



MEMORIA JUSTIFICATIVA

PROYECTO DE RESOLUCION

“Por el cual se define e implementa un mecanismo que promueva la contratación de largo plazo para proyectos de generación de energía eléctrica complementario a los mecanismos existentes en el Mercado de Energía Mayorista en cumplimiento de los objetivos establecidos en el Decreto 0570 de 2018.”

1. ANTECEDENTES, OPORTUNIDAD Y CONVENIENCIA

Este documento presenta el análisis que sustenta la implementación de un mecanismo de contratación a largo plazo, complementario a los mecanismos de contratación existentes en el Mercado de Energía Mayorista -MEM- y que cumple con los objetivos de política establecidos en el Decreto 0570 de 2018, a saber: i) Fortalecer la resiliencia de la matriz de generación de energía eléctrica ante eventos de variabilidad y cambio climático a través de la diversificación del riesgo; ii) Promover la competencia y aumentar la eficiencia en la formación de precios a través de la contratación de largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica nuevos y/o existentes; iii) Mitigar los efectos de la variabilidad y cambio climático a través del aprovechamiento del potencial y la complementariedad de los recursos energéticos renovables disponibles, que permitan gestionar el riesgo de atención de la demanda futura de energía eléctrica; iv) Fomentar el desarrollo económico sostenible y fortalecer la seguridad energética regional; v) Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del sector de generación eléctrica de acuerdo con los compromisos adquiridos por Colombia en la Cumbre Mundial de Cambio Climático en París (COP21).

El documento presenta un análisis del Mercado de Energía Mayorista Colombiano, las consideraciones técnicas para la selección de un mecanismo competitivo y de características de proyectos de generación en pro del cumplimiento de los objetivos del Decreto mencionado. Así mismo, presenta las experiencias internacionales y recomendaciones técnicas y financieras para el diseño de esquemas competitivos de asignación, selección del producto (contratos) y selección de criterios de pre-calificación de participantes.

1.1 Mecanismos del Mercado de Energía Mayorista – MEM –

El Mercado de Energía Mayorista cuenta con varios mecanismos para realizar transacciones de compra y venta de energía eléctrica, a saber:

- **Transacciones horarias en la bolsa de energía.** En este mecanismo el generador hace su oferta de precio para cada día y su declaración de disponibilidad de generación para cada hora. Con base en las ofertas más económicas se seleccionan los recursos que serán despachados para abastecer la demanda hora a hora¹. Este es un mecanismo de mercado de corto plazo, con resolución horaria.
- **Contratos bilaterales financieros de energía.** Los contratos bilaterales son compromisos adquiridos por generadores y comercializadores para vender y comprar energía a precios, cantidades y

¹ Botero, Juan P. Efectos del cargo por confiabilidad sobre el precio spot de la energía eléctrica en Colombia. En: Centro de Investigaciones y Economía y Finanzas, Universidad EAFIT. No. 15-05 2015



condiciones contractuales negociadas libremente entre las partes. El mercado de contratos bilaterales es fundamentalmente un mercado financiero. La función de estos contratos es reducir la exposición a la volatilidad de precios en el mercado de corto plazo del generador y del usuario final. En este mecanismo se opera libremente de acuerdo con las condiciones de oferta y demanda y sin la intervención del operador del mercado, aunque los contratos deben registrarse en el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, ASIC². Este es un mecanismo de compra y venta de energía de mediano plazo, que se utiliza para mitigar el riesgo de la volatilidad de los precios de la bolsa de energía.

- **Subastas para la asignación de Obligaciones Energía Firme - OEF, del Cargo por Confiabilidad.** El propósito de esta subasta es asignar las Obligaciones de Energía Firme entre los generadores y los inversionistas para garantizar la confiabilidad en el suministro de energía firme en el largo plazo a precios eficientes. La asignación de las OEF entre los distintos generadores e inversionistas, se realiza mediante subastas. En estas transacciones del MEM participan activamente generadores e inversionistas, y la demanda está representada por una función de precio y cantidad de energía determinada por la CREG³.

1.2 Señales de precio de largo plazo en el MEM

Si bien los tres mecanismos mencionados ofrecen algunas señales de expansión y señales de precio de corto plazo, el mercado eléctrico colombiano carece de una señal de precio de largo plazo. De hecho la CREG, señala que *“no existe en el mercado de contratos una formación de precio tal que permita identificar un marcador de precio eficiente”*⁴. Adicionalmente, se identifican fallas en el mercado posiblemente originadas en el riesgo covariado y externalidades negativas, valoración ineficiente del riesgo del crédito y distorsión del precio de energía, y baja profundidad de mercado de contratos e imposibilidad de determinar la liquidez del mismo, concentración vertical y horizontal del mercado.

Así mismo, ANDEG en un estudio paralelo expresa que si bien el mercado de contratos bilaterales es ampliamente utilizado en Colombia, el mismo tiene problemas de liquidez si se compara con referencias internacionales, y esto se puede relacionar a la baja estandarización de los contratos. Adicionalmente que la duración de los contratos es relativamente corta donde la mayoría de los acuerdos tienen plazos de menos de dos años⁵.

Un mecanismo para hacer más competitivos los mercados eléctricos son los contratos a plazo. Si bien este tipo de contratación puede no alterar la distribución de los activos de las empresas, al incidir en el valor de la producción disponible en el mercado spot, podría reducir los incentivos a la elevación de los precios.⁶

Una razón por la cual los contratos a largo plazo pueden tener efectos pro-competitivos sobre los mercados spot, es porque podrían permitir la entrada de potenciales agentes al asegurar la venta de su producción, mitigando el incentivo de los generadores incumbentes para ejercer poder de mercado. Si los mecanismos de contratación a largo plazo son eficaces, y logran reducir el poder de mercado de los incumbentes, se obtendrán menores costos en la tarifa.

²Ibid.

³ Resolución CREG 071 de 2006.

⁴ Comisión de Regulación de Energía y Gas. Documento CREG 106: Marcador de precio eficiente a ser trasladado en el costo de prestación del servicio (CU) al usuario regulado. CREG 2017.

⁵ ANDEG. El Mercado de Contratos Financieros de Energía Eléctrica: Análisis y Propuestas. 2017

⁶Universidad de Navarra. Competencia y regulación en los mercados españoles del gas y la electricidad. 2008.



Para el caso colombiano, debido a las posibles ineficiencias en el Mercado Eléctrico Mayorista, sería conveniente introducir nuevos mecanismos que mejoren la formación del precio, lo cual redundaría en beneficios para el sistema y para los usuarios. Así, mismo se constituiría como un mecanismo adicional para transacciones de Energía que permita al comercializador la diversificación de su portafolio de contratación en diferentes mecanismos y la mejor gestión y cobertura de riesgos.

1.3 Cumplimiento de los objetivos de política del Decreto 0570 de 2018

Con el fin de cumplir con los objetivos de política establecidos en el Decreto 0570 de 2018, se requiere que los atributos de los proyectos de generación de energía eléctrica que se contraten bajo el mecanismo propuesto satisfagan dichos objetivos.

En el marco de la primera subasta de contratación de largo plazo realizada por la UPME⁷, se presentaron veintidós (22) proyectos de generación de tecnologías Solar fotovoltaica, Eólica y Biomasa

Finalmente, todos los proyectos que se presentaron a la subasta contribuían con la reducción de emisiones de CO₂ en el sector de generación de energía eléctrica en pro del cumplimiento del último objetivo del Decreto 0570.

Dichos resultados señalan, tal como lo sugerido por el consultor Power Auctions LLC⁸, que un mecanismo competitivo donde concurren únicamente oferentes que cuenten con proyectos de generación de energía eléctrica a partir de FNCER permitiría en sí mismo y de una manera simple y transparente lograr el cumplimiento de todos los objetivos trazados en el mencionado Decreto.

1.4 Diseño del producto a asignar mediante el contrato

1.4.1 Definición, volumen, plazo y moneda del contrato

- **Producto**

El producto a subastar, será un contrato por bloques intra-diaros de Energía

Adicionalmente, la definición del producto se acompañó de una consulta pública realizada por el Ministerio de Minas y Energía a los agentes del MEM, en donde se expusieron dos alternativas de Bloques de Energía en rangos de entrega diarios y anuales respectivamente. Las dos alternativas parten de conceptos similares de flexibilidad tanto para la oferta como para la demanda de acuerdo con disponibilidad y variación del recurso bien sea durante el día o durante un año. Los resultados de la encuesta⁹ arrojaron una mayor preferencia por el producto de bloque intra-diaros de Energía, lo cual también refleja un mayor entendimiento y confianza en el producto.

- **Plazo**

⁷ Subasta CLPE No. 01-2019 www1.upme.gov.co/PromocionSector/Subastas-largo-plazo/Paginas/Subasta-CLPE-No-01-2019

⁸ Power Auctions. Study Of Competitive Mechanisms To Procure Electricity Contracts In The Colombian Power System- Phase 2 Report

⁹



Los plazos observados a nivel internacional para dichos contratos oscilan entre 10, 15 y 20 años. La escogencia del plazo del contrato constituye un elemento de seguridad financiera. La estabilidad de una remuneración fija a largo plazo redundaría en menores riesgos para los generadores e inversionistas y es de esperarse que reduzca los costos de financiamiento. Esto a su vez puede disminuir la oferta de venta¹⁰. La escogencia de un determinado plazo depende de la madurez económica de las diferentes tecnologías y de la percepción de riesgo de las instituciones financieras, en términos de cierre financiero de los proyectos.

Utilizando un modelo financiero de valoración por flujo de caja descontado, se analizó el impacto para un generador de incrementar el plazo del contrato, manteniendo constante el porcentaje de deuda del proyecto. Como consecuencia, se encontró un incremento en la TIR menor al 1%. Al tener en cuenta el mayor apalancamiento que podrían alcanzar los proyectos al definir un plazo mayor, el impacto en la rentabilidad es mayor. Sin embargo, al considerar el impacto significativo de la moneda versus el plazo, y atendiendo los incentivos tanto de la oferta como de la demanda, se decidió mantener el plazo de los contratos a 12 años.

La consulta pública mencionada también incluyó una pregunta relacionada con el plazo de preferencia para los agentes. Los resultados¹¹ arrojan una distribución homogénea tanto para plazos de 10 años como para 15 años, lo que impide su utilización como base rigurosa en la toma de decisiones.

- **Volumen**

El volumen a subastar (i.e. demanda objetivo a subastar) es un factor que puede garantizar un nivel de competencia apropiado en la subasta. Subastar un volumen muy grande o no definir un volumen, puede ocasionar una situación de baja competencia, especialmente si no hay certeza de un número alto de participantes¹². En este caso, el volumen para cada subasta será definido por el Ministerio de Minas y energía de acuerdo con los análisis realizados por la UPME, en los planes de Expansión de Referencia Generación - Transmisión de cada año, con las proyecciones de la demanda contratada en el mediano y largo plazo, entre otros.

- **Moneda**

La selección de la moneda del producto se fundamenta en dos criterios: i) Impacto en el precio de adjudicación y ii) Análisis del riesgo para el consumidor final.

- i) *Impacto en el precio de adjudicación*

En general, los desarrolladores de proyectos de generación de energía eléctrica argumentan una disminución de hasta 25% en los precios ofertados, si el producto es transado en USD. Esto como consecuencia de la relación que tiene la deuda denominada en dólares, (porcentaje significativo de las erogaciones de los proyectos) con los ingresos que se denominarían en la misma moneda. De tal modo que los proyectos logren tasas de financiamiento más bajas al denominarlas en dólares.

Dicha premisa fue evaluada utilizando un modelo financiero de valoración por flujo de caja descontado. Se toma como base la información promedio de tasas de fondeo en COP y USD del mercado, donde se

¹⁰ IRENA. Renewable Energy Auctions in Developing Countries.2013

¹² IRENA. Renewable Energy Auctions - A Guide to Design. 2015



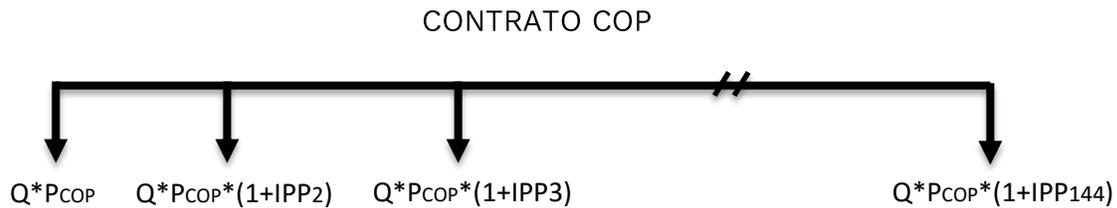
pueden presentar diferencias de hasta 5% entre ambas, se encuentra que, para mantener la misma tasa de rentabilidad tanto en COP como en USD, el precio promedio en USD ofrecido por un generador podría ser hasta un ~16% inferior.

Ambos puntos suponen por tanto un impacto importante en la optimización de los precios para energía adjudicada en contratos de largo plazo.

ii) *Análisis del riesgo para el consumidor final*

Así mismo, se evaluó el potencial riesgo por la volatilidad de tasa de cambio para el usuario final, con el fin de cuantificar la probabilidad de que un usuario pague un precio mayor si el contrato de la subasta es en dólares versus si éste es en pesos colombianos.

Para dicho análisis se consideraron los flujos futuros para un consumidor promedio, y se compararon los valores presentes netos (VPN) de la compra de energía para las dos monedas.



$$VPN_{COP} = \sum_i^{144} \frac{Q * PCOP * (1 + IPP_i)}{(1 + TD)^i}$$

Donde:

VPN_{COP}: Corresponde a la sumatoria de los flujos futuros traídos al presente.

Q: Cantidad fija promedio de consumo constante e igual en flujo en COP y en USD

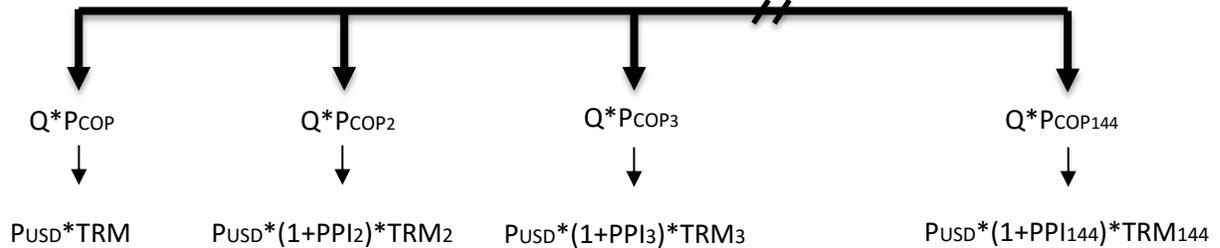
PCOP: Precio ofrecido por un generador en COP 100%

IPP: Variación porcentual del índice de precios al productor



TD: Tasa de descuento empleada para descontar los flujos.

CONTRATO USD



$$VPN_{USD} = \sum_i^{144} \frac{Q * PUSD * (1 + PPI_i) * TRM_i}{(1 + TD)^i}$$

Donde:

VPN_{USD}: Corresponde a la sumatoria de los flujos futuros traídos al presente.

Q: Cantidad fija promedio de consumo constante e igual en flujo en COP y en USD

PUSD: Precio ofrecido por un generador en USD 60%

PPI: Variación porcentual del índice de precios al productor en Estados Unidos

TRM: Tasa de cambio COP/USD promedio mensual

TD: Tasa de descuento empleada para descontar los flujos.

La metodología de análisis empleada fue la siguiente:

- Se analiza la primera diferencia de cada variable para los últimos 19 años (2000-2019).
- Se encuentran la media μ y desviación estándar σ para la variación del IPP en el caso del flujo en pesos colombianos.
- Se encuentran la media μ y desviación estándar σ para la variación del PPI (Producer Price Index) de Estados Unidos y variación mensual de la TRM en el caso del flujo en Estados Unidos.
- Se realizan 1000 iteraciones por Monte Carlo con los parámetros anteriores para cada uno de los meses durante los 12 años de simulación.
- Se define como variable de salida la diferencia del VPN en COP vs VPN en USD.
- Se analiza la distribución de salida, encontrando la probabilidad de ocurrencia donde ambos VPN son iguales.

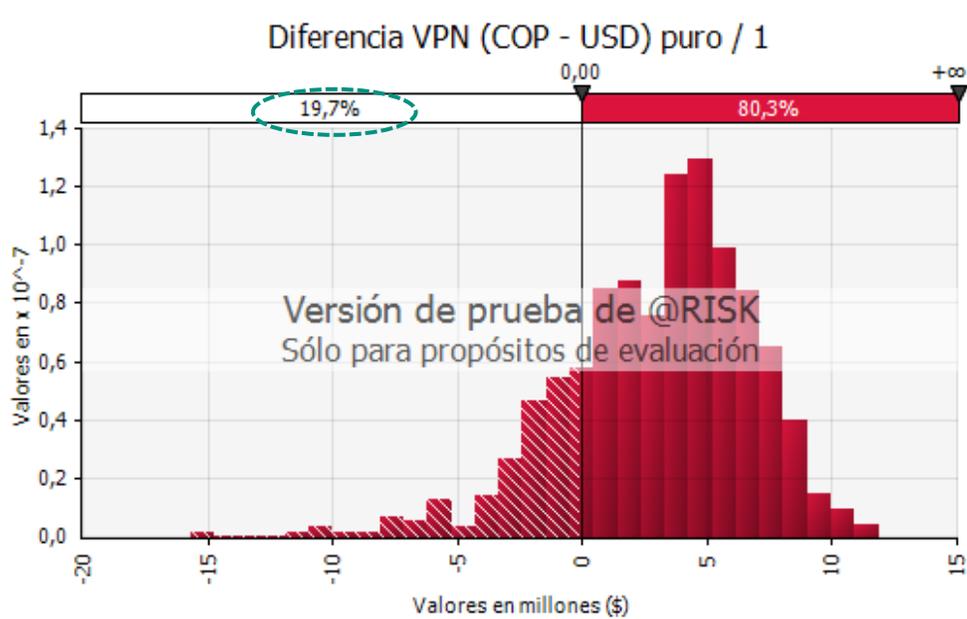
A continuación, se presentan los resultados:

1. Bajo un escenario donde se define un contrato 100% en COP vs 100% en USD, la probabilidad de ocurrencia (con los parámetros definidos anteriormente) de que se presente un escenario donde el usuario final paga más en USD que en COP podría ser del 19,7%,

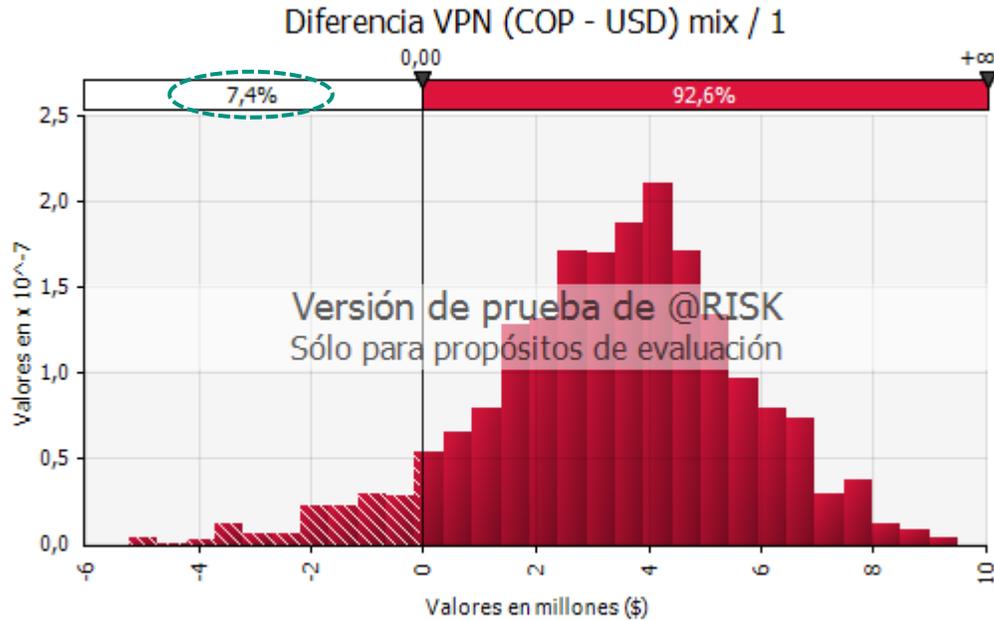


La tabla presenta un análisis de sensibilidad a diferentes variaciones del precio en USD versus en COP. Bajo este análisis, para mantener un percentil 5% positivo, se debería presentar una reducción en el precio definido en USD comparado con COP de al menos 18,8%.

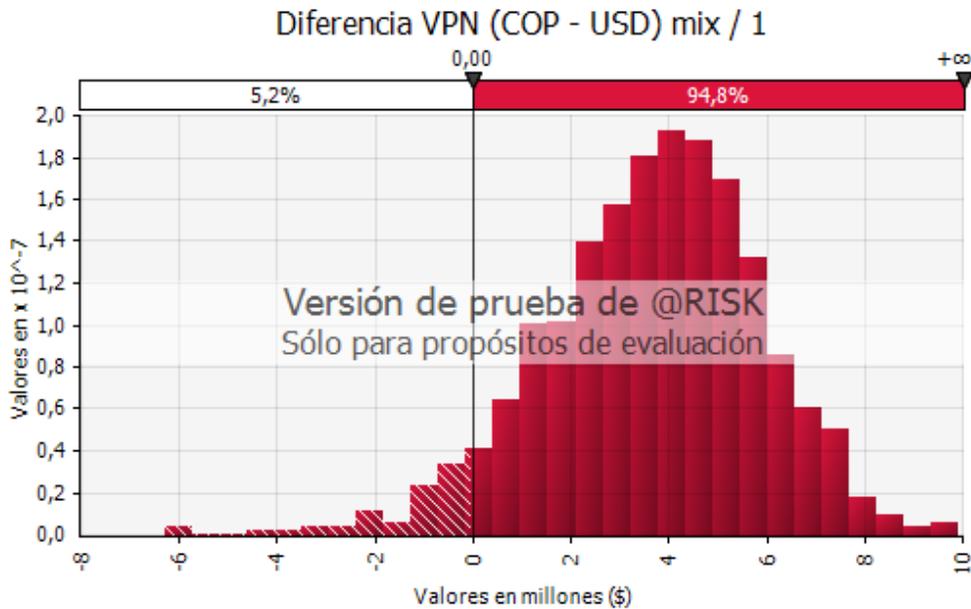
2. Bajo un escenario donde se define un contrato 100% en COP vs 60% en USD / 40% en COP, la probabilidad de ocurrencia (con los parámetros definidos anteriormente) de que se presente un escenario donde el usuario final paga más en USD que en COP se reduciría a un 7,4%



Diferencia VPN (COP - USD)						
Variación P. USD vs P. COP	Media	Mín	Máx	Mediana	DesvEst	5%
-29,4%	3.914.727	-2.765.891	7.752.298	4.029.941	1.402.100	1.435.093
-25,9%	3.499.918	-3.493.123	7.456.744	3.619.196	1.459.114	921.426
-22,4%	3.085.109	-4.220.354	7.161.191	3.214.739	1.516.607	413.980
-18,8%	2.670.300	-4.947.586	6.865.638	2.801.610	1.574.527	-96.111
-15,3%	2.255.491	-5.674.818	6.570.084	2.396.366	1.632.829	-588.335
-11,8%	1.840.682	-6.402.049	6.274.531	1.991.765	1.691.474	-1.080.559
-8,2%	1.425.873	-7.129.281	5.978.977	1.583.497	1.750.426	-1.592.370
-4,7%	1.011.064	-7.856.513	5.683.424	1.189.102	1.809.656	-2.107.380
-1,2%	596.254	-8.583.744	5.387.871	790.365	1.869.137	-2.622.390
2,4%	181.445	-9.310.976	5.092.317	394.325	1.928.846	-3.143.940
5,9%	-233.364	-10.038.208	4.796.764	-12.707	1.988.763	-3.652.409



Una reducción de al menos 10,5% en el precio ofertado en USD vs COP permitiría reducir el riesgo de escenario negativo a un 5%.



A continuación, se presenta una tabla de sensibilidad a diferentes variaciones del precio en USD versus en COP y diferentes combinaciones del contrato en USD. Bajo este análisis para mantener



un percentil 5% positivo, se debería presentar una reducción en el precio definido en USD comparado con COP de al menos 15% para mantener dicha probabilidad en el 5%. Otra alternativa sería reducir el porcentaje de contrato definido en USD a un 50%, donde permitiría reducciones menores de precios de ~8%.

Percentil 5% de la diferencia en VPN COP vs VPN USD		Precio USD mix vs COP 100%										
		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		17,65%	16,47%	15,29%	14,12%	12,94%	11,76%	10,59%	9,41%	8,24%	7,06%	5,88%
% combinación USD	30,0%	2.642	2.599	2.288	2.120	2.083	1.774	1.649	1.430	1.220	1.016	1.031
	32,1%	2.457	2.422	2.064	1.968	1.944	1.621	1.495	1.300	1.109	942	899
	34,2%	2.288	2.261	1.927	1.839	1.788	1.455	1.381	1.161	1.014	820	774
	36,3%	2.137	2.079	1.786	1.736	1.602	1.309	1.236	1.057	907	722	635
	38,4%	1.964	1.907	1.571	1.616	1.450	1.166	1.053	954	789	603	548
	40,5%	1.779	1.730	1.412	1.492	1.291	1.043	926	815	632	469	371
	42,6%	1.623	1.562	1.289	1.366	1.147	891	765	684	533	329	239
	44,7%	1.464	1.376	1.148	1.210	996	769	610	552	435	188	69
	46,8%	1.308	1.214	983	1.057	852	607	448	421	336	70	-58
	48,9%	1.132	1.046	823	897	725	431	295	304	220	-71	-162
	51,1%	962	846	679	741	541	242	130	128	79	-191	-304
	53,2%	778	685	513	584	404	80	-28	-27	-63	-322	-455
	55,3%	601	525	334	407	239	-78	-183	-167	-205	-454	-625
	57,4%	425	344	218	245	90	-254	-355	-310	-347	-585	-796
	59,5%	254	218	71	101	-38	-385	-504	-452	-481	-738	-886
	61,6%	84	14	-133	-42	-166	-528	-683	-606	-626	-852	-965
	63,7%	-85	-191	-333	-197	-295	-702	-863	-764	-771	-980	-1.081
	65,8%	-240	-377	-488	-345	-426	-876	-1.011	-925	-904	-1.142	-1.229
	67,9%	-373	-561	-621	-507	-571	-1.050	-1.138	-1.087	-1.055	-1.328	-1.372
	70,0%	-525	-746	-797	-666	-716	-1.218	-1.297	-1.244	-1.197	-1.466	-1.523

Cifras en miles de \$COP

Con los puntos analizados anteriormente, una combinación entre COP y USD permitiría reducir el riesgo por la volatilidad de la TRM, y al mismo tiempo otorgar un beneficio positivo para el usuario por la reducción en los precios ofertados por un generador.

Finalmente, se calcula el potencial impacto que podría presentar una variación en el precio de los contratos de la subasta de largo plazo en el \$CU por usuario promedio de todo el sistema. Como se observa en la tabla, aun presentando un incremento del 30% en la tarifa de los contratos y una adjudicación de los contratos equivalente al 8% de la demanda total de los comercializadores, el impacto en el \$CU sería de un 0,84%.



Var P. subasta vs P. promedio	Impacto en CU			
	Energía subastada (% demanda)			
	10,0%	8,0%	5,0%	2,0%
-30%	-1,05%	-0,84%	-0,53%	-0,21%
-15%	-0,53%	-0,42%	-0,26%	-0,11%
15%	0,53%	0,42%	0,26%	0,11%
30%	1,05%	0,84%	0,53%	0,21%

La consulta pública mencionada también incluyó una pregunta relacionada con la moneda de preferencia para los agentes. Los resultados¹³ arrojan una distribución homogénea tanto para Dólares americanos (USD) como para Pesos Colombianos (COP), lo que impide su utilización como base rigurosa en la toma de decisiones.

1.5 Esquemas competitivos de asignación.

Una subasta es un mecanismo de negociación organizado y centralizado, con reglas claras, explícitas y de acuerdo con los estándares del mercado¹⁴. Se destacan tres elementos en el diseño de una subasta: las reglas de oferta, las reglas de liquidación, y las reglas de revelación de información.

Un alto volumen de transacciones se realiza a través de subastas, tanto en mercados físicos como electrónicos¹⁵; su implementación se ha extendido tanto a países en vías de desarrollo como a la Unión Europea, donde es el mecanismo exigido por la Comisión Europea para la adjudicación de Energías renovables. Su amplia utilización responde a la capacidad del mecanismo para aumentar la eficiencia de precios, limitar las distorsiones en la competencia, garantizar la concurrencia del mayor número posible de participantes¹⁶, mediante una plataforma simple, claramente definida y eficiente.¹⁷

Además de las subastas existen varios mecanismos “casi-competitivos” de asignación, tales como rondas de Negociación, asignación administrativa, sistema de *Swiss Challenge*, entre otros. No obstante estos mecanismos presentan problemas de subjetividad, transparencia, decisiones arbitrarias y disociaciones de la realidad del mercado¹⁸. Por lo tanto, no representan mecanismos competitivos de asignación, tal como lo establece el Decreto 0570 de 2018.

De acuerdo con un estudio realizado por IRENA¹⁹, las subastas presentan numerosas ventajas, entre las que se destacan:

- **Flexibilidad:** El diseño de las subastas permite combinar diferentes elementos para cumplir objetivos específicos de desarrollo e implementación de tecnologías. Es posible adaptar el

¹³

¹⁴ Shoham, Yoav. A Survey of Auction Types. Yale University.2000

¹⁵ Zhang, Dongmo. Auction Theory: an introduction. University of Western Sydney.2015

¹⁶ Gómez Luis P. Subastas de renovables: La importancia de acertar con el Sistema. Cuadernos de Energía.2016

¹⁷ Zhang, Dongmo op. cit.

¹⁸ Maurer, Luiz T. A.; Barroso, Luiz A. Electricity Auctions: An Overview of Efficient Practices. World Bank Study. 2011.

¹⁹ IRENA (2015) op. cit.



mecanismo a distintos contextos locales y regionales de cada país, reflejando diferentes situaciones económicas, estructuras del sector energético, madurez del mercado eléctrico, penetración de renovables, entre otros.

- Revelación de precios: Las subastas son un mecanismo efectivo de revelación real del precio del producto subastado, al abordar el problema fundamental de asimetría de información y proporcionar un proceso estructurado, transparente y competitivo.
- Certeza de precio y cantidades: Las subastas permiten tener un control sobre el precio y la cantidad del producto subastado (i.e. Energía), brindan garantías de remuneración estable a los vendedores (i.e. Generadores) y garantizan el cumplimiento de metas de política.
- Garantía de compromisos y transparencia: Las subastas (especialmente las de Energía) generalmente resultan en un contrato entre dos partes con compromisos y obligaciones explícitas y definidas. Esto ofrece mayor certeza regulatoria al inversionista ante posibles cambios políticos y de mercados futuros.

1.5.1 Tipos de subastas

Existen varios tipos de subastas de acuerdo con diferentes criterios de clasificación:²⁰

En términos de la estructura de mercado, si un participante puede realizar ofertas de compra y de venta al mismo tiempo, la subasta es de *dos puntas*, de lo contrario la subasta es de *una sola punta*. En cuanto a la estructura de la oferta, de acuerdo al número de productos subastados, las subastas pueden ser de *único-ítem* o de *múltiples ítems*. Además, el número de atributos de la oferta define si es de *una dimensión - uni-atributo (ofertas únicamente de precio)* o *multi-atributo (ofertas de precio y otros atributos)*. Aquí es posible para los participantes especificar ofertas *todo o nada*, *ofertas restrictivas* o *alternativas*.²¹

En relación con la estructura de precios, si los precios resultantes corresponden a los especificados en las ofertas de venta, la subasta es de *primer precio*, al contrario, si los precios responden a alguna condición, la subasta es de *segundo precio*. En este sentido, las reglas de fijación de precio, determinan el *precio de la transacción* y las reglas de tarificación determinan *la tarifa a cargo de los participantes* por los servicios de mercado²².

Finalmente, de acuerdo con la estructura de realimentación de información, si las ofertas de los participantes son públicas, las subastas son *abiertas (open-cry) (Mecanismo indirecto)* de lo contrario son *de sobre cerrado (mecanismo directo)*²³. En un mecanismo indirecto, los participantes pueden ajustar sus ofertas en respuesta a la información recibida de los demás participantes, como es el caso de las subastas dinámicas, ascendentes o descendentes.

La metodología de asignación²⁴ es otro elemento importante de una subasta, también conocido como *cierre de la subasta*. Especialmente en subastas de dos puntas, existe la posibilidad de realizar el cierre con parejas de compradores y vendedores, lo que se conoce como *single-sourcing* o de emparejar un solo vendedor con varios compradores y viceversa, lo que se conoce como *multiple-sourcing*²⁵. Otras consideraciones relevantes en la metodología de asignación incluyen, *límites al volumen adjudicado* a un

²⁰ Pla, Albert; et. Al. Multi-attribute auctions with different types of attributes: Enacting properties in multi-attribute auctions. Experts Systems with Applications.2014

²¹ Jayant, K; Parkes, David. Auctions, bidding and exchange design. In Handbook of Quantitative Supply Chain Analysis: Modeling in the E-Business Era, 2004

²² Zhao, D.; Zhang, D.; Khan, M.; Perrussel, L. Maximal Matching for Double Auction. Lecture Notes in Computer Science. 2010

²³Pla, Albert, et. al. (2014) op. cit.

²⁴ Zhao, D.; et al. (2010) op .cit.

²⁵ Jayant, K; Parkes, David (2004) op. cit.



determinado participante y límites a su porcentaje de participación en el mercado, especialmente para relaciones contractuales de largo plazo.

1.5.2 Experiencias internacionales en subastas

La experiencia internacional en la aplicación de subastas para la contratación de proyectos de energía eléctrica, especialmente con fuentes renovables, es bastante amplia. A continuación se presenta un resumen de las características de las subastas llevadas a cabo por varios países Latinoamericanos, y por Sudáfrica, que son referentes a nivel mundial en la ejecución exitosa de este tipo de mecanismos y en la consecución de precios competitivos para varias tecnologías.

Sudáfrica se destaca por la aplicación de una de las subastas multi-atributo más exitosas a nivel mundial, estableciendo un referente para la incorporación de criterios de calificación adicionales al precio, que además de garantizar un beneficio socioeconómico al país, mantuvieron los precios en un nivel competitivo²⁶. *Brasil* es otro de los países con más experiencia a nivel mundial en la aplicación de subastas, habiendo ejecutado alrededor de 29 subastas desde el año 2008. *Chile* tiene uno de los esquemas más novedosos en cuanto al producto subastado, los bloques horarios permiten una gran flexibilidad a los recursos variables. *México* ha alcanzado los precios récord en subastas, con un esquema de subasta que garantiza un excedente económico total para el sistema²⁷.

Elementos de la Subasta	Características del País					
	Perú	Chile	Brasil	México	Sudáfrica	Argentina
Estructura de Mercado	Una punta	Una punta	Una punta Sujeta a declaración de curva de Demanda	Una punta Dos Puntas	Una punta	Una punta
Estructura de Feedback de información	Directo - Sobre cerrado	Directo - Sobre Cerrado Reloj Descendente	Open Cry – Reloj Descendente Sobre cerrado	Directo - Sobre cerrado Open-Cry - Dinámica Descendente	Directo - Sobre cerrado	Directo - Sobre cerrado
Estructura de la Oferta	Único Ítem Uni - atributo	Múltiples Ítems Uni- atributo	Único Ítem Uni - atributo	Múltiples Ítems Multi-atributo	Único Ítem Multi-atributo	Único Ítem Multi-atributo

²⁶ IRENA. Renewable Energy Auctions: Cases from Sub-Saharan Africa. 2018

²⁷ IRENA. Renewable Energy Auctions: Analysing 2016. 2017



Elementos de la Subasta	Características del País					
	Perú	Chile	Brasil	México	Sudáfrica	Argentina
	Oferta solo de precio	Oferta solo de precio	Precio y disponibilidad de conexión	Oferta de Precio y disponibilidad de conexión	Oferta de Precio y Cumplimiento de atributos	Oferta de Precio y Cumplimiento de atributos
Estructura de precios	Primer Precio – Pay as bid	Primer Precio – Pay as bid	Primer Precio – Pay as bid	Primer Precio – Pay as bid Segundo Precio – Pay as Cleared	Primer Precio – Pay as bid	Primer Precio – Pay as bid
Metodología de asignación	Single Sourcing – Compra Estatal	Multiple Sourcing	Single Sourcing – Compra Estatal	Multiple Sourcing	Single Sourcing – Compra Estatal	Single Sourcing – Compra Estatal
Producto	Energía Media Anual	Energía en Bloques Horarios	Disponibilidad d Energía Media Anual	Energía Media Anual CELs Capacidad	Energía Media Anual	Energía por tecnología
Plazo	20 años	15 años 20 años	20 años	15 años	20 años	15 años 20 años
Precio Techo	Aplica	Aplica	Aplica por tecnología	Beneficio económico del sistema	Aplica por tecnología	Aplica por tecnología
Moneda de la Transacción	USD	USD	Reales	Pesos Mexicanos	Rand Sudafricano	USD
Tipo de tecnologías	Eólica, Solar, Biomasa y Pequeña Hidroeléctrica	Todas	Todas o Renovables Especificas	Todas	Renovables	Renovables



Elementos de la Subasta	Características del País					
	Perú	Chile	Brasil	México	Sudáfrica	Argentina
Tipo de Planta	Nuevas	Nuevas y Existentes	Nuevas	Nuevas	Nuevas	Nuevas
Participación de la Demanda	Obligatoria	Obligatoria	Obligatoria	Obligatoria	Obligatoria	Obligatoria
Frecuencia de la subasta	Anual	Anual	Semestral	Anual	Anual	Semestral

1.5.3 Selección del mecanismo más apropiado al escenario local.

Cada tipo de subasta presenta ventajas y retos en su implementación, y es necesario reconocer que no existe un sistema ideal *one-size-fits-all*. De acuerdo con las condiciones económicas, sociales y políticas de cada país, un mecanismo dado producirá resultados diferentes²⁸. El reto está en adoptar un diseño que se adapte a las necesidades locales, refleje los objetivos de política a alcanzar y garantice una tarifa competitiva para los usuarios.

A continuación se detalla la estructura del mecanismo escogido para realizar la segunda subasta de acuerdo a los objetivos y lineamientos establecidos en el Decreto 0570 de 2018:

- **Estructura de mercado: Subasta de dos puntas.** La participación simultánea de generadores y comercializadores, permite revelar la disposición a pagar de la demanda por proyectos entrantes, garantizando una valoración verdadera y transparente de los atributos de la energía subastada. Por su parte los generadores se enfrentan a un ambiente de mercado que les obliga a ofertar precios competitivos para obtener una porción de la demanda.
- **Estructura de retroalimentación de Información: Directo de sobre cerrado.** Los procesos de sobre cerrado son claros y previenen la obtención de información privilegiada por parte de los participantes. Previene además la colusión tácita o explícita dificultando el intercambio de información²⁹. El mecanismo es adicionalmente simple y transparente.
- **Estructura de la Oferta: Múltiples - Ítems, Uni-atributo.**
- **Estructura de precios: Primer Precio - Pay as bid.** Esta estructura de precios es la más utilizada en subastas alrededor del mundo. Pay as bid tiene varias ventajas en mercados poco competitivos (con

²⁸ Shoham, Yoav. (2000) op. cit.

²⁹ IRENA (2015) op. cit.



comportamiento oligopólico) y con alto poder de mercado como el Mercado Eléctrico Mayorista Colombiano³⁰. Pay as bid, permite reflejar el hecho de que el producto no es homogéneo, diferentes tecnologías se encuentran en un estado de madurez de mercado diferente y ofrecen por lo tanto distintas eficiencias a la demanda. Esta estructura permite además maximizar la liquidez del mecanismo, aumentando la contratación de acuerdo con las disposiciones a pagar de los compradores.

- **Metodología de asignación: Multiple sourcing.** Existen diversas metodologías de asignación en subastas de dos puntas de acuerdo con el objetivo del subastador. La maximización del excedente económico de la sociedad, la maximización de la liquidez (i.e. transacciones) del mercado³¹, entre otras.
- **Tope Máximo o precio Techo: Aplica - Oculto.** La adopción de un tope máximo tiene el objetivo de prevenir precios excesivamente altos que pueden ser manifestaciones de colusión³². La determinación de un tope máximo debe procurar no limitar la competencia a participantes grandes, protegiendo al mismo tiempo al usuario final de precios anticompetitivos. La revelación del valor del precio techo tiene una alta influencia en la competencia de los participantes, en general un mercado altamente competitivo se beneficia de la revelación del tope máximo, sin embargo, mercados con comportamientos oligopólicos³³ como el Colombiano necesitan un tope máximo oculto. El tope máximo en este mecanismo, aplica para todas las *ofertas de venta*.

1.6 Esquema de garantías en mecanismos competitivos en el sector eléctrico: Experiencia nacional e internacional

En el contexto nacional, el MEM está familiarizado con esquemas de garantías que operan en tres mecanismos: las subastas del Cargo por confiabilidad, las convocatorias del STN y las transacciones en el mercado spot. A continuación se ilustran los diferentes tipos de garantías que se requieren según las características propias de los productos a ser asignados/transados en cada mecanismo.

1.6.1 Garantías para la subastas del cargo por confiabilidad

Las garantías tienen el propósito de cubrir el incumplimiento ante la falta de entrada en operación de la unidad de generación, dentro del plazo manifestado o la falta de suministro o transporte del combustible asociado a la tecnología de generación.

Estas garantías son bancarias con el fin de que el ASIC las haga efectivas inmediatamente por la declaración de incumplimiento, cubriendo todas las obligaciones a cargo del adjudicatario de la OEF y el beneficiario (ASIC).

El esquema exige garantías que aseguren:

- i. Amparar la participación en las subastas o en el mecanismo de asignación que haga sus veces.
- ii. Amparar la construcción y puesta en operación de plantas y/o unidades de generación.
- iii. Amparar la disponibilidad de contratos de combustible durante el período de planeación.
- iv. Amparar la energía firme incremental referente a una declaración de energía firme superior a la ENFICC base, para el caso de plantas hidráulicas.

³⁰ OFGEM. The New Electricity Trading Arrangements. Ofgem/DTI Conclusions Document.1999

³¹ Zhao D., et al. (2010) op .cit.

³² IRENA (2015) op. cit.

³³ Superintendencia de Industria y Comercio, Radicado No. 12-182715 del 25 de septiembre de 2012.



- v. Amparar la continuidad de contratos de combustible cuando su duración es inferior al período de vigencia de la obligación.
- vi. Amparar el incremento futuro de ENFICC debido a la mejora en el índice IHF de una planta o unidad de generación.

El periodo de vigencia de las garantías para el cumplimiento de las obligaciones asociadas al Cargo por Confiabilidad, es de mínimo doce (12) meses.

Los instrumentos admisibles para garantías nacionales son:

1. **Garantía Bancaria:** Instrumento mediante el cual una institución financiera debidamente autorizada por la Superintendencia Financiera, garantiza de forma incondicional e irrevocable, el pago de las obligaciones indicadas. La garantía es pagadera a la vista y contra el primer requerimiento escrito.
2. **Aval Bancario:** Instrumento mediante el cual una institución financiera debidamente autorizada por la Superintendencia Financiera, interviene como avalista respecto de un título valor, para garantizar el pago de las obligaciones indicadas.
3. **Carta de Crédito Stand By:** Crédito documental e irrevocable, mediante el cual una institución financiera debidamente autorizada por la Superintendencia Financiera, se compromete directamente o por intermedio de un banco corresponsal, al pago de las obligaciones indicadas en el presente Reglamento, contra la previa presentación de la Carta de Crédito Stand By. Este es el instrumento admisible para garantías internacionales

1.6.2 Garantías para las convocatorias del Sistema de Transmisión Nacional

El esquema de las convocatorias del STN exige la presentación de ciertas garantías líquidas tanto al momento de presentación en la convocatoria como al momento de ser seleccionado.

Para la presentación de la oferta se requiere adjuntar una Garantía de seriedad de la oferta. Al momento de ser seleccionado deberá presentar una Garantía de cumplimiento de obra.

Las garantías o pólizas requeridas deben cumplir con los siguientes criterios:

- Que sean otorgadas de manera incondicional e irrevocable a favor del ASIC, o quien realice sus funciones.
- Que otorguen al ASIC, la preferencia para obtener de manera inmediata, incondicional, a primer requerimiento el pago de la obligación garantizada.
- Que sean líquidas y fácilmente realizables en el momento en que deban hacerse efectivas.
- Que la entidad otorgante cuente con una calificación de riesgo crediticio de la deuda de largo plazo o de fortaleza patrimonial de al menos un grado de inversión por parte de una Agencia Calificadora de Riesgos, vigilada por la Superintendencia Financiera de Colombia.
- Que la entidad otorgante, renuncie a requerimientos judiciales, extrajudiciales o de cualquier otro tipo, para el pago de la obligación garantizada.
- Que tengan un valor calculado en moneda nacional y sean exigibles de acuerdo con la ley Colombiana.
- Que el valor pagado por la entidad otorgante sea igual al valor total de la cobertura, es decir, el valor pagado debe ser neto, libre de cualquier tipo de deducción o retención por parte de la entidad otorgante.



La garantía que debe constituir el usuario solicitante de la conexión, se otorga por un monto igual al 40% del costo del proyecto de expansión, calculado con el valor de las Unidades Constructivas que lo conforman o de las que le sean asimilables.

Las garantías se hacen efectivas por las siguientes causales:

- 1) El vencimiento de la fecha prevista para la puesta en operación del proyecto, sin que se haya producido la puesta en operación del mismo, salvo que antes de esta fecha el Transmisor: i) haya prorrogado la vigencia de la garantía, ii) haya informado al ASIC una nueva fecha de entrada en operación del proyecto de transmisión por circunstancias distintas a atrasos por fuerza mayor, por alteración del orden público acreditada, o por demoras en la expedición de la licencia ambiental, originadas en hechos fuera del control del Proponente Seleccionado y de su debida diligencia, y iii) se haya comprometido a pagar incondicionalmente la facturación que emita el ASIC.
- 2) Para lo previsto en este literal, la fecha de puesta en operación del proyecto de transmisión se podrá prorrogar solamente por una vez y no se desplazará en el tiempo el flujo de Ingresos aprobado por la CREG. Vencida la nueva fecha sin que se haya producido la puesta en operación se ejecutará la garantía.
- 3) Incumplimiento grave e insalvable de requisitos técnicos del proyecto.
- 4) Abandonar o retirarse de la ejecución del proyecto.
- 5) No actualizar la garantía, el valor de la cobertura o no prorrogar su vigencia, en los términos establecidos en esta Resolución.

Las garantías se deben mantener vigentes desde la fecha de su presentación hasta la fecha de entrada en operación del proyecto de transmisión más doce (12) meses, para el caso de conexión de nuevas cargas; y hasta dos (2) meses después de la fecha informada por el generador para la entrada en operación comercial del total de la generación a la que se le asignó la capacidad de transporte, para el caso de los generadores.

Se entiende que se cumple con la obligación de mantener vigente la garantía, cuando ésta se presente por la totalidad de la vigencia indicada en este numeral o con una vigencia inicial de un (1) año y se prorrogue conforme al requerimiento de vigencia establecido, por períodos mayores o iguales a un año, con al menos quince (15) días hábiles de anterioridad a la fecha de vencimiento de la garantía vigente.

1.6.3 Garantías en el Mercado de Energía Mayorista

Las garantías tienen como finalidad asegurar el cumplimiento de las obligaciones que surjan a cargo de generadores y comercializadores en el Mercado Mayorista, correspondientes a las transacciones en la bolsa de energía, por un monto no inferior al valor esperado de las compras del generador o comercializador en esta bolsa. Para el efecto todos los agentes registrados en el SIC y que sean potenciales compradores en la bolsa de energía deberán cubrir sus eventuales obligaciones derivadas de operaciones en la bolsa mensualmente, por cualquiera de los siguientes medios:

- a) Constitución de una fiducia de garantía, a la cual se aporten activos realizables que permitan al Fiduciario, en un plazo razonablemente corto, liquidarlos en caso de incumplimiento y destinar su producto a la satisfacción de las obligaciones garantizadas.
- b) Constitución de una fiducia de administración y pagos, mediante la cual el generador o comercializador pignore todo o parte de los ingresos derivados de sus ventas a terceros, de manera que la totalidad o un porcentaje de ellos, pase forzosamente por las manos de la administración fiduciaria.



- c) Garantía de primera demanda como aval bancario, una carta de crédito stand by o una póliza de compañía de seguros.
- d) Realizar el pago anticipado a la bolsa de energía del monto esperado.
- e) Crear un fondo de sustentación con la participación de un número de agentes conformado por los aportes iniciales hechos por todos y por las cuotas periódicas que los mismos paguen, en función de su participación en el mercado, en los términos del SIC.
- f) Constituir otro tipo de garantías, como el depósito en garantía de títulos valores u otros documentos de inversión previamente calificados por el Administrador del SIC y depositados para tal efecto, en manos de éste o de una entidad financiera designada para tal efecto con funciones de custodia.

1.6.4 Experiencia internacional de garantías para mecanismos de subastas de energía eléctrica

La experiencia internacional referente a Garantías o pólizas en proyectos con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable, presenta los siguientes tipos de garantía: 1) garantías o pólizas de oferta; 2) garantías o pólizas por retraso o sub-construcción; y 3) garantías o pólizas de desempeño. A continuación se presentan las características de estas, y el riesgo que su busca reducir en la incorporación de las mismas en el desarrollo proyectos³⁴.

El riesgo de no solicitar garantías o pólizas de oferta, es que permite que especuladores participen en el proceso competitivo y puedan ser adjudicatarios de proyectos. Al exigir garantías se crea mayor certeza de que los contratos serán firmados.

La desventaja de pedir estas garantías es que se requiere mayores esfuerzos de tramitación y revisión por parte del administrador de la subasta. Por parte del oferente, impone requisitos financieros que podrían ser significativos para pequeños proyectos o nuevos agentes.

Las garantías o pólizas por retraso o sub-construcción, buscan garantizar que la construcción de las plantas se realice de acuerdo a lo contratado, evitando retrasos en la fecha de puesta de operación.

Las garantías o pólizas de desempeño, se establecen con el objetivo de permitir agregación temporal de entrega de la energía debido a la variabilidad de las fuentes y estabilización de la planta, y evitar desviaciones significativas en la entrega de energía. POWER AUCTIONS LLC, sugiere que se puede integrar las garantías o pólizas por retraso o sub-construcción con las de desempeño, incluyendo bandas sobre las cuales se mantenga las condiciones de la oferta sin ser penalizado³⁵.

A continuación se presentan la experiencia internacional referente a las distintas pólizas o penalidades en proyectos con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable.

³⁴ Power Auctions. Study Of Competitive Mechanisms To Procure Electricity Contracts In The Colombian Power System- Phase 2 Report.

³⁵ Ibid

**Tabla 1.** Experiencias internacionales de garantías en proyectos de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable.

	CALIFORNIA	BRASIL	ALEMANIA	PERÚ
Garantía/Póliza de oferta	No requiere	Requiere. Se valora de acuerdo al costo estimado del proyecto	Requiere. Se valora de acuerdo a la capacidad del proyecto.	Requiere. Se valora de acuerdo a la capacidad del proyecto.
Garantía o Póliza por retraso o sub-construcción	No especifica	Requiere. Se valora de acuerdo al costo estimado del proyecto. (no se han aplicado estas penalidades debido a que las mismas no tiene origen en el desarrollador del proyecto, y están más relacionadas a expansiones de red u obtención de licencias ambientales)	Requiere. Se valora de acuerdo a la capacidad del proyecto, y estado de licencias requeridas de construcción.	Requiere. Se valora de acuerdo a la capacidad del proyecto. Adicional debe presentar periódicamente informe sobre avance del proyecto.
Garantía o Póliza de desempeño	Requiere. Se estima para: 1) Sub/producción 2) Garantizar la coherencia con el perfil de generación 3) Responsabilidad civil contra pérdidas de servicios	Requiere. Se estima para sobre/sub producción. Se establecen bandas. Varía dependiendo de la tecnología y el tipo de subasta. Tienen en consideración periodos de estabilización de planta.	No especifica	No especifica

Fuente: Auction Design: Sellers' Liabilities. International Renewable Energy Agency (IRENA). 2015.

1.7 Pre-calificación de los proyectos participantes

En esta sección se presentan los requisitos típicos para evaluar empresas interesadas en ofrecer productos, en relación con aspectos legales, financieros y técnicos.

La evaluación de los antecedentes legales, consiste en determinar la situación jurídica de los proponentes, así como también si han sido sancionados o inhabilitados por alguna autoridad, con motivo del incumplimiento de sus obligaciones contractuales.



La capacidad financiera, hace referencia a los antecedentes financieros del proponente con el objeto de demostrar una situación contable y financiera, para los cuales se le exigirá a cada proponente que presenten sus estados financieros debidamente auditados por una firma de auditores de reconocido prestigio, que le permita cumplir con las obligaciones que asumirá con la entidad contratante oportunamente.

La capacidad técnica, hace referencia a los antecedentes que acrediten las especialidades y experiencias de los proponentes para el acto de selección de contratista de que se trate. Cada proponente deberá acompañar todos los antecedentes necesarios para acreditar la capacidad técnica que le permita cumplir con el objeto del contrato.

En la Ilustración 1, se presenta una serie de requisitos a solicitarse en esta etapa luego de la propuesta de la Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional – USAID al Ministerio de Minas y Energía, en el marco de un acuerdo de cooperación de esta entidad con el Gobierno Nacional.

Ilustración 1. Requisitos legales, financieros y técnicos de precalificación.

TÉCNICA	LEGAL	FINANCIERA
<ul style="list-style-type: none"> • Certificar inscripción en el registro de proyectos de generación, mínimo en la fase 2. • Certificar concepto de conexión. • Presentar fecha de entrada en operación comercial del proyecto, y curva S con hitos de construcción. • Presentación de información técnica del proyecto. 	<ul style="list-style-type: none"> • Estar constituido en Colombia • Certificación de propiedad ó autorización del propietario. • Oferta vinculante e irrevocable. • Promesa de sociedad futura como empresa de Servicios Públicos Domiciliarios (ESP). • Información legal solicitada por la UPME. 	<ul style="list-style-type: none"> • Garantía de seriedad de la oferta del proyecto de generación. • Capital contable que exceda el requisito de garantías de seriedad de las ofertas. • Información financiera que solicite la UPME.

Fuente: USAID. Elaboración propia

1.8 Análisis de impacto normativo de la propuesta

Uno de los objetivos de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos - OCDE, es ayudar a los gobiernos a mejorar la calidad regulatoria; es decir a desarrollar la regulación para impulsar la competencia, la innovación y el crecimiento económico, y en esa medida, mejorar la calidad regulatoria para contribuir a la obtención de los objetivos sociales de los estados.

Para lograr dicho objetivo, se hace necesario acudir al Análisis de Impacto Normativo - AIN, en el proceso de toma de decisiones en Colombia, como herramienta dirigida a fortalecer la confianza, efectividad y transparencia de la normatividad, garantizando la publicidad de las mismas, y permitiendo la participación efectiva de los ciudadanos y grupos de interés, con el fin de establecer los posibles impactos económicos, fiscales, ambientales y sociales.

AIN como herramienta de Mejora Normativa





En Colombia, dentro del Documento CONPES 3816 de 2014, se establece el análisis de impacto normativo AIN, como una de las Herramientas para la política de Mejora Normativa y la define de la siguiente manera:

El AIN (o RIA por sus siglas en inglés) es un instrumento que aplica la administración pública luego de la intención de intervenir mediante una norma. Esta herramienta examina y cuantifica los beneficios, costos y efectos que probablemente una nueva norma o un cambio en ésta pueda generar (OCDE, 2011, pág. 23). Esta herramienta incluye la Evaluación de alternativas normativas que implica el análisis de la posibilidad de implementar otros instrumentos que permitan solucionar la problemática que enfrenta el regulador. Algunas de éstas alternativas son: co – regulación, la cuasi – regulación, y la auto – regulación, entre otras.

Adicionalmente, el uso de esta herramienta tiene como fin facilitar la toma de decisiones con base en evidencia, incorporando el análisis de alternativas de intervención y sus impactos para así mejorar los procesos de consulta, la divulgación y acceso a la información relacionada con el proceso de emisión normativa.

En consecuencia y teniendo en cuenta los estándares de los países OCDE, los reguladores deben aplicar procedimientos para realizar consulta pública y dar aplicación al AIN.

Así mismo el numeral 8 del artículo 8 de la Ley 1437 de 2011, dispone el deber de las autoridades de informar al público de proyectos específicos de regulación y la información en que se fundamenten, con el objeto de recibir opiniones, sugerencias o propuestas alternativas, en virtud del principio de participación que rigen las actuaciones administrativas de que trata numeral 6 del citado artículo 3 ibídem.

El Departamento Nacional de Planeación (DNP), en el año 2015, presentó la Guía Metodológica de Análisis de Impacto Normativo, diseñada para ayudar a la elaboración de un AIN, usando buenas prácticas internacionales y la experiencia acumulada por la OCDE, teniendo en cuenta que la intervención regulatoria tiene impactos en la sociedad y en la economía de un país.

A continuación se abordan las etapas básicas de esta herramienta que se establecieron en la referenciada guía y que fueron aplicadas a lo largo del presente estudio.

1.8.1 Definición del problema

Del análisis presentado en las secciones 1.1 y 1.2, Mecanismos del Mercado de Energía Mayorista –MEM, se evidenció que actualmente es necesario un mecanismo de contratación a largo plazo, que forme un precio eficiente y que adicionalmente proporcione herramientas para cumplir los objetivos establecidos en el Decreto 0570 de 2018.

1.8.2 Definición de los objetivos

En esencia la implementación de dicho mecanismo de mercado que complementa los mecanismos existentes debe buscar que se logren los objetivos establecidos en el Decreto 0570 de 2018 que son:

- i. Fortalecer la resiliencia de la matriz de generación de energía eléctrica ante eventos de variabilidad y cambio climático a través de la diversificación del riesgo
- ii. Promover la competencia y aumentar la eficiencia en la formación de precios a través de la contratación de largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica nuevos y/o existentes



- iii. Mitigar los efectos de la variabilidad y cambio climático a través del aprovechamiento del potencial y la complementariedad de los recursos energéticos renovables disponibles, que permitan gestionar el riesgo de atención de la demanda futura de energía eléctrica;
- iv. Fomentar el desarrollo económico sostenible y fortalecer la seguridad energética regional
- v. Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del sector de generación eléctrica de acuerdo con los compromisos adquiridos por Colombia en la Cumbre Mundial de Cambio Climático en París (COP21).

1.8.3 Selección de opciones y/o alternativas

En esta etapa, dentro de la sección 1.3, se analiza cómo las FNCER representadas en proyectos participantes de la subasta CLPE No. 1 hubieran impactado positivamente, de haber salido adjudicados, la matriz energética del país, en pro del cumplimiento de los objetivos del Decreto 0570 de 2018.

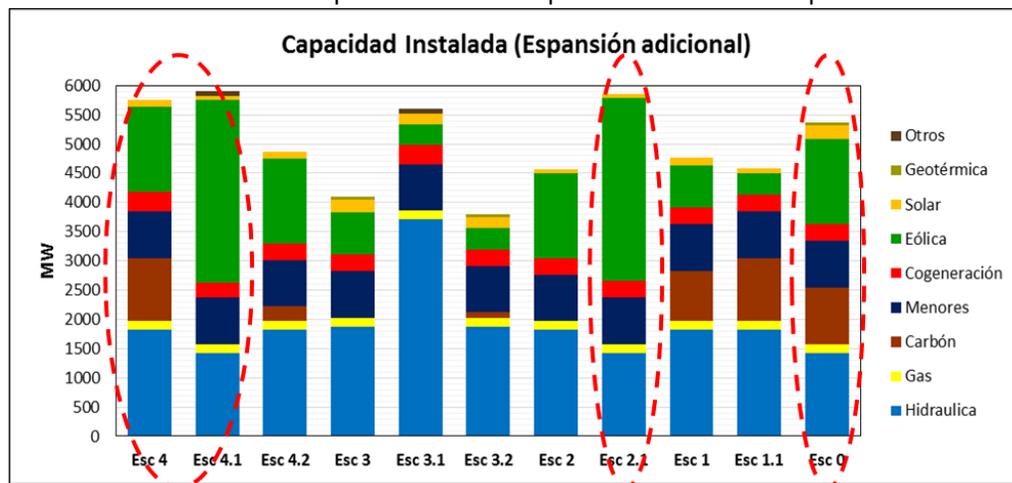
Igualmente, en la sección 1.5 se realizó un análisis de comparación de las diferentes alternativas de diseño del mecanismo de mercado del que trata el Decreto 0570 de 2018.

1.8.4 Preparación del análisis de impacto

Los impactos de este mecanismo han sido y seguirán siendo evaluados por la Unidad de Planeación Minero Energética UPME, mediante los Planes de Expansión de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica, de conformidad con las competencias que le han sido asignadas.

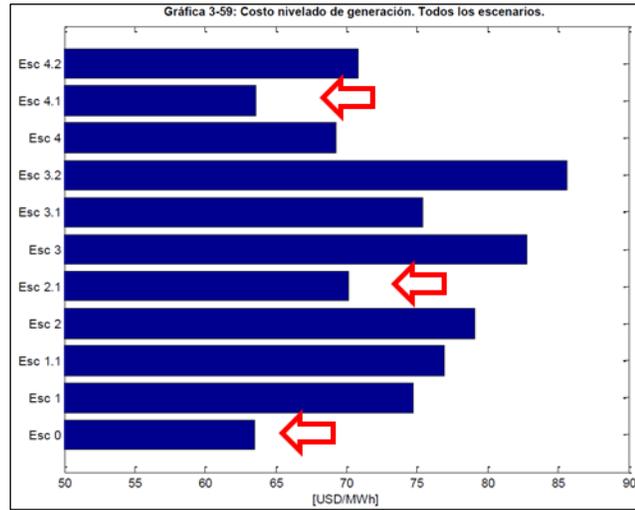
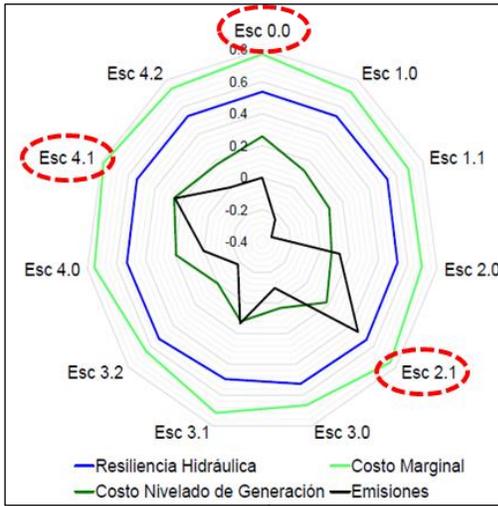
Así, las ilustraciones 5 y 6 muestran que los escenarios de expansión que tienen mayor participación de fuentes no convencionales de energía renovable, presentan los mejores indicadores en términos de costos, emisiones y confiabilidad.

Ilustración 5. Capacidad instalada para escenarios de expansión



Fuente: UPME.

Ilustración 6. Indicadores de desempeño de los escenarios de expansión.



Fuente: UPME.

1.8.5 Elaboración de la conclusión

Como resultado del análisis de los distintos mecanismos competitivos de asignación existentes, tales como rondas de negociación, asignación administrativa, sistema de *Swiss Challenge*, se optó por elegir la subasta de dos puntas debido a las características que presenta y que permitirían resolver el problema y alcanzar los objetivos planteados. Los argumentos se pueden observar en la sección 1.5.

De acuerdo con todo lo anterior, se hace necesario definir e implementar un mecanismo complementario y competitivo en el Mercado de Energía Mayorista, que viabilice la entrada en operación de proyectos de generación de energía eléctrica con fuentes no convencionales de energía renovable.

1.8.6 Diseño de la implementación y monitoreo

En este punto, la Ley 143 de 1994 en su literal g), atribuyó a la Unidad de Planeación Minero-Energética UPME, la función de establecer y operar los mecanismos y procedimientos que permitan evaluar la oferta y demanda en energía, por lo tanto la implementación y el monitoreo estará a su cargo.

1.8.7 Consulta

De conformidad con lo señalado en el numeral 8 del artículo 8 de la Ley 1437 de 2011, en concordancia con lo previsto en el artículo 2.1.2.1.14 del Decreto 1609 de 2015, se abordará esta etapa con el fin de recolectar información, estructurar posibles soluciones y mitigar problemas futuros de implementación, para esto es indispensable la participación de grupos potencialmente afectados.

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN

El proyecto de resolución en mención aplica a los agentes del Mercado Mayorista de Energía.



3. VIABILIDAD JURÍDICA

3.1 Análisis expreso y detallado de las normas que otorgan la competencia para la expedición del correspondiente acto

La resolución se expide con base en las facultades que se encuentran contenidas en el artículo 2 de la Ley 143 de 1994, los numerales 3, 4 y 5 del artículo 2 del Decreto 381 de 2012, y el Decreto 570 de 2018, que adiciona el Decreto 1073 de 2015.

3.2 La vigencia de la ley o norma reglamentada o desarrollada

Las normas arriba relacionadas se encuentran vigentes desde su publicación y son de carácter permanente en el tiempo, por lo que su vigencia y efectos no están sujetos a un plazo.

3.3 Disposiciones derogadas, subrogadas, modificadas, adicionadas o sustituidas, si alguno de estos efectos se produce con la expedición del respectivo acto

La reglamentación planteada deroga las resoluciones 40791 de 2018 y 41307 de 2018.

3.4 Revisión y análisis de las decisiones judiciales de los órganos de cierre de cada jurisdicción que pudieran tener impacto o ser relevantes para la expedición del acto

De acuerdo con la información suministrada y avalada por el Coordinador del Grupo de Defensa Judicial de la Oficina Asesora Jurídica, una vez analizadas las bases de datos de procesos con las que cuenta dicha dependencia, no se evidenciaron sentencias judiciales expedidas con relación a la expedición de la presente resolución.

4. IMPACTO ECONÓMICO

Lo dispuesto en la presente Resolución no impacta directamente los recursos de la Nación; por el contrario, en la medida en que estos agentes construyan estos proyectos, aumenta la oferta de energía generada disponible en el Sistema Interconectado Nacional – SIN, en aplicación de lo dispuesto por el artículo 85 de la Ley 143 de 1994 que señala:

“Las decisiones de inversión en generación, interconexión, transmisión y distribución de energía eléctrica, constituyen responsabilidad de aquellos que las acometan, quienes asumen en su integridad los riesgos inherentes a la ejecución y explotación de los proyectos”

5. DISPONIBILIDAD PRESUPUESTAL

No aplica



6. IMPACTO MEDIO AMBIENTAL O SOBRE EL PATRIMONIO CULTURAL

Por medio de este proyecto de resolución se promueve la contratación a largo plazo lo que tendrá un impacto positivo en el medio ambiente al incentivar la incorporación de fuentes de generación de energía que contribuyan a:

- Fortalecer la resiliencia de la matriz de generación de energía eléctrica ante eventos de variabilidad y cambio climático a través de la diversificación del riesgo.
- Mitigar los efectos de la variabilidad y cambio climático a través del aprovechamiento del potencial y la complementariedad de los recursos energéticos renovables disponibles, que permitan gestionar el riesgo de atención de la demanda futura de energía eléctrica
- Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del sector de generación eléctrica de acuerdo con los compromisos adquiridos por Colombia en la Cumbre Mundial de Cambio Climático en París (COP21).

7. CONSULTA

Aún cuando se considera que el proyecto de resolución no debe surtir el trámite dispuesto en el artículo 7 de la Ley 1340 de 2009, por no tener un impacto restrictivo o limitativo de la competencia, pues por el contrario contribuye a estimular y proteger la competencia, será en todo caso enviado a la Superintendencia de Industria y Comercio, con el fin de que se adelante el análisis referente a la abogacía de la competencia, y que dicha autoridad tenga la oportunidad de pronunciarse al respecto.

8. PUBLICIDAD

En cumplimiento a lo señalado en el numeral 8 del artículo 8 de la Ley 1437 de 2011, en concordancia con lo previsto en el artículo 2.1.2.1.14 del Decreto 1609 de 2015, el presente proyecto de decreto se publicó para comentarios del público en la página web del Ministerio de Minas y Energía.

LUIS JULIAN ZULUAGA

Jefe de la Oficina de Asuntos
Regulatorios y Empresariales

LUCAS ARBOLEDA HENAO

Jefe de la Oficina Asesora Jurídica

Proyectó: Julia Gutiérrez – Juan Carlos Giraldo
Revisó y Aprobó: Julián Zuluaga, Lucas Arboleda