogares pobres y vulnerables y en promedio, un hogar colombiano destina 2.9% de su presupuesto a pagar este servicio, tal como se presenta en la Tabla 11. Así las cosas, es de interés general garantizar la estabilidad en las tarifas de este servicio no sólo para no afectar la capacidad de los hogares para atender sus necesidades básicas, sino porque el acceso a este servicio posibilita el acceso y el ejercicio a otros bienes y derechos como la alimentación, comunicaciones, esparcimiento, educación, entre otros.

Tabla 11. Colombia – Ponderación del servicio de electricidad en el presupuesto de los hogares según nivel de ingresos.

Nivel de ingresos	Ponderación (%)
Ingresos altos	2,10735
Clase media	3,12785
Pobres	3,5563
Vulnerables	3,53015
Total Nivel de ingresos	2,94276

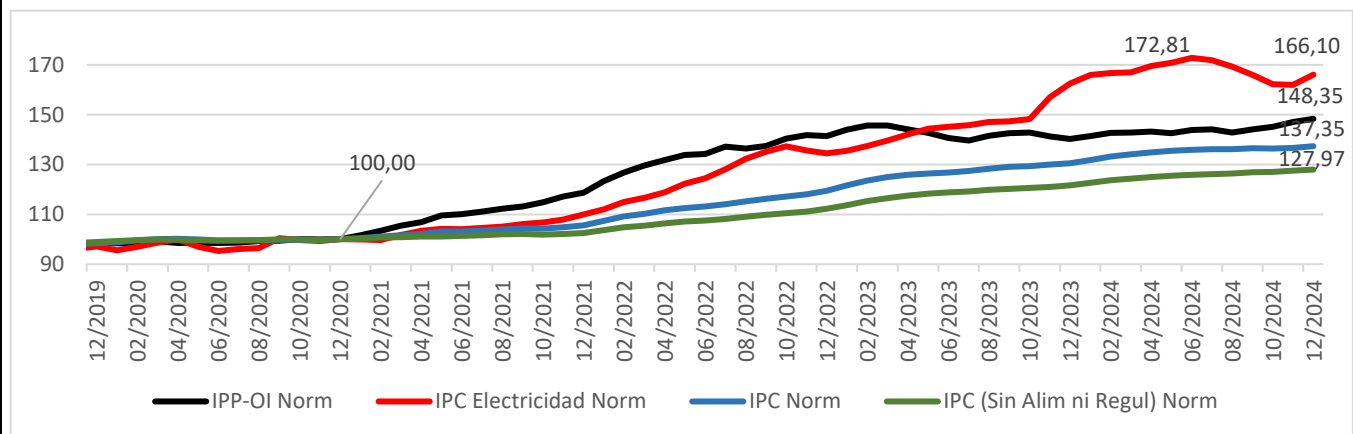
Elaboración propia con base en la Encuesta nacional de presupuestos de los hogares (ENPH) 2016-2017 – DANE.

Igualmente, se debe destacar, que desde la declaratoria de emergencia sanitaria en el país por la pandemia de COVID-19, la tarifa del servicio de electricidad ha experimentado crecimientos acelerados respecto a los demás precios de la economía, lo que ha encarecido, en términos relativos, el disfrute del servicio para los usuarios, quienes se han visto en la necesidad de disminuir el presupuesto destinado a la satisfacción de otras necesidades para poder seguir accediendo a la electricidad.

En efecto, como se observa en la Gráfica 24, al normalizar a diciembre de 2020 el Índice de Precios al Consumidor (IPC), que permite hacer seguimiento al poder adquisitivo del peso colombiano; el índice de Precios del Productor de Oferta Interna (IPP-OI), que es el indexador empleado en el sector eléctrico; el IPC sin Alimentos ni regulados, definido en el PND 2022-2026 (Ley 2294 de 2023) como el indexador a emplearse en las tarifas de servicios públicos, y; la subclase Electricidad a la cual hace seguimiento el DANE en la investigación del IPC y que da cuenta de la evolución de la tarifa del servicio eléctrico para los usuarios residenciales. Se observa que en el periodo diciembre de 2020 a diciembre de 2024 la inflación acumulada (IPC), que da cuenta del incremento en el costo de la canasta de consumo típica de los hogares, fue del 37.35% mientras que la electricidad tuvo una variación del 66.10%. Así mismo, el IPP-OI, que es el indexador predominante en el sector eléctrico, tuvo un incremento de 37.35%; mientras

que el IPC sin Alimentos ni Regulados, que mide la llamada “inflación básica o subyacente” tuvo un incremento del 27.97%.

Gráfica 24. Colombia – Dic/2019 a Dic/2024 - Evolución mensual de los índices de precios y de la subclase electricidad normalizados a dic. de 2020.



Fuente: Cálculos propios con base en DANE y BanRep. Dic/2020=100.

Por otra parte, la evidencia muestra una tendencia natural de los generadores a aumentar sus ventas en contratos. La medida propuesta mantiene esa tendencia y únicamente impone a los generadores la necesidad de aumentar su nivel de atención y gestión frente al mercado regulado, con el fin de garantizar una mayor estabilidad tarifaria para los usuarios del mercado regulado.

Análisis jurídico de la medida

El artículo 365 de la Constitución Política señala que los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado y que es su deber asegurar la prestación eficiente con continuidad y calidad de estos, a todos los habitantes del territorio nacional.

El artículo 365 superior en prevé que, en todo caso, el Estado mantendrá la regulación, el control y la vigilancia de los servicios públicos domiciliarios.

Por su parte, el artículo 2 de la Ley 142 de 1994 establece la facultad de intervención del Estado en los servicios públicos, cuyo propósito obedece, entre otros, a la prestación continua, ininterrumpida y eficiente de dichos servicios.

En ese orden, el artículo 3 de la Ley 142 de 1994 establece que constituyen instrumentos para la intervención estatal en los servicios públicos las atribuciones y funciones asignadas a entidades, autoridades y organismos, relativas a la promoción y apoyo a quienes los presten, entre otros.

El artículo 4 de la Ley 143 de 1994 establece que, en relación con el servicio de electricidad, el Estado tendrá, entre otros objetivos, asegurar la demanda de electricidad en un marco de uso racional y eficiente de los recursos energéticos del país, y asegurar una operación eficiente, segura y confiable en las actividades del sector.

	FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA			
		T-GJ-F-01		
		11-08-2023	V-1	

Igualmente, el artículo 33 de la Ley 143 de 1994 establece que la operación del Sistema Interconectado Nacional se hará procurando atender la demanda en forma confiable, segura y con calidad del servicio mediante la utilización de los recursos disponibles en forma económica y conveniente para el país.

De conformidad con lo dispuesto por la Ley 489 de 1998, el Ministro de Minas y Energía es el director del sector de Minas y Energía, y por lo tanto es el encargado de dirigir y orientar este sector, incluidas las entidades vinculadas y adscritas a tal sector.

Así las cosas, en virtud de lo dispuesto en los numerales 2 y 3 de la Ley 489 de 1998, son funciones de los Ministerios: “Preparar los proyectos de decretos y resoluciones ejecutivas que deban dictarse en ejercicio de las atribuciones que corresponden al Presidente de la República como suprema autoridad administrativa y dar desarrollo a sus órdenes que se relacionen con tales atribuciones” y “cumplir las funciones y atender los servicios que les están asignados y dictar, en desarrollo de la ley y de los decretos respectivos, las normas necesarias para tal efecto.”

Bajo esta línea, el artículo 1 del Decreto 381 de 2012 establece como objetivos del Ministerio de Minas y Energía, formular, adoptar, dirigir y coordinar las políticas del Sector de Minas y Energía. Asimismo, el numeral 1 del artículo 2 del citado decreto establece que es competencia de este Ministerio articular la formulación, adopción e implementación de la política pública del sector administrativo de minas y energía.

En los numerales 2 y 3 del artículo 2 del Decreto 381 de 2012 se establece que es deber de este Ministerio formular, adoptar, dirigir y coordinar la política nacional en materia de exploración, explotación, transporte, refinación, procesamiento, beneficio, transformación y distribución de hidrocarburos; así como formular, adoptar, dirigir y coordinar la política en materia de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica.

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN Y SUJETOS A QUIENES VA DIRIGIDO

El Decreto aplica a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), quien deberá expedir la respectiva regulación siguiendo los lineamientos de política pública y de control de eficiencia planteados en el Decreto. Igualmente aplica a todas las personas y entidades que tienen interés en el tema que se regula.

3. VIABILIDAD JURÍDICA

3.1 Análisis de las normas que otorgan la competencia para la expedición del proyecto normativo

El proyecto de Decreto se expide con base en las facultades constitucionales y legales conferidas al Presidente de la República, a saber:

El artículo 365 de la Constitución Política señala que los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado y que es su deber asegurar la prestación eficiente con continuidad y calidad de estos, a todos los habitantes del territorio nacional.

El artículo 365 superior en prevé que, en todo caso, el Estado mantendrá la regulación, el control y la vigilancia de los servicios públicos domiciliarios.

	FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA			
		T-GJ-F-01		
		11-08-2023	V-1	

El artículo 2 de la Ley 142 de 1994 establece la facultad de intervención del Estado en los servicios públicos, cuyo propósito obedece, entre otros, a la prestación continua, ininterrumpida y eficiente de dichos servicios.

En ese orden, el artículo 3 de la Ley 142 de 1994 establece que constituyen instrumentos para la intervención estatal en los servicios públicos las atribuciones y funciones asignadas a entidades, autoridades y organismos, relativas a la promoción y apoyo a quienes los presten, entre otros.

El artículo 4 de la Ley 143 de 1994 establece que, en relación con el servicio de electricidad, el Estado tendrá, entre otros objetivos, asegurar la demanda de electricidad en un marco de uso racional y eficiente de los recursos energéticos del país, y asegurar una operación eficiente, segura y confiable en las actividades del sector.

Igualmente, el artículo 33 de la Ley 143 de 1994 establece que la operación del Sistema Interconectado Nacional se hará procurando atender la demanda en forma confiable, segura y con calidad del servicio mediante la utilización de los recursos disponibles en forma económica y conveniente para el país.

Ahora bien, de conformidad con lo dispuesto por la Ley 489 de 1998 (artículo 59), el Ministro de Minas y Energía es el director del sector de Minas y Energía, y por lo tanto es el encargado de dirigir y orientar este sector, incluidas las entidades vinculadas y adscritas a tal sector.

Bajo esta línea, el artículo 1 del Decreto 381 de 2012 establece como objetivos del Ministerio de Minas y Energía, formular, adoptar, dirigir y coordinar las políticas del Sector de Minas y Energía. Asimismo, el numeral 1 del artículo 2 del citado decreto establece que es competencia de este Ministerio articular la formulación, adopción e implementación de la política pública del sector administrativo de minas y energía.

En los numerales 2 y 3 del artículo 2 del Decreto 381 de 2012 se establece que es deber de este Ministerio formular, adoptar, dirigir y coordinar la política nacional en materia de exploración, explotación, transporte, refinación, procesamiento, beneficio, transformación y distribución de hidrocarburos; así como formular, adoptar, dirigir y coordinar la política en materia de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica.

Con base en las mencionadas normas y las demás disposiciones que se citan en el acto administrativo y en la presente memoria justificativa, se concluye que el Gobierno nacional es el competente para expedir el decreto objeto de estudio.

3.2 Vigencia de la ley o norma reglamentada o desarrollada

La Ley 142 de 1994 fue publicada en el Diario Oficial 41.433 de 11 de julio de 1994 y se encuentra vigente, especialmente los artículos 2 y 3.

La Ley 143 de 1993 fue publicada en el Diario Oficial 41.434, de 12 de julio de 1994, y se encuentra vigente, especialmente los artículos 4 y 33.

 Energía 	FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA	 SIG Sistema Integrado de Gestión del Minero
		T-GJ-F-01
		11-08-2023 V-1

La Ley 489 de 1998 fue publicada en el Diario Oficial 43.464, de 30 de diciembre de 1998, y se encuentra vigente, especialmente el artículo 59.

El Decreto 381 de 2012 fue publicado en el Diario Oficial 48.345 de 16 de febrero de 2012, y se encuentra vigente, especialmente los artículos 1, 2 y 3.

3.3 Análisis de las disposiciones derogadas, subrogadas, modificadas, adicionadas o sustituidas

Con el presente Decreto no se deroga, subroga, o sustituye norma alguna.

Con el presente proyecto de Decreto se adiciona la Sección 8 en el Capítulo 2, Título III, Parte 2, Libro 2 del Decreto 1073 de 2015, Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía.

3.4. Revisión y análisis de la jurisprudencia que tenga impacto o sea relevante para la expedición del proyecto normativo (órganos de cierre de cada jurisdicción).

Mediante correo electrónico del 10 de abril de 2025, por el Grupo de Defensa Judicial rindió el informe de decisiones judiciales en los siguientes términos:

“...Se verificó la base de datos de los procesos judiciales que manejamos de la OAJ y otras fuentes de información oficial disponibles:

- Artículo 2 y 3 de la Ley 142 de 1994.
- Artículo 4 y 33 de la Ley 143 de 1994.
- Artículos 59 de la Ley 489 de 1998.
- Decreto 381 de 2012”.

Una vez revisada la base de datos, se tiene que, contra las normas consultadas, no aparecen a la fecha demandas y/o notificaciones efectuadas según información que reposa en los archivos. Así mismo se consultó la página de SUIN-JURISCOL y no se encontraron anotaciones de vigencia, por lo que se encuentra aparentemente “vigente”.

Tampoco aparecen en la página de la Corte Constitucional demandas contra estas disposiciones normativas que se encuentren pendientes o con sentencia, de acuerdo con lo cual se entiende que están surtiendo plenos efectos.

Así las cosas, no se evidencia ninguna decisión judicial que pueda ser relevante en la expedición del decreto objeto de esta memoria justificativa.

3.5 Circunstancias jurídicas adicionales

En cumplimiento a lo dispuesto en el numeral 8 del artículo 8 de la Ley 1437 de 2011, en concordancia con lo señalado en el Decreto 270 de 2017, el texto del proyecto de acto administrativo se publicó para comentarios de la ciudadanía, en dos oportunidades, en la página web del Ministerio de Minas y Energía.

Se realizó el análisis correspondiente conforme lo dispone la Superintendencia de Industria y Comercio, a que hace referencia el Capítulo 30, Abogacía de la Competencia, del Decreto 1074 de 2015, reglamentario del artículo 7 de la Ley 1340 de 2009, modificado por el artículo 146 de la Ley 1955 de 2019.

4. IMPACTO ECONÓMICO

Lo dispuesto en el decreto no impacta directamente los recursos de la Nación, teniendo en cuenta la finalidad para la cual se expide.

5. VIABILIDAD O DISPONIBILIDAD PRESUPUESTAL

Las disposiciones contenidas en el presente Decreto no impactan los recursos del Presupuesto General de la Nación, teniendo en cuenta la finalidad para la cual se expide.

6. IMPACTO MEDIOAMBIENTAL O SOBRE EL PATRIMONIO CULTURAL DE LA NACIÓN.

No aplica, teniendo en cuenta la finalidad del proyecto normativo.

7. ESTUDIOS TÉCNICOS QUE SUSTENTEN EL PROYECTO NORMATIVO *(Si cuenta con ellos)*

No aplica. Sin embargo, se cuenta con el sustento de viabilidad técnica conforme se observa en el presente documento

ANEXOS:

Certificación de cumplimiento de requisitos de consulta, publicidad y de incorporación en la agenda regulatoria)	X
Concepto(s) de Ministerio de Comercio, Industria y Turismo	N/A
Informe de observaciones y respuestas	X
Concepto de Abogacía de la Competencia de la Superintendencia de Industria y Comercio	X
Concepto de aprobación nuevos trámites del Departamento Administrativo de la Función Pública	N/A
Cuestionario de abogacía de la competencia	X
Documentos de Soporte:	X

Aprobó:

YOLANDA PATIÑO CHACÓN
Jefe Oficina Asesora Jurídica (E)

JUAN CARLOS BEDOYA CEBALLOS
Jefe Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales

Elaboró: Carlos Alberto Jaimes

Revisó: Carlos Alberto Jaimes

Aprobó: Yolanda Patiño Chacón / Juan Carlos Bedoya Ceballos