

Memorando

Bogotá, D.C.

PARA: Carlos Alfredo García Cruz

Grupo De Downstream

DE: Grupo de Relacionamento con el Ciudadano y Gestión de la Información

ASUNTO: Lineamientos de política pública para garantizar confiabilidad y estabilidad tarifaria del servicio de energía eléctrica

Cordial saludo,

Finalizado el término para recibir comentarios y/o sugerencias al proyecto de la referencia, de manera atenta, se remite la certificación de publicación en la que así mismo se incluye el informe de comentarios.

Agradecemos que una vez se tenga la matriz de comentarios resuelta, y el acto administrativo en firme, se envíe al correo aesanchez@minenergia.gov.co, para la correspondiente publicación en el espacio del foro.

Cordialmente,



Jenny Constanza Nova Martínez
Coordinadora
Grupo de Relacionamento con el Ciudadano y
Gestión de la Información

Documento firmado electrónicamente amparado en las disposiciones referidas por la Ley 527 de 1999.

Anexos: Certificación de publicación e informe de comentarios

Copia a:

Juan Carlos Bedoya Ceballos - (jcbedoy@minenergia.gov.co)
Nydia Cristina Cerinza Leal - (nccerinza@minenergia.gov.co)
Maria Eugenia Puentes Villamarin - (mepuentes@minenergia.gov.co)
Dania Xileth Gutiérrez Valderrama - (dxgutierrez@minenergia.gov.co)
Laura Catalina Giraldo González - (lcgiraldog@minenergia.gov.co)
Yolanda Patiño Chacón - (ypatino@minenergia.gov.co)
Nicolas Barreto Torres - (nbarreto@minenergia.gov.co)
Julián Flórez Quiroga - (jflorez@minenergia.gov.co)

Elaboró: Alfonso Enrique Sánchez Ocampo

Revisó: Jenny Constanza Nova Martínez

Aprobó: Jenny Constanza Nova Martínez



LA SUSCRITA COORDINADORA DEL GRUPO DE RELACIONAMIENTO CON EL
CIUDADANO Y GESTIÓN DE LA INFORMACIÓN DEL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

HACE CONSTAR

Que en cumplimiento a lo establecido en el numeral 1.1, numeral 7 del artículo 1 del Decreto 1273 de 2020, en la Agenda Regulatoria 2025 del Ministerio de Minas y Energía – Sector: Asuntos Regulatorios y Empresariales fila 13, aparece incluido el proyecto normativo “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”.

Que el Ministerio de Minas y Energía, publicó el referido Proyecto normativo para consulta de la ciudadanía, grupos de interés, con la finalidad de recibir opiniones, sugerencias y propuestas alternativas, desde el veintiocho (28) de abril hasta el trece (13) de mayo de 2025, en el portal web, sección de Atención al Ciudadano/Foros en Consulta Ciudadana en el siguiente vínculo:

[Lineamientos de política pública para garantizar confiabilidad y estabilidad tarifaria del servicio de energía eléctrica](#)

Que los interesados también pudieron acceder al documento desde la sección de Transparencia y Acceso a la Información Pública del portal web del Ministerio.

Que, para facilitar la participación de los interesados, se informó sobre la disponibilidad de este documento en discusión y los canales de comunicación a donde enviar sus observaciones, mediante los siguientes medios: Home/otras noticias

Que durante el tiempo dispuesto el documento en consulta ciudadana se recibió comentarios de treinta y uno (31) partes interesadas, a través de los canales dispuestos: Correo electrónico pciudadana@minenergia.gov.co y sección comentarios

Dada en Bogotá, D. C., el diecinueve (19) de mayo de 2025.

Jenny Constanza Nova Martínez

Anexo: Ciento ochenta y cinco (185) folios - Informe de comentarios Grupo de Relacionamento con el Ciudadano y Gestión de la Información

Proyectó: Alfonso Enrique Sánchez Ocampo
Revisó y Aprobó: Jenny Constanza Nova Martínez

Acceso: Reservado (), Público (x), Clasificada ().

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180



GRUPO DE RELACIONAMIENTO CON EL CIUDADANO Y GESTIÓN DE LA INFORMACIÓN

Informe documento en discusión

“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”.

Fecha inicial recepción de comentarios: 28 de abril de 2025

Fecha fin para recibir comentarios: 13. de mayo de 2025

Solicitantes: Daniel Augusto Jorge El Saieh Sanchez
Oficina Asesora de Jurídica

Carlos Alfredo García Cruz
Juan Carlos Bedoya Ceballos
Julián Flórez Quiroga
Nydia Cristina Cerinza Leal
Nicolas Barreto Torres
María Eugenia Puentes Villamarin
Dania Xileth Gutiérrez Valderrama
Laura Catalina Giraldo González
Yolanda Patiño Chacón

Medios de divulgación:

Portal Web www.minenergia.gov.co en:

- Módulo de Foros: MinMinas/
- Atención al Ciudadano/Proyectos de Actos Administrativos en Consulta Ciudadana
- Aviso en Home

Medios de recepción comentarios: correo pciudadana@minenergia.gov.co y Sección comentarios

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180



PUBLICACIÓN

Se publicó la noticia, enlace directo al foro donde se presentó el documento en discusión, tal cual se evidencia en el siguiente enlace e imágenes.

[Lineamientos de política pública para garantizar confiabilidad y estabilidad tarifaria del servicio de energía eléctrica](#)

The screenshot shows the MinEnergía website interface. At the top, there is a navigation bar with links: Inicio, Ministerio, Misional, Transparencia, Servicio al Ciudadano, Participa, Repositorio Normativo, and Sala de Prensa. Below the navigation bar, the breadcrumb trail reads: Minenergía | Servicio al Ciudadano | Foros | Lineamientos de política pública para garantizar confiabilidad y estabilidad tarifaria del servicio de energía eléctrica. The main heading is 'Lineamientos de política pública para garantizar confiabilidad y estabilidad tarifaria del servicio de energía eléctrica'. Below the heading, it states: 'Minenergía, Bogotá. Sector: Regulatorio. Fecha Inicio: 28 de Abril de 2025. Fecha Fin: 13 de Mayo de 2025'. The text describes the project's purpose and provides a link to the 'formulario para recepción de comentarios'. A document icon is shown next to the 'Proyecto de Decreto' section, which includes a link to the 'Memoria Justificativa'.

Ilustración 1 Divulgación: publicación en el espacio foros/ Portal Web MinEnergía

The screenshot shows the MinEnergía website interface. The main heading is 'Lineamientos de política pública para garantizar confiabilidad y estabilidad tarifaria del servicio de energía eléctrica...'. Below the heading, it states: 'En cumplimiento de lo señalado en el numeral 8 del artículo 8 de la Ley 1437 de 2011, en concordancia con lo previsto en el inciso 2 del artículo 2.1.2.1.14 del Decreto 1081 de 2015, sustituido por el artículo 1 del...'. Below this, it states: 'Sector: Regulatorio. Fecha Inicio: 28 de Abril de 2025. Fecha Fin: 13 de Mayo de 2025'. At the bottom, there is a large yellow button labeled 'Ver Foro'.

Ilustración 2 Divulgación: publicación aviso en home/ Portal Web MinEnergía

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180



COMENTARIOS RECIBIDOS DE LA CIUDADANÍA

Durante el tiempo dispuesto para recepción de comentarios el Acto legislativo “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”, se recibió comentarios de treinta y uno (31) partes interesadas a través de los canales dispuestos para tal fin:

- Correo electrónico: pciudadana@minenergia.gov.co
- Sección comentarios

“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”.

Comentario 1

De: MAURICIO CORDOBA

Enviado: sábado, 3 de mayo de 2025 17:42

Asunto: Observaciones al Proyecto de Decreto: Lineamientos de política pública para garantizar confiabilidad y estabilidad tarifaria del servicio de energía eléctrica

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS		 Sistema Integrado de Gestión del Ministerio de Minas y Energía, SIGME	
		FP-F-01	
		7/03/2022	V-1
Sector:	Regulatorio		
Epígrafe:	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		
Fecha inicio:	28/04/2025		
Fecha fin:	13/05/2025		
Fecha Comentario:	03/05/2025		
Datos de contacto:	Correo electrónico:		
Nombre de la empresa o interesado:	ROBERTO MAURICIO CORDOBA FAJARDO		
No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	General	N/A	Toda medida, todo esfuerzo y toda decisión hacia una justicia tarifaria es bienvenida. Antes de presentar los comenta-

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

			rios positivos y en procura de enriquecer el proyecto de decreto, quiero presentar algunas consideraciones que estimo pertinentes. La estructura tarifaria vigente, remunera todas las actividades del ciclo de la energía eléctrica, incluidas actividades no complementarias y de tipo comercial. Esta estructura como esta diseñada, se afecta por: * los costos ** los efectos de la economía de escala *** la redistribución de ingresos por gestión de energía **** la transparencia en los procesos de intercambios comerciales entre agentes ***** efectos a futuro por la atomización de la generación de energía. LOS COSTOS - Capitulo sobre el cual se han generado diversos estudios, enfatizando especialmente en los costos de generación. Sin embargo, no se han realizado análisis sobre los costos de pérdidas reconocidas vía tarifa, las causas y el impacto de las restricciones, y la escasa participación tecnológica en la atención del mercado, entre otras. LOS EFECTOS DE LA ECONOMÍA DE ESCALA - Efecto que se materializa cuando un gran consumidor se moviliza hacia otro agente o implementa mecanismos alternativos de autogeneración de energía. Ejemplo, si distribuir las facturas cuesta \$100 por factura, al movilizarse grandes consumidores, se incrementará este costo. Esto sucede, en varias componentes de la estruc-
--	--	--	---

			tura tarifaria. LA REDISTRIBUCION DE INGRESOS POR GESTIÓN DE ENERGÍA – $G_{m,i,j} = \omega_{1,m-1,i} * Q_{c_{m-1,i}} * (Mc_{m-1} + \alpha_{i,j} * (P_{c_{m-1,i}} - Mc_{m-1}))$ Si factorizamos así la fracción de la compra de contratos de la resolución 101 002 DE 2022 es observable que las empresas que compran energía a menor valor que el precio promedio Mc, obtiene un mayor reconocimiento en la compra trasladado al usuario (1-alpha)
			Por otro lado, los auto generadores están disminuyendo los costos operativos de sus empresas, traduciendo en mayores ganancias, sin compensar o retribuir las afectaciones causadas al mercado regulado LA TRANSPARENCIA EN LOS PROCESOS DE INTERCAMBIOS COMERCIALES ENTRE AGENTES La Subasta de Energía para compra mediante el mecanismo de contratos bilaterales a largo plazo del MEM, cada día se parecen más a las de la ley 80. Los pliegos se preparan para beneficiar a un proponente en especial. Lo que incide negativamente en el precio. Promueve el acaparamiento, la especulación y la intermediación, que hace cada día más difícil lograr buenos precios. Desapareció la compra en base a la curva de demanda y los contratos pague lo demandado, reemplazados por liquidaciones en bloque, que conjuntamente con el modelo pague lo contratado, obliga a la compra y venta de energía en el mercado de la bolsa de energía.

			EFFECTOS A FUTURO POR LA ATOMIZACIÓN DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA La promoción indiscriminada hacia la autogeneración, es contraria a las políticas de la eficiencia energética. Amplía la brecha de desigualdad en los índices de pobreza multidimensional y energética. Si bien es necesario ampliar la cobertura en las ZNI, su modelo no es compatible con las zonas SIN. <i>Ojalá sean posibles espacios para debatir integralmente el problema tarifario donde sea posible presentar sugerencias de solución, a partir de la experiencia de las regiones afectadas por la inequidad tarifaria</i>
2	Mecanismos de comercialización autorizados para realizar compras de energía con destino a la demanda regulada.	Artículo 2.2.3.2.8.4. Mecanismos para garantizar la confiabilidad y la estabilidad tarifaria en el servicio de energía eléctrica y sus actividades complementarias. Página 4	Si bien el estudio consideró los mecanismos: Convocatorias públicas a las que hace referencia la Resolución CREG 130 de 2019 y Bolsa de energía del mercado mayorista. Estimo que es necesario ampliar el estudio a las Subastas administradas por el Ministerio de Minas y Energía que han aportado a menores costos en la compra de energía. De igual manera, resolver el interrogante del porqué no despegó el mecanismo DERIVEX propuesto por XM, como alternativa a la compra de energía en el mercado de bolsa.
2	Mecanismos de comercialización autorizados para realizar compras de energía con destino a la demanda regulada.	habilitar a los generadores para realizar convocatorias de venta de energía	Según la Ley 142 de 1994, puede ser también un comercializador. La ley permite que las empresas de servicios públicos o cualquier otro agente económico que se menciona en el artículo 15 de la ley puedan prestar múltiples actividades dentro del sector de la energía eléctrica, incluyendo ge-

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

			neración y comercialización. Por tanto, pueden participar Convocatorias públicas a las que hace referencia la Resolución CREG 130 de 2019.
2	Mecanismos de comercialización autorizados para realizar compras de energía con destino a la demanda regulada.	Artículo 2.2.3.2.8.4. Mecanismos para garantizar la confiabilidad y la estabilidad tarifaria en el servicio de energía eléctrica y sus actividades complementarias. Página 4	En el departamento del Putumayo, existen 3 mercados de energía, con 3 empresas comercializadoras, y se atiende parte del mercado de la Bota Caucana y sur de Caquetá. La compra de energía por la baja demanda, se ve sometida a ofertas residuales por parte de los oferentes. Ampliar un modelo de compra de energía mediante un mecanismo de mercados integrados, que permitan mejores precios en contratos bilaterales.
3	En el desarrollo de los mecanismos correspondientes, considerar el precio de escasez como referente a los precios trasladados al usuario	Artículo 2.2.3.2.8.4. Mecanismos para garantizar la confiabilidad y la estabilidad tarifaria en el servicio de energía eléctrica y sus actividades complementarias Pag 4	Surge un interrogante, cual es la función y aplicabilidad del precio de escasez. ¿Porque no se basan precios a similitud del precio promedio ponderado de contratos bilaterales Mc?
4	Costo de compra de energía a AGPE y GD por parte del comercializador	No Referido	Es importante para la estabilización tarifaria, considerar el costo de los Excedentes de energía entregados a la red por parte del auto generador se liquiden a valor del Mc y no como está regulado a precio de bolsa



Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

Comentario 2

De: Abdón Sánchez **GETED**

Enviado: jueves, 8 de mayo de 2025 21:07

Asunto: Comentario a Proyecto Decreto Por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS		 Sistema Integrado de Gestión del Ministerio de Minas y Energía, SIGME	
		FP-F-01	
		7/03/2022	V-1
Sector: Regulatorio			
Epígrafe:		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	
Fecha inicio: 28/04/2025		Fecha fin: 13/05/2025	
Fecha Comentario: 8/05/2025 0:00		Datos de contacto: Correo electrónico:	
Nombre de la empresa o interesado:		ABDÓN SÁNCHEZ CASTILLO	
No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Al menos el 95% de la generación horaria del portafolio hídrico de cada generado deberá ser vendido en contratos priorizando atender directamente la demanda de los usuarios.	numeral 1) Artículo 2.2.3.2.8.4:	Los generadores hidráulicos, quienes tendrán que vender su energía a precios fijos, predeterminados, incluso en tiempo de escasez de agua (fenómeno del niño), incrementando exponencialmente su riesgo, ya que en un momento dado, tendrían que comprar energía en bolsa, a precios elevados, para venderla a precios más bajos, y así cumplir sus contratos de largo plazo. El riesgo financiero para este tipo de generadores sería muy alto y por tanto se desincentivaría la inversión futura en nuevos proyectos hidráulicos, afectando la necesaria expansión necesaria del sistema de generación en

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

			nuestro país. Sin duda, este proyecto de decreto tendrá que ser modificado o complementado, para tener en cuenta la escasez de agua y por tanto la capacidad real de generación hidráulica en tiempos de fenómeno del niño, ya que si hay algo poco confiable y predecible es el clima y las lluvias en Colombia. Una buena recomendación, podría ser la creación de un fondo de estabilización de precios de energía, para tiempos de fenómenos del niño. Buscando que en épocas de abundancia de agua, como en fenómenos de la niña, se pueda ahorrar en este fondo, para que soporte los precios altos que, tendrían que pagar los generadores hidráulicos que se queden sin agua para generar y cubrir sus contratos de largo plazo.
--	--	--	---

Comentario 3

De: Guillermo Tolosa Guzmán **BOLSAMERCANTIL**

Enviado: viernes, 9 de mayo de 2025 17:44

Asunto: comentarios al proyecto de decreto “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 estabi

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS		 Sistema Integrado de Gestión del Ministerio de Minas y Energía, SIGME	
		FP-F-01 7/03/2022 V-1	
Sector: Regulatorio			
Epígrafe:		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	
Fecha inicio:		28/04/2025	

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

Fecha fin:		13/05/2025	
Fecha Comentario:			
Datos de contacto		Correo electrónico:	: Guillermo Tolosa_
Nombre de la empresa o interesado:		BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA	
No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
	Artículo 2.2.3.2.8.3. Finalidades	Consideramos que a través del MCE, mecanismo que ya está operativo y en proceso de aprobación regulatoria para el mercado regulado, también se abordan las finalidades manifestadas en el proyecto normativo, con las ventajas de asegurar una formación eficiente de precios, acceso en igualdad de condiciones para todos los participantes, transparencia y seguridad en las operaciones tal como se presenta a continuación:	
1	Artículo 2.2.3.2.8.3. Finalidades	Aumentar la eficiencia en los mecanismos de contratación y, en particular, en la formación de precios del mercado de contratos de energía regulado.	El MCE al cumplir todos los principios y condiciones de la resolución CREG 114 de 2018, asegura una formación eficiente de los precios de la energía,
2	Artículo 2.2.3.2.8.3. Finalidades	Promover la estabilidad tarifaria.	El MCE aporta a la estabilidad tarifaria al ser un mecanismo idóneo para la contratación de energía para todos los comercializadores del mercado regulado en igualdad de condiciones.
3	Artículo 2.2.3.2.8.3. Finalidades	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.	A través del MCE se promueve la incorporación de nueva capacidad, en especial renovable no convencional complementaria a la hidráulica, de manera costo eficiente, al ser un mecanismo plural y competitivo. En este sentido, los proyectos de nueva capacidad eficientes encuentran compradores dispuestos a

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

			pagar los precios que remuneran estos proyectos y los hacen financierables al poder transferirse dichos precios directamente a la tarifa del cliente final.
4	Artículo 2.2.3.2.8.3. Finalidades	Promover la contratación de largo plazo para atender la demanda regulada de electricidad, así como la eficiencia económica de las tarifas del servicio eléctrico.	El MCE, al ser un mecanismo plural, anónimo y estandarizado con concurrencia simultánea de oferta y demanda, revela el precio eficiente de cada una de las modalidades de contratación que se transen en él, incluyendo la modalidad pague lo contratado condicional.
5	Artículo 2.2.3.2.8.3. Finalidades	Fomentar el aprovechamiento integral y eficiente de los recursos de fuentes energéticas hídricas.	EL MCE, al ser un mecanismo plural, anónimo y estandarizado, que permite el diseño de productos específicos de oferta y demanda, facilita la comercialización de bloques de energía con las especificidades requeridas por las tecnologías renovables.
6	Artículo 2.2.3.2.8.3. Finalidades	Reducir la exposición a los precios de Bolsa de Energía de los comercializadores que atienden al mercado regulado.	Los comercializadores pueden alcanzar sus objetivos de cobertura a través del MCE, aprovechando la posibilidad del diseño de productos específicos para cada necesidad de contratación, someterlos a un proceso de abastecimiento oportuno, anónimo, plural y estandarizado en cualquier momento del año.
7	Artículo 2.2.3.2.8.3. Finalidades	Garantizar la accesibilidad a la energía eléctrica en condiciones eficientes, asequibles y justas.	El MCE garantiza la accesibilidad a la energía al ser un mecanismo anónimo, plural y estandarizado.
8	Artículo 2.2.3.2.8.3.	Mantener equilibrio en	En el MCE se puede transar

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

	Finalidades	las ventas de energía en el Mercado de Contratos entre los diferentes mercados.	energía para los mercados regulado y no regulado
9	Artículo 2.2.3.2.8.4. Mecanismos para garantizar la confiabilidad y la estabilidad tarifaria en el servicio de energía eléctrica y sus actividades complementarias.		Sugerimos revisar los lineamientos propuestos en este artículo de tal manera que se asegure una formación eficiente del precio, acceso a la energía en igualdad de condiciones para los compradores y la misma oportunidad de colocación de energía para los vendedores. Por lo anterior sugerimos incorporar dentro de los mecanismos analizados en el proyecto normativo al MCE promovido por Conexión Energética.

Comentario 4

De: Jair Castañeda **ASOENERGIA**

Enviado: martes, 13 de mayo de 2025 10:54

Asunto: Comentarios al Proyecto de Decreto Lineamientos de política pública para garantizar confiabilidad y estabilidad tarifaria del servicio de energía eléctrica

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS		 Sistema Integrado de Gestión del Ministerio de Minas y Energía, SIGME	
		FP-F-01 7/03/2022 V-1	
Sector:	Regulatorio		
Epígrafe:	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		
Fecha inicio:	28/04/2025		
Fecha fin:	13/05/2025		
Fecha Comentario:	18/05/2025 0:00		
Datos de contacto:	Correo electrónico:		
Nombre de la empresa o interesado:	Asoenergía		
No	Tema de observación	Referente del Acto	Comentario detallado

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

		Administrativo (artículo, numeral y/o página)	
1	Mecanismos para garantizar la confiabilidad y la estabilidad tarifaria en el servicio de energía eléctrica y sus actividades complementarias.		Como demanda de energía, somos los más interesados en que se aumente la contratación de energía eléctrica en términos de disponibilidad y precios eficientes, y si esto implica aumentar en un porcentaje razonable y que eso contribuya a la estabilidad de los precios y a la reducción de las tarifas, sería muy interesante lograrlo. Sin embargo, entendemos que la poca disponibilidad de contratos de energía de largo plazo obedece a la limitada oferta de energía firme en el mercado asociada a la falta y retraso de las expansiones tanto de generación como de transmisión, y, por tanto, no hay acceso ahora a precios competitivos adecuados. La expansión en infraestructura energética, en especial la que ha tenido el sistema de generación en los últimos años, que, como es evidente no ha alcanzado la capacidad esperada en los últimos cinco años, y, por el contrario, la demanda sí ha representado un incremento constante, a tal punto que solo con el real cumplimiento de las recientes asignaciones de confiabilidad asignadas, posiblemente se lograría en los próximos tres (3) años. Se tenían para el periodo 2024 – 2025 según la UPME un faltante de ENFICC de 1.224 GWh/año y con tendencia en aumento con el paso de los años. Es así, que solo forzar el nivel de contratación no llevaría a que se disminuyan los precios

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

			del componente de Generación del Costo Unitario (CU), debido a que, al obligar a los generadores a disponer de más porcentaje de su energía en contratos a largo plazo sin una ampliación de la oferta disponible solo hará que el precio se incremente en los contratos y por ende en el mercado promedio, inclusive limitando los cortos periodos de precios bajos de la bolsa. Tal como lo señala el documento soporte del Proyecto de Decreto, un incremento del 1% en el precio ponderado de contratos genera, en promedio, un incremento del componente de generación de \$59,50/kWh en el mes; muy por encima de los \$30,02/kWh en el mes que representaría un incremento del 1% en el precio ponderado de bolsa. Lo que muestra que la adopción de la medida sin un incremento en la oferta de energía firme y a bajo costo, necesariamente generaría un incremento en la tarifa de energía casi como si estuviéramos constantemente en fenómeno de El Niño. Entendido esto, y manteniendo nuestro comentario principal de que la mejor forma para reducir el precio del componente de generación es aumentar la oferta de energía firme y de bajo costo, con generación a niveles de reserva que estén por encima de la demanda en un rango del 15 al 20% con energía competitiva. La determinación de mantener un nivel de contratación de compra por parte de las empresas de comercialización
--	--	--	---

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

			debe ser asociada a la obligación de contratación de venta en generación del 95%, y debería ser entonces complementada con un tope de precio en los contratos de energía para evitar el efecto de la escasez. El análisis realizado supone que los agentes van a mantener su comportamiento invariable, supuesto que no es razonable, al cambiar las condiciones regulatorias, cambian los comportamientos de los agentes en el mercado. Esto ya lo ha experimentado el Ministerio en decisiones recientes, donde no ha considerado esta adaptabilidad de los agentes en las simulaciones, y los resultados han tenido el efecto contrario: mayores precios de generación. No se debe confundir una menor volatilidad del precio de mercado, y la mayor o menor exposición a bolsa, con un menor precio de contratos, que es lo que se sugiere en los considerandos de la propuesta. El riesgo de la volatilidad es simétrico para los comercializadores como para los generadores, y es mayor o menor según el grado, plazo y estrategia de compras entre bolsa y contratos. Una estabilidad tarifaria para los usuarios no implica un menor nivel tarifario por efecto de los traslados de los costos de generación a la tarifa. Esto solo se logra con generación suficiente eficiente y con un mecanismo de costos y/o precios efectivos, eficiente y realmente competitivo.
	Indexador de las tari-		Respecto al indexador, si bien lo

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180



	fas en el servicio de energía eléctrica y sus actividades complementarias.		mencionan en la memoria justificativa, no se incluyen decisiones sobre el mismo en la propuesta. Reiteramos nuestra propuesta, definida en el estudio realizado por Asoenergía, donde es evidente las ventajas de adoptar el IPC sobre el IPP, en todos los componentes y en el costo Unitario. Su estabilidad, proyectabilidad y control, claramente beneficiarían a los usuarios.
--	--	--	---

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180



Bogotá, mayo 12 de 2025.

Señor

Edwin Palma Egea

Ministro de Minas y Energía

Ministerio de Minas y Energía (MME)

Bogotá D.C.

Asunto: Comentarios al proyecto de decreto "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"

Respetado ministro Palma:

Reciba un atento saludo de la ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE GRANDES CONSUMIDORES DE ENERGÍA INDUSTRIALES Y COMERCIALES, **Asoenergía**, de la cual hacen parte las grandes industrias consumidoras de energía eléctrica y de gas natural en Colombia. Trabajamos con el fin de buscar la competitividad del sector y del país en temas energéticos, especialmente en lo relacionado con precios competitivos y el desarrollo eficiente del mercado.

Por medio de la presente, ponemos a consideración del Ministerio los comentarios asociados al proyecto de decreto publicado por el Ministerio de Minas y Energía el pasado 28 de abril de 2025, 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.

Como demanda de energía, somos los más interesados en que se aumente la contratación de energía eléctrica en términos de disponibilidad y precios eficientes, y si esto implica aumentar en un porcentaje razonable y que eso contribuya a la estabilidad de los precios y a la reducción de las tarifas, sería muy interesante lograrlo. Sin embargo, entendemos que la poca disponibilidad de contratos de energía de largo plazo obedece a la limitada oferta de energía firme en el mercado asociada a la falta y retraso de las expansiones tanto de generación como de transmisión, y por tanto no hay acceso ahora a precios competitivos adecuados. La expansión en infraestructura energética, en especial la que ha tenido el sistema de generación en los últimos años, que, como es evidente no ha alcanzado la capacidad esperada en los últimos cinco años, y por el contrario la demanda sí ha representado un incremento constante, a tal punto que solo con el real cumplimiento de las recientes asignaciones de confiabilidad asignadas, posiblemente se lograría en los próximos tres (3) años. Se tenían para el periodo 2024 - 2025 según la UPME un faltante de ENFICC de 1.224 GWh/año y con tendencia en aumento con el paso de los años.

Es así, que solo forzar el nivel de contratación no llevaría a que se disminuyan los precios del componente de Generación del Costo Unitario (CU), debido a que, al obligar a los generadores a disponer de más porcentaje de su energía en contratos a largo plazo sin una ampliación de la oferta disponible solo hará



que el precio se incremente en los contratos y por ende en el mercado promedio, inclusive limitando los cortos períodos de precios bajos de la bolsa.

Tal como lo señala el documento soporte del Proyecto de Decreto, un incremento del 1% en el precio ponderado de contratos genera, en promedio, un incremento del componente de generación de \$59,50/kWh en el mes; muy por encima de los \$30,02/kWh en el mes que representaría un incremento del 1% en el precio ponderado de bolsa. Lo que muestra que la adopción de la medida sin un incremento en la oferta de energía firme y a bajo costo, necesariamente generaría un incremento en la tarifa de energía casi como si estuviéramos constantemente en fenómeno de El Niño.

Entendido esto, y manteniendo nuestro comentario principal de que la mejor forma para reducir el precio del componente de generación es aumentar la oferta de energía firme y de bajo costo, con generación a niveles de reserva que estén por encima de la demanda en un rango del 15 al 20% con energía competitiva. La determinación de mantener un nivel de contratación de compra por parte de las empresas de comercialización debe ser asociada a la obligación de contratación de venta en generación del 95%, y debería ser entonces complementada con un tope de precio en los contratos de energía para evitar el efecto de la escasez. El análisis realizado supone que los agentes van a mantener su comportamiento invariable, supuesto que no es razonable, al cambiar las condiciones regulatorias, cambian los comportamientos de los agentes en el mercado. Esto ya lo ha experimentado el Ministerio en decisiones recientes, donde no ha considerado esta adaptabilidad de los agentes en las simulaciones, y los resultados han tenido el efecto contrario: mayores precios de generación.

No se debe confundir una menor volatilidad del precio de mercado, y la mayor o menor exposición a bolsa, con un menor precio de contratos, que es lo que se sugiere en los considerandos de la propuesta. El riesgo de la volatilidad es simétrico para los comercializadores como para los generadores, y es mayor o menor según el grado, plazo y estrategia de compras entre bolsa y contratos. Una estabilidad tarifaria para los usuarios no implica un menor nivel tarifario por efecto de los traslados de los costos de generación a la tarifa. Esto solo se logra con generación suficiente eficiente y con un mecanismo de costos y/o precios efectivos, eficiente y realmente competitivo.

Respecto al indexador, si bien lo mencionan en la memoria justificativa, no se incluyen decisiones sobre el mismo en la propuesta. Reiteramos nuestra propuesta, definida en el estudio realizado por Asoenergía, donde es evidente las ventajas de adoptar el IPC sobre el IPP, en todos los componentes y en el costo Unitario. Su estabilidad, proyectabilidad y control, claramente beneficiarían a los usuarios.

Quedamos a su disposición para lo que estimen conveniente.

Cordialmente,

Sandra Stella Fonseca
Directora Ejecutiva
Asoenergía

Comentario 5

De: Dirección Ejecutiva **ACCE**

Enviado: martes, 13 de mayo de 2025 11:44

Asunto: : Comentarios a la propuesta de Decreto "Por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS		 Sistema Integrado de Gestión del Ministerio de Minas y Energía, SIGME	
		FP-F-01	
		7/03/2022	V-1
Sector: Regulatorio			
Epígrafe:		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	
Fecha inicio: 28/04/2025			
Fecha fin: 13/05/2025			
Fecha Comentario: 13/05/2025 0:00			
Datos de contacto:		Correo electrónico:	
Nombre de la empresa o interesado:			
N o	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	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		La estabilidad tarifaria está dada en función de que el régimen tarifario se establece para cada comercializador por un término de 5 años. En cualquier caso, si este aspecto se va a modificar, sería competencia de la CREG y no del presidente, como se indicó en la parte general.

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

	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.		
2	• 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.		En cualquier caso, si este aspecto se va a modificar, sería competencia de la CREG y no del presidente, como se indicó en la parte general.
3	Para alcanzar estas finalidades, el decreto pone a consideración		Vulnera la libertad económica, la libre competencia y libertad de contratación, lo que no puede realizarse vía decreto como

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

	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.		lo propone el proyecto de acto administrativo analizado, so pena de ser violatorio de la constitución y la ley. Atenta igualmente contra el derecho a la igualdad en los términos explicados en la parte general. Disminuye también la confiabilidad. Existe también una dificultad práctica para la implementación de la norma porque no es el 95% de la capacidad de generación, sino que se trata del 95% de la energía en cada hora, con ese elemento no se pueden estructurar contratos de venta de energía.
4	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 de generación o excedentes de energía en poder de agentes del mercado; ii. habilitar a los gene-		si este aspecto se va a modificar, sería competencia de la CREG y no del presidente, como se indicó en la parte general. Las señales de expansión deben ser indicativas como hoy lo están en el plan de expansión de la UPME y no centralizadas

	radores 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;		
5	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 volunta-		es pertinente comentar que en la memoria justificativa se recomienda adoptar la regulación para hidroeléctricas y las fuentes no convencionales de energía renovables - FNCER pero el finalmente el proyecto de decreto se expidió solo para los generadores con tecnología hidro.

	rios para el portafolio FNCER incluidas las PCH se dan señales de largo plazo para la inversión y expansión de este tipo de generación.		
6	Objeto. Establecer lineamientos de política pública y control de eficiencia para definir e implementar mecanismos que contribuyan a garantizar la confiabilidad y la estabilidad tarifaria en la prestación del servicio público de electricidad dentro del mercado regulado en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).	Artículo 2.2.3.2.8.1.	Como hemos dicho, realmente no vemos cómo se garantiza la confiabilidad en este decreto, más bien se logra el efecto contrario al implicar a los generadores hidráulicos el desembalsamiento del recurso para cumplir con las obligaciones aquí impuestas En relación con la estabilidad tarifaria, está dada en función de que el régimen tarifario se establece para cada comercializador por un término de 5 años. En cualquier caso, si este aspecto se va a modificar, sería competencia de la CREG y no del presidente, como se indicó en la parte general.
7	Ámbito de aplicación. Esta sección aplica a los agentes generadores cuyo portafolio de generación se concentra mayoritariamente en tecnologías hidráulicas.	Artículo 2.2.3.2.8.2.	Atenta contra el derecho a la igualdad, en los términos desarrollados en la parte general de este documento. Otra inquietud tiene que ver con la manera como se determina si un agente se “concentra mayoritariamente en tecnologías hidráulicas y como podría esto variar si integra otras tecnologías en su portafolio que implican que ya no “se concentra” en tecnologías hidráulicas.
8	Finalidades. Los mecanismos de control de eficiencia que establezca la Comisión de Regulación de Energía y Gas deberán	Artículo 2.2.3.2.8.3.	En relación con la estabilidad tarifaria, está dada en función de que el régimen tarifario se establece para cada comercializador por un término de 5 años. En cualquier caso, si este as-

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

	tener en cuenta las siguientes finalidades: i Promover la estabilidad tarifaria.		pecto se va a modificar, sería competencia de la CREG y no del presidente, como se indicó en la parte general.
9	Finalidades. Los mecanismos de control de eficiencia que establezca la Comisión de Regulación de Energía y Gas deberán tener en cuenta las siguientes finalidades: i Promover la contratación de largo plazo para atender la demanda regulada de electricidad, así como la eficiencia económica de las tarifas del servicio eléctrico.	Artículo 2.2.3.2.8.3	En cualquier caso, si este aspecto se va a modificar, sería competencia de la CREG y no del presidente, como se indicó en la parte general.
10	Mecanismos para garantizar la confiabilidad y la estabilidad tarifaria en el servicio de energía eléctrica y sus actividades complementarias. Para alcanzar las finalidades previstas en el anterior artículo, y, en particular, para precaver los efectos adversos de la exposición a los precios de Bolsa en el Mercado Regulado en periodos de baja hidrología, dentro de los tres (3) meses siguientes a la entrada en vigencia del presente decreto deberán habilitarse los mecanismos de control de eficiencia e	Artículo 2.2.3.2.8.4.	Vulnera la libertad económica, la libre competencia y libertad de contratación, lo que no puede realizarse vía decreto como lo propone el proyecto de acto administrativo analizado, so pena de ser violatorio de la constitución y la ley. Atenta igualmente contra el derecho a la igualdad en los términos explicados en la parte general. Disminuye también la confiabilidad. Existe también una dificultad práctica para la implementación de la norma porque no es el 95% de la capacidad de generación, sino que se trata del 95% de la energía en cada hora, con ese elemento no se pueden estructurar contratos de venta de energía.

	instrumentos adicionales en el Mercado de Contratos y en la Bolsa de Energía para propiciar la celebración de contratos de largo plazo. En el desarrollo de los mecanismos correspondientes, se deberá considerar: 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.		
11	5. Determinar las reglas periódicas de evaluación de las medidas implementadas y sus respectivas vigencias, considerando la efectividad de las mismas en la mejora tarifaria. En cualquier caso, los mecanismos de contratación deberán orientarse a la reducción de tarifas para el usuario regulado.	Artículo 2.2.3.2.8.4.	En cualquier caso, si este aspecto se va a modificar, sería competencia de la CREG y no del presidente, como se indicó en la parte general.
12	5. Los mecanismos de los que trata el presente artículo deberán ser definidos por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, dentro de los tres (3) meses siguientes a la entra-	Artículo 2.2.3.2.8.4.	Este aspecto implica la modificación del Reglamento de Operación del Mercado de Energía Mayorista (MEM), y es claro que el presidente no es competente para ordenar dicha modificación, como se señaló en los comentarios generales del presente documento

	da en vigencia del presente decreto. En cualquier caso, los mecanismos de contratación deberán orientarse a la reducción de tarifas para el usuario regulado. Los mecanismos de los que trata el presente artículo deberán ser definidos por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, dentro de los tres (3) meses siguientes a la entrada en vigencia del presente decreto.		
	COMENTARIOS GENERALES AL PROYECTO DE DECRETO		
1	VULNERACIÓN DE LOS PRINCIPIOS DE LIBERTAD ECONÓMICA, LIBRE COMPETENCIA Y LIBERTAD DE CONTRATACIÓN		Es claro que las empresas y agentes que participan en el mercado eléctrico en Colombia gozan de protección constitucional y legal para el libre ejercicio de sus actividades y las transacciones que realizan para garantizar sus ingresos. Se trata de que las transacciones sean libres y remuneradas mediante precios acordados por las partes. El mercado se creó fundamentado en que los agentes puedan comercializar libremente su energía en el Mercado de Energía Mayorista mediante los mecanismos legales y regulatorios, esto es, contratos de largo plazo y la denominada bolsa de energía.

			La libertad económica, se refleja en que la participación de los agentes en el mercado eléctrico responde a la disponibilidad de los recursos y el manejo del riesgo (art. 85 Ley 143 de 1994). La obligatoriedad de venta del 95% de la energía en contratos para los destinatarios del proyecto de decreto (los generadores hidráulicos) es una limitación a la libertad económica, la libre competencia y libertad de contratación que si en gracia de discusión pudiera realizarse por vía de una ley de la república (siempre y cuando ésta cumpla lo exigido por los artículos 333 y 335 de la Constitución citados) claramente no puede realizarse vía decreto como lo propone el proyecto de acto administrativo analizado, so pena de ser violatorio de la constitución y la ley.
2	DERECHO A LA IGUALDAD		Este derecho está protegido por la constitución política en el artículo 13: No pretendemos en este punto ser exhaustivos en argumentos que eventualmente pueden encontrarse en tan abundante jurisprudencia, pero es claro que cuando en el proyecto de decreto se prevé que 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, está discriminando la tecnología de generación hidráulica, lo que de manera inversa, favorece a otros tipos de generación de energía. De esta manera se presenta entonces una discriminación de

			gran relevancia, de manera injusta y sin ninguna clase de justificación, criterios estos que exige la jurisprudencia para que pueda generarse la vulneración al derecho a la igualdad. En todo caso, si se va a realizar, en gracia de discusión, alguna modalidad de discriminación justificada y razonable, tendría que ser por vía de ley de la república y no por un acto administrativo como el proyecto de decreto publicado.
3	COMPETENCIA DEL MINISTERIO PARA EXPEDIR LA NORMATIVA.		El presidente no es competente para: • Modificar ni ordenar el régimen tarifario del servicio público de energía eléctrica. • Dar orden de Modificar el Reglamento de Operación del Mercado de Energía Mayorista. La Constitución le asigna al Presidente de la República - artículo 370-, funciones asociadas únicamente a fijar las políticas generales de administración y control de los servicios públicos domiciliarios, lo que se traduce en la facultad de definir y adoptar las directrices, orientaciones, criterios y lineamientos que se estimen necesarios para encauzar el curso futuro de las actividades de quienes se ocupan de la prestación del servicio; más no guardan relación con la posibilidad de expedir o modificar u ordenar modificar el régimen tarifario de los servicios públicos o el reglamento de operación del mercado de energía mayorista, por ser funciones asignadas expresamente por la ley a la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

			La primera versión del proyecto de decreto de diciembre de 2024 disponía que “La CREG deberá expedir el acto administrativo correspondiente a la modificación del Reglamento de Operación del Mercado de Energía Mayorista (MEM) que acoja estos lineamientos de política pública y de control de eficiencia del servicio público de energía eléctrica dentro del mes siguiente a la entrada en vigencia del presente decreto”. La segunda y actual versión del proyecto de decreto se abstiene de decir expresamente que ordena a la CREG modificar el reglamento de operación, pero por su contenido, el proyecto normativo implica la modificación de dicho reglamento por orden de una autoridad que no es competente para ello.
4	NO PROTEGE LA CONFIABILIDAD		Forzar generación hidráulica de manera permanente como lo pretende el borrador de decreto, sin tener en cuenta la situación hidrológica y la disponibilidad de recursos, puede ser contraproducente en términos de confiabilidad. La misma CREG considera que como mecanismo para garantizar el abastecimiento de energía en periodos críticos (Resolución 026 de 2014) se busca activar generación térmica y preservar la de origen hidráulico en general. La confiabilidad en el abastecimiento de energía se lograría con medidas que incrementen la oferta de generación, tales como nuevas subastas de cargo por confiabilidad y el acompa-

			ñamiento y facilidad para la entrada de nuevos proyectos de generación de energía que presentan retrasos significativos, más cuando se presenta una situación de estrechez entre la oferta y la demanda de energía, como lo muestran las proyecciones de la UPME. El sistema está muy justo entre la oferta y la demanda. Como mencionan los expertos, en 2024, apenas entraron en operación 1.000 megavatios de los 6.000 programados. Actualmente existe expectativa por una nueva subasta de energía anunciada, pero aún no se conoce fecha ni condiciones de la misma. Si bien el proyecto de decreto se denomina: “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”, en los considerandos del proyecto de decreto se menciona que es necesario implementar medidas que habiliten mecanismos de contratación de energía que reduzcan la exposición en bolsa de la demanda regulada del país, con el fin de reducir tarifas del servicio de electricidad y mitigar la volatilidad de los precios a la están expuestos los usuarios. No habla nada de la confiabilidad.
5	NO EXISTE ANÁLISIS DE IMPACTO NORMATIVO		Como sabemos, la El análisis de impacto normativo es un proceso que establece principios y

			procedimientos para la elaboración de normativas, incluyendo la redacción clara, consulta pública y evaluación continua. No obstante, el proyecto de decreto que estamos analizando, lo que el Ministerio de Minas y Energía – MME expidió fue una memoria justificativa, publicada el 28/04/2025. En dicho documento, MME realiza, entre otra información técnica, una vasta sensibilidad al porcentaje de contratación en contratos de largo plazo de energía de los agentes comercializadores y el porcentaje de compras de energía de este tipo de agentes mediante el mecanismo de bolsa de energía, conocido como su grado de exposición al mecanismo de bolsa, para concluir en la recomendación de la propuesta regulatoria que nos ocupa. Con la ausencia de análisis de impacto normativo y todas las implicaciones que conllevan, entre otras, la evaluación de costo – beneficio de la expedición de una norma para el país y un sector específico se están incumpliendo una importante serie de normas internas y en el entorno internacional, lo que demuestra una gran incongruencia del Estado al momento de expedir normativas y regulaciones.
--	--	--	---

Comentario 6

De: Vicepresidencia Jurídica **ASOBANCARIA**

Enviado: martes, 13 de mayo de 2025 12:33

Asunto: Comentarios PD tarifaria del servicio de energía eléctrica | Min Minas

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS		 Sistema Integrado de Gestión del Ministerio de Minas y Energía, SIGME	
		FP-F-01	
		7/03/2022	V-1
Sector: Regulatorio			
Epígrafe:		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	
Fecha inicio: 28/04/2025			
Fecha fin: 13/05/2025			
Fecha Comentario: 13/05/2025 0:00			
Datos de contacto:		Correo electrónico:	
Nombre de la empresa o interesado:		Asobancaria	
No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Comentario General		El Proyecto busca garantizar la confiabilidad y la estabilidad de la tarifa del servicio de energía eléctrica mediante mecanismos que promuevan la contratación a largo plazo, especialmente por parte de generadores hidráulicos. Lo anterior, podría tener un impacto directo sobre los modelos financieros de las empresas del sector energético, que acuden al sector bancario para financiar sus operaciones y expansión. Debido a ello, considerando la importancia de las fuentes de financiación en el desarrollo energético, se recomienda contemplar espacios de participación técnica para entidades financieras y fiduciarias en el proceso de elaboración, por parte de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), de los mecanismos de contratación previstos en el Proyecto. Esto permitiría evaluar el impacto sobre los flujos

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

			y garantías financieras. Así mismo, dado que el Proyecto promueve la contratación de largo plazo, se recomienda que los mecanismos que se adopten sean compatibles con las necesidades financieras de previsibilidad, estabilidad de flujos y gestión de riesgos, especialmente en esquemas de financiación de infraestructura energética, incluyendo generación hidráulica, térmica o a partir de fuentes no convencionales.
2	Finalidades	Artículo 2.2.3.2.8.3	Se recomienda incluir dentro de las finalidades del Proyecto la protección de los contratos de financiamiento vigente y de los flujos comprometidos en estructuras fiduciarias o de project finance. Por ello, se sugiere agregar un numeral que busque preservar la estabilidad de los contratos financieros existentes, indicando que las nuevas reglas aplican sin menoscabar los compromisos contractuales previamente adquiridos, ni los derechos de los acreedores garantizados sobre flujos futuros.
3	Mecanismos para garantizar la confiabilidad y la estabilidad tarifaria en el servicio de energía eléctrica y sus actividades complementarias.	Numeral 1 Artículo 2.2.3.2.8.4.	El Numeral 1 del artículo 2.2.3.2.8.4. establece que al menos el 95% de la generación horaria del portafolio hídrico de cada generador deberá ser vendida mediante contratos, priorizando la atención directa de la demanda de los usuarios. Esta disposición restringe la flexibilidad comercial de los generadores para participar en bolsa, lo que podría afectar sus márgenes operativos y su capacidad para responder a obligaciones financieras en escenarios de

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

			precios altos en bolsa. Por ello, se sugiere implementar una disposición que permita a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) considerar excepciones en función de condiciones de mercado o eventos climáticos extremos, sin afectar los flujos de caja que respaldan créditos bancarios. Adicionalmente, la obligación de vender al menos el 95% de la generación horaria mediante contratos podría impactar los flujos operativos que respaldan las estructuras de financiamiento. En este sentido, se recomienda reconocer en el Proyecto de manera expresa los derechos de los acreedores financieros sobre los ingresos comprometidos en estructuras fiduciarias, esquemas de project finance o garantías mobiliarias, de conformidad con la legislación financiera y comercial vigente. Asimismo, se reitera la importancia de que las disposiciones del Proyecto no afecten la vigencia ni ejecución de contratos financieros, garantías ni esquemas fiduciarios constituidos con anterioridad a su entrada en vigor, ni que puedan interpretarse en forma que limite, restrinja o altere los derechos de los acreedores financieros debidamente constituidos
3	Mecanismos para garantizar la confiabilidad y la estabilidad tarifaria en el servicio de energía eléctrica y sus actividades com-	Numeral 2 Artículo 2.2.3.2.8.4.	El Numeral 2 del artículo 2.2.3.2.8.4. dispone que los generadores deberán vender, mediante contratos en firme, al menos el equivalente a las Obligaciones de Energía en Firme

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

	plementarias.		(OEF) anual asignadas, o el porcentaje equivalente 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. Considerando que estas obligaciones de venta mínima de energía en contratos pueden cambiar las condiciones de ingresos y por tanto afectar el modelo de garantías estructuradas (como ENFICC o flujos de PPA), se recomienda incluir una disposición que permita solicitar a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) que cualquier mecanismo propuesto sea sometido a una evaluación previa de impacto financiero, y que se garantice la participación de entidades financieras en su diseño o revisión.
4	Mecanismos para garantizar la confiabilidad y la estabilidad tarifaria en el servicio de energía eléctrica y sus actividades complementarias.	Numeral 3 Artículo 2.2.3.2.8.4.	El numeral 3 del 2.2.3.2.8.4. establece que se deberá evaluar la conveniencia de implementar mecanismos que permitan suspender el despacho de los contratos celebrados en caso de impagos por parte del comprador. Esta disposición representa un riesgo de interrupción de ingresos del generador, con posibles consecuencias sobre su capacidad de repago de deuda. En consecuencia, se recomienda incluir un apartado que indique que la suspensión del despacho no afectará los derechos del acreedor financiero ni los flujos de ingresos comprometidos mediante garantías mobiliarias o fideicomisos. Adicionalmente, esta medida

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

			podría generar afectaciones significativas sobre los ingresos de las empresas deudoras, comprometiendo su capacidad de repago. Por ello, se recomienda que cualquier mecanismo que implique suspensión de ingresos operativos sea compatible con las obligaciones de pago frente a entidades financieras, garantizando la priorización de dichas obligaciones en el marco de fideicomisos o contratos respaldados por flujos de energía
--	--	--	---

Comentario 7

De: Gerencia **DISPAC**

Enviado: martes, 13 de mayo de 2025 12:40

Asunto: Comentarios a 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

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS		 Sistema Integrado de Gestión del Ministerio de Minas y Energía, SIGME	
		FP-F-01	
		7/03/2022	V-1
Sector: Regulatorio			
Epígrafe:		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	
Fecha inicio:		28/04/2025	
Fecha fin:		13/05/2025	
Fecha Comentario:		13/05/2025	
Datos de contacto:		Correo electrónico: DISPAC	
Nombre de la empresa o interesado:		Empresa Distribuidora del Pacífico S.A. E.S.P-	
Nº	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	General	Artículo 1	De manera general, queremos expresar nuestro apoyo a la medida propuesta por el Minis-

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

		terio de Minas y Energía en el proyecto de resolución del epígrafe, pues consideramos que esta medida puede traer un impacto positivo para comercializadores de energía eléctrica que tienen dificultades para sus contrataciones a largo plazo, como es el caso de DISPAC. Al respecto, es preciso recordar que la exposición en bolsa de los agentes comercializadores ha conllevado que estos deban asumir una gran carga ante el Mercado de Energía Mayorista, habida cuenta del esquema de garantías existente para participar en dicho Mercado. Siendo así, una medida como la planteada puede permitir que los comercializadores de energía puedan liberar recursos para mantener su sostenibilidad financiera, y/o para ejecutar los planes de inversión previstos en la Resolución CREG 015 de 2018 (esto último cuando se trata de comercializadores integrados como DISPAC); pues se dejaría de cubrir los altos costos de transacciones en bolsa de energía, para pasar a cubrir los costos de contratos a largo plazo, los cuales son tradicionalmente menores. Sin perjuicio de lo anterior, consideramos que se debe dejar expreso que los esquemas de garantías en los contratos de largo plazo planteados por los mecanismos del proyecto de resolución deben ser menos exigentes que el esquema de garantías previsto en la regulación para las transacciones del mercado de energía mayorista,
--	--	---

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

			pues si se establece un esquema de garantías igual o más exigente, puede que no se vea un beneficio real para los comercializadores de energía. En ese sentido, nuestro comentario se dirige a que se adicione un inciso al artículo 2.2.3.2.8.4, en donde se mencione que los mecanismos de los que trata dicho artículo, en ningún caso, deberán contemplar esquemas de garantías más exigentes a los previstos en la regulación. De esta forma, lo que se pretende es que quede un lineamiento expreso en materia de garantías, que pueda generar un beneficio real por dicho concepto.
--	--	--	---

Comentario 8

De: Andrea Margarita Beleño **ANDEG**

Enviado: martes, 13 de mayo de 2025 14:34

Asunto: Carta ANDEG 043-2025 - Comentarios al proyecto de Decreto que contiene lineamientos de política pública para garantizar la confiabilidad y estabilidad tarifaria del servicio de energía eléctrica

Bogotá, D.C., Mayo 13 de 2025

Doctor
Edwin Palma Egea
Ministro
Ministerio de Minas y Energía
Ciudad

Asunto: Comentarios al proyecto de Decreto que contiene lineamientos de política pública para garantizar la confiabilidad y estabilidad tarifaria del servicio de energía eléctrica

Respetado Señor Ministro:

Desde ANDEG, consideramos loable el esfuerzo del Ministerio por establecer lineamientos que favorezcan la competitividad de las tarifas y garanticen la prestación del servicio de energía eléctrica. Sin embargo, vemos que la propuesta normativa planteada en el proyecto de Decreto por parte del Ministerio, es en esencia la misma que se publicó a finales del año 2024, frente a lo que reiteramos que es una iniciativa que podría llevar a distorsionar las señales tarifarias, de mercado y, en general, el modelo regulatorio del sector eléctrico, dado que incluso, al insistir en la obligatoriedad en la participación en el mercado de contratos por parte de algunas tecnologías, se contradice lo dispuesto en el Artículo 43 de la Ley 143 de 1994 sobre negociación libre de los contratos de energía.

En el contexto anterior, insistimos en que el Gobierno Nacional podría estar planteando soluciones al esquema tarifario a través de intervenciones intrusivas y directas a la regulación, afectando la señal de precios de largo plazo en el mercado eléctrico, y en particular, sin considerar la importancia de asegurar, a través de la regulación económica, la profundización del mercado de contratos en el contexto de la modernización del mercado eléctrico.

Como hemos señalado en los últimos años, la oportunidad para mitigar los riesgos derivados de las variaciones en el precio de la bolsa —debido a la variabilidad de la hidrología en Colombia— es que los usuarios regulados logren estar contratados a más del 80%, **lo cual permitiría mitigar los riesgos de fluctuaciones intempestivas en el precio de la energía en la bolsa, dado que, adicionalmente, el precio de bolsa desde el 2008 hasta la fecha, ha sido menor en 60%¹ al precio promedio de contratos con destino al mercado regulado.** En cualquier caso, es fundamental preservar la libertad de los agentes para acceder tanto a la bolsa de energía como al mercado de contratos, con el fin de optimizar sus portafolios de compra y venta de energía.

Adicionalmente, es importante resaltar que, como lo ha planteado ANDEG en las comunicaciones ANDEG 109-2024, 110-2024, 002-2025, 027-2025 respecto

¹ Con base en la información publicada por XM

a la Resolución CREG-101-066 de 2024 y Resolución CREG 101 069 de 2025, reiteramos que el planteamiento de política energética está desarticulada respecto a lo establecido en la regulación económica, dado que, con una referencia de precio de escasez inferior a la planteada, de acuerdo a lo definido en la Resolución CREG 101066 de 2024, se está degradando el mercado de contratos, precisamente porque el incentivo otorgado a las fuentes hidráulicas y solares es participar en la bolsa de energía; de hecho, con el esquema planteado en el Proyecto de Decreto, no es el claro el efecto de la administración del recurso hidráulico sobre la señal de precios, por lo que incluso, podría incentivarse un mayor nivel de especulación en un mercado de energía mayoritariamente hidráulico, pues con la obligatoriedad de participación del recurso hídrico en el mercado de contratos para usuarios regulados, podrían reducirse los incentivos para la administración eficiente del recurso hídrico en el SIN.

En este escenario, a largo plazo, ANDEG observa que los agentes no tendrán incentivos para participar en el mercado de contratos, ya que este mercado tendría una señal máxima de precio, lo cual resulta claramente inconveniente, al no reflejar adecuadamente la condición de escasez del sistema, y por su parte, con el proyecto de decreto, se deteriora la libre competencia en el mercado de energía, lo que impacta de forma directa los objetivos de transición energética que promueve el Gobierno Nacional. Al respecto, consideramos que no pueden coexistir dos propuestas que, por un lado, limitan y marchitan el mercado de contratos (Resolución CREG 101 066 de 2024 y 101 069 de 2025) y, por otro lado, se interviene la oferta de energía al fijar un límite para la contratación de energía por parte de agentes generadores.

Por esta razón, reiteramos que la propuesta planteada por el Ministerio de limitar las transacciones en el mercado de contratos es loable desde la perspectiva de asegurar mayor nivel de contratación del mercado regulado, no obstante, este esfuerzo se diluye con la existencia de las Resoluciones CREG 101 066 de 2024 y 101 069 de 2025, por lo cual, **para materializar el objetivo de aumentar el nivel de cobertura de contratos en el mercado regulado, se requiere 1) derogar las Resoluciones CREG 101 066 de 2024 y la 101 069 de 2025, y 2) avanzar en el marco de la regulación económica en ajustes al esquema de traslado de precios de contratos en la fórmula tarifaria a usuario regulado.**

Así las cosas, las medidas contenidas en este Decreto podrían incluso no ser necesarias para aumentar la contratación de la demanda regulada, dado que, ya por medio de la regulación económica a través de las Resoluciones CREG 101 036 de 2024 y 101 067 de 2024, se permitió la contratación de la demanda regulada, y, en el caso de la última resolución, que el mercado de AIR-E intervenida pasara de tener nivel de exposición a bolsa de cerca del 60% al 15%. Por ello, es fundamental que se promuevan esquemas como los de las Resoluciones anteriores, donde se flexibilice el precio de traslado de compras a los usuarios regulados y así se pueda garantizar una mayor cobertura en contratos.

Asociación Nacional de Empresas Generadoras - ANDEG
Calle 100 N° 8 A - 49 - Torre B, Ofc 603
Teléfono: (+57) 601 8055283 - (+57) 601 7558176

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

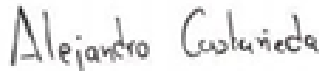
Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

En el contexto anterior, hemos planteado que se deben realizar otros cambios en la regulación, tal como se presentó en la comunicación ANDEG 083-2024, donde se han propuesto mejoras regulatorias a la Resolución CREG 130 de 2019, con el fin de promover el mercado de contratos, por ejemplo, reevaluar el índice MC, así como el factor alfa, para promover contratación de largo plazo.

Finalmente, consideramos que las propuestas presentadas por el Ministerio de Minas y Energía deben someterse a un análisis riguroso de impacto regulatorio y normativo, que contemple un estudio de costo-beneficio, siguiendo las buenas prácticas regulatorias de la OCDE. Por su parte, solicitamos que el contenido del proyecto de decreto tenga un análisis de competencia por parte de la SIC, el cual, solicitamos que sea presentado a los agentes de la cadena eléctrica.

Sin otro particular, nos es grato suscribirnos del Señor Ministro con sentimientos de consideración y aprecio.

Cordialmente,



Alejandro Castañeda Cuervo
Presidente Ejecutivo

Copia:

Dr. Carlos Hernán Rodríguez, Contralor General de la República
Dr. Gregorio Eljach Pacheco, Procuraduría General de la República
Dr. Libardo Yanod Márquez, Superintendente, Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
Dra. Cielo Rusínque Urrego, Superintendente de Industria y Comercio
Dr. Juan Carlos Bedoya, Jefe de Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales-OARE, MME
Dr. Antonio Jiménez, Director Ejecutivo, Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG

Comentario 9

De: Johana Patricia Muñoz Quiñonez **CEOESP**

Enviado: martes, 13 de mayo de 2025 15:40

Asunto: Comentarios proyecto Decreto confiabilidad y estabilidad tarifaria para el servicio de energía eléctrica_CE20250606

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS		 Sistema Integrado de Gestión del Ministerio de Minas y Energía, SIGME	
		FP-F-01 7/03/2022 V-1	
Sector: Regulatorio			
Epígrafe:		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	
Fecha inicio: 28/04/2025		Fecha fin: 13/05/2025	
Fecha Comentario: 13/05/2025 0:00		Datos de contacto: Correo electrónico:	
Nombre de la empresa o interesado:		Compañía Energética de Occidente SAS ESP - CEO	
No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Mecanismos para garantizar la confiabilidad y la estabilidad tarifaria en el servicio de energía eléctrica y sus actividades complementarias	Numerales 1 y 2 del artículo 2.2.3.2.8.4	Los numerales 1 y 2 del artículo 2.2.3.2.8.4 plantean medidas intervencionistas que podrían comprometer el mercado de energía actual en el país. Esto es especialmente relevante cuando se consideran los requisitos de inversión en nuevos proyectos de generación. Dichas medidas, al intervenir el mercado y generar inestabilidad jurídica y regulatoria, hacen que no sea lo mismo desarrollar nuevos proyectos bajo un esquema de libre comercialización de la energía según las condiciones del mercado, que hacerlo bajo la obligación de vender un porcentaje específico de la energía generada. Esta imposición in-

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

			crementa las distorsiones y riesgos en el mercado, afectando la elaboración de proyecciones financieras para los proyectos y la obtención de financiación bancaria para su ejecución. En última instancia, compromete la posibilidad de ampliar la oferta de energía disponible para la venta, lo cual contradice la finalidad del proyecto de “reducción de tarifas para usuarios regulados”. La disminución de la oferta y el incremento de la demanda resultarán en un aumento del precio de oferta, según principios económicos básicos.
2	Finalidades y documento soporte	Artículo 2.2.3.2.8.3	Si bien el Decreto se presenta como mecanismo de control de eficiencia; no es claro que lo previsto en el mismo cumpla con dicho criterio, así como tampoco se justifican los efectos esperados de estas medidas en el Documento Soporte. Lo que sí es claro, es que se adoptan medidas que obligan a los agentes a participar en procesos de contratación sin la posibilidad de gestionar su aversión al riesgo considerando la dependencia de las condiciones climáticas del país, lo que reiteramos, va en contra de la libertad de empresa, libertad de contratación y al derecho de prioridad, los cuales no están justificados en el documento soporte. Por lo que, entendiendo que el Estado tiene potestad de intervenir el mercado (cuando esto es estrictamente necesario), se hace relevante complementar el estudio considerando las implicaciones a nivel

			jurídico, regulatorio, financiero y de inversión que justifique la adopción de este tipo de medidas intervencionistas y los efectos esperados en el SIN, toda vez que se pone en riesgo la seguridad energética del país.
3	Finalidades y documento soporte	Artículo 2.2.3.2.8.3	Se sugiere revisar las normas que sobre la intervención en el mercado de energía se vienen expidiendo, como es el caso de la norma que propone determinar ex ante el “mecanismo de control de eficiencia” en un 5% de la “energía en Bolsa de Energía”, los cuales no resultan en “mecanismos de control” atribuibles a la CREG, dado que dicha potestad según el artículo 370 de la Constitución Política, corresponde a la SSPD.
4	Mecanismos para garantizar la confiabilidad y la estabilidad tarifaria en el servicio de energía eléctrica y sus actividades complementarias y documento soporte.	Artículo 2.2.3.2.8.4.	El documento soporte no aborda las causas de la estrechez entre la oferta y la demanda de energía que actualmente presentan el SIN, lo que afecta la condición de cobertura en contratos. Por otro lado, tampoco incluye un escenario de alta hidrología, ni el impacto en tarifas que tendría la propuesta, limitando el análisis a situaciones coyunturales que desconocen las ventajas de estos escenarios (alta hidrología, como los valores de precio de bolsa a la fecha, que corresponden a no más del 35% del Precio Medio de Contratos MC). Asimismo, se requiere que establezca el efecto esperado en los nuevos contratos bajo condiciones de obligatoriedad, cuando no se han presentado nuevos proyectos que garanticen mayor disponibilidad de energía en el mediano y

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

			largo plazo, lo que podría generar un alza en las tarifas de energía de los usuarios regulados en el corto plazo, lo que va en contravía del objetivo del proyecto de decreto.
5	Mecanismos para garantizar la confiabilidad y la estabilidad tarifaria en el servicio de energía eléctrica y sus actividades complementarias y documento soporte.	Numeral 3 Artículo 2.2.3.2.8.4	Se considera relevante establecer o flexibilizar los mecanismos actuales que permitan promover la contratación en el mercado regulado, tal es el caso de los mecanismos previstos en la Resolución CREG 130 de 2019 (SICEP) o la definición del mecanismo de mercados anónimos estandarizados como los establecidos en la Resolución CREG 114 de 2018, lo que permitiría a los agentes compradores y vendedores participar de un mercado más líquido con mayor posibilidad de gestionar sus riesgos de mercado.
6	Mecanismos para garantizar la confiabilidad y la estabilidad tarifaria en el servicio de energía eléctrica y sus actividades complementarias y documento soporte.	General	Es importante que, como medida de política pública para incentivar la contratación, se elimine el factor alfa en el componente de compras de energía (G) de la fórmula tarifaria establecida en la CREG 119 de 2007, dado que se trata de una variable desactualizada que genera distorsiones, desincentivos y pérdidas económicas en la actividad de comercialización.
7	Mecanismos para garantizar la confiabilidad y la estabilidad tarifaria en el servicio de energía eléctrica y sus actividades complementarias y documento soporte.	Numeral 3 Artículo 2.2.3.2.8.4	Se considera pertinente evaluar la conveniencia de los mecanismos de tipo pague lo contratado condicionado exclusivamente para la energía que se encuentre por encima de las Obligaciones de Energía en Firme anuales asignadas a los generadores, considerando que en realidad ante la ausencia de excedentes en condiciones de

			baja hidrología, se dejaría al comercializador expuesto a los precios del mercado spot, debido a que los agentes generadores con tecnología hidráulica por su aversión al riesgo, no venden más de su ENFICC. En línea con esto, se sugiere considerar la modalidad de PLG - Pague Lo Generado transitoriamente para atender una parte de la demanda regulada, permitiendo al comercializador tener acceso a una energía, aunque variable, a precios estables, que tener que comprar la energía que no encuentra en contratos PLC, únicamente en bolsa.
8	Mecanismos para garantizar la confiabilidad y la estabilidad tarifaria en el servicio de energía eléctrica y sus actividades complementarias y documento soporte.	Numeral 3 Artículo 2.2.3.2.8.4	Se sugiere considerar la habilitación del mecanismo de negociación bilateral cuando el comercializador no resulte asignado en el SICEP después de cierto número de convocatorias y permitir el traslado del costo de dichas compras de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 101 002 de 2022. Otro mecanismo fundamental para la compra de energía dirigida a los usuarios regulados consideraría una subasta centralizada por parte del MME, donde se prioricen aquellos comercializadores hoy expuestos a bolsa, que atiendan usuarios en condiciones de vulnerabilidad (p. ej. Mercados con elevado número de usuarios ubicados en Áreas Especiales, o con elevada penetración de usuarios en Estratos 1 y 2).

BOGOTÁ, D.C.
13/05/2015 13:11 pm
EDWIN PALMA EGGA
Administrador



Popayán, 13 de mayo de 2015.

Doctor:
EDWIN PALMA EGGA
Ministro
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA.
Bogotá, D.C.

Referencia: Comentarios al proyecto de Decreto que "Adiciona la sección 8 en el capítulo 2, título IV, parte 2, libro 2 del Decreto 1073 de 2015"

Respetado doctor Palma:

La Compañía Energética de Occidente SAS ESP, en adelante CEO, agradece el espacio para remitir comentarios al proyecto de Decreto citado en el asunto, el cual tiene por objetivo "establecer lineamientos de política pública y control de eficiencia para definir e implementar mecanismos que contribuyan a garantizar la confiabilidad y la estabilidad tarifaria en la prestación del servicio público de electricidad dentro del mercado regulado en el Sistema Interconectado Nacional (SIN)". En aras de construir en conjunto, entendiendo desde nuestro rol de comercializadores de energía, el impacto que las tarifas tienen sobre los usuarios y el impacto que el costo de la compra de energía presenta en el Costo Unitario de prestación del servicio, de manera propositiva presentamos nuestros comentarios al proyecto de Decreto del asunto:

- Los numerales 1 y 2 del artículo 2.2.3.2.8.4 plantean medidas intervencionistas que podrían comprometer el mercado de energía actual en el país. Esto es especialmente relevante cuando se consideran los requisitos de inversión en nuevos proyectos de generación. Dichas medidas, al intervenir el mercado y generar inestabilidad jurídica y regulatoria, hacen que no sea lo mismo desarrollar nuevos proyectos bajo un esquema de libre comercialización de la energía según las condiciones del mercado, que hacerlo bajo la obligación de vender un porcentaje específico de la energía generada. Esta imposición incrementa las distorsiones y riesgos en el mercado, afectando la elaboración de proyecciones financieras para los proyectos y la obtención de financiación bancaria para su ejecución. En última instancia, compromete la posibilidad de ampliar la oferta de energía disponible para la venta, lo cual contradice la finalidad del proyecto de "reducción de tarifas para usuarios regulados". La disminución de la oferta y el incremento

Oficina Principal:
Cra 7No. 24 – 28 Ed Edgar Negret 4° Piso
RIB: 833-55 93
Oficina de Servicio al Cliente:
Carrera 9# 24 AN 25, local 2-26
Centro Comercial Camponato
Popayán – Cauca
www.ceoemp.co.uk



Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

de la demanda resultarán en un aumento del precio de oferta, según principios económicos básicos.

- Si bien el Decreto se presenta como mecanismo de control de eficiencia, no es claro que lo previsto en el mismo cumpla con dicho criterio, así como tampoco se justifican los efectos esperados de estas medidas en el Documento Soporte. Lo que sí es claro, es que se adoptan medidas que obligan a los agentes a participar en procesos de contratación sin la posibilidad de gestionar su aversión al riesgo considerando la dependencia de las condiciones climáticas del País, lo que reiteramos, va en contra de la libertad de empresa, libertad de contratación y al derecho de prioridad, los cuales no están justificados en dicho documento. Por lo que, entendiendo que el Estado tiene potestad de intervenir el mercado (cuando esto es estrictamente necesario), se hace relevante complementar el estudio considerando las implicaciones a nivel jurídico, regulatorio, financiero y de inversión, que justifique la adopción de este tipo de medidas intervencionistas y los efectos esperados en el SIN, toda vez que se pone en riesgo la seguridad energética del país.
- Aunado a lo anterior, se sugiere revisar las normas que sobre la intervención en el mercado de energía se vienen expidiendo, como es el caso de la norma que propone determinar ex ante el "mecanismo de control de eficiencia" en un 5% de la "energía en Bolsa de Energía", los cuales no resultan en "mecanismos de control" atribuibles a la CREG, dado que dicha potestad según el artículo 370 de la Constitución Política, corresponde a la SSPD.
- El Documento Soporte no aborda las causas de la estrechez entre la oferta y la demanda de energía que actualmente presentan el SIN, lo que afecta la condición de cobertura en contratos. Por otro lado, tampoco incluye un escenario de alta hidrología, ni el impacto en tarifas que tendría la propuesta, limitando el análisis a situaciones coyunturales que desconocen las ventajas de estos escenarios (alta hidrología, como los valores de precio de bolsa a la fecha, que corresponden a no más del 35% del Precio Medio de Contratos MC). Asimismo, se requiere que establezca el efecto esperado en los nuevos contratos bajo condiciones de obligatoriedad, cuando no se han presentado nuevos proyectos que garanticen mayor disponibilidad de energía en el mediano y largo plazo, lo que podría generar un alza en las tarifas de energía de los usuarios regulados en el corto plazo, lo que va en contravía del objetivo del proyecto de decreto.
- Se considera relevante establecer o flexibilizar los mecanismos actuales que permitan promover la contratación en el mercado regulado, tal es el caso de los mecanismos previstos en la Resolución CREG 130 de 2019 (SICEP) o la definición del mecanismo de mercados anónimos estandarizados como los establecidos en la Resolución CREG 114 de 2018, lo que permitiría a los

Oficina Principal:
Cra 17 No. 19 - 28 Edg. Negre 4° Piso
P.B. 833-93 93
Oficina de Servicio al Cliente:
Carrera 9a 24 AN 21, local 2-24
Centro Comercial Campestre
Popayán - Cauca
www.energia.gov.co



Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

agentes compradores y vendedores participar de un mercado más líquido con mayor posibilidad de gestionar sus riesgos de mercado.

- Es importante que, como medida de política pública para incentivar la contratación, se elimine el factor alfa en el componente de compras de energía (G) de la fórmula tarifaria establecida en la Resolución CREG 119 de 2007, dado que se trata de una variable desactualizada que genera distorsiones, desincentivos y pérdidas económicas en la actividad de comercialización.
- Se considera pertinente evaluar la conveniencia de los mecanismos de tipo "pague lo contratado", condicionado exclusivamente para la energía que se encuentre por encima de las Obligaciones de Energía en Firme anuales asignadas a los generadores, considerando que en realidad ante la ausencia de excedentes en condiciones de baja hidrología, se dejaría al comercializador expuesto a los precios del mercado spot, debido a que los agentes generadores con tecnología hidráulica por su aversión al riesgo, no venden más de su ENFICC. En línea con esto, se sugiere considerar la modalidad de "PLG - Pague Lo Generado" transitoriamente para atender una parte de la demanda regulada, permitiendo al comercializador tener acceso a una energía, aunque variable, a precios estables, que tener que comprar la energía que no encuentra en contratos PLC, únicamente en bolsa.
- Finalmente se sugiere considerar la habilitación del mecanismo de negociación bilateral cuando el comercializador no resulte asignado en el SICEP después de cierto número de convocatorias y permitir el traslado del costo de dichas compras de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 101 002 de 2022. Otro mecanismo fundamental para la compra de energía dirigida a los usuarios regulados consideraría una subasta centralizada por parte del Ministerio de Minas y Energía, donde se prioricen aquellos comercializadores hoy expuestos a bolsa, que atiendan usuarios en condiciones de vulnerabilidad (p.e: mercados con elevado número de usuarios ubicados en áreas especiales, o con elevada penetración de usuarios pertenecientes a los estratos 1 y 2).

Cordialmente,



ARMANDO JOSÉ CUELLO NAVARRO
Gerente General



Oficina Principal:
Cra 7 No. 34 - 28 Ed. Edgar Negro 4° Piso
PBX: 833-93 93
Oficina de Servicio al Cliente:
Carrera 94 24 AN 21, local 2-24
Centro Comercial Campanario
Popayán - Cauca
www.energia.gov.co



Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

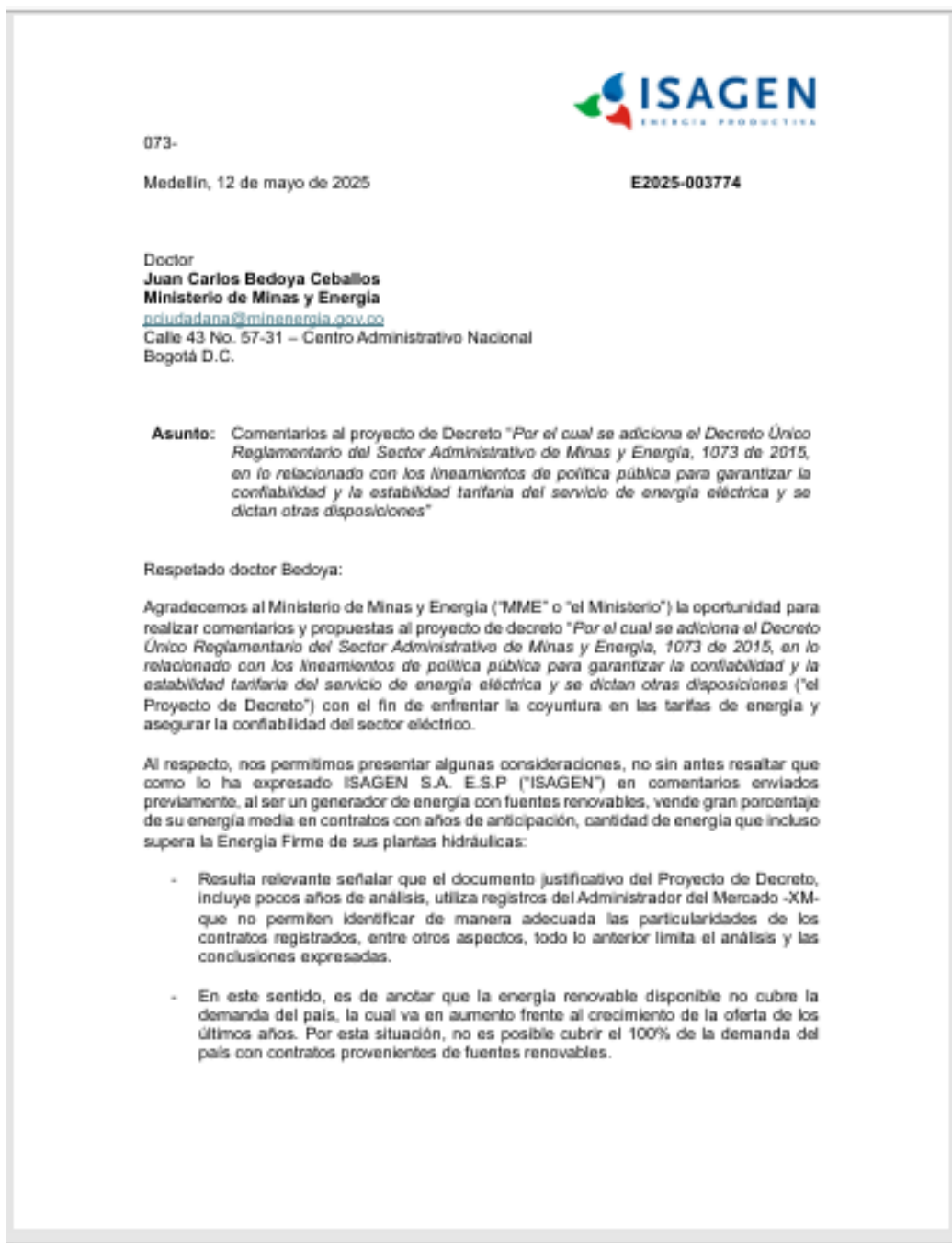
Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

Comentario 10

De: NORMATIVIDAD ENERGIA Y GAS ISAGEN

Enviado: martes, 13 de mayo de 2025 15:54

Asunto: E2025-003774 - ISAGEN - Comentarios al Proyecto de Decreto - Lineamientos confiabilidad y estabilidad tarifaria del servicio de energía eléctrica



Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180



- Por otra parte, expresar en el Proyecto de Decreto y su documento justificativo que se vende más energía para el Mercado No Regulado, no es preciso, dado que los contratos registrados ante XM con el identificador de "Mercado No Regulado" incluyen contratos entre agentes mayoristas con destino al respaldo de contratos o para vender energía a otros agentes con destino al Mercado Regulado, según términos de las convocatorias públicas.
- Históricamente agentes como ISAGEN, han atendido Mercado No Regulado para diversificar su portafolio y asegurar la venta de energía. Es importante tener en cuenta que el país también requiere que la demanda no regulada, que genera empleo y mueve la economía, tenga opciones de precios competitivos.
- Resaltamos del Proyecto de Decreto, que permite más posibilidades de contratación entre agentes y que la Modalidad Pague lo Contratado Condicionado a la Generación (PCG) sea una opción más de cubrimiento de los comercializadores.
- Debe considerarse además que las solicitudes de algunos agentes hacen imposible la participación para la venta de energía, teniendo en cuenta el esquema de pago y garantías propuestos en los pliegos de las convocatorias. En este punto, es necesario garantizar el pago, fortalecer el esquema de garantías y no impedir la facultad regulatoria de limitar el suministro de energía ante el incumplimiento en el pago de un agente, lo cual está diseñado para cubrir el riesgo sistémico que se enfrenta en este momento.
- La decisión de abrir convocatorias es propia de cada comprador y gran parte de la exposición a bolsa que tienen algunos agentes en este momento, es consecuencia de decisiones anteriores, tales como la no realización de convocatorias oportunamente, rechazo de ofertas por precios de reserva fuera de mercado o la inclusión de restricciones de oferta en bloque, entre otras condiciones. En este punto resaltamos que la energía disponible para la venta es limitada, si no se acepta en alguna convocatoria, se vende a otro agente y se agota.
- Entendemos que el propósito del Proyecto de Decreto es de contar con mayor disponibilidad de energía en contratos, no obstante, consideramos que incluir como una obligación contratar el 95% de la generación hidráulica puede resultar inconveniente, toda vez que cualquier obligación de venta en instrumentos de cobertura, va en contravía de las normas que regulan el sector y de los análisis que realizan los agentes, según sus recursos y proyecciones, con el fin de garantizar la sostenibilidad financiera.
- Al respecto, sugerimos que la obligación de los agentes sea la de ofertar y en este sentido, podrían incluirse indicadores de seguimiento de la oferta de contratación de los generadores como un porcentaje de su generación proveniente de plantas hidráulicas despachadas centralmente y realizar la liquidación con discriminación mensual y no horaria, teniendo en cuenta que, generadores como ISAGEN no venden y generan la misma energía cada hora, esto debido a que hay muchos días en que se compra energía en la bolsa por la variabilidad de los recursos para generar así como al mismo comportamiento de la bolsa de energía, como mercado que es. El hecho que un día se venda mucha energía en la bolsa compensa otros días, en que se compra mucha energía, dado que la contratación es un dato de

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180



entrada para el agente y también presenta variabilidades de cantidades. Los datos no son predecibles con exactitud, por lo que solicitamos en igual sentido que la revisión del valor de contratación y disponibilidad de energía excedentaria en la bolsa se fundamente en discriminación mensual y que se hagan las validaciones con la energía ofertada.

- Por otra parte, es relevante definir, por ejemplo, el mecanismo para que no se presente el fenómeno de desplazamiento de contratos en modalidad PCG y el balance de la demanda con la generación. En el primer caso se debe prever que el comprador podría conseguir contratos PLC que desplacen los contratos PCG pactados con un generador, que hagan que el generador quede vendiendo en bolsa más del 5%. En el otro caso, es posible que la generación contratada bajo PCG por un comprador supere su demanda, por lo cual debe aclararse su manejo. También sugerimos revisar el porcentaje de cumplimiento en función de la generación hidro de las plantas despachadas centralmente, con alguna tolerancia, entre otros aspectos.
- Así mismo, nos surge una inquietud relacionada con la línea base de referencia de la contratación que será monitoreada y los tiempos en que se debe hacer. ISAGEN ha sido activo en el sector, ha crecido construyendo y adquiriendo plantas de generación, ha vendido algunos activos y sigue evaluando la posibilidad de comprar, construir y vender plantas, por lo que no es posible tener siempre una cantidad fija de generación esperada vs contratación y que se cumpla el porcentaje definido ex-ante, una razón más para que la decisión de contratar sea libre y que se cuente con indicadores de ventas en bolsa vs generación publicados y monitoreados por el MME y la SSPD. En general, se tienen algunas particularidades que deben quedar reglamentadas en la norma de la CREG.
- Por último, lo que se defina en este Proyecto de Decreto, debe tener una temporalidad y un seguimiento pormenorizado durante los años que el margen de reserva este estrecho y bajo un número referente determinado, para que luego se liberen dichas restricciones.

Reiteramos finalmente, la necesidad de derogar la Resolución CREG 101 066 de 2024 para poder continuar haciendo inversiones en proyectos renovables, participar en la subasta de confiabilidad de 2029-2030, así como para seguir vendiendo contratos de varios años, ya que la incertidumbre a partir del año 2028 ha originado una ciertas prevenciones y análisis de riesgos respecto la venta de energía en esos años por parte de la empresa, considerando la normatividad vigente.

Esperamos que nuestros comentarios aporten a la construcción de un decreto que apoye la estabilidad tarifaria y quedamos dispuestos a atender inquietudes relacionadas con la comunicación.

Cordialmente,
FERNANDO
ARBELAEZ SOTO

Fernando Arbeláez Soto
Representante legal
ISAGEN S.A. E.S.P.

Firmado digitalmente por
FERNANDO ARBELAEZ SOTO
Fecha: 2025.06.10 10:04:15
+0500

Comentario 11

De: Cristian David Restrepo Zapata **ELECTROHUILA**

Enviado: martes, 13 de mayo de 2025 16:19

Asunto: Comentarios Proyecto Decreto

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS			
		FP-F-01	
		7/03/2022	V-1
Sector:	Regulatorio		
Epígrafe:	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		
Fecha inicio:	28/04/2025		
Fecha fin:	13/05/2025		
Fecha Comentario:	13/05/2025		
Datos de contacto:	Correo electrónico:		
Nombre de la empresa o interesado:	Cristian David Restrepo Zapata		
No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
	Generalidades	Artículo 2.2.3.2.8.3. Finalidades.	Electrohuila como empresa comercializadora valora todos los esfuerzos realizados desde Gobierno Nacional, en precaver los efectos adversos de la exposición a Bolsa del Mercado Regulado, teniendo en cuenta que, la alta exposición de ciertos comercializadores al mercado spot, causa un impacto considerable en la economía de algunos usuarios del servicio de electricidad, afectando, particularmente, a aquellos de más escasos recursos; por lo anterior, este tipo de medidas se verá directamente reflejado en la factura que deben pagar los usuarios regulados de todo el mercado.

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

	Cobertura de la Demanda	Artículo 2.2.3.2.8.4. Mecanismos para garantizar la confiabilidad y la estabilidad tarifaria en el servicio de energía eléctrica y sus actividades complementarias.	La expedición de este decreto directamente facilitará la cobertura de demanda mediante contratos, reduciendo el riesgo de que el comercializador tenga que acudir a bolsa a precios altos; lo cual, reitera que de esta manera el comercializador podrá proteger mejor su portafolio de compras y disminuir los costos esperados de suministro para usuarios regulados.
	Enfoques Para Mejorar la Contratación Entre las Contrapartes de Una Manera Segura y Confiable	Artículo 2.2.3.2.8.4. Mecanismos para garantizar la confiabilidad y la estabilidad tarifaria en el servicio de energía eléctrica y sus actividades complementarias.	Desde el mercado en general, se deben ver con aceptación este tipo de medidas, dado que al buscar que los generadores hidroeléctricos contraten la mayor parte de su energía, se aumenta la disponibilidad de contratos y energía en el mercado mayorista. Lo anterior, garantizará que el comercializador tendrá acceso a más opciones para contratar: - En subastas coordinadas por el Ministerio, - Por mecanismos de mercado entre privados, - O incluso con generadores pequeños o FNCER que buscan liquidez. Lo cual mejorará las condiciones de negociación para los comercializadores, especialmente los más pequeños o con baja calificación financiera. A su vez, al poder contratar más energía en condiciones competitivas y con precios estables (vs. spot), los comercializadores podrán: - Reducir su costo promedio de compra (COP),

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

			- Disminuir el costo unitario de energía traslado a los usuarios regulados.
	Riesgos en la Medida de Contratación	Artículo 2.2.3.2.8.4. Mecanismos para garantizar la confiabilidad y la estabilidad tarifaria en el servicio de energía eléctrica y sus actividades complementarias.	Ahora bien, la expedición de este Decreto impone una obligación unilateral a los generadores (hidráulicos) de contratar al menos el 95% de su generación, medida que posiblemente, podría ocasionar una distorsión en el equilibrio competitivo del mercado y restringe la autonomía comercial de los generadores, afectando el principio de libertad de contratación bilateral que rige el MEM. En este mismo sentido, se debe considerar que si el decreto limita la capacidad de los generadores de ofertar libremente en bolsa (95% contratada), entonces pierden el margen de ingresos spot, y para mantener su rentabilidad, ajustarán el precio de sus contratos hacia arriba. Es decir que, lo que el decreto evita en la tarifa del usuario por bolsa, puede reaparecer en el precio base de los contratos futuros; por lo cual, es uno de los puntos que debe considerar la CREG en los posibles cambios regulatorios que debe implementar.
	Participación Activa de la Demanda	Artículo 2.2.3.2.8.4. Mecanismos para garantizar la confiabilidad y la estabilidad tarifaria en el servicio de energía eléctrica y sus actividades complementarias.	Se sugiere incluir de forma explícita en el desarrollo normativo que la participación activa de la demanda (especialmente comercializadores del mercado regulado) debe estar garantizada en los mecanismos de contratación propuestos, a fin de evitar asimetrías frente a la oferta (Qué se esta buscando su contratación al 95%) y pro-

			mover condiciones de mercado eficientes y equilibradas. Adicionalmente, se resalta que la definición de los mecanismos de contratación, condiciones de participación, formación de precios y traslados tarifarios corresponde a la competencia exclusiva de la CREG, conforme a los artículos 23 y 44 de la Ley 143 de 1994 y el artículo 73 de la Ley 142 de 1994. Por lo tanto, en los tiempos establecidos en el decreto para los cambios que debe efectuar la CREG, sugerimos se consideren mencionados mecanismos de contratación y participación de la demanda.
	Revisión de los Principios de la Prestación del Servicio	Artículo 2.2.3.2.8.4. Mecanismos para garantizar la confiabilidad y la estabilidad tarifaria en el servicio de energía eléctrica y sus actividades complementarias.	Se debe tener en cuenta que la regulación colombiana, en línea con la transición energética, se basa en el principio de neutralidad tecnológica, es decir, no favorece ni castiga ninguna fuente por diseño regulatorio. En ese sentido, la expedición del presente decreto establece una obligación diferenciada para los generadores hidráulicos, imponiéndoles un estándar de contratación del 95% que no aplica a otras tecnologías como las térmicas o las fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER). Esta diferenciación puede afectar el equilibrio competitivo en el mercado mayorista, vulnerando el principio de igualdad entre agentes, y podría ser cuestionada como una medida desproporcionada y discriminatoria.

			Desde el punto de vista del comercializador, resulta indispensable que el diseño e implementación de los mecanismos de contratación propuestos garanticen condiciones de acceso equitativas y participación activa de la demanda, en particular de aquellos comercializadores que atienden usuarios regulados vulnerables, áreas especiales o con alta exposición a la bolsa. Imponer condiciones restrictivas a la oferta sin fortalecer el acceso efectivo de la demanda a contratos podría trasladar riesgos operativos y financieros al comercializador, sin lograr una mejora estructural en las tarifas.
	Análisis Jurídico para Implementación de la Medida	Artículo 2.2.3.2.8.4. Mecanismos para garantizar la confiabilidad y la estabilidad tarifaria en el servicio de energía eléctrica y sus actividades complementarias.	Finalmente, entendemos que el Gobierno Nacional actúa bajo los principios de Intervención para la protección del usuario vulnerable (Art. 365 CP y Ley 143), la Estabilidad tarifaria como bien público, y la potestad de dirección de política energética (Ley 143, Art. 4 y 6); Sin embargo, cualquier medida que modifique reglas de mercado operativo (como contratación bilateral, formación de precios, mecanismos de cobertura) requiere intervención regulatoria formal de la CREG, que es la entidad con competencia exclusiva en esa materia.

Comentario 12

De: Juan Salas Viloria GECELCA

Enviado: martes, 13 de mayo de 2025 17:01

Asunto: OFICIO RADICADO 202514210013531: LINEAMIENTOS DE POLÍTICA PÚBLICA PARA GARANTIZAR LA CONFIABILIDAD Y LA ESTABILIDAD TARIFARIA DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS			
		FP-F-01 7/03/2022 V-1	
Sector:	Regulatorio		
Epígrafe:	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		
Fecha inicio:	28/04/2025		
Fecha fin:	13/05/2025		
Fecha Comentario:			
Datos de contacto:	Correo electrónico:		
Nombre de la empresa o interesado:		GECELCA S.A. E.S.P.	
No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Mecanismos para garantizar la confiabilidad y la estabilidad tarifaria en el servicio de energía eléctrica y sus actividades complementarias	Numeral 1 del artículo 2.2.3.2.8.4	Consideramos necesario precisar que el 95% de la generación horaria del portafolio hídrico de cada generador deberá compararse con las ventas netas, entendidas como la diferencia entre las ventas en contratos y las compras en contratos. Esto con el fin de reflejar de manera más precisa las ventas reales de cada agente, dado que algunas podrían estar respaldadas con compras en contratos. Adicionalmente, agradecemos confirmar el entendimiento que dentro del cálculo del 95% de generación hídrica se incluirán las plantas no despachadas centralmente que represente el agente.
2	Mecanismos para garantizar la confiabilidad y la estabilidad tarifaria en el servicio de energía eléctrica y	Numeral 3 del artículo 2.2.3.2.8.4	Sobre la implementación de mecanismos de contratación flexibles que trata el numeral 3, sugerimos que éstos queden establecidos de manera general, con el fin de que se

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

	sus actividades complementarias		permita que cualquier planta pueda vender en contratos sus excedentes de generación ideal.
3	Mecanismos para garantizar la confiabilidad y la estabilidad tarifaria en el servicio de energía eléctrica y sus actividades complementarias	Numeral 3 del artículo 2.2.3.2.8.4	Así mismo, proponemos incluir otro elemento para los mecanismos de contratación flexible, con el que se habilite a los comercializadores que atienden demanda regulada para que compren energía con precios que estén vinculados a variables como el precio de la bolsa, siempre que ello represente un beneficio para el usuario final, tales como precios de contratos que contemplen descuentos en función del precio de la bolsa.



Barranquilla,



202514210013531

 Fecha Rec: 2015-05-15 - Usu Rec: MHEZ
Centro: GEC-GECECA
Centro: MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Asunto: POR EL CUAL SE ADICIONA
SE FOLIO: 1 - CERO AFANES Y ANEXO

Doctor
JUAN CARLOS BEDOYA CEBALLOS
Jefe de la Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Calle 43 57 - 31 CAN
Bogotá D.C.

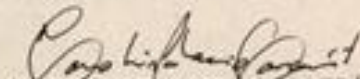
ASUNTO: POR EL CUAL SE ADICIONA EL DECRETO ÚNICO REGLAMENTARIO DEL SECTOR ADMINISTRATIVO DE MINAS Y ENERGÍA, 1073 DE 2015, EN LO RELACIONADO CON LOS LINEAMIENTOS DE POLÍTICA PÚBLICA PARA GARANTIZAR LA CONFIABILIDAD Y LA ESTABILIDAD TARIFARIA DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y SE DICTAN OTRAS DISPOSICIONES

Respetado doctor Bedoya,

En atención al proyecto de decreto del asunto, presentamos para su consideración los comentarios mediante el formato dispuesto y anexo a la presente comunicación con el fin de que sean tenidos en cuenta para los respectivos análisis.

Quedamos a su disposición para atender cualquier inquietud al respecto.

Cordialmente,



CAROLINA PALACIO GARCERÁN
Gerente de Regulación y Planeación Energética

Juan S.

Anexo: Un (1) folio

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

Comentario 13

De: Mario Rubio **CAC**

Enviado: martes, 13 de mayo de 2025 17:36

Asunto: Comentarios al proyecto de Decreto de Contratación de Energía



Bogotá D.C., 13 de mayo de 2025

CAC-2025-021

Doctor
EDWIN PALMA EGEA
Ministro
Ministerio de minas y energía
pcudadana@minenergia.gov.co

Asunto: Comentarios al proyecto de Decreto de Contratación de Energía

Respetado ministro Palma:

Formalmente el CAC presenta al Ministerio (MME) los comentarios al proyecto de Decreto, y al documento de Memoria Justificativa, del asunto. Así mismo, informamos al MME que los análisis de los aspectos relacionados con la contratación de energía hacen parte de los temas que recurrentemente están en el Plan de Trabajo del CAC, razón por la cual este organismo en diferentes ocasiones ha compartido con la CREG y el MME recomendaciones orientadas a contar con Mecanismos Anónimos Estandarizados que sean líquidos y profundos, lo cual debería resultar en una formación eficiente de precios en el mercado de contratos, así como en mayores niveles de cobertura que trasladen al componente de compras de energía (G_m) precios más estables.

Como primer comentario general, en el Comité estamos de acuerdo, y apoyamos toda iniciativa consistente con los principios de las Leyes 142 y 143¹ que permita a los usuarios la reducción de la exposición al riesgo del precio de bolsa de energía. Por tal motivo, los esfuerzos enfocados a mejorar la contratación de energía deben ser trabajados de forma integral, gestionando las causas que han llevado a una reducción en los niveles de contratación de los agentes comercializadores; especialmente las causas estructurales, es decir, el incremento en la brecha que hay entre el crecimiento de la demanda comercial y el crecimiento en la Capacidad Efectiva Neta (CEN) asociada a plantas con costos competitivos, pero también, con la capacidad de éstas para proveer al mercado de energía contratable.

Por ejemplo, y como se observa en la Tabla 1, mientras que para el periodo 2000-2024 la Demanda Comercial creció en un 99%, la CEN total solo se incrementó en un 79%. Así mismo, la CEN asociada a energía renovable, que normalmente es la fuente con precios competitivos que se observa en el mercado de contratos, tuvo un crecimiento inferior respecto al crecimiento de la demanda comercial en el mismo periodo (80% vs 90% respectivamente). Además, es importante resaltar que para el tipo de plantas hidroeléctricas de despacho centralizado, siendo éstas las que aportan menor

¹ Al respecto, resaltamos que el Artículo 42 de la Ley 143 establece que: "las compras de electricidad por parte de las empresas distribuidoras de cualquier orden deberán garantizar, mediante contratos de suministro, el servicio a los usuarios atendidos directamente por ellas, por el término que establezca la Comisión de Regulación de Energía y Gas. Tales contratos se celebrarán mediante mecanismos que estimulen la libre competencia (...)" (Subrayado no incluido en el texto original de la Ley).

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180



riesgo para participar en las convocatorias de contratos, la CEN en el mismo periodo solo se incrementó en un 57% (pasó de 7.813 MW al cierre del año 2020, a 12.237 MW al cierre del año 2024²).

Año	CEN (MW)		Demanda (GWh/año)
	No Renovable	Renovable	
2000	3.560	8.077	41.033
2001	3.560	8.486	42.690
2002	3.560	8.907	43.907
2003	3.580	8.945	45.367
2004	3.611	8.989	46.662
2005	3.611	8.997	48.441
2006	3.611	9.017	50.491
2007	3.611	9.036	52.512
2008	3.611	9.033	53.520
2009	3.631	9.034	54.329
2010	4.095	9.056	55.823
2011	4.338	9.778	56.767
2012	4.338	9.838	58.974
2013	4.338	10.072	60.519
2014	4.358	10.969	63.387
2015	4.692	11.578	65.836
2016	4.742	11.638	65.966
2017	4.799	11.767	66.547
2018	5.229	11.849	68.756
2019	5.239	11.911	71.549
2020	5.355	11.941	70.082
2021	5.412	11.946	73.769
2022	5.617	13.224	76.283
2023	6.174	13.288	79.524
2024	6.272	14.527	81.619

Tabla 1. Evolución CEN y Demanda Comercial. Fuente XM, cálculos propios.

Como segundo comentario general, resaltamos positivamente que el proyecto de Decreto está orientado a mejorar, flexibilizar y ampliar los mecanismos de contratación de energía tanto de forma estructural como coyuntural. Ahora bien, consideramos que el proyecto de decreto podría incluir mecanismos de verificación en vez de mecanismos obligatorios, no obstante, en relación con propuestas de seguimiento inquieta que la señal para definir el 95% de la generación hídrica destinada a contratos tenga una implementación compleja por su nivel de seguimiento horario, por lo que se sugiere analizar la pertinencia de implementar una verificación anual para que los generadores ajusten mejor sus ofertas y el operador actúe con mayor eficiencia.

Como tercer comentario general, y dado a que en el proyecto de Decreto se indica que “en cualquier caso, los mecanismos de contratación deberán orientarse a la reducción de tarifas para el usuario regulado”, queda la inquietud de cómo, ante una situación en la que la demanda crece proporcionalmente significativamente por encima de la oferta, se logre en el corto plazo una reducción en los precios del mercado. En el CAC consideramos que esto sí es posible si se hacen

² Inclusive, con base en la información en PARATEC, en los años 2023 y 2024 no entraron al sistema hidroeléctricas despachadas centralmente.



ajustes en los aspectos intrínsecos y extrínsecos asociados a la contratación de energía, lo cual se expondrá más adelante en este documento. Pero, mientras esos cambios no se realicen, la tendencia en un mercado que no se expande con base en fuentes competitivas y energía contratable dará como resultado un incremento anual en los Precios Promedio Ponderados (PPP) tal como se observa en la Ilustración 1¹.

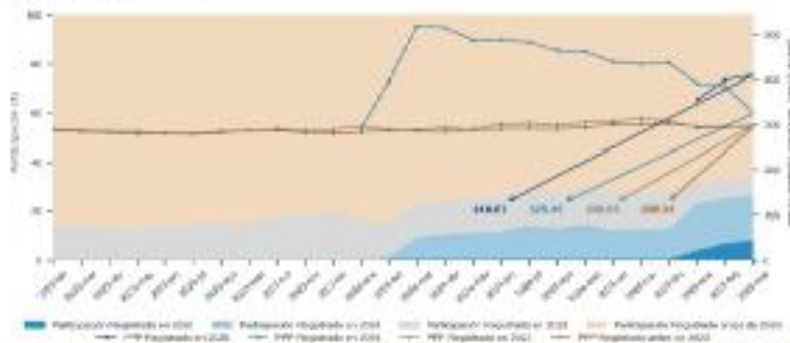


Ilustración 1. Precio y participación Contratos Mercado Regulado. Información presentada por KM al CAC el 23-04-2025

Ahora, dada la problemática en contratación, la cual ha incidido en niveles de exposición a bolsa significativos tanto en el Mercado Regulado (MR), como en el Mercado No Regulado (MNR), y que, como se observa en la Ilustración 2, estarían para el 2025 del orden del 27% y del 43% respectivamente, es que desde el CAC se recomienda al MME que al momento de establecer los lineamientos de política pública definitivos estos aborden con profundidad los aspectos estructurales, y de diseño regulatorio y tarifario.



Ilustración 2. Proyección de porcentaje de cobertura. Información presentada por KM al CAC el 23-04-2025

¹ Es importante tener en cuenta que la variable PPP incluye en su cálculo los contratos registrados en el marco de la Resolución CREG 101_036 de 2024, "por la cual se dictan disposiciones transitorias para las compras de energía con destino al mercado regulado y su correspondiente traslado en el componente de costo de energía (CE) del costo unitario de prestación del servicio (CU)".



Los análisis sobre la problemática general en la contratación que ha realizado el CAC, y que en este documento presentamos al MME, se dividen en tres (3) bloques temáticos: i) el contexto en el que se están dando los niveles de exposición en bolsa; ii) los aspectos intrínsecos y extrínsecos que se deben considerar en los análisis relacionados con la contratación de energía; y iii) las propuestas que desde el CAC hacemos para que los lineamientos de política pública que se expidan logren mejorar la situación en los niveles de contratación de energía.

1. Sobre el contexto en el que se están dando los niveles de exposición en bolsa

Es importante tener en cuenta que, tal como se observa en la Ilustración 2, el mayor porcentaje de energía con destino al MR es contratada en convocatorias públicas en el SICEP. Por tal motivo, es necesario entender que el SICEP⁴ fue concebido como un sistema de información y mecanismo alterno mientras que alcanzaban su etapa de madurez los mecanismos de comercialización de la Resolución CREG 114 de 2018. Sin embargo, dado que a la fecha DERIVEX se encuentra en proceso de consolidación⁵, y que además aún no ha sido aprobado el mecanismo de contratación MCE propuesto por el promotor Conexión Energética, es que el SICEP, sin haber sido ese su propósito, se ha convertido en el principal vehículo para la compra de contratos de energía con destino al MR.

Dado lo anterior, y como ya se mencionó en el capítulo anterior, es que se requiere que se analicen integralmente todos los componentes que hacen parte de la actividad de compra de energía en el mercado mayorista de energía. Es decir, se deben abordar los aspectos intrínsecos en los mecanismos de comercialización, especialmente los relacionados con el SICEP, así como los aspectos extrínsecos que consideramos son fundamentales para lograr una reducción en la exposición a bolsa de los usuarios.

Sobre los aspectos intrínsecos a los mecanismos de comercialización, en especial, los propios del esquema establecido en la resolución CREG 130 de 2019, identificamos:

- Las características del tipo de producto que se diseña por los comercializadores para los procesos de convocatoria.
- Evaluar nuevas modalidades transitorias de contratación como los pague lo contratado condicionados a generación requiere de tiempos más flexibles que los considerados hoy en día en el SICEP.
- Los tiempos que requiere el proceso de convocatoria desde su apertura hasta el cierre.
- La concurrencia de convocatorias en paralelo que puede afectar la disponibilidad de ofertas para otros procesos.
- Los análisis para la determinación del precio de reserva y la posibilidad de que pueda ser flexible en beneficio de los usuarios.

⁴ El SICEP es una plataforma tecnológica puesta en operación en enero de 2020 que cumple con lo dispuesto en la Resolución CREG 130 de 2019, y es un mecanismo seguro, confiable y robusto para la realización de convocatorias públicas de energía eléctrica. Sin embargo, en los últimos años los comercializadores han evidenciado nuevas necesidades de mejora que requiere el mecanismo.

⁵ No obstante, es importante recordar que, si este año DERIVEX no cumple con los objetivos establecidos por la Comisión, para el próximo año no podría ser un mecanismo usado en el mercado regulado, minimizando las posibilidades de contratación regulada únicamente al SICEP.



- La variedad de esquemas de garantías según el comercializador que adelanta el proceso, y asimetrías entre lo requerido para garantizar el suministro de energía y lo propuesto para garantizar el pago. Al igual que los mecanismos de traslado a la tarifa de los costos de garantías de pago que ahora exigen los generadores o que son cada vez más altos.

Sobre los aspectos extrínsecos a los mecanismos de comercialización, los resultados de la contratación en el SICEP que obtienen los comercializadores, vistos desde la cobertura que se puede alcanzar para gestionar los riesgos de volatilidad en los precios de la bolsa de energía, dependen de factores como:

- La creación de un ambiente legal y regulatorio estable para el sector que incentive la contratación a mediano y largo plazo.
- La capacidad de contar con una oferta suficiente de recursos energéticos contratables que garantice el suministro de la energía eléctrica que requiere la demanda en el corto, mediano y largo plazo.
- Los costos de producción de las diferentes tecnologías de generación de energía eléctrica.
- La metodología de traslado de costos de compra de energía en el costo unitario de prestación del servicio que, al tener en cuenta variables como el costo promedio ponderado por energía (Mc) y el Alpha (α) del comercializador, distorsiona el valor que se recupera y, por lo tanto, tienen gran peso en las decisiones de compra y/o exposición a bolsa.
- Los límites de contratación propia.
- La disponibilidad de otros mecanismos y productos de mercado que funcionen como incentivo para garantizar las señales de formación eficiente de precios de compra de energía.

2. Sobre los aspectos intrínsecos y extrínsecos en la contratación de energía

Este análisis parte del supuesto de que los agentes que compran y/o venden energía toman decisiones estratégicas, es decir, que los resultados que se obtienen buscan maximizar un beneficio, o minimizar una pérdida, teniendo en cuenta las decisiones que tomarán sus contrapartes, y las decisiones que también toman sus competidores.

Así mismo, para la compra de energía con destino al mercado regulado, actualmente los comercializadores pueden acceder a DERIVEX, al SICEP, y como última instancia al mercado spot en donde se le liquida la diferencia entre la demanda comercial del agente y los contratos registrados ante dicho administrador.

Aspectos Extrínsecos en la contratación de energía

• Matriz energética:

Los problemas para la entrada en operación y funcionamiento de varios proyectos de generación, e incluso de transmisión y distribución, están limitando la disponibilidad actual de oferta de energía y desincentiva la inversión en proyectos que pueden aprovechar el potencial energético con que cuenta el país. Lo anterior, ha traído como consecuencia que se



haya reducido la cantidad de energía ofertada en los procesos de convocatorias y que la que se presenta sea a precios no competitivos para contratar, teniendo en cuenta las diferencias propias en los costos según la fuente de generación.

Es importante que las decisiones que se toman en el marco de la transición energética procuren por crear un ambiente legal y regulatorio estable en el corto, mediano y largo plazo de tal forma que se incentive la incorporación de tecnologías de generación de energía eléctrica confiable y contratable a precios eficientes, de tal forma que se den las señales adecuadas para garantizar el suministro continuo y oportuno de la demanda.

- Estrechez entre oferta y demanda:

Tal como se evidenció en la Tabla 1, desde hace varios años se ha identificado que la energía contratable disponible para los comercializadores del mercado regulado sería insuficiente. Dado el crecimiento de la demanda, y ante una menor oferta para contratos a precios competitivos, todos los comercializadores han sufrido el problema de estrechez en la oferta; independiente de si son agentes integrados o no, o si dicha energía es con destino al MR o al MINR, por lo que no se han podido alcanzar los porcentajes de contratación definidos en las políticas de aprovisionamiento de las empresas.

- Ausencia de otros mecanismos de compra:

Como se mencionó en el numeral anterior, la principal alternativa de mediano y largo plazo de la cual puede disponer el comercializador para garantizar un cubrimiento de su demanda de energía y gestionar adecuadamente el riesgo de volatilidad de precios es el SICEP⁶. Ello limita la posibilidad de diseñar estrategias de cobertura que propendan por garantizar un suministro de energía a precios eficientes.

Por otro lado, DERIVEX hasta el momento no ha logrado posicionarse como una alternativa de mercado que genere las señales de precio, liquidez y profundidad, que busca el comercializador para ser utilizado como parte de sus opciones de estrategia de cobertura, además, es importante recordar que, si este año DERIVEX no cumple con los objetivos establecidos por la Comisión, para el próximo año no podría continuar siendo un mecanismo usado en el mercado regulado, minimizando las posibilidades de contratación regulada únicamente al SICEP. Esta situación el CAC la ha mencionado en anteriores ocasiones a la Comisión y al MME, y entre los incentivos sugeridos por este organismo está el de establecer una posición neta entre contratos de futuros y compras en bolsa que permita a los agentes el pago de menores costos de garantías.

Promover la eficiencia en la compra de energía para el MR requiere contar con una variedad de esquemas o alternativas de las cuales pueda disponer un comercializador para diseñar su portafolio de contratos. Por tal razón, recalcamos la importancia de contar con más mecanismos de comercialización aprobados.

⁶ Tenemos presente que el MME también puede sacar subastas de largo plazo.



- Asimetría en las garantías que consideran las convocatorias:

Se ha encontrado que existe variedad en los tipos de garantías que hacen parte de las convocatorias que se adelantan en el SICEP. Dicha diversidad podría limitar la posibilidad de garantizar una amplia concurrencia de la oferta a precios competitivos.

Por ejemplo, dentro de la regulación se podría analizar si es necesario evolucionar hacia una estandarización de garantías, que puede basarse en las que estadísticamente sean en la actualidad las más usadas, o en otros valores que se consideren costo-eficientes, esto último acompañado de mecanismos en los que se permita que su valor se traslade en el precio que percibe el usuario.

- Traslado en el componente G:

El Alpha (α) que tienen en cuenta la metodología de la Resolución CREG 119 de 2007 para la formación del costo de compra de energía es una variable que no está relacionada con la situación actual del mercado, ni refleja las condiciones de compra de energía que tienen los comercializadores. Por lo anterior, es una condición que en estos momentos desfavorece y limita las oportunidades de compra de energía generando distorsiones y pérdidas operativas para la actividad de comercialización. La metodología para la formación del costo promedio ponderado de energía (MCP) captura precios de diferentes tiempos y coyunturas del mercado en que fueron fijados, lo que puede generar distorsión al tener una señal que refleje la eficiencia de precio de otro momento posterior.

Aspectos Intrínsecos en la contratación de energía

- Mecanismos flexibles transitorios:

Considerando que en el SICEP la cantidad de energía debe ser determinada o determinable en función de la demanda del comercializador y debe estar expresada en kilovatios-hora (kWh), por lo que limita la posibilidad de estructurar contratos y aprovechar ofertas cuyas cantidades de energía se encuentren asociadas a otras condiciones de la operación o despacho de alguna planta o unidad de generación. Se recomienda analizar otros mecanismos flexibles transitorios mientras se logra conjurar la situación estructural: falta de energía contratable.

Aunado a lo anterior, y dada la condición del mercado en el cual cada vez es más estrecha la oferta y la demanda sería conveniente analizar la pertinencia de incorporar oferta comercial para atender los crecimientos de demanda, por lo cual permitir productos PLG - Pague Lo Generado transitoriamente para atender una parte de la demanda regulada le permitiría al comercializador tener acceso a una energía, aunque variable, a precios estables, que tener que comprar la energía que no encuentra en contratos PLC, únicamente en bolsa.

- Concurrencia:

El nivel de contratación histórico en el mercado bilateral está fuertemente impactado por la matriz energética (escasez de recurso a precios competitivos). Sin embargo, otras consideraciones que podrían ayudar a explicar las restricciones en la concurrencia pueden



estar asociadas a las condiciones del proceso sobre garantías e impuestos. De un lado, las garantías que solicita la oferta pueden llegar a ser diferentes a las que ofrece el comprador.

De otro lado, la incertidumbre ante la imposición de tributos futuros (regionales y/o nacionales) afectan el precio de oferta y desincentiva la decisión de participación de potenciales oferentes.

- Déficit de información:

El SICEP faculta al creador de la convocatoria a registrar los resultados generales del proceso creado, cargando en el SICEP la información presentada en la audiencia pública. Sin embargo, los demás agentes del mercado no tienen acceso, a través del SICEP, a la información⁷ ni a los resultados finales del proceso presentados por el comercializador en las audiencias públicas. Acorde lo anterior, en el desarrollo de las convocatorias en el SICEP se ha identificado:

- Reducida participación en la oferta: existe una baja participación de oferentes en las convocatorias, muchas de las cuales quedan desiertas.
- Baja adjudicación en energía: la baja participación de oferentes en las convocatorias de los comercializadores entrantes ha resultado en una adjudicación insuficiente de energía (49% de energía adjudicada vs la energía demandada). Como consecuencia, los comercializadores dependen cada vez más de las liquidaciones en el mercado spot, lo que expone a la demanda a las fluctuaciones de precios.

3. Propuestas del CAC

Con base en lo expuesto, desde el Comité hacemos al MME las siguientes propuestas que pueden ser de gran valor de cara a lineamientos de política pública que permitan al mercado llegar a niveles de contratación aceptables con el propósito de no exponer a los usuarios a las altas volatilidades del precio de bolsa:

- i. Incentivar la expansión en generación con energía comercializable para contratos de mediano y largo plazo.
- ii. Retomar los procesos de subastas de contratación de energía FNCER de largo plazo.
- iii. Habilitar e incentivar el uso de los mecanismos de comercialización de la Resolución CREG 114 de 2019 que están en análisis y/o próximos a presentarse. Es importante que se analice integralmente todos los mecanismos de gestión de compra de energía manteniendo disponibilidad permanente de otros instrumentos complementarios al SICEP, por ejemplo, DERIVEX, a través de los cuales se alcancen los objetivos regulatorios propuestos en la

⁷ Los resultados de las audiencias públicas de cada convocatoria no se encuentra dentro de la información que deben incluir los Comercializadores en el Expediente Electrónico de las convocatorias, sin embargo, el ASIC, como administrador del SICEP, considerando la importancia de esta información para los agentes que participan en el MEM, creó un campo "Opcional" en el SICEP donde los agentes pueden cargar un PDF con los resultados de la audiencia pública, pero no es un archivo obligatorio y por tanto, no todas las convocatorias cuentan con esta información. Además, esta información no está consolidada ni estandarizada.



Resolución CREG 130/2019: una mayor eficiencia en la compra de energía para el mercado regulado.

Incentivar la respuesta de la demanda de forma progresiva⁸, comenzando con esquemas diarios para luego avanzar hacia mecanismos horarios que permitan una reducción más precisa en las horas de mayor consumo. Es fundamental promover programas de respuesta de la demanda que fomenten el uso eficiente de la energía y la desconexión de carga, especialmente durante las horas pico (18, 19 y 20), donde la demanda es más crítica. El esquema transitorio valoró la reducción a nivel diario, una evolución hacia la desconexión horaria permitiría una mayor precisión en la gestión de la demanda y ofrecería incentivos más atractivos para los participantes. Una opción es analizar la pertinencia de incentivar reducciones en horas pico a través de pagos por disponibilidad, ya que estos esquemas:

- Aseguran previsibilidad financiera para los participantes, permitiendo planificar mejor sus operaciones.
- Compensan el compromiso de estar disponibles para reducir carga cuando sea necesario, incluso si finalmente no se requiere la desconexión.
- Fomentan una participación más activa y confiable, al reconocer tanto el esfuerzo de preparación como el impacto de la reducción en los momentos críticos para el sistema eléctrico.

iv. Realizar un análisis expost de la metodología para calcular la variable Alpha (α) con el fin de verificar si ha cumplido con su objetivo de dar señales de eficiencia para el traslado del costo de compra de energía al costo de prestación del servicio.

v. Ajustar el SICEP en aspectos relacionados con:

- Estandarización de Productos:
 - Estandarizar y publicar los resultados de las convocatorias públicas. Oferentes, Precios, Cantidades.
 - Estandarizar los productos a licitar. Hoy cada agente comercializador solicita un producto hecho a su medida y de acuerdo con su curva de carga.
 - Estandarizar las garantías solicitadas por los agentes en las negociaciones bilaterales, donde no se estigmatice a los agentes por pequeños o con poca capacidad de respaldo.
- Estandarización de Garantías: Estandarizar las garantías solicitadas que hacen parte de las convocatorias para facilitar la participación de los comercializadores y crear los mecanismos de traslado al Costo Unitario similar a lo realizado en las subastas FNCER.
- Consolidación y Publicación de Datos: Consolidar y estructurar los datos de los resultados de las audiencias públicas del SICEP y asegurar que los datos sean de carácter público y de libre acceso para cualquier usuario. Igualmente, estandarizar un reporte y formato

⁸ Por ejemplo, en el CAC se ha debatido si se requiere incluir dentro de la metodología el pago por disponibilidad junto con penalizaciones, además de considerar que se requiere del despliegue de AMI para lograr tener una penetración más fuerte de respuesta de la demanda en los usuarios regulados o residenciales.



para que los comercializadores entreguen y publiquen los resultados de las audiencias públicas.

- Anonimato en las Convocatorias: si bien podría ser una posibilidad, al no contar con una cámara de riesgo, el efecto del anonimato puede ir en contravía de lo que se quiere, que es precios más eficientes y mayores ofertas, porque:
 - Algunos oferentes podrían percibir mayor riesgo al no conocer a su contraparte que los lleve a no participar o incluir en sus ofertas una prima de riesgo de no pago a todo el mercado.
 - Incluso ante la estandarización de garantías, esto podrían resultar inefectivo ante eventos como tomas de posesión por parte de la SSPD que establezcan lineamientos en el sentido de no poder hacerse efectivas las mismas.

Si bien el anonimato es necesario en el SICEP para efectos de garantizar neutralidad, debe ir acompañado de medidas que garanticen a los vendedores el cumplimiento de las obligaciones contractuales de la contraparte. Por tal motivo, el anonimato del SICEP requiere resolver antes temas de estandarización de garantías, impuestos regionales y coordinación con otros esquemas de contratación. Estos puntos deben tener una discusión amplia a nivel regulatorio.

Para finalizar, puede haber otras medidas alternativas como son la contratación directa por parte de los comercializadores cuando se demuestre que, después de un número determinado de convocatorias en el SICEP, no hubo adjudicaciones. Desde el CAC estamos con la disposición para trabajar articulados con el MME y la CREG para ayudar a implementar estas alternativas. Consideramos que estas mejoras son de gran valor tanto para los usuarios finales, como para los vendedores y compradores de energía.

Cordialmente,



MARIO RUBIO
Secretario Técnico



Anexo. Sobre las conclusiones en la modelación econométrica en la Memoria Justificativa

De la revisión de la Memoria Justificativa llamó la atención los siguientes resultados de las estimaciones de las sensibilidades reportadas por el modelo econométrico estructurado y corrido por el MME:

- **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.

Con el objetivo de complementar al MME en los análisis numéricos, por parte del CAC presentamos el siguiente análisis, cuyo resultado difiere del obtenido en el análisis econométrico.

1. Se parte de que conceptualmente el componente de Costo de Compra de Energía (G_{cc}) trasladará un promedio ponderado entre el costo de compra de energía en contratos ($P_{c_{m-1}}$) y el precio promedio de bolsa ($P_{b_{m-1}}$).
2. Así mismo, el valor a trasladar por compras en contratos estará afectado por una comparación de precios con el mercado, en los que se tendrá en cuenta el precio promedio al que compró el mercado ($M_{c_{m-1}}$) y un parámetro definido para cada agente comercializador (α).
3. Por simplicidad, no se usará la notación del G transitorio de que trata la Resolución CREG 101_002 de 2022, ni se tendrá en cuenta el factor de ajuste AJ con el fin de calcular el impacto en G en el mes $m+1$ producto de incrementos en el precio de bolsa en el mes m . Como $M_{c_{m-1}}$ se toma el valor presentado por XM al CAC en la última Reunión Ordinaria: 307 COP/kWh.
4. Se calculan los resultados de Gm con base en diferentes valores de $P_{c_{m-1}}$ y $P_{b_{m-1}}$, para diferentes niveles de contratación (Q_c). Los resultados obtenidos se analizan como el cambio en el G expresado en COP/kWh con base en los cambios porcentuales ($\Delta\%$) en las columnas de precios, teniendo como precios base la dupla $P_{c_{m-1}} = 300$ COP/kWh y $P_{b_{m-1}} = 300$ COP/kWh.

Los resultados obtenidos se ilustran en las siguientes tablas, en las cuales se evidencia que la sensibilidad en términos absolutos del componente G a los cambios porcentuales en los precios que lo conforman no es tan significativa como el estimado en el modelo econométrico de la memoria justificativa.



Caso 1: $Q_c = 0.6$

M_c	307	COP/kWh
Alpha	75%	%
Q_c	60%	%

$P_c \setminus P_b$	300	400	500	600	700	800	900
300	301	341	381	421	461	501	541
350	324	364	404	444	484	524	564
400	346	386	426	466	506	546	586
450	369	409	449	489	529	569	609

$\Delta\%P_c \setminus P_b$	300	400	500	600	700	800	900
N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
17%	23	63	103	143	183	223	263
33%	45	85	125	165	205	245	285
50%	68	108	148	188	228	268	308

$P_c \setminus \Delta\%P_b$	N.A.	33%	67%	100%	133%	167%	200%
300	N.A.	40	80	120	160	200	240
350	N.A.	63	103	143	183	223	263
400	N.A.	85	125	165	205	245	285
450	N.A.	108	148	188	228	268	308

Caso 2: $Q_c = 0.7$

M_c	307	COP/kWh
Alpha	75%	%
Q_c	70%	%

$P_c \setminus P_b$	300	400	500	600	700	800	900
300	301	331	361	391	421	451	481
350	327	357	387	417	447	477	507
400	354	384	414	444	474	504	534
450	380	410	440	470	500	530	560

$\Delta\%P_c \setminus P_b$	300	400	500	600	700	800	900
N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
17%	26	56	86	116	146	176	206
33%	52	82	113	143	173	203	233
50%	79	109	139	169	199	229	259

$P_c \setminus \Delta\%P_b$	N.A.	33%	67%	100%	133%	167%	200%
300	N.A.	30	60	90	120	150	180
350	N.A.	56	86	116	146	176	206
400	N.A.	82	113	143	173	203	233
450	N.A.	109	139	169	199	229	259



Caso 3: $Q_c = 0.8$

M_c	307	COP/kWh
Alpha	75%	%
Q_c	80%	%

$P_c \setminus P_b$	300	400	500	600	700	800	900
300	301	321	341	361	381	401	421
350	331	351	371	391	411	431	451
400	361	381	401	421	441	461	481
450	391	411	431	451	471	491	511

$\Delta\%P_c \setminus P_b$	300	400	500	600	700	800	900
N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
17%	30	50	70	90	110	130	150
33%	60	80	100	120	140	160	180
50%	90	110	130	150	170	190	210

$P_c \setminus \Delta\%P_b$	N.A.	33%	67%	100%	133%	167%	200%
300	N.A.	20	40	60	80	100	120
350	N.A.	50	70	90	110	130	150
400	N.A.	80	100	120	140	160	180
450	N.A.	110	130	150	170	190	210

Caso 1: $Q_c = 0.9$

M_c	307	COP/kWh
Alpha	75%	%
Q_c	90%	%

$P_c \setminus P_b$	300	400	500	600	700	800	900
300	302	312	322	332	342	352	362
350	335	345	355	365	375	385	395
400	369	379	389	399	409	419	429
450	403	413	423	433	443	453	463

$\Delta\%P_c \setminus P_b$	300	400	500	600	700	800	900
N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
17%	34	44	54	64	74	84	94
33%	68	78	88	98	108	118	128
50%	101	111	121	131	141	151	161

$P_c \setminus \Delta\%P_b$	N.A.	33%	67%	100%	133%	167%	200%
300	N.A.	10	20	30	40	50	60
350	N.A.	44	54	64	74	84	94
400	N.A.	78	88	98	108	118	128
450	N.A.	111	121	131	141	151	161

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

Comentario 14

De: Catherine Yuliana Bohórquez Rodríguez **ANDESCO**

Enviado: martes, 13 de mayo de 2025 17:42

Asunto: Comentarios sobre lineamientos de política para la confiabilidad y estabilidad tarifaria en energía eléctrica

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS		 Sistema Integrado de Gestión del Ministerio de Minas y Energía, SIGME									
		FP-F-01 7/03/2022 V-1									
Sector: Regulatorio											
Epígrafe:		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									
Fecha inicio: 28/04/2025											
Fecha fin: 13/05/2025											
Fecha Comentario: 13/05/2025 0:00											
Datos de contacto:		Correo electrónico:									
Nombre de la empresa o interesado:		ANDESCO									
<table border="1"> <thead> <tr> <th>No</th> <th>Tema de observación</th> <th>Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)</th> <th>Comentario detallado</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td>General</td> <td>Transversal</td> <td> En primer lugar, valoramos el enfoque del Ministerio de Minas y Energía al transitar desde la limitación de las ventas en bolsa hacia la priorización de mecanismos que buscan motivar una mayor contratación, como herramienta para disminuir la exposición en bolsa de los comercializadores y con ello promover la estabilidad tarifaria. Este giro hacia mecanismos de mercado representa un mejor escenario para el sector eléctrico; no obstante, es preciso revisar la obligatoriedad. Destacamos de manera positiva lo referente a los mecanismos alternativos como el esquema de "pague lo generado", lo cuales deben ser temporales para atender la </td> </tr> </tbody> </table>				No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado	1	General	Transversal	En primer lugar, valoramos el enfoque del Ministerio de Minas y Energía al transitar desde la limitación de las ventas en bolsa hacia la priorización de mecanismos que buscan motivar una mayor contratación, como herramienta para disminuir la exposición en bolsa de los comercializadores y con ello promover la estabilidad tarifaria. Este giro hacia mecanismos de mercado representa un mejor escenario para el sector eléctrico; no obstante, es preciso revisar la obligatoriedad. Destacamos de manera positiva lo referente a los mecanismos alternativos como el esquema de "pague lo generado", lo cuales deben ser temporales para atender la
No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado								
1	General	Transversal	En primer lugar, valoramos el enfoque del Ministerio de Minas y Energía al transitar desde la limitación de las ventas en bolsa hacia la priorización de mecanismos que buscan motivar una mayor contratación, como herramienta para disminuir la exposición en bolsa de los comercializadores y con ello promover la estabilidad tarifaria. Este giro hacia mecanismos de mercado representa un mejor escenario para el sector eléctrico; no obstante, es preciso revisar la obligatoriedad. Destacamos de manera positiva lo referente a los mecanismos alternativos como el esquema de "pague lo generado", lo cuales deben ser temporales para atender la								

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

			coyuntura actual. Esta propuesta permite a los generadores ofrecer energía mediante procesos contractuales en lugar de venderla en la bolsa de energía, aumentando el nivel de contratación de los comercializadores a precios menos volátiles que los de la bolsa. Adicionalmente, estos contratos disminuyen el riesgo de impago al establecer el pago por parte del comercializador como una condición esencial para la continuidad del contrato, indicando que, en caso de incumplimiento, éste podrá ser suspendido. Consideramos que este tipo de mecanismos introduce mayores garantías para los generadores y promueve relaciones contractuales más equilibradas. Sin embargo, vemos que es indispensable realizar ajustes al Proyecto de Decreto en cuanto a: la condición de obligatoriedad en la contratación, la ausencia de coherencia con otras disposiciones vigentes y, los esquemas de operación y seguimiento propuestos. Reiteramos que, en todo caso, para lograr una mayor contratación es necesario aumentar la oferta de energía, facilitar la entrada de proyectos que aún no han logrado hacerlo, mejorar la liquidez y la situación de caja de los comercializadores que dependen de los subsidios y el pago de cuentas oficiales, así como promover medidas para el uso racional de energía eléctrica y la respuesta de la demanda. La solución estructural y de fondo requiere avanzar hacia una mayor expansión en capacidad de gene-
--	--	--	---

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

			ración con energía contratable, y para ello es fundamental que desde la política pública se establezcan los mecanismos e incentivos adecuados que promuevan nuevas inversiones, aumenten la oferta disponible y, en consecuencia, reduzcan la exposición del mercado a la bolsa y los efectos de su volatilidad en los precios finales para los usuarios.
2	Voluntariedad en la contratación y principio de libertad económica	Transversal	Observamos con preocupación que la propuesta introduce una obligación para que los generadores contraten un porcentaje determinado de su energía, lo cual contradice el principio fundamental de voluntariedad que dispone el artículo 42 de la Ley 143 de 1994. En este mercado, cada agente define su estrategia comercial y gestiona su operación de forma eficiente, en ejercicio de la libertad empresarial consagrada en la Constitución Política y en la Ley 143 de 1994. En tal sentido, es importante que el Decreto definitivo contemple lo anterior. Si bien el documento soporte indica que, en la práctica, los generadores ya alcanzan niveles de contratación cercanos al 95%, esta situación plantea dos consideraciones clave. En primer lugar, si este comportamiento ya se da de forma natural no se justifica transformarlo en una obligación normativa; lo anterior reconociendo que este comportamiento depende de la condición climática, para lo cual los mecanismos de mercado permiten ajustes conforme a las capacidades de generación en un momento determinado; ya que ante la incertidumbre hidrológica que se pueda pre-

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

			sentar es imposible prever la generación a nivel horario para vender esta energía en contratos. En segundo lugar, imponer contractualmente esta condición constituye un cambio sustancial en las reglas del mercado y desconoce el marco jurídico vigente, lo cual podría generar distorsiones innecesarias. Además, una medida de este tipo podría ser jurídicamente vulnerable ante demandas o acciones legales, lo que haría deseable que el Decreto adopte una formulación sólida, aplicable y coherente con la normativa actual, antes mencionada, dentro de la temporalidad que se requiere. Adicionalmente, la obligatoriedad propuesta introduce riesgos que pueden comprometer las decisiones de inversión en nuevos proyectos de generación. No es lo mismo desarrollar una planta bajo un esquema que permite comercializar la energía según las condiciones del mercado a las que se acoge legítimamente un inversionista, que hacerlo bajo la imposición de vender obligatoriamente un porcentaje específico de la energía generada. Este tipo de restricciones reduce la flexibilidad comercial, incrementa el riesgo regulatorio y puede afectar negativamente la viabilidad financiera de las nuevas inversiones, ya que puede generar incertidumbre que afecta la confianza inversionista. Cabe reiterar que, para los generadores, la contratación a largo plazo constituye un pilar esencial de sostenibilidad financiera. Su modelo de negocio no está orientado a la venta constante en la bolsa de energía, sino al asegura-
--	--	--	---

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

			miento de ingresos estables mediante contratos firmes que respaldan sus inversiones, pero con la adecuada gestión del riesgo de cantidades que cada generador realiza con el conocimiento de sus recursos de generación. De hecho, la experiencia demuestra que los generadores suelen contratarse incluso por encima de su ENFICC, reflejando un compromiso estructural con esta forma de participación en el mercado. En conclusión, imponer una obligación de contratación no solo resulta innecesario, sino también contrario a la naturaleza misma de la actividad de generación; además que puede vulnerar principios constitucionales y legales, afectando la seguridad jurídica y la confianza inversionista en el sector. Por lo tanto, en lugar de establecer un porcentaje obligatorio, vemos como una alternativa viable definir dicho valor como un mecanismo de seguimiento, orientado a verificar el nivel real de contratación del portafolio hídrico. Esta herramienta permitiría al regulador evaluar si es necesario ajustar la política de contratación a largo plazo, sin imponer restricciones legales que limiten la autonomía de los agentes. En este sentido, el seguimiento no debería tener fines sancionatorios, sino más bien servir como insumo para el diseño de nuevas señales regulatorias que continúen promoviendo niveles adecuados de contratación por parte de los comercializadores. Finalmente, reconocemos la importancia de fortalecer la contratación en el mercado regulado y
--	--	--	---

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

			reiteramos que el camino no debe ser la imposición de obligaciones, sino el diseño de incentivos efectivos y la entrada de nueva energía contratable al mercado. Estos incentivos deben promover la contratación voluntaria, estimular la expansión de la capacidad de generación y facilitar el acceso a energía por parte de comercializadores con dificultades financieras, siempre bajo mecanismos que garanticen el cumplimiento de las obligaciones de pago hacia los generadores.
3	Evitar rigidez operativa innecesaria	Transversal	Otro aspecto crítico es la referencia horaria del 95% de contratación, la cual genera serias complejidades operativas, especialmente para tecnologías de generación con alta variabilidad, como la hidráulica. Bajo condiciones de escasez hídrica, los generadores hidroeléctricos no operan con un perfil de generación constante ni plano a lo largo del día. La operación está sujeta a restricciones del recurso, por lo que es habitual que en algunos momentos se genere más energía de la contratada, vendiendo excedentes en bolsa y en otros momentos se deba recurrir a compras en bolsa para cubrir compromisos contractuales, debido a disminuciones en los niveles de embalse, que al final de un periodo, permiten conocer si, en el neto, un generador tuvo ventas en bolsa o no. En este sentido, exigir el cumplimiento horario del 95% de la energía contratada distorsiona la lógica operativa del sistema, y puede exponer al generador a desequilibrios financieros relevantes. Por ejemplo, en un escenario

			donde un generador supera su producción en una hora determinada, se vería obligado a asignar esa energía a un contrato. Sin embargo, si en una hora posterior su capacidad de generación disminuye por condiciones del recurso o del embalse y debe comprar energía en bolsa para atender sus compromisos, enfrentaría una doble penalización: perdería la flexibilidad operativa y asumiría sobrecostos por exposición. Por lo tanto, consideramos que cualquier señal que busque incentivar mayores niveles de contratación debe estar basada en promedios sobre horizontes temporales más amplios, tales como períodos mensuales o estacionales (p. ej., temporada seca o de verano), y no sobre una base horaria. Esta aproximación permitiría capturar con mayor realidad el comportamiento agregado de la generación, reduciría la exposición a eventos operativos puntuales y permitiría un seguimiento más técnico y coherente con la realidad del sistema eléctrico.
4	Consistencia normativa con la Resolución CREG 101 066 de 2024 y 101 069 de 2025	Transversal	Resulta indispensable que el avance de este Decreto vaya de la mano con la derogatoria de las Resoluciones CREG 101 066 de 2024 y 101 069 de 2025, ya que su coexistencia generaría señales regulatorias contradictorias para los agentes generadores. Mientras el Decreto busca incentivar, o incluso exigir mayores niveles de contratación, la Resolución CREG 101 066 de 2024 impone condiciones que desincentivan precisamente este tipo de comportamiento, al afectar la remuneración de los generadores que celebran

			contratos. Si no se deroga dicha resolución, se podrá afectar el resultado de la subasta de Cargo por Confiabilidad que se planea para finales del año y que debe asegurar la energía a partir de 2028. De no hacerlo, lo que tendremos es un escenario de mayor escasez de energía y un alto riesgo de afectación a la seguridad de abastecimiento futuro. Esta dualidad normativa sería altamente perjudicial para el sector, por lo que consideramos fundamental que se emita una señal clara y explícita que garantice la no simultaneidad entre la entrada en vigencia del nuevo Decreto y la permanencia de las resoluciones mencionadas. Adicionalmente, consideramos que la medida propuesta en este proyecto de Decreto deben entenderse como transitoria, mientras se superan las condiciones actuales de estrechez entre oferta y demanda, y se restablezcan las condiciones para un mercado libre, eficiente y sostenible.
5	Riesgos para la inversión y sostenibilidad financiera	Transversal	Otro problema estructural de fondo está relacionado con la situación financiera de algunos comercializadores. Reconocemos que existen agentes que no alcanzan niveles representativos de contratación a largo plazo, pero al analizar sus características, se identifica que muchos enfrentan dificultades financieras significativas, y en algunos casos cuentan con mecanismos regulatorios o decisiones de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) que les permiten no cumplir plenamente con sus obligaciones de pago en el mercado.

			Ante este panorama, resulta poco probable que los generadores cuenten con las condiciones suficientes para ofrecerles energía, ya que no existe certeza en el recaudo. Obligar a los generadores a vender energía a comercializadores sin garantías de pago es, en la práctica, transferirles un riesgo financiero inasumible. Por ello, cualquier solución debe contemplar mecanismos que aseguren el cumplimiento de las obligaciones contractuales, ya sea a través de garantías exigibles o esquemas respaldados por el Estado. De lo contrario, el mercado no tendrá las condiciones requeridas para garantizar ofertas a estos agentes, y medidas como la obligatoriedad podrían terminar generando más distorsiones que soluciones.
6	Participación activa del regulador (CREG)	Transversal	Reiteramos el reconocimiento positivo de que el proyecto incluya herramientas como los contratos PCC, las convocatorias de venta y los mecanismos voluntarios para las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER). Sin embargo, consideramos que su implementación efectiva requiere de una definición detallada por parte de la CREG, que garantice claridad operativa, evite riesgos jurídicos y prevenga posibles fenómenos de distorsión en el mercado. Asimismo, si bien el Proyecto de Decreto menciona la realización de evaluaciones periódicas, no se establecen lineamientos para la definición de indicadores específicos ni los responsables para llevar a cabo tales evaluaciones. Por ello, estimamos fundamental que

			se incorpore un lineamiento claro sobre este aspecto para el desarrollo regulatorio que deberá adelantar la CREG una vez expedido el Decreto.
--	--	--	---



CSE – 151/2025

Bogotá, 13 de mayo de 2025

Señor
JORGE CRISTANCHO
Viceministro de Energía (E)
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Bogotá, D.C.

Asunto: Comentarios al proyecto de Decreto sobre lineamientos para la confiabilidad y estabilidad tarifaria en energía eléctrica.

Estimado señor Cristancho:

Desde la Asociación Nacional de Empresas de Servicios Públicos y Comunicaciones – Andesco, nos permitimos presentar nuestros comentarios sobre el Proyecto de Decreto del Ministerio de Minas y Energía (MME) *"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"*.

En primer lugar, valoramos el enfoque del Ministerio de Minas y Energía al transitar desde la limitación de las ventas en bolsa hacia la priorización de mecanismos que buscan motivar una mayor contratación, como herramienta para disminuir la exposición en bolsa de los comercializadores y con ello promover la estabilidad tarifaria. Este giro hacia mecanismos de mercado representa un mejor escenario para el sector eléctrico; no obstante, es preciso revisar la obligatoriedad.

Destacamos de manera positiva lo referente a los mecanismos alternativos como el esquema de "pague lo generado", los cuales deben ser temporales para atender la coyuntura actual. Esta propuesta permite a los generadores ofrecer energía mediante procesos contractuales en lugar de venderla en la bolsa de energía, aumentando el nivel de contratación de los comercializadores a precios menos volátiles que los de la bolsa. Adicionalmente, estos contratos disminuyen el riesgo de impago al establecer el pago por parte del comercializador como una condición esencial para la continuidad del contrato, indicando que, en caso de incumplimiento, éste podrá ser suspendido. Consideramos que este tipo de mecanismos introduce mayores garantías para los generadores y promueve relaciones contractuales más equilibradas.

Sin embargo, vemos que es indispensable realizar ajustes al Proyecto de Decreto en cuanto a: la condición de obligatoriedad en la contratación, la ausencia de coherencia con otras disposiciones vigentes y, los esquemas de operación y seguimiento propuestos.

 Calle 93 #13-24 Bogotá, Colombia
  +57 601 616 76 11
  andesco@andesco.org.co

 NT. 830.023.782-1
  C.P. 110221
  www.andesco.org.co

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

Reiteramos que, en todo caso, para lograr una mayor contratación es necesario aumentar la oferta de energía, facilitar la entrada de proyectos que aún no han logrado hacerlo, mejorar la liquidez y la situación de caja de los comercializadores que dependen de los subsidios y el pago de cuentas oficiales, así como promover medidas para el uso racional de energía eléctrica y la respuesta de la demanda. La solución estructural y de fondo requiere avanzar hacia una mayor expansión en capacidad de generación con energía contratable, y para ello es fundamental que desde la política pública se establezcan los mecanismos e incentivos adecuados que promuevan nuevas inversiones, aumenten la oferta disponible y, en consecuencia, reduzcan la exposición del mercado a la bolsa y los efectos de su volatilidad en los precios finales para los usuarios.

En este contexto, presentamos a continuación algunas observaciones clave con el propósito de que el MME evalúe los ajustes necesarios al Proyecto de Decreto, de manera que este cumpla con sus objetivos sin comprometer principios fundamentales del marco jurídico ni afecte la operación del sector eléctrico:

I. Voluntariedad en la contratación y principio de libertad económica:

Observamos con preocupación que la propuesta introduce una obligación para que los generadores contraten un porcentaje determinado de su energía, lo cual contradice el principio fundamental de voluntariedad que dispone el artículo 42 de la Ley 143 de 1994. En este mercado, cada agente define su estrategia comercial y gestiona su operación de forma eficiente, en ejercicio de la libertad empresarial consagrada en la Constitución Política y en la Ley 143 de 1994. En tal sentido, es importante que el Decreto definitivo contemple lo anterior.

Si bien el documento soporte indica que, en la práctica, los generadores ya alcanzan niveles de contratación cercanos al 95%, esta situación plantea dos consideraciones clave. En primer lugar, si este comportamiento ya se da de forma natural no se justifica transformarlo en una obligación normativa; lo anterior reconociendo que este comportamiento depende de la condición climática, para lo cual los mecanismos de mercado permiten ajustes conforme a las capacidades de generación en un momento determinado; ya que ante la incertidumbre hidrológica que se pueda presentar es imposible prever la generación a nivel horario para vender esta energía en contratos. En segundo lugar, imponer contractualmente esta condición constituye un cambio sustancial en las reglas del mercado y desconoce el marco jurídico vigente, lo cual podría generar distorsiones innecesarias. Además, una medida de este tipo podría ser jurídicamente vulnerable ante demandas o acciones legales, lo que haría deseable que el Decreto adopte una formulación sólida, aplicable y coherente con la normativa actual, antes mencionada, dentro de la temporalidad que se requiere.

Adicionalmente, la obligatoriedad propuesta introduce riesgos que pueden comprometer las decisiones de inversión en nuevos proyectos de generación. No es lo mismo desarrollar una planta bajo un esquema que permite comercializar la energía según las condiciones del mercado a las que se acoge legítimamente un inversionista, que hacerlo bajo la imposición de vender obligatoriamente un porcentaje específico de la energía generada.



Este tipo de restricciones reduce la flexibilidad comercial, incrementa el riesgo regulatorio y puede afectar negativamente la viabilidad financiera de las nuevas inversiones, ya que puede generar incertidumbre que afecta la confianza inversionista.

Cabe reiterar que, para los generadores, la contratación a largo plazo constituye un pilar esencial de sostenibilidad financiera. Su modelo de negocio no está orientado a la venta constante en la bolsa de energía, sino al aseguramiento de ingresos estables mediante contratos firmes que respaldan sus inversiones, pero con la adecuada gestión del riesgo de cantidades que cada generador realiza con el conocimiento de sus recursos de generación. De hecho, la experiencia demuestra que los generadores suelen contratarse incluso por encima de su ENFICC, reflejando un compromiso estructural con esta forma de participación en el mercado.

En conclusión, imponer una obligación de contratación no solo resulta innecesario, sino también contrario a la naturaleza misma de la actividad de generación; además que puede vulnerar principios constitucionales y legales, afectando la seguridad jurídica y la confianza inversionista en el sector. Por lo tanto, en lugar de establecer un porcentaje obligatorio, vemos como una alternativa viable definir dicho valor como un mecanismo de seguimiento, orientado a verificar el nivel real de contratación del portafolio hídrico. Esta herramienta permitiría al regulador evaluar si es necesario ajustar la política de contratación a largo plazo, sin imponer restricciones legales que limiten la autonomía de los agentes. En este sentido, el seguimiento no debería tener fines sancionatorios, sino más bien servir como insumo para el diseño de nuevas señales regulatorias que continúen promoviendo niveles adecuados de contratación por parte de los comercializadores.

Finalmente, reconocemos la importancia de fortalecer la contratación en el mercado regulado y reiteramos que el camino no debe ser la imposición de obligaciones, sino el diseño de incentivos efectivos y la entrada de nueva energía contratable al mercado. Estos incentivos deben promover la contratación voluntaria, estimular la expansión de la capacidad de generación y facilitar el acceso a energía por parte de comercializadores con dificultades financieras, siempre bajo mecanismos que garanticen el cumplimiento de las obligaciones de pago hacia los generadores.

II. Evitar rigidez operativa innecesaria:

Otro aspecto crítico es la referencia horaria del 95% de contratación, la cual genera serias complejidades operativas, especialmente para tecnologías de generación con alta variabilidad, como la hidráulica. Bajo condiciones de escasez hídrica, los generadores hidroeléctricos no operan con un perfil de generación constante ni plano a lo largo del día. La operación está sujeta a restricciones del recurso, por lo que es habitual que en algunos momentos se genere más energía de la contratada, vendiendo excedentes en bolsa y en otros momentos se deba recurrir a compras en bolsa para cubrir compromisos contractuales, debido a disminuciones en los niveles de embalse, que al final de un periodo, permiten conocer si, en el neto, un generador tuvo ventas en bolsa o no.

 Calle 93 #13-24 Bogotá, Colombia

 +57 601 636 76 11

 andesco@andesco.org.co

 NT. 830.023.782-1

 C.P. 110221

 www.andesco.org.co

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

En este sentido, exigir el cumplimiento horario del 95% de la energía contratada distorsiona la lógica operativa del sistema, y puede exponer al generador a desequilibrios financieros relevantes. Por ejemplo, en un escenario donde un generador supera su producción en una hora determinada, se vería obligado a asignar esa energía a un contrato. Sin embargo, si en una hora posterior su capacidad de generación disminuye por condiciones del recurso o del embalse y debe comprar energía en bolsa para atender sus compromisos, enfrentaría una doble penalización: perdería la flexibilidad operativa y asumiría sobrecostos por exposición.

Por lo tanto, consideramos que cualquier señal que busque incentivar mayores niveles de contratación debe estar basada en promedios sobre horizontes temporales más amplios, tales como períodos mensuales o estacionales (p. ej., temporada seca o de verano), y no sobre una base horaria. Esta aproximación permitiría capturar con mayor realidad el comportamiento agregado de la generación, reduciría la exposición a eventos operativos puntuales y permitiría un seguimiento más técnico y coherente con la realidad del sistema eléctrico.

III. Consistencia normativa con la Resolución CREG 101 066 de 2024 y 101 069 de 2025:

Resulta indispensable que el avance de este Decreto vaya de la mano con la derogatoria de las Resoluciones CREG 101 066 de 2024 y 101 069 de 2025, ya que su coexistencia generaría señales regulatorias contradictorias para los agentes generadores. Mientras el Decreto busca incentivar, o incluso exigir mayores niveles de contratación, la Resolución CREG 101 066 de 2024 impone condiciones que desincentivan precisamente este tipo de comportamiento, al afectar la remuneración de los generadores que celebran contratos.

Si no se deroga dicha resolución, se podrá afectar el resultado de la subasta de Cargo por Confiabilidad que se planea para finales del año y que debe asegurar la energía a partir de 2028. De no hacerlo, lo que tendremos es un escenario de mayor escasez de energía y un alto riesgo de afectación a la seguridad de abastecimiento futuro. Esta dualidad normativa sería altamente perjudicial para el sector, por lo que consideramos fundamental que se emita una señal clara y explícita que garantice la no simultaneidad entre la entrada en vigencia del nuevo Decreto y la permanencia de las resoluciones mencionadas.

Adicionalmente, consideramos que la medida propuesta en este proyecto de Decreto deben entenderse como transitoria, mientras se superan las condiciones actuales de estrechez entre oferta y demanda, y se restablezcan las condiciones para un mercado libre, eficiente y sostenible.

IV. Riesgos para la inversión y sostenibilidad financiera:

Otro problema estructural de fondo está relacionado con la situación financiera de algunos comercializadores. Reconocemos que existen agentes que no alcanzan niveles representativos de contratación a largo plazo, pero al analizar sus características, se identifica que muchos enfrentan dificultades financieras significativas, y en algunos casos



cuentan con mecanismos regulatorios o decisiones de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) que les permiten no cumplir plenamente con sus obligaciones de pago en el mercado. Ante este panorama, resulta poco probable que los generadores cuenten con las condiciones suficientes para ofrecerles energía, ya que no existe certeza en el recaudo.

Obligar a los generadores a vender energía a comercializadores sin garantías de pago es, en la práctica, transferirles un riesgo financiero inasumible. Por ello, cualquier solución debe contemplar mecanismos que aseguren el cumplimiento de las obligaciones contractuales, ya sea a través de garantías exigibles o esquemas respaldados por el Estado. De lo contrario, el mercado no tendrá las condiciones requeridas para garantizar ofertas a estos agentes, y medidas como la obligatoriedad podrían terminar generando más distorsiones que soluciones.

V. Participación activa del regulador (CREG):

Reiteramos el reconocimiento positivo de que el proyecto incluya herramientas como los contratos PCC, las convocatorias de venta y los mecanismos voluntarios para las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER). Sin embargo, consideramos que su implementación efectiva requiere de una definición detallada por parte de la CREG, que garantice claridad operativa, evite riesgos jurídicos y prevenga posibles fenómenos de distorsión en el mercado.

Asimismo, si bien el Proyecto de Decreto menciona la realización de evaluaciones periódicas, no se establecen lineamientos para la definición de indicadores específicos ni los responsables para llevar a cabo tales evaluaciones. Por ello, estimamos fundamental que se incorpore un lineamiento claro sobre este aspecto para el desarrollo regulatorio que deberá adelantar la CREG una vez expedido el Decreto.

Reiteramos nuestra disposición a seguir participando activamente en la construcción de medidas que fortalezcan el mercado eléctrico, que garanticen la sostenibilidad financiera de los agentes, y que protejan en última instancia al usuario final, a través de tarifas eficientes. Agradecemos la apertura del Ministerio a estos espacios de diálogo y concertación, esenciales para mantener la confianza del sector.

Cordialmente,



KATHRINE SIMANCAS AKLE
Directora Cámaras Energía y Gas

CC:

Antonio Jiménez Rivera, Director Ejecutivo – CREG
Nicolás Rincón, Director de Infraestructura y energía sostenible – DNP

 Calle 93 #13-24 Bogotá, Colombia

 +57 601 616 7611

 andesco@andesco.org.co

 NT. 830.023.782-1

 C.P 110221

 www.andesco.org.co

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

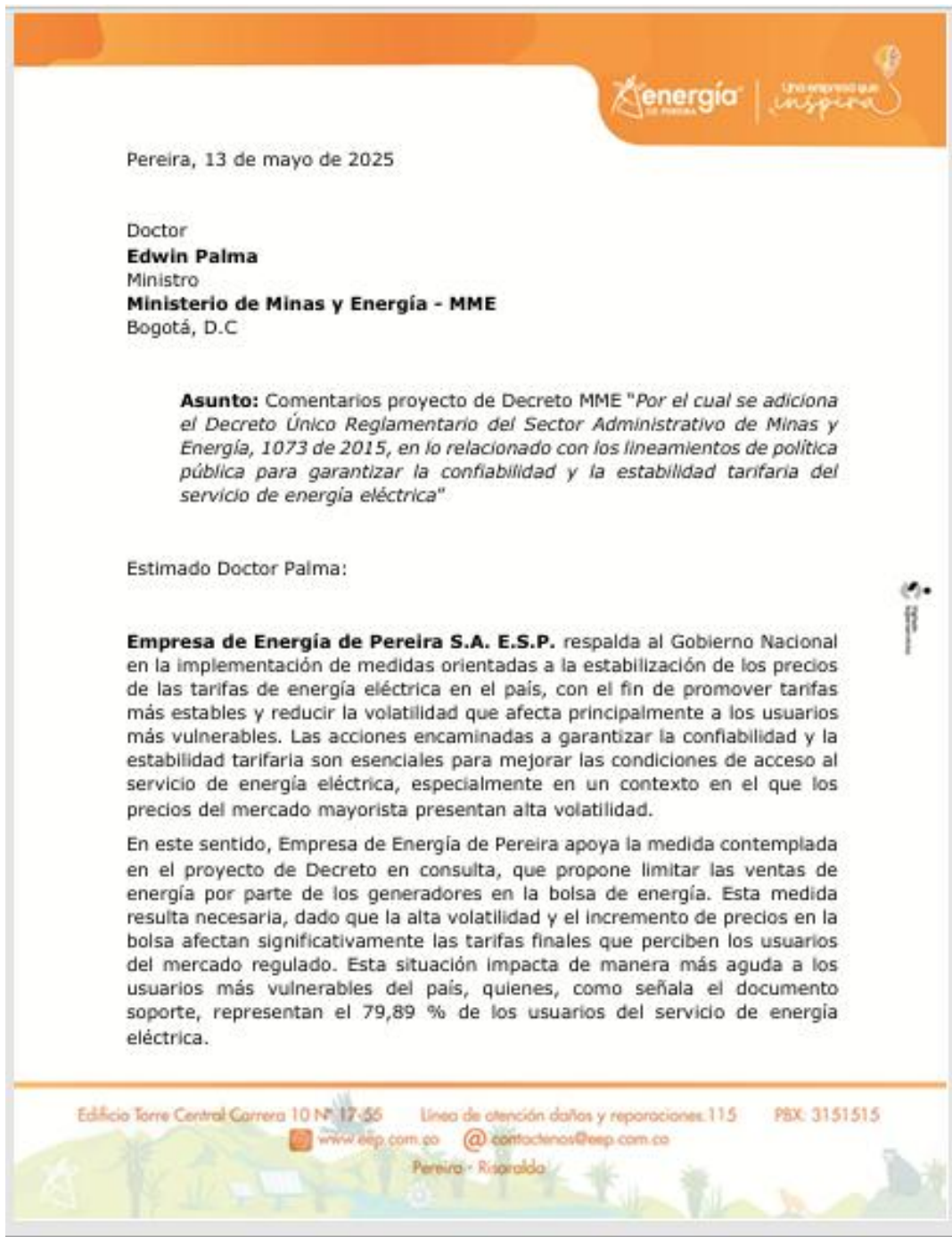
Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

Comentario 15

De: Asuntos Regulatorios **EEP**

Enviado: martes, 13 de mayo de 2025 17:45

Asunto: Registrado: Comentarios lineamientos estabilidad tarifaria



Pereira, 13 de mayo de 2025

Doctor
Edwin Palma
Ministro
Ministerio de Minas y Energía - MME
Bogotá, D.C

Asunto: Comentarios proyecto de Decreto MME "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"

Estimado Doctor Palma:

Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P. respalda al Gobierno Nacional en la implementación de medidas orientadas a la estabilización de los precios de las tarifas de energía eléctrica en el país, con el fin de promover tarifas más estables y reducir la volatilidad que afecta principalmente a los usuarios más vulnerables. Las acciones encaminadas a garantizar la confiabilidad y la estabilidad tarifaria son esenciales para mejorar las condiciones de acceso al servicio de energía eléctrica, especialmente en un contexto en el que los precios del mercado mayorista presentan alta volatilidad.

En este sentido, Empresa de Energía de Pereira apoya la medida contemplada en el proyecto de Decreto en consulta, que propone limitar las ventas de energía por parte de los generadores en la bolsa de energía. Esta medida resulta necesaria, dado que la alta volatilidad y el incremento de precios en la bolsa afectan significativamente las tarifas finales que perciben los usuarios del mercado regulado. Esta situación impacta de manera más aguda a los usuarios más vulnerables del país, quienes, como señala el documento soporte, representan el 79,89 % de los usuarios del servicio de energía eléctrica.

Edificio Torre Central Carrera 10 N° 17-55 Línea de atención daños y reparaciones.115 PBX: 3151515
 www.eep.com.co  contactenos@eep.com.co
Pereira - Risaralda

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

Además de ser una herramienta de control de precios, esta medida promueve un cambio estructural positivo en el funcionamiento del mercado al fomentar la contratación a largo plazo. El Decreto establece lineamientos que buscan aumentar la participación de la generación en contratos bilaterales, lo que no solo reduce la exposición de los comercializadores a la volatilidad de precios de bolsa, sino que también introduce mayor previsibilidad, eficiencia y equidad en el mercado. Esto se debe a que la contratación a largo plazo permite a los agentes comercializadores planificar mejor sus costos y evita la transferencia de riesgos al usuario final.

Por lo anterior, desde Empresa de Energía de Pereira apoyamos esta medida y esperamos que sea expedida y reglamentada por parte de la CREG lo antes posible, toda vez que el mercado eléctrico y en especial los agentes comercializadores y los usuarios, están enfrentando dificultades ante la volatilidad y el alza en los precios de la energía, debido a:

1. Baja participación de generadores en las convocatorias públicas de SICEP.

Tal como lo hemos manifestado en varios comunicados, los agentes comercializadores están obligados a contratar energía para atender la demanda regulada a través de la plataforma SICEP, establecida mediante la Resolución CREG 130 de 2019. Si no logran una contratación adecuada, su demanda queda expuesta a la volatilidad de los precios en la bolsa de energía y a las externalidades derivadas del aumento de los precios en el mercado SPOT. Sin embargo, los agentes generadores no tienen la misma obligación de vender su energía mediante contratos a largo plazo, lo que pone a los comercializadores en desventaja.

A pesar de las diversas estrategias implementadas por los comercializadores para contratar la energía requerida, la falta de voluntad y obligatoriedad por parte de los generadores para participar en las convocatorias ha dificultado que los comercializadores logren cubrir su demanda a través de contratos bilaterales. Esta situación ha generado la transferencia de costos ineficientes a las tarifas del servicio de energía eléctrica que finalmente pagan los usuarios finales.

Edificio Torre Central Carrera 10 N° 17-55

Línea de atención daños y reparaciones: 115

PBX: 3151515



www.eep.com.co



contactenos@eep.com.co

Pereira - Risaralda

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

Esta problemática se refleja claramente en la Gráfica 1, la cual muestra que cerca del 40 % de las convocatorias abiertas en SICEP durante los últimos dos años han resultado desiertas. Esto evidencia la baja participación de los generadores en las convocatorias, lo que ha limitado la capacidad de los comercializadores para reducir su exposición al mercado de bolsa.



Gráfica 1. Estado convocatorias 2020-2024
Fuente: SICEP

Con base en lo anterior, y tras analizar los procesos de contratación para las vigencias futuras, se observa que los comercializadores han adelantado convocatorias en los últimos años con el objetivo de cubrir la demanda proyectada para el periodo 2025–2030. Sin embargo, solo han logrado adjudicar, en promedio, cerca del 16 % de la energía requerida (ver Gráfica 2). Esto pone de manifiesto que, a pesar de haberse iniciado los procesos con la debida anticipación, la participación de los generadores ha sido limitada, lo que demuestra una baja disposición para comprometer su energía mediante contratos bilaterales.

Ahora bien, para las vigencias más próximas, correspondientes a los años 2026 y 2027, la situación se agrava, ya que solo se ha adjudicado, en promedio, el 15,28 % de la energía solicitada por los comercializadores en los últimos tres años.



Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

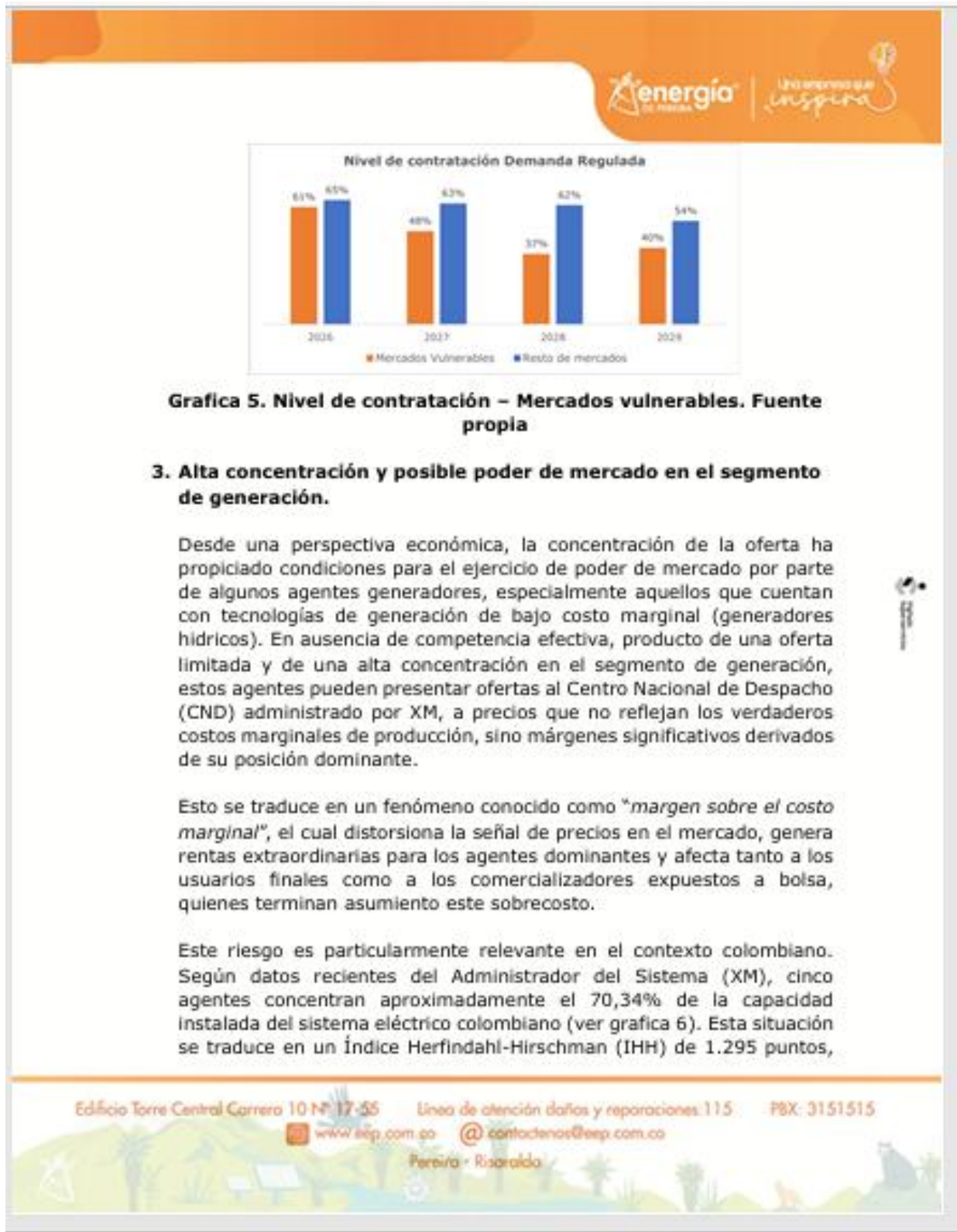
Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180



Gráfica 4. Exposición a bolsa – EEP. Fuente propia

Cabe señalar que esta elevada exposición no se debe a una deficiente gestión por parte de Empresa de Energía de Pereira (EEP). Por el contrario, la Empresa ha realizado 15 convocatorias públicas a través de la plataforma SICEP, con el objetivo de cubrir la demanda regulada del año 2026. Sin embargo, debido a la baja participación por parte de los generadores, en el 47% de las convocatorias no se recibieron ofertas, en el 53% restante, donde sí se presentaron ofertas y se lograron adjudicaciones, aproximadamente el 12% superó el precio de reserva establecido por la empresa y no logró ser adjudicado. Es importante aclarar que dicho precio de reserva está vinculado al precio del mercado (Mc), por lo tanto, si la contratación de energía se realiza a valores superiores, el factor Alpha impide trasladar completamente esos costos a la tarifa final.

Ahora bien, el escenario de contratación a largo plazo es aún más crítico para los comercializadores que atienden mercados con alta incidencia de pobreza energética y baja capacidad de pago, como Caribe, Nariño, Cauca, Chocó, Bajo Putumayo, Caquetá, Guaviare y Putumayo, los cuales presentan un mayor porcentaje de exposición a bolsa para las vigencias futuras, en comparación con el resto de los mercados del SIN (ver gráfica 5).



Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

lo cual, según los criterios establecidos por el Banco de la República (2008), corresponde a un nivel moderado de concentración, con posible poder de mercado. Además, el grado de concentración industrial del 66% indica la existencia de una estructura de mercado oligopólica (ver tabla 1).



Grafica 6. Participación agentes generadores. Fuente propia

Agente	Capacidad instalada (MW)	Índice Herfindahl-Hirschman (HHI)	Método Conglomerados (Navarro, Ocampo, 2013)		
			Partic. CI (%)	Partic. Acum CI (%)	Rango
EPM	6,127	607	25%	25%	RC1
ENEL COLOMBIA	4,719	160	19%	44%	RC2
ISAGEN	3,371	184	14%	57%	RC3
CELSA COLOMBIA	2,232	81	9%	66%	RC4
AES COLOMBIA	1,040	17	4%	70%	RC5
OTROS	7,375	46	30%	100%	RC6
Total	24,863	1,295	100%		

Table 1. Índice Herfindahl-Hirschman (HHI). Fuente propia

Desde la teoría económica, este nivel de concentración puede facilitar el ejercicio de poder de mercado, entendido como la capacidad de algunos agentes de influir en los precios o restringir la oferta para maximizar sus beneficios, incluso en detrimento de la eficiencia general del mercado. En mercados con barreras de entrada y alta concentración, como es el caso del segmento de generación eléctrica en Colombia, se debilita la competencia efectiva y se incrementa la posibilidad de conductas estratégicas como la retención de oferta, el incremento de precios en el mercado spot o la baja participación en convocatorias públicas de largo plazo, como las realizadas a través del SICEP.

Estas características estructurales del mercado afectan negativamente la formación de precios en el mercado de corto plazo e incentiva a los agentes generadores a vender gran parte de su energía en este mercado. En consecuencia, los agentes comercializadores y, en última instancia, los usuarios finales, se ven expuestos a mayores riesgos y sobrecostos derivados de una estructura de mercado que no favorece la competencia plena.

El alto nivel de concentración no es solo una característica estructural del sector, sino una fuente directa de riesgos económicos. En mercados donde la **elasticidad-precio de la demanda** es baja (ver grafica 7) (como en el sector eléctrico, donde la mayoría de usuarios no pueden modificar su consumo en el corto plazo), la presencia de agentes dominantes facilita la fijación de precios artificialmente altos sin pérdidas significativas de demanda, lo que genera un entorno propenso a distorsiones y rentas monopolísticas.



Grafica 7. Variación PB Vs variación demanda SIN. Fuente propia

Por lo tanto, la medida contemplada en este proyecto, que propone reducir significativamente la exposición a la Bolsa de Energía mediante la obligatoriedad para los generadores hidráulicos de vender al menos el 95 % de su generación horaria a través de contratos bilaterales, se considera crucial para corregir las problemáticas relacionadas con la contratación de energía, así como la volatilidad y las alzas en los precios de la bolsa, que finalmente son trasladadas a los usuarios finales.

No obstante, consideramos sumamente importante que en el decreto definitivo que publique el MME queden claramente establecidos los lineamientos sobre cómo se medirá el cumplimiento del requisito de contratación del 95 % de la generación hídrica. Asimismo, es fundamental que se especifiquen con claridad las sanciones o penalidades que enfrentarán los agentes que no cumplan con dicho porcentaje mediante contratos bilaterales.

Finalmente, sugerimos explorar alternativas adicionales o complementarias a la propuesta normativa, con el fin de mejorar los mecanismos de contratación para el mercado regulado. Algunas de estas alternativas incluyen:

1. **Actualización de la Resolución CREG 130 de 2019:** A pesar de que ya se ha abierto un espacio para recibir comentarios sobre los beneficios, dificultades y oportunidades de mejora de esta normativa, consideramos que es fundamental actualizar el proceso de compra de energía dispuesto en esta resolución a través del mecanismo SICEP. Esto permitirá que los comercializadores tengan mayores posibilidades de contratación, mejorando la eficiencia en la compra de energía para el mercado regulado. Entre las mejoras posibles, sugerimos incluir un mercado anónimo que garantice la transparencia, reducir los tiempos de las convocatorias y estandarizar contratos y garantías. Se adjunta un documento con comentarios adicionales a la Resolución CREG 130 de 2019.
2. **Mecanismo similar al establecido en la Resolución CREG 167 de 2008:** Sugerimos permitir que, en caso de que dos convocatorias para la misma cantidad de energía resulten desiertas en el SICEP, se puedan realizar contrataciones directas sin necesidad de abrir nuevas convocatorias.
3. **Flexibilización de las condiciones de garantías en el mecanismo DERIVEX:** Proponemos evitar la doble garantía para una misma energía, la cual actualmente debe ser garantizada ante el ASIC y DERIVEX si se utiliza este mecanismo.
4. **Habilitación de otros mecanismos de comercialización:** Es necesario evaluar y habilitar los mecanismos previstos en la Resolución CREG 114 de 2019, con el fin de incrementar las herramientas

disponibles para los comercializadores y garantizar una mayor eficiencia en la compra de energía.

5. Evaluar la eliminación de la metodología para calcular la variable

Alpha: Proponemos evaluar la pertinencia de eliminar el factor Alpha, como señal de eficiencia en el traslado del costo de compra de energía al costo de prestación del servicio de energía eléctrica, esto debido a que Alpha ha dejado de reflejar una medida real de eficiencia, toda vez que los precios que actualmente ofertan los generadores, están por encima del precio actual de mercado M_c , esta situación pone a las empresas a evaluar una pérdida considerable por el Alpha o la no contratación a precios por encima del M_c con el fin de evitar estas pérdidas y en su defecto, comprar la energía en bolsa que al final si se transfiere al 100%.

6. Techar los precios de oferta: Consideramos pertinente complementar la propuesta de habilitar contratos bajo la modalidad "pague lo generado" con una disposición que limite el precio máximo al que pueden ofertarse estos contratos. En ausencia de un techo tarifario o referencia regulatoria, existe el riesgo de que los generadores oferten precios excesivos, aprovechando su posición dominante y la necesidad de cobertura por parte de los comercializadores. Por ello, sugerimos que la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) defina una metodología para establecer un precio máximo de referencia para este tipo de contratos, garantizando así condiciones razonables, eficientes y no discriminatorias para ambas partes, y evitando la transferencia de sobrecostos innecesarios a los usuarios finales.

Debe advertirse que nada de lo expuesto en este documento debe tomarse como una renuncia por parte de Empresa de Energía de Pereira S.A ESP para analizar la legalidad de los Decretos que finalmente decida expedir el MME, así como de asumir las actuaciones que correspondan como consecuencia de tales análisis. Lo anterior en la medida en que los comentarios formulados por esta empresa se hacen en ejercicio del derecho fundamental de participación ciudadana, por lo que no deberían tomarse como una aceptación de la legalidad de las decisiones finales que adopte el MME en relación con los Decretos puestos a consideración del público.

Edificio Torre Central Carrera 10 N° 17-55

Línea de atención daños y reparaciones: 115

PBX: 3151515



www.eep.com.co



contactenos@eep.com.co

Pereira - Risaralda

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

Atentamente,



CRISTIAN ALEXANDER GIRALDO CORREA

Gestor de asuntos regulatorios.

Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P.



Edificio Torre Central Carrera 10 N° 17-35

Línea de atención daños y reparaciones: 115

PBX: 3151515



www.eep.com.co



contactenos@eep.com.co

Pereira - Risaralda

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

Comentario 16

De: Carlos Alberto Solano Bonnett CELSIA

Enviado: martes, 13 de mayo de 2025 17:55

Asunto: Comentarios de Celsia al Proyecto de Decreto sobre lineamientos para garantizar la confiabilidad y la estabilidad tarifaria



Medellín, 13 de mayo de 2025

202500006158

Doctor
EDWIN PALMA EGEE
Ministro de Minas y Energía
Ministerio de Minas y Energía
Bogotá, D.C.

Asunto: Comentarios de Celsia al Proyecto de Decreto sobre lineamientos de política pública para garantizar la confiabilidad y la estabilidad tarifaria del servicio de energía eléctrica.

Respetado ministro,

Con relación al proyecto de decreto puesto a comentarios, reconocemos que su orientación resulta adecuada, en tanto busca atender problema que representa la exposición a bolsa de algunos comercializadores de demanda regulada, que conlleva a volatilidad para los usuarios en periodos de sequía o escasez, cuando los precios aumentan como consecuencia de una menor disponibilidad hídrica y la necesidad de operar una mayor proporción del parque térmico.

No obstante, consideramos necesario reiterar que el camino más efectivo para lograr el objetivo de asegurar la cobertura de la demanda mediante contratos de largo plazo a precios eficientes, y de reducir la exposición al mercado spot, es el de fomentar una mayor oferta de energía a precios competitivos, es decir, aumentar la competencia. Para ello, además de resolver las barreras asociadas a los trámites, permisos y licencias —que han sido la principal causa de los retrasos en la entrada de nuevos proyectos—, resulta fundamental contar con reglas claras, estables y predecibles que promuevan la inversión.

Un entorno de incertidumbre regulatoria, con mensajes reiterados de intervención en el mercado y medidas que limitan los precios, como lo dispuesto en la Resolución CREG 101 066 de 2024, genera señales negativas a los inversionistas. Esta resolución, que además penaliza a los agentes que cuenten simultáneamente con asignaciones del Cargo por Confiabilidad y contratos de venta de energía, produce el efecto contrario al buscado: menor crecimiento de la capacidad de generación futura y, en consecuencia, mayores precios esperados para cubrir los riesgos asociados a invertir en Colombia.

Celsia Colombia S.A. E.S.P. NIT. 866.249.866-1
Calle 15 No. 250 - 38, Autopista Cali - Yumbo
Yumbo, Valle del Cauca - Colombia
Teléfono: 157 21 3210000



www.celsia.com



Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

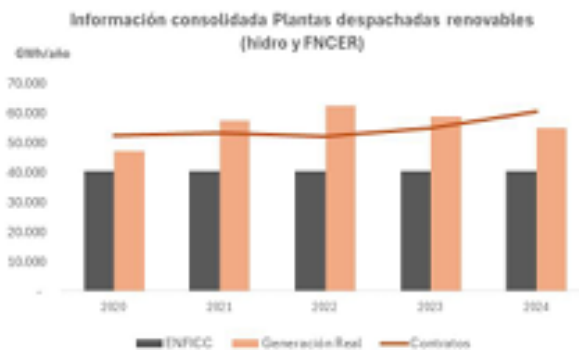
Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

La energía que quieres



En este contexto, consideramos indispensable que, una vez implementado el decreto en consulta, se proceda a la derogatoria de las Resoluciones CREG 101 066 de 2024 y 101 069 de 2025. De lo contrario, los agentes titulares de plantas de generación renovable —convencionales y no convencionales— nos veremos forzados a escoger entre participar en el esquema del Cargo por Confiabilidad o en el mercado de contratos, dado que el riesgo y costo asociado a los ajustes por superación del precio de escasez (el cual será frecuentemente alcanzado debido al bajo nivel definido para dicho precio) imposibilitará una participación simultánea en ambos mercados.

Finalmente, consideramos que el documento soporte no analiza en toda su dimensión una situación crítica del sistema: en periodos de escasez o verano, la energía comprometida en contratos por parte del parque hidroeléctrico supera incluso su capacidad real de generación. Este hecho demuestra que las dificultades para cubrir la demanda responden a una insuficiencia estructural de energía firme, y no a comportamientos dudosos o estratégicos por parte de los generadores. Esta realidad puede evidenciarse en la siguiente gráfica:



Como se evidencia en la gráfica presentada, que consolida la información de generación hidro y solar de los 6 generadores predominantemente hidroeléctricos, el mercado cuenta generalmente con contratos que superan la ENFICC, y como se puede observar para años con sequías importantes como el año 2020, 2023 y 2024, incluso muy similar o superior a la generación que se tuvo en esos años, mientras que los excedentes se comercializan en la bolsa de energía. Dado que estos excedentes dependen en gran medida de las condiciones climáticas, no es viable ofertarlos mediante contratos firmes o bajo la modalidad “pague lo contratado”, ya que, en escenarios de escasez, representarían un riesgo operativo y financiero significativo para los generadores. En ese sentido, consideramos que la habilitación de contratos bajo la modalidad “pague lo generado” —o, como lo denomina el proyecto de decreto, “Pague lo Contratado Condicionado”— permitiría incorporar una

Celsia Colombia S.A. E.S.P. NIT. 866.249.866-1
Calle 15 No. 25B - 38, Autopista Cali - Yumbo
Yumbo, Valle del Cauca - Colombia
Teléfono: 157 21 3216666



www.celsia.com



Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

La energía que quieres



porción adicional de energía disponible, condicionada a la existencia efectiva del recurso.

A continuación, presentamos los aspectos que, a nuestro juicio, deben considerarse para que el decreto cumpla eficazmente con su objetivo:

1. Vigencia temporal de las medidas

Consideramos que las disposiciones contenidas en el proyecto de decreto deben tener carácter transitorio hasta tanto se recupere un margen de reserva suficiente de energía con costos razonables para la contratación y el mercado pueda operar naturalmente bajo la dinámica de oferta y demanda. La permanencia de reglas que restringen la libre participación en el mercado, en el largo plazo podría desincentivar la entrada de nuevos agentes y afectar negativamente el atractivo del país como destino de inversión en generación eléctrica.

2. Obligación de contratación del 95% de la generación horaria

El lineamiento que propone obligar a los generadores a contratar el 95% de su generación horaria resultaría incompatible con lo establecido en los artículos 31 y 42 de la Ley 143 de 1994, que consagran la libertad de los agentes para transar su energía en los distintos mecanismos de mercado. Esta disposición podría dar lugar a cuestionamientos jurídicos sobre la legalidad del decreto, debilitando su eficacia e impidiendo la consolidación de una señal regulatoria clara y duradera.

Asimismo, imponer una obligación de contratación tan rígida desconoce las particularidades técnicas y operativas de las plantas hidroeléctricas. La estacionalidad, los fenómenos climáticos (como El Niño o La Niña), y las restricciones de operación de embalses impiden comprometer contractualmente un porcentaje fijo tan elevado de la generación horaria. Durante la temporada invernal, por ejemplo, es común que la generación se duplique respecto a la registrada en épocas de escasez, lo cual hace inviable que un agente suscriba compromisos contractuales del 95% sin exponerse a un alto riesgo de incumplimiento.

Dado que el objetivo del decreto es aumentar la cobertura contractual en momentos de altos precios, como los periodos secos, en lugar de plantear una obligatoriedad a la venta, proponemos que la política se oriente a que los generadores oferten en contratos, como mínimo un porcentaje que podría ser el 95% de la energía media estimada para esos periodos de estación seca.

3. Referencia temporal para la contratación

El proyecto de decreto toma como base la generación horaria para establecer el cumplimiento del porcentaje de contratación, lo cual no refleja la realidad operativa de las plantas hidroeléctricas. Estas presentan no solo una estacionalidad intermensual significativa, sino también variaciones intradías y diarias, derivadas del despacho operativo del sistema y de las condiciones del recurso hidroeléctrico.

Celsia Colombia S.A. E.S.P. NL 866.249.866-1
Calle 15 No. 298 - 38, Autopista Cali - Yumbo
Yumbo, Valle del Cauca - Colombia
Teléfono: 157 21 3216666



www.celsia.com



Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

La energía que quieres



En cumplimiento del Código de Operación, los generadores deben ofertar diariamente el 100% de la energía técnicamente disponible, sin considerar aspectos de contratación previa. Esto implica que un día una planta puede generar por encima de su energía contratada y al siguiente día operar por debajo, para preservar niveles de embalse. En términos netos, no necesariamente hay participación real en bolsa, aunque sí haya ventas y compras diarias en la bolsa.

Por tanto, es necesario que la referencia para el seguimiento del porcentaje de contratación se base no en la venta horaria en bolsa, sino de un periodo que abarque suficientes días, el cual en nuestro criterio podría ser de resolución mensual, de manera que no se someta al generador en un día a vender en contratos la energía que sirve para compensar otros días en los cuales debe comprar en bolsa para cubrir sus compromisos.

4. Contratos "Pague lo Contratado Condicionado"

Estamos de acuerdo con la incorporación de contratos que permitan vender excedentes de energía no comprometida previamente, bajo una lógica de menor riesgo para el generador como son los contratos pague lo generado. Esta modalidad puede contribuir a aumentar la cobertura de la demanda en condiciones normales de operación.

Sin embargo, al tratarse de contratos "pague lo generado", se hace necesario establecer mecanismos que aseguren un balance razonable entre la energía entregada en épocas secas y en periodos de alta hidrología. De lo contrario, se corre el riesgo de que estos contratos resulten desequilibrados para la demanda, al concentrar la entrega en momentos de bajo precio y escasa necesidad, sin que haya aportes significativos en momentos críticos del sistema.

En este sentido, sugerimos que la CREG reglamente las condiciones de estos contratos, de forma que se asegure una proporcionalidad entre la energía entregada en invierno y en verano.

5. Garantías y mecanismos de cumplimiento

Es fundamental que cualquier esquema de contratación incluya disposiciones claras y exigibles en materia de cumplimiento y garantía de pago. Nos preocupa que el literal vii), numeral 3 del artículo 2.2.3.2.8.4 del proyecto de decreto no establezca como mandato la suspensión del despacho de los contratos en caso de incumplimiento de pago por parte del comprador. En su lugar, se plantea evaluar la conveniencia de implementar dicho mecanismo.

Esta redacción genera incertidumbre y puede terminar afectando negativamente a los comercializadores con menor calificación crediticia, dado que los generadores, ante la imposibilidad de suspender la entrega, tenderán a contratar exclusivamente con agentes que ofrezcan mayores garantías. Esto no solo limita la competencia, sino que incrementa los riesgos sistémicos del mercado, como ya se ha evidenciado en los casos de empresas intervenidas, donde se ha suspendido la aplicación del procedimiento de limitación del suministro y se han diferido pagos en el ASC y MEM.

Celsia Colombia S.A. E.S.P. NIT. 800.249.860-1
Calle 15 No. 28B - 31, Autopista Cali - Yumbo
Yumbo, Valle del Cauca - Colombia
Teléfono: 157 21 3216666



www.celsia.com



Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

La
energía
que
quieres

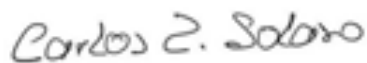


sin contar con garantías suficientes.

Por ello, solicitamos que el Decreto establezca como requisito obligatorio la suspensión del despacho de energía contratada en caso de impago, y que cualquier aplazamiento o diferimiento de pagos esté respaldado por garantías financieras adecuadas.

Agradecemos su atención a nuestros comentarios

Atentamente,



Carlos Alberto Solano Bonnett
Líder Comercial y Regulación

Celsia Colombia S.A. E.S.P. NIT. 866.249.866-1
Calle 15 No. 290 - 38, Autopista Cali - Yumbo
Yumbo, Valle del Cauca - Colombia
Teléfono: 157 31 3216666



www.celsia.com



Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

Comentario 17

De: Gerencia De, Regulación, **Enel Colombia Externo**

Enviado: martes, 13 de mayo de 2025 17:59

Asunto: Comentarios Enel Colombia - Proyecto Decreto confiabilidad y estabilidad tarifaria energía eléctrica

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS		 Sistema Integrado de Gestión del Ministerio de Minas y Energía, SIGME													
		FP-F-01													
		7/03/2022	V-1												
Sector: Regulatorio															
Epígrafe:		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													
Fecha inicio: 28/04/2025															
Fecha fin: 13/05/2025															
Fecha Comentario: 13/05/2025 0:00															
Datos de contacto:		Correo electrónico:													
Nombre de la empresa o interesado:		Enel Colombia S.A. ESP													
<table border="1"> <thead> <tr> <th>No</th> <th>Tema de observación</th> <th>Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)</th> <th>Comentario detallado</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td>Generalidad de la propuesta</td> <td>Generalidad de la propuesta</td> <td>Queremos destacar el esfuerzo del Ministerio en el diseño de nuevas políticas orientadas a promover la estabilidad tarifaria bajo principios de eficiencia de mercado, con el objetivo de alcanzar acuerdos que ofrezcan soluciones viables tanto desde el punto de vista técnico como de bienestar social para el país. No obstante, consideramos esencial preservar mecanismos que garanticen un equilibrio adecuado entre la oferta y la demanda, dentro del marco de los principios fundamentales del mercado, garantizando siempre los derechos constitucionales y legales de todos los agentes del mercado.</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>Generalidad de la propuesta</td> <td>Generalidad de la propuesta</td> <td>Debemos insistir en que las medidas de intervención, ya sean en cantidad o en precio, distorsionan gravemente el funcionamiento de los mercados y la correcta formación de precios para la gestión de recursos de corto plazo. Estas medidas ignoran las herramien-</td> </tr> </tbody> </table>				No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado	1	Generalidad de la propuesta	Generalidad de la propuesta	Queremos destacar el esfuerzo del Ministerio en el diseño de nuevas políticas orientadas a promover la estabilidad tarifaria bajo principios de eficiencia de mercado, con el objetivo de alcanzar acuerdos que ofrezcan soluciones viables tanto desde el punto de vista técnico como de bienestar social para el país. No obstante, consideramos esencial preservar mecanismos que garanticen un equilibrio adecuado entre la oferta y la demanda, dentro del marco de los principios fundamentales del mercado , garantizando siempre los derechos constitucionales y legales de todos los agentes del mercado.	2	Generalidad de la propuesta	Generalidad de la propuesta	Debemos insistir en que las medidas de intervención, ya sean en cantidad o en precio, distorsionan gravemente el funcionamiento de los mercados y la correcta formación de precios para la gestión de recursos de corto plazo. Estas medidas ignoran las herramien-
No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado												
1	Generalidad de la propuesta	Generalidad de la propuesta	Queremos destacar el esfuerzo del Ministerio en el diseño de nuevas políticas orientadas a promover la estabilidad tarifaria bajo principios de eficiencia de mercado, con el objetivo de alcanzar acuerdos que ofrezcan soluciones viables tanto desde el punto de vista técnico como de bienestar social para el país. No obstante, consideramos esencial preservar mecanismos que garanticen un equilibrio adecuado entre la oferta y la demanda, dentro del marco de los principios fundamentales del mercado , garantizando siempre los derechos constitucionales y legales de todos los agentes del mercado.												
2	Generalidad de la propuesta	Generalidad de la propuesta	Debemos insistir en que las medidas de intervención, ya sean en cantidad o en precio, distorsionan gravemente el funcionamiento de los mercados y la correcta formación de precios para la gestión de recursos de corto plazo. Estas medidas ignoran las herramien-												

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

			tas existentes, incluso aquellas ya probadas durante periodos de estrés en los aportes hídricos al sistema, que permiten corregir las exposiciones y mejorar las coberturas para los comercializadores. Además, generan efectos impredecibles, tanto en la demanda regulada como en la no regulada, impactando los contratos en curso y ocultando las necesidades reales de expansión del sistema, lo que deja desprotegida la atención de la demanda a largo plazo. Sobre este último aspecto, manifestamos que este tipo de medidas no ofrece una solución estructural a la escasez de oferta que enfrenta el país, derivada del retraso en la entrada de los proyectos de generación necesarios para satisfacer la creciente demanda. Por el contrario, se convierte en un obstáculo para la inversión, limitando la entrada de proyectos clave, y vulnera las libertades reconocidas constitucional y legalmente para los participantes en el mercado eléctrico colombiano. Sin perjuicio de lo señalado previamente, presentamos nuestras observaciones de detalle a las propuestas del Ministerio.
3	Generalidad de la propuesta	Generalidad de la propuesta	En esta nueva versión del proyecto de decreto, destacamos la inclusión de los elementos de diseño con mecanismos de comercialización flexibles. Sin embargo, es esencial que, en la implementación regulatoria que defina la CREG, se diseñen incentivos claros y eficaces que realmente motiven la participación de los agentes de manera voluntaria, procurando un abordaje integral que aporte soluciones de fondo a la estrechez de oferta que enfrenta el país. En este sentido, llamamos la atención sobre la necesidad de abordar los problemas estructurales a través de la ampliación del parque generador, para lo cual se requiere contar con señales claras que atraigan la inversión. Un ejemplo de ello, pueden ser las Subastas de Contratación a Largo Plazo, que deben estar complementadas con el

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

			mecanismo de Cargo por Confiabilidad, con el fin de asegurar el cierre financiero de los proyectos. Asimismo, es vital el desarrollo de políticas públicas y regulación que aseguren que estos proyectos puedan ofrecer energía contratable al mercado, así como el desarrollo de elementos complementarios como el almacenamiento. Incentivos como los implementados en la Resolución CREG 101-066 de 2024 ponen en riesgo este propósito y generan más incertidumbre sobre la capacidad de atender la creciente demanda, incluso a corto plazo, haciendo inalcanzables los objetivos del Proyecto de Decreto en cuanto a metas de contratación.
4	Generalidad de la propuesta	Generalidad de la propuesta	En relación con el segmento del mercado al que está dirigida esta política, en el contexto actual de una oferta limitada debido a situaciones estructurales, un incentivo excesivo a la contratación de una parte de la demanda, particularmente la regulada, podría comprometer la capacidad de atención al segmento libre del mercado, tema que sugerimos revisar con el fin de que no exista discriminación para ningún tipo de usuario. De igual forma, vemos crucial considerar dentro de este análisis los compromisos de largo plazo que los generadores ya han asumido en el mercado no regulado, los cuales no pueden modificarse simplemente con la introducción de una nueva norma. Por lo tanto, sugerimos que el objeto del decreto sea atender toda la demanda con contratos, reconociendo que los beneficios de la propuesta de política deben extenderse a toda la sociedad, y no limitarse solo a una parte de ella. Dado que las finalidades propuestas por el proyecto de decreto conllevan la implementación de mecanismos de control de eficiencia, sugerimos que lo dispuesto finalmente sea un mecanismo de seguimiento que permita disponer de señales regulatorias continuas que sigan incentivando un nivel adecuado de oferta en contratos por parte de los generadores, entendiendo que la decisión de materializar esta disponibilidad de energía en compromisos contractuales es de los comercializa-

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

			dores.
5	Generalidad de la propuesta	Generalidad de la propuesta	Por otro lado, nos preocupa que la señal destinada a establecer que el 95% de la generación horaria del portafolio hídrico de cada generador debe ser vendida en contratos pueda resultar en una implementación compleja, afectando la operación de corto plazo, la gestión de los embalses, la liquidación por parte del operador y la dinámica del mercado de contratación. Esto no tendría un impacto real que potencie la medida relacionada con las Obligaciones de Energía en Firme (OEF) o Energía Firme (ENFICC). En este sentido, proponemos realizar un chequeo anual con una resolución que permita a los generadores modular de manera más efectiva las ofertas contratables para la demanda, y que el operador del mercado sea más eficiente. Asimismo, sugerimos que este tipo de medidas tengan una aplicación temporal limitada, sin posibilidad de prórroga, mientras persista la coyuntura de estrechez entre oferta y demanda (1-2 años). En particular, proponemos que se evalúe la continuidad de herramientas regulatorias como la Resolución CREG 101 036 de 2024 y 101 057 de 2024, con algunas mejoras potenciales, con el fin de promover la celebración de contratos tipo Pague lo Contratado Condicionado (PCC) en ventanas de planificación más cortas y flexibles que las actualmente permitidas por el SICEP. Sin embargo, todas estas medidas temporales deben considerar un esquema de garantías centralizadas para la gestión del riesgo de contraparte y proteger al mercado del riesgo sistémico al que actualmente está expuesto. Queremos resaltar que la Resolución CREG 101 036 de 2024 ha generado beneficios a los usuarios finales, pues ha permitido contar con precios más estables para energía que, de no ser por esta herramienta, habría tenido que comprarse en la bolsa a precios volátiles. En el caso de Enel Colombia, para el periodo marzo/24-marzo/25, se compró en promedio el 45% de la energía a través de esta herramienta,

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

		lo que habría tenido que ser adquirido a través de la bolsa en su ausencia. Al realizar un ejercicio comparativo del costo de la componente de generación (G) con y sin la medida, se encontró que los usuarios ahorraron, en promedio, 16.2 \$/kWh gracias a la implementación de esta medida.
--	--	--



Bogotá D.C., 13 de mayo de 2025
REG-064/25

Doctor
EDWIN PALMA EGEA
Ministro de Minas y Energía
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Calle 43 No. 57 - 31 CAN
Bogotá

Asunto: Comentarios al Proyecto de Decreto "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".

Respetado Ministro Palma:

Por medio de la presente y en atención a la invitación para hacer comentarios sobre el proyecto de decreto en cuestión, nos permitimos someter a su consideración las observaciones y propuestas de Enel Colombia.

Queremos destacar el esfuerzo del Ministerio en el diseño de nuevas políticas orientadas a promover la estabilidad tarifaria bajo principios de eficiencia de mercado, con el objetivo de alcanzar acuerdos que ofrezcan soluciones viables tanto desde el punto de vista técnico como de bienestar social para el país. No obstante, consideramos esencial preservar mecanismos que garanticen un equilibrio adecuado entre la oferta y la demanda, **dentro del marco de los principios fundamentales del mercado**, garantizando siempre los derechos constitucionales y legales de todos los agentes del mercado.

Debemos insistir en que las medidas de intervención, ya sean en cantidad o en precio, **distorsionan gravemente el funcionamiento de los mercados** y la correcta formación de precios para la gestión de recursos de corto plazo. Estas medidas ignoran las herramientas existentes, incluso aquellas ya probadas durante periodos de estrés en los aportes hídricos al sistema, que permiten corregir las exposiciones y mejorar las coberturas para los comercializadores. Además, generan efectos impredecibles, tanto en la demanda regulada como en la no regulada, impactando los contratos en curso y **ocultando las necesidades reales de expansión del sistema**, lo que deja desprotegida la atención de la demanda a largo plazo.

Sobre este último aspecto, manifestamos que este tipo de medidas **no ofrece una solución estructural a la escasez de oferta que enfrenta el país**, derivada del retraso en la entrada de los proyectos de generación necesarios para satisfacer la creciente demanda. Por el contrario, se convierte en un obstáculo para la inversión, limitando la entrada de proyectos clave, y vulnera las libertades reconocidas constitucional y legalmente para los participantes en el mercado eléctrico colombiano.

Enel Colombia S.A. ESP. - NIT: 860.063.875-0 - Dirección Calle 93 #13-45 - Bogotá, Colombia - Tel + 601 5143900 - www.enel.com.co

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180



Sin perjuicio de lo señalado previamente, presentamos nuestras observaciones de detalle a las propuestas del Ministerio.

En esta nueva versión del proyecto de decreto, destacamos la inclusión de los elementos de diseño con mecanismos de comercialización flexibles. Sin embargo, es esencial que, en la implementación regulatoria que defina la CREG, se diseñen incentivos claros y eficaces que realmente motiven la **participación de los agentes de manera voluntaria**, procurando un abordaje integral que aporte soluciones de fondo a la estrechez de oferta que enfrenta el país.

En este sentido, llamamos la atención sobre la necesidad de abordar los problemas estructurales a través de la ampliación del parque generador, para lo cual se requiere contar con señales claras que atraigan la inversión. Un ejemplo de ello, pueden ser las **Subastas de Contratación a Largo Plazo, que deben estar complementadas con el mecanismo de Cargo por Confiabilidad**, con el fin de asegurar el cierre financiero de los proyectos. Asimismo, es vital el desarrollo de políticas públicas y regulación que aseguren que estos proyectos puedan ofrecer energía contratable al mercado, así como el desarrollo de elementos complementarios como el almacenamiento. Incentivos como los implementados en la Resolución CREG 101-066 de 2024 ponen en riesgo este propósito y generan más incertidumbre sobre la capacidad de atender la creciente demanda, incluso a corto plazo, **haciendo inalcanzables los objetivos del Proyecto de Decreto en cuanto a metas de contratación**.

En relación con el segmento del mercado al que está dirigida esta política, en el contexto actual de una oferta limitada debido a situaciones estructurales, un incentivo excesivo a la contratación de una parte de la demanda, particularmente la regulada, podría comprometer la capacidad de atención al segmento libre del mercado, tema que sugerimos revisar con el fin de que no exista discriminación para ningún tipo de usuario. De igual forma, vemos crucial considerar dentro de este análisis los compromisos de largo plazo que los generadores ya han asumido en el mercado no regulado, los cuales no pueden modificarse simplemente con la introducción de una nueva norma. Por lo tanto, sugerimos que el objeto del decreto sea **atender toda la demanda con contratos**, reconociendo que los beneficios de la propuesta de política deben extenderse a toda la sociedad, y no limitarse solo a una parte de ella.

Dado que las finalidades propuestas por el proyecto de decreto conllevan la implementación de mecanismos de control de eficiencia, sugerimos que lo dispuesto finalmente sea un **mecanismo de seguimiento que permita disponer de señales regulatorias continuas que sigan incentivando un nivel adecuado de oferta en contratos por parte de los generadores, entendiendo que la decisión de materializar esta disponibilidad de energía en compromisos contractuales es de los comercializadores**.

Por otro lado, nos preocupa que la señal destinada a establecer que el 95% de la generación horaria del portafolio hídrico de cada generador debe ser vendida en contratos pueda resultar en una implementación compleja, afectando la operación de corto plazo, la gestión de los embalses, la liquidación por parte del operador y la dinámica del mercado de contratación. Esto no tendría un impacto real que potencie la medida relacionada con las Obligaciones de Energía en Firme (OEF) o Energía Firme (ENFHC). En este sentido, proponemos realizar un **chequeo anual** con una



resolución que permita a los generadores **modular de manera más efectiva las ofertas contratables para la demanda**, y que el operador del mercado sea más eficiente.

Asimismo, sugerimos que este tipo de medidas tengan una aplicación temporal limitada, sin posibilidad de prórroga, **mientras persista la coyuntura de estrechez entre oferta y demanda (1-2 años)**. En particular, proponemos que se evalúe la continuidad de herramientas regulatorias como la **Resolución CREG 101 036 de 2024 y 101 057 de 2024**, con algunas mejoras potenciales, con el fin de promover la celebración de contratos tipo Pague lo Contratado Condicionado (PCC) en ventanas de planificación más cortas y flexibles que las actualmente permitidas por el SICEP. Sin embargo, todas estas medidas temporales deben considerar un **esquema de garantías centralizadas** para la gestión del riesgo de contraparte y proteger al mercado del riesgo sistémico al que actualmente está expuesto.

Queremos resaltar que la Resolución CREG 101 036 de 2024 ha generado beneficios a los usuarios finales, pues ha permitido contar con precios más estables para energía que, de no ser por esta herramienta, habría tenido que comprarse en la bolsa a precios volátiles. En el caso de Enel Colombia, para el periodo marzo/24-marzo/25, se compró en promedio el **45%** de la energía a través de esta herramienta, lo que habría tenido que ser adquirido a través de la bolsa en su ausencia. Al realizar un ejercicio comparativo del costo de la componente de generación (G) con y sin la medida, se encontró que los usuarios ahorraron, en promedio, **16.2 \$/kWh** gracias a la implementación de esta medida.

Finalmente, queremos agradecer la atención prestada a esta comunicación, y reiteramos nuestra plena disposición para seguir trabajando en la formulación de políticas públicas que aseguren el abastecimiento seguro y confiable de energía, con precios justos y razonables.

Cordialmente,



GINA CONSTANZA PASTRANA SILVA
Gerente de Regulación

Comentario 18

De: Mateo Porras Ocampo **JULIA-RD**

Enviado: martes, 13 de mayo de 2025 18:20

Asunto: Comentarios Lineamientos de política pública para garantizar confiabilidad y estabilidad tarifaria del servicio de energía eléctrica

Bogotá, 13 de mayo del 2025

Respetado
Edwin Palma
Ministro de Minas y Energía
Ministerio de Minas y Energía
Bogotá D.C.

JRD-S-12052025

Asunto: Comentarios Proyecto de Decreto Ministerio de Minas y Energía 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

Respetado Ministro Edwin Palma

Desde JULIA-RD, compañía especializada en la gestión de la Respuesta de la Demanda, nos permitimos compartir nuestros comentarios al Proyecto de Decreto relacionado en el Asunto. Desde JULIA-RD identificamos en este decreto una oportunidad para habilitar un mecanismo permanente de Respuesta de la Demanda. Nuestros comentarios se componen de dos secciones: i) Los beneficios que la Respuesta de la Demanda brinda para la implementación de la transición energética, así como el impacto que tienen estos programas frente a la democratización del mercado eléctrico, al permitir la participación activa del usuario y que influya sobre la formación del precio de bolsa; y ii) los resultados del Programa Transitorio de Respuesta de la Demanda, implementado a través de las Resoluciones CREG Número 101 - 043 de 2024, 101 054 de 2024 y 101 - 065 de 2024, siendo estos resultados una demostración del potencial que tiene la Respuesta de la Demanda en Colombia.

i) Respuesta de la Demanda como un recurso para la operación del Sistema Eléctrico Colombiano

Como es de su conocimiento, en la actualidad la Respuesta de la Demanda (RD) es ampliamente usada en los mercados de energía para la operación del Sistema y la asignación de compromisos de capacidad y confiabilidad para corto y mediano plazo. La participación activa de los usuarios, flexibiliza la demanda de energía, y por lo tanto su eficiencia facilita la transición general a los recursos de generación de bajas emisiones de carbono, permitiendo el aprovechamiento de los recursos de generación instalados en el sector productivo, así como su capacidad de respuesta ante momentos de criticidad operativa. Mercados como PJM, NYISO, ISO-NE o del Reino Unido, entre otros, han usado los mecanismos de Respuesta de la Demanda como un recurso para afrontar los momentos de estrés o escasez de energía. En el ANEXO 2 de esta comunicación, compartimos al Ministerio una recopilación de los mercados que usan a la RD como un recurso para las subastas de capacidad.

Así mismo, las reducciones realizadas durante la vigencia del Programa Transitorio de RD presentaron un precio de oferta menor al ejecutado por los recursos de generación térmicos con mayor costo variable. A continuación, presentamos una gráfica con la comparación de los precios promedio ponderado de oferta de generación durante el 2024 y el precio promedio ponderado de las ofertas verificadas de RD, es decir el precio de aquellas ofertas que cumplieron parcial o totalmente su compromiso de reducción.

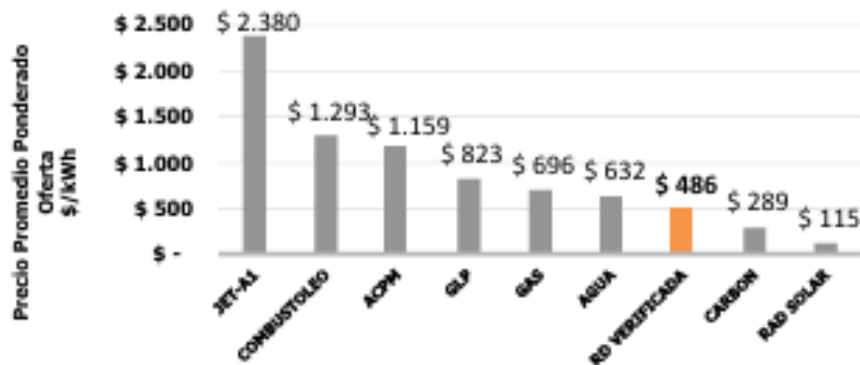
Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

Grafica 1: Precio Medio de Oferta vs Precio Promedio Despachado por RD

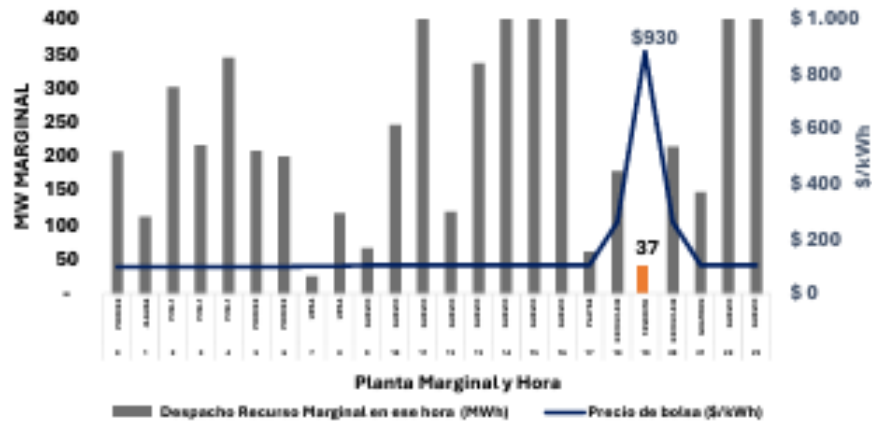


Fuente: ME, elaboración propia.

Cómo se evidencia, bajo un escenario de Escasez del recurso hídrico o déficit de potencia disponible para atender la demanda, la Respuesta de la Demanda corresponde a un recurso eficiente con costos de activación por debajo a las alternativas del Sistema.

Así mismo, la RD puede mitigar los saltos en el precio de bolsa derivados de la estrechez en el balance de potencia que actualmente enfrenta el Sistema Nacional, como se evidenció el pasado 22 de abril del 2025 donde el precio de bolsa máximo horario alcanzó los 930.2 \$/kWh, superando el Precio de Escasez de Activación, a pesar de que el precio de bolsa en las demás horas del día alcanzó los 111 \$/kWh. A continuación, presentamos una gráfica con el recurso marginal despachado para atender la demanda y su respectiva capacidad solicitada.

Grafica 2: Precio de Bolsa y despacho marginal del 22 /04/2025



Fuente: ME, elaboración propia.

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

Analizando el despacho, identificamos que este salto a 930.2 \$/kWh en el precio se debió a la necesidad de contar con un recurso adicional para atender una demanda de 37 MW. De haber contado con un programa de Respuesta de la Demanda permanente, se hubiera mitigado este incremento en la bolsa gracias a la gestión de la misma demanda.

Así mismo, con la incorporación de las Fuentes Renovables no Convencionales, nuestro mercado estará sujeto a este tipo de eventos, por lo cual es necesario contar con una demanda más flexible y por lo tanto mitigar estos saltos en el precio de bolsa.

Finalmente, ponemos a consideración del Ministerio que la participación de la RD con usuarios que garanticen eficazmente el respaldo de las OEF además de su participación activa en la formación del precio de bolsa, puedan acceder a Subastas de Reconfiguración en caso de que para algún periodo particular se requieran coberturas. Ponemos a consideración del Ministerio, que la Respuesta de la Demanda sea considerada para contribuir a la solución actual de escasez de ENFICC que presenta el Sistema para el corto plazo.

ii) Resultados del Programa Transitorio de Respuesta de la Demanda

En relación a la crisis energética que enfrentó Colombia en el año 2024 e inicios del 2025, presentamos los resultados del programa transitorio de Respuesta de la Demanda, una medida acertada que demostró su eficacia como herramienta complementaria para la gestión de la confiabilidad del sistema eléctrico nacional.

Resultados Clave:

- **Participación activa del sector:** 9 agentes comercializadores participaron activamente en el programa, involucrando a 1.944 fronteras y 540 usuarios no regulados, lo que evidencia el interés de los usuarios por participar en estos programas.
- **Ahorros significativos de energía:** Durante 2024, el programa permitió reducir 116 GWh de consumo y durante enero y febrero del 2025 alcanzó una reducción de 34 GWh.
- **Efectividad comprobada:** La efectividad de las reducciones alcanzó el 41%, porcentaje positivo teniendo en cuenta que fue un programa transitorio y que demostró la capacidad real de respuesta de los usuarios frente a señales económicas bien diseñadas.
- **Señales de precio como incentivo:** Se evidenció que precios de desconexión de demanda superiores a los \$500/kWh permitieron realizar reducciones promedio diarias de 1 GWh-día (40 MW), confirmando que una adecuada señal de precio incentiva de manera efectiva la participación en el mecanismo.

A continuación, presentamos una gráfica con la relación entre precio promedio mensual de oferta aceptado y la energía reducida verificada por mes.

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

Grafica 3: Precio Promedio mes de RD VS Energía Reducida Mensual



Fuente: XE, elaboración propia.

Estos resultados demuestran que la Respuesta de la Demanda reacciona a la señal de precios, y que puede y debe ser considerada como una herramienta estructural dentro del portafolio de recursos del sistema eléctrico colombiano. Su implementación no solo alivió la presión sobre el sistema en momentos críticos, sino que también abrió la puerta a mecanismos de participación más eficientes, flexibles y sostenibles.

Consideramos que darle un plazo de implementación a la Comisión para materializar un programa permanente de Respuesta de la Demanda, hace parte de los cambios estructurales requeridos por el Ministerio, donde el centro del mercado eléctrico son los usuarios y por lo tanto su influencia sobre la formación de precios y operación.

José Mateo Porras Ocampo
Gerente General
JULIA-RD S.A. E.S.P.
mporras@julia-rd.com.co
Carrera 11 No. 82 – 01 Piso 2
Bogotá D.C

Copia: Juan Carlos Bedoya, Jefe de la Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

Comentario 19

De: Sofia Ximena Achicanoy Paz **ENERTOTAL ESP**

Enviado: martes, 13 de mayo de 2025 19:04

Asunto: ETTC - COMENTARIOS - ESTABILIDAD TARIFARIA

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS		 Sistema Integrado de Gestión del Ministerio de Minas y Energía, SIGME	
		FP-F-01	
		7/03/2022	V-1
Sector: Regulatorio			
Epígrafe:		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	
Fecha inicio: 28/04/2025			
Fecha fin: 13/05/2025			
Fecha Comentario: Mayo 13 de 2025			
Datos de contacto:		Correo electrónico:	
Nombre de la empresa o interesado:		ENERTOTAL S.A. E.S.P	
No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	LEY 142 DE 1994	ANTECEDENTES	El proyecto en consulta esta contextualizado bajo la Ley 142 de 1992 y en otras disposiciones legales que implican una competencia adecuada para intervenir en los mecanismos de venta de energía. El presente proyecto debe observar los principios de seguridad jurídica, confianza legítima, legalidad, libertad económica y libre competencia. Estos principios, aunque no están expresamente en un artículo, han sido reconocidos por la Corte como componentes del Estado de Derecho. Es necesario indicar que el proyecto de decreto introduce cambios en los criterios de venta en bolsa, lo cual notablemente afecta situaciones jurídi-

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

			cas ya consolidadas, especialmente para agentes generadores o comercializadores que operaban bajo las reglas anteriores.
2	LEY 142 DE 1994	ANTECEDENTES	Un cambio abrupto en las reglas y condiciones del mercado podría desconocer el derecho a la confianza legítima, lo cual sería inconstitucional si no hay un régimen de transición razonable, generando posibles litigios si se perciben impactos patrimoniales sin un periodo de ajuste.
3	CONSTITUCION POLITICA	ANTECEDENTES	El proyecto debe ser analizado frente al artículo 333 de la Constitución Política relacionado con la libertad económica y el artículo 365 sobre intervención estatal para asegurar la eficiencia, calidad y continuidad en la prestación de los servicios. Si bien la intervención puede justificarse en función del interés general, se requiere proporcionalidad y razonabilidad en las medidas. Ahora bien, en lo que respecta al artículo 333 de la Constitución, este establece lo siguiente “(...) La actividad económica y la iniciativa privada son libres, dentro de los límites del bien común. (...)”. El proyecto de Decreto regula condiciones bajo las cuales algunos agentes estarían obligados a vender energía en bolsa, lo que podría limitar su libertad para escoger canales de comercialización o negociación bilateral. Por tanto, tendría una implicación constitucional, ya que se trata de una restricción a la libertad económica.

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

4	CONSTITUCION POLITICA	ANTECEDENTES	De acuerdo con las normas constitucionales establecidas por el legislador se exige que toda intervención estatal deberá ser idónea (sirva para alcanzar el objetivo), necesaria (no exista una medida menos dañosa para lograr el mismo fin) y proporcional (el beneficio colectivo sea mayor que los costos para los particulares afectados). Con base en lo anterior si se impone una obligación de venta en bolsa sin distinción del contexto económico del agente, sin considerar su posición en el mercado o sin mecanismos transitorios, podría declararse inconstitucional por violación al principio de proporcionalidad.
5	Artículo 2.2.3.2.8.4.	Mecanismos para garantizar la confiabilidad y la estabilidad tarifaria en el servicio de energía eléctrica y sus actividades complementarias	El proyecto de decreto no soluciona el problema de fondo en el mercado actual, que es la brecha existente entre la oferta y la demanda y la necesidad de aumentar la oferta de energía. Así mismo no encontramos dentro del artículo 2.2.3.2.8.3 que el aumento de la oferta este considerada como una finalidad. El proyecto está muy dirigido a solucionar el problema de AIRE y hacer obligatoria para los agentes, la venta de energía en especial para estratos 1, 2 y 3 y con el riesgo de no pago considerando la flexibilización en cuando a las medidas de limitación de suministro y entrega de garantías que se han publicado para este mismo agente.
6	Artículo 2.2.3.2.8.4.	Mecanismos para garantizar la confiabilidad y la estabilidad tarifaria en el servicio de energía	El articulo tal como está contemplado en el decreto obliga a realizar ventas en contratos con destino a la demanda regulada

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

		eléctrica y sus actividades complementarias	en especial para estratos 1, 2 y 3 (Motivación) bajo las condiciones de flexibilización en compromisos de pago y garantías, donde al final la demanda pagaría el suministro de energía porque esta obligada , pero las obligaciones del agente que la representa están flexibilizadas generando situaciones de riesgo sistémico en el mercado indeseable tanto para los agentes que tendrían contratos directos como en las obligaciones de pago relacionadas con la compra en bolsa . Es indispensable que este proyecto este acompañado con la obligación de pago de la contraparte.
7	CIRCULAR 40005 DE 2024	ANTECEDENTES	El MME presenta un concepto técnico relacionado con la circular 40005 de 2024 , indicando que: "Teniendo en cuenta la necesidad de disminuir la exposición a la volatilidad de los precios de bolsa de energía, es necesario ajustar las normas dando los lineamientos 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". Propiciar es favorecer [algo] o ayudar para que suceda o se realice, no es una obligación explícita. Sin embargo, el documento se refiere a la obligación expresa de hacer una venta mínima del 95% en contratos cuando las condiciones actuales de oferta no lo permi-

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

			ten y por tanto no debería ser una obligación sino tal como lo dice el concepto del MME en las condiciones actuales de oferta ajustada sería "propiciar" que los contratos se celebren.
8	CONTRATACION	ANTECEDENTES	En los considerandos del proyecto se menciona que frente a las variaciones horarias y la volatilidad de los precios de la bolsa de energía más de doce millones de hogares del país, clasificados en los estratos 1, 2 y 3, de menores ingresos, aumentan su exposición a los precios de bolsa en los periodos de baja hidrología, tal como se registró en el último periodo de fenómeno de El Niño del año 2024. Es importante aclarar que la exposición a altos precios de bolsa por parte de los usuarios depende más del grado de contratación que tenga el comercializador que los representa, que de la misma variabilidad de precios en el mercado spot. Por lo tanto, es indispensable aumentar la oferta de energía con el ingreso de mas proyectos de generación, agilizando los procesos ambientales y el diálogo con comunidades desde el mismo gobierno nacional.
9	Artículo 2.2.3.2.8.4	Mecanismos para garantizar la confiabilidad y la estabilidad tarifaria en el servicio de energía eléctrica y sus actividades complementarias	En el desarrollo del mecanismo, el MME establece que este debe considerar que 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. Es importante evaluar la periodicidad horaria considerando las características de los diferentes tipos de contratos y

			el comportamiento horario de la demanda. El mecanismo presentaría un desajuste considerando si el cumplimiento se evalúa de forma horaria y se podría revisar la posibilidad de que el compromiso sea validado de forma mensual. Crear incentivos de contratación, de expansión y que los agentes comercializadores garanticen el pago a los vendedores.
10	CONTRATACION POR MERCADO	MEMORIA JUSTIFICATIVA	Con relación a la energía vendida en contratos con destino al mercado regulado y no regulado que se encuentra la gráfica 5 del documento soporte, es necesario considerar que el atributo contratos para el mercado No regulado incluye tanto la demanda final NR como los contratos de intermediación. Con el fin de realizar una comparación sobre la contratación con destino a los "usuarios" regulados y/o no regulados se debe tener en cuenta que la intermediación a pesar de estar definida como MNR no necesariamente atiende la demanda final del UNR.
11	ANALISIS DE IMPACTO NORMATIVO	ANTECEDENTES	Al considerar las últimas resoluciones expedidas por el regulador relacionadas con la modificación del precio de escasez y el establecimiento del precio de escasez inferior junto con los lineamientos contenidos en el decreto en consulta, se hace necesario realizar un detallado análisis de impacto normativo tal forma que se puedan evaluar los beneficios, los riesgos y la estabilidad del mercado.

Comentario 20

De: JORGE MEJIA **ENERSOLAX**

Enviado: martes, 13 de mayo de 2025 19:05

Asunto: observacion, comentario proyecto decreto lineamientos de política publica para garantizar confiabilidad y estabilidad tarifaria del servicio de energía eléctrica.

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS											
		FP-F-01									
		7/03/2022	V-1								
Sector: Regulatorio											
Epígrafe:		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									
Fecha inicio: 28/04/2025											
Fecha fin: 13/05/2025											
Fecha Comentario: 13/05/2025 0:00											
Datos de contacto:		Correo electrónico:									
Nombre de la empresa o interesado:		Jorge Alberto Mejía Calderón									
<table border="1"> <thead> <tr> <th>N o</th> <th>Tema de observación</th> <th>Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)</th> <th>Comentario detallado</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td>Contratos de energía. Obligaciones de Energía en Firme</td> <td>Artículo 2.2.3.2.8.4. Mecanismos para garantizar la confiabilidad y la estabilidad tarifaria en el servicio de energía eléctrica y sus actividades complementarias. Numeral 2.</td> <td>De acuerdo a la memoria justificativa del proyecto _Decreto_Ventas_Bolsa_5pp_segunda_publicación, donde se sustenta "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." se puede entender que este proyecto modificaría la comercialización de los GD con FNCER como está dispuesto en las alternativas del Artículo 22.</td> </tr> </tbody> </table>				N o	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado	1	Contratos de energía. Obligaciones de Energía en Firme	Artículo 2.2.3.2.8.4. Mecanismos para garantizar la confiabilidad y la estabilidad tarifaria en el servicio de energía eléctrica y sus actividades complementarias. Numeral 2.	De acuerdo a la memoria justificativa del proyecto _Decreto_Ventas_Bolsa_5pp_segunda_publicación, donde se sustenta "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." se puede entender que este proyecto modificaría la comercialización de los GD con FNCER como está dispuesto en las alternativas del Artículo 22.
N o	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado								
1	Contratos de energía. Obligaciones de Energía en Firme	Artículo 2.2.3.2.8.4. Mecanismos para garantizar la confiabilidad y la estabilidad tarifaria en el servicio de energía eléctrica y sus actividades complementarias. Numeral 2.	De acuerdo a la memoria justificativa del proyecto _Decreto_Ventas_Bolsa_5pp_segunda_publicación, donde se sustenta "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." se puede entender que este proyecto modificaría la comercialización de los GD con FNCER como está dispuesto en las alternativas del Artículo 22.								

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180



			de la CREG 174, Alternativas de comercialización de la generación distribuida. ?
--	--	--	--

Comentario 21

De: Maria Pareja **AES**

Enviado: martes, 13 de mayo de 2025 19:10

Asunto: AES Colombia | Comentarios al proyecto de Decreto "Por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015.."

Bogotá D.C., 13 de mayo de 2025

107.-8090-2025

Doctor
EDWIN PALMA
Ministro
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Via correo electrónico: menenergia@minenergia.gov.co; pc Ciudadana@minenergia.gov.co

Asunto: Comentarios al proyecto de Decreto "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."

Respetado Dr. Palma,

AES COLOMBIA & CIA. S.C.A. E.S.P. (en adelante "AES Colombia" o "Compañía") agradece la invitación realizada por el Ministerio de Minas y Energía (en adelante "MME") para presentar comentarios al proyecto de Decreto "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" (en adelante "Proyecto de Decreto"), por lo que en ese marco la Compañía remite sus observaciones a dicho documento.

Compartimos la necesidad de reducir la dependencia de la demanda regulada de la bolsa de energía para mitigar el impacto de las condiciones críticas que aumentan los precios spot. Creemos que soluciones efectivas pueden provenir de licitaciones responsables de compra de energía, mecanismos de contratación a largo plazo sin trasladar riesgos al comprador y mayor oferta y competencia en el mercado mediante nuevos proyectos de generación e inversión.

Creemos firmemente que, en un contexto donde los precios de la energía y falta de liquidez son problemáticos, se deben mantener los incentivos para expandir la infraestructura de generación y transporte, de modo que la planificación y aplicación de medidas como las contenidas en el Proyecto de Decreto deben sustentarse en la realidad técnica del Mercado de Energía Mayorista (en adelante "MEM") y respaldarse en el derecho positivo de superior jerarquía, preservando, en cualquier caso, la solidez financiera, confiabilidad y seguridad del Sistema Interconectado Nacional (en adelante "SIN").

Teniendo en cuenta que, en nuestra visión, cualquier decisión debe asegurar un servicio de energía suficiente y fiable a corto y mediano plazo, estimamos que si bien el Proyecto de Decreto, el cual propone un máximo del 5% de venta de energía en bolsa por generadores mayoritariamente hidráulicos, busca un objetivo legítimo, esto no habilita al MME ni a sus entidades a expedir regulaciones contrarias a la Ley ni a actuar contra la lógica económica.

AES COLOMBIA & CIA. S.C.A. E.S.P. | Calle 100 # 19-54 Of. 901 | Bogotá D.C. **aes Colombia**

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

Bajo estos supuestos, presentamos nuestras observaciones y preocupaciones sobre una posible implementación de esta medida.

1. ANÁLISIS GENERAL

Aunque AES Colombia considera crucial aumentar la contratación para minimizar el impacto que la volatilidad del precio de bolsa puede generar en los usuarios y que es valioso que el Proyecto de Decreto busque atender la situación actual del SIN, por lo que coincidimos en la necesidad de adoptar medidas que refuercen la cobertura y el abastecimiento energético, la implementación de un límite de ventas en la bolsa no es óptima y genera desafíos significativos para el MEM.

En ese sentido, creemos que la memoria justificativa del Proyecto de Decreto incluye datos del MEM que no corresponden a la causa central de las volatilidades en el mercado spot ni a la elevada exposición de la demanda regulada a éste, veamos:

1. En nuestra consideración, un claro ejemplo del desequilibrio en que se encuentra el MEM se observa en el mercado de confiabilidad conforme al último balance realizado por el operador del mercado de la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (en adelante "ENFICC") vs. la demanda. De acuerdo con el informe de XM, aún con el nuevo escenario medio de demanda proyectado por la Unidad de Planeación Minero Energética (en adelante "UPME") para la actual y futuras vigencias del Cargo por Confiabilidad (en adelante "CxC"), a la fecha el SIN **no cuenta con ENFICC suficiente para cubrir el consumo de energía en Colombia**. Esta realidad debe ser reconocida como parte esencial del diagnóstico que da origen al Proyecto de Decreto.



Esta información permite concluir que el reto principal está en la incorporación de nueva oferta firme y con precios eficientes para la contratación, y no en prácticas que restrinjan la libertad de oferta de los generadores, como lo sugiere el diagnóstico que funge de base del Proyecto de Decreto.

Por ello, creemos que el análisis contenido en la memoria justificativa debe incorporar una visión más integral del contexto estructural que enfrenta el sector sobre la falta de energía y la disposición de esta.

2. La memoria justificativa considera la energía en el despacho ideal y solo se tienen en cuenta las ventas, supuesto que genera una distorsión en el resultado final real, para el cual se deben considerar tanto la generación real y la posición neta de cada agente generador, esto es, considerar tanto las ventas como las compras en bolsa) ya que, para nuestro caso en particular, el manejo de la variabilidad climática se gestiona con un nivel de contratación (a través de contratos tipo "Pague lo Contratado") que puedan ser cubiertos con la generación propia con cierto nivel de certeza, no de manera horaria sino de manera mensual / anual. Incorporar el esquema que propone el Proyecto de Decreto representa un incremento sustancial en el nivel del riesgo de la Compañía ya que a nivel horario puede que haya excedentes a bolsa, pero a nivel mensual el nivel de generación y contratos es más estrecho, por lo que este tipo de propuestas, incluso sea negativo) que realiza un agente determinado.
3. Consideramos necesario advertir que existen disposiciones regulatorias vigentes que generan señales contradictorias frente al propósito perseguido en el Proyecto de Decreto, especialmente en lo relacionado con la contratación de largo plazo por parte de generadores hidráulicos. En particular, la Resolución CREG 101 066 de 2024 y la Resolución 101 069 de 2025, mediante las que se introdujo una segmentación en el precio de escasez en función de la contratación, está afectando los incentivos que tienen dichos agentes para aumentar la participación en el mercado de contratos.

La segmentación creada en las normas antes citadas condicionan el reconocimiento pleno del precio de escasez al cumplimiento de ciertos umbrales de contratación, de modo que obliga a los generadores a tomar decisiones que los sitúan en una disyuntiva entre participar activamente en el mercado de contratos o preservar su competitividad en el esquema del CxC. Esta estructura distorsiona las decisiones comerciales, especialmente en contextos de alta incertidumbre hidrológica, y puede llevar a una reducción en la energía disponible para contratación.

4. Desde una perspectiva de política pública:
 - A. Este tipo de señales regulatorias desincentiva la expansión de la oferta contratada, genera ambigüedad sobre las prioridades del marco regulatorio y debilita los efectos esperados de iniciativas como el Proyecto de Decreto, el cual busca precisamente promover la cobertura y reducir la exposición a la bolsa.
 - B. El mercado energético debe ser competitivo y permitir la libre interacción de oferta y demanda para garantizar precios justos y eficientes. Al imponer un techo a los generadores hídricos se distorsiona el mercado al crear una barrera artificial que podría favorecer a otros tipos de generación menos eficientes. Esto no solo afecta la equidad del mercado, sino que también podría conducir a un aumento en los costos de la energía para los consumidores finales.
 - C. Satanizar a una facción de la oferta, como lo son los generadores hídricos, no sólo desconoce la importancia que estos han tenido en el desarrollo económico del país sino

que puede llevar a conclusiones erradas que distorsionen al MEM generando consecuencias irreparables en materia de inversión y de abastecimiento en el corto plazo.

2. ANÁLISIS JURÍDICO

La Ley 143 de 1994 y, en consecuencia, el MEM parten del supuesto de que la libertad contractual, como manifestación de la libertad individual reconocida por la Constitución, es el mecanismo adecuado para alcanzar la eficiencia del mercado en términos de precios y cantidades. En ese sentido, cualquier restricción reglamentaria de dicha libertad contraviene no sólo el espíritu sino la letra de la Ley.

En ese sentido, el artículo 42 de la Ley 143 de 1994 dispone que “[l]as transacciones de electricidad entre empresas generadoras, entre distribuidoras, entre aquéllas y éstas y entre todas ellas y las empresas dedicadas a la comercialización de electricidad y los usuarios no regulados, son libres y serán remunerados mediante los precios que acuerden las partes” (subrayado fuera de texto).

Dado que el artículo 42 de la Ley 143 de 1994 establece que los agentes del MEM tienen libertad para transar energía, tanto en términos de volumen como en términos de precio, el imponer cuotas de mercado a estos agentes a través del Proyecto de Decreto desconoce la libertad contractual y empresarial establecida en la norma antes citada, siendo, entonces, una extralimitación de las funciones del gobierno.

En ese sentido, la propuesta es excesiva, desproporcional y desconoce el inciso final del artículo 333 de la Constitución, según el cual “[l]a ley delimitará el alcance de la libertad económica cuando así lo exijan el interés social, el ambiente y el patrimonio cultural de la Nación”. En ese sentido, y en la medida en que la libertad contractual establecida en el artículo 42 de la Ley 143 de 1994 se deriva de la garantía de la libertad económica establecida en el artículo 333 de la Constitución, la intervención en la economía por parte del Estado sólo puede ejercerse por mandato de la Ley y bajo los límites que ésta haya impuesto. Por ello, en caso de que el Estado traspase esos límites, la intervención propuesta se tornaría en una infracción grave del Gobierno a los derechos de los agentes económicos, lo cual supone una violación de la Constitución.

Bajo esa premisa, para limitar la libertad económica, y por ende la contractual, el Estado debe contar con una ley previa que establezca bajo que premisas dicha intervención estatal puede hacerse. En ese sentido, el artículo 42 de la Ley 143 de 1994, el cual reiteramos, establece expresamente que las transacciones entre agentes del mercado y entre estos y los usuarios no regulados son libres, consagra el principio rector de la Leyes 142 y 143 de 1994 en materia contractual, esto es, la plena libertad contractual, lo cual supone el límite legal de la intervención del estado en el MEM conforme a lo consagrado en el artículo 333 de la Constitución. Considerando lo expuesto, propuestas reglamentarias o regulatorias que establezcan cuotas obligatorias de contratación con destino al mercado regulado imponen restricciones que se oponen en forma directa a la constitución y la ley, tanto en su espíritu como en su literalidad, por lo que el Estado, mediante decreto, no cuenta con facultad alguna para imponer cuotas de mercado.

En el caso en concreto, desconociendo normas de superior jerarquía, pretende el Gobierno coartar la libertad contractual que fue establecida por la Ley 143 de 1994 y que podría entenderse también como una expropiación, ya que hasta tanto la energía no sea vendida o entregada a la red, ésta es

propiedad del generador, quien, en virtud de la libertad contractual protegida por la Constitución y la ley, tiene pleno derecho de disponer de ella conforme a sus propios análisis de riesgo.

Es por ello que consideramos que el MEM excede con este Proyecto de Decreto sus facultades reglamentarias al imponer obligaciones que, por su intensidad, deberían ser competencia del Congreso, de modo que el Proyecto de Decreto vulnera los principios de legalidad y de reserva de ley.

Sobre el particular el artículo 121 de la Constitución Política prohíbe a las autoridades el ejercicio de funciones distintas de las que les asigna la Ley, a la vez que el artículo 150 del mismo cuerpo normativo, reserva al Congreso de la República, en forma exclusiva, el legislar en materias que comporten intervenciones sobre la economía.

En las sentencias C-228 de 2010 y C-851 de 2013, la Corte Constitucional ha dejado en claro que el legislador es el llamado a establecer las directrices generales que determinan las condiciones básicas para intervenir sectores estratégicos de la economía, y siempre bajo criterios de razonabilidad y proporcionalidad. En ese sentido, recordamos que la obligación de los comercializadores de que un porcentaje de su energía provenga de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (en adelante "FNCR") se estableció en el artículo 296 de la Ley 1955 de 2019, norma sobre la que la Corte Constitucional concluyó que la delegación excesiva de funciones regulatorias a entidades administrativas viola la reserva de ley y contraviene el principio de separación de poderes. En dicho caso, la Corte halló exequible la disposición demandada, pero sólo en la medida en que fue una Ley de la República, en este caso la 1955 de 2019, que (i) fijó las finalidades de la intervención, disponiendo el propósito de la obligación de compra de energía que instituyó, (ii) precisó el contenido de la obligación, en tanto definió los toques máximos y mínimos del porcentaje de energía proveniente de FNCR que los comercializadores mayoristas debían adquirir (8-10%), y (iii) definió que los sujetos obligados a cumplir tal obligación eran los agentes comercializadores de energía eléctrica en el MEM, todo lo cual se encuentra en consonancia con los artículos 333 y 334 de la Constitución. En este sentido, el Proyecto de Decreto desconoce la Constitución y la línea jurisprudencial que al respecto de intervenciones económicas ha delineado la Corte Constitucional.

En línea con lo antes expuesto, jurisprudencia reciente del Consejo de Estado, como por ejemplo la contenida en el Concepto contenido en el expediente 17001-23-31-000-2012-00191-01, subraya que cualquier intervención que limite derechos económicos fundamentales debe estar estrictamente justificada por el marco legislativo, un requisito que no se cumple en el presente caso. En ese mismo sentido, las sentencias 11001-03-06-000-2012-00032-00 y 17001-23-31-000-2012-00191-01 del Consejo de Estado han establecido que las decisiones que impliquen una intervención sustancial en el mercado, restringiendo derechos fundamentales como la libertad de contratación, deben emanar directamente del Congreso de la República, de lo que se infiere que cualquier norma infra legal que exceda estas competencias estaría viciada de nulidad por falta de competencia.

La expedición de la norma publicada, al restringir la libertad de contratación de los generadores de energía mediante la imposición de cuotas obligatorias incurre en un vicio de legalidad por extralimitación de funciones.

En esa medida, la propuesta analizada es contraria a la Constitución y a la Ley, por lo que, si en gracia de discusión, el MEM quisiera insistir en ella, para evitar arbitrariedades impropias de un Estado Social de Derecho como el nuestro, debería dar el debate sobre las cuotas que pretende imponer en el

Congreso de la República, como se hizo, en su momento, para un caso similar (contratación de FNCER) con la Ley 1955 de 2019.

3. ENFOQUES PARA MEJORAR LA CONTRATACIÓN ENTRE LAS CONTRAPARTES DE UNA MANERA SEGURA Y CONFIABLE

En AES Colombia valoramos los mecanismos de contratación flexibles presentes en el Proyecto de Decreto (contratos tipo "Pague lo Contratado Condicionado"); habilitar a los generadores realizar convocatorias de venta de energía y los mecanismos voluntarios de contratación, los cuales incentivan la contratación de energía. Sin embargo, consideramos que es factible gestionar alternativas para una contratación segura y confiable sin intervenciones profundas que continúen afectando al MEM o a las inversiones en nuevos proyectos de generación que aumenten la oferta.

En ese sentido, sugerimos algunas alternativas y ajustes a considerar:

- Incrementar la oferta de generación instalada, **cerrando brechas de proyectos atrasados**: Asegurar que los proyectos de generación eléctrica lleguen a buen término es crucial para satisfacer la demanda creciente y evitar posibles déficits de energía. Este enfoque no solo estabiliza el suministro, sino que también incentiva la inversión en nuevas tecnologías y energías renovables, contribuyendo a la diversificación de la matriz energética y al desarrollo sostenible.
- Habilitar el **Mercado Anónimo Estandarizado** (en adelante "MAE") siempre y cuando se mantenga las reglas de limitación de suministro y retiro de agentes de mercado para garantizar la robustez financiera del MEM. Esta medida permitiría que los actores del mercado puedan negociar contratos de energía de manera anónima, reduciendo así la posibilidad de prácticas anticompetitivas y promoviendo un entorno más eficiente. Al facilitar la entrada y salida de participantes, se mejora la liquidez del mercado y se fomenta la competencia.
- Analizar los resultados de la **aplicación de la Resolución CREG 101 067 de 2024**, y hacerla extensiva a los comercializadores con mayor nivel de exposición a bolsa, con balances mensuales, permitiendo la contratación directa del mercado regulado mediante contratos flexibles que permitan preservar la autonomía comercial de los agentes y garantizar el respeto al principio de libertad de contratación consagrado en la Ley 143 de 1994.
- Implementar **medidas para mitigar el riesgo financiero de ciertos comercializadores** y fortalecer garantías de contratación mediante Sistema de Información de Contratos de Energía y Potencia (en adelante "SICEP") y otros mecanismos activos. Proteger a los comercializadores frente a riesgos financieros permite mantener la estabilidad del sistema eléctrico y garantizar la continuidad del servicio a los consumidores finales. Fortalecer las garantías mediante sistemas como el SICEP proporciona mayor seguridad a todas las partes involucradas, asegurando que los compromisos contractuales sean cumplidos y reduciendo el riesgo de incumplimientos. Por mencionar:
 - Extender las garantías financieras mínimas con cartas de crédito o pólizas de seguro, activando "margin calls" si la exposición supera los umbrales predefinidos.

- Complementar la simple suspensión del despacho con penalizaciones progresivas para incentivar la regularización de pagos.
- Mantener herramientas de política pública como la limitación de suministro ante incumplimientos para proteger a los generadores y preservar la sostenibilidad del mercado.
- **Obligatoriedad de oferta:** Consideramos importante precisar que el deber de los generadores debe centrarse en la oferta contractual, no en la obligación de celebrar contratos. Obligar a contratar no solo excede los límites legales, sino que además traslada de forma unilateral los riesgos de contraparte al generador, afectando el equilibrio natural de las transacciones bilaterales en el mercado eléctrico.

En cambio, establecer una obligación de ofertar contratos permite que el MEM conserve su carácter competitivo, evita riesgos regulatorios innecesarios y, al mismo tiempo, promueve señales adecuadas para la participación de los generadores.

Además, sugerimos que el Proyecto de Decreto incluya lineamientos explícitos para evitar interpretaciones que deriven en verificaciones de cumplimiento con resolución horaria o diaria, lo cual sería operacionalmente complejo, especialmente para tecnologías sujetas a alta variabilidad climática, como la generación hidráulica. La medición del cumplimiento debe considerar saldos netos anuales, y permitir enfoques consistentes con la lógica operativa del sistema eléctrico y con la realidad estocástica de la disponibilidad hídrica.

- Para esto se sugiere que la CREG desarrolle una metodología técnica estandarizada para el cálculo de la línea base de la energía a contratar, tomando en cuenta las características hidrológicas de cada planta. De esta manera, la línea base no solo será un valor normativo, sino un parámetro técnico sólido que refleje con fidelidad la capacidad de cada activo, aportando predictibilidad al mercado y protegiendo la confiabilidad del sistema.
- La temporalidad de la medida resulta fundamental para asegurar su eficacia sin generar distorsiones permanentes en el mercado. Por ello, proponemos que la obligación de oferta contractual tenga una vigencia definida de tres años, contados a partir de la entrada en vigor del decreto. Este plazo permite atender de manera focalizada el desequilibrio coyuntural en la relación oferta-demanda, a la vez que brinda certidumbre a los generadores sobre la duración del régimen excepcional. Al conocer de antemano el horizonte temporal, los agentes podrán planificar con claridad sus estrategias de contratación e inversión, evitando penalizaciones injustificadas que afecten proyectos comprometidos bajo reglas de juego previas.

4. EFECTOS CONJUNTOS CON OTRAS MEDIDAS PROPUESTAS POR LAS AUTORIDADES

Anteriormente, la CREG planteó propuestas respecto a la formación del precio de bolsa, como la definida en la Resolución CREG 701 049 de 2024, que establece que si una planta hidroeléctrica es marginal, su oferta se ajustaría para corresponder a la última planta térmica en mérito; así mismo, publicó en definitiva la Resolución CREG 101 066 mediante la cual define dos precios de escasez, desvirtuando el objetivo del CxC. La aplicación de ambas medidas puede desvirtuar el objetivo del

CxC: por un lado, el valor del Precio de Escasez Inferior (en adelante "PEI") propuesto no necesariamente refleja escasez en el sistema, pero aun así exige la entrega de Obligaciones de Energía Firme (en adelante "OEF") a un determinado grupo de plantas, y, por otra parte, independientemente del valor del PEI, la medida definida en la Resolución CREG 701 049 de 2024 limita la capacidad de las plantas hidroeléctricas para dar señales de escasez a través del precio de bolsa.

Ahora, con el Proyecto de Decreto aplicando en paralelo se acentuaría las potenciales problemáticas de atracción de nuevas inversiones para garantizar oferta de energía a futuro. Es decir, las medidas de intervención propuestas con anterioridad por la CREG reducen la capacidad del precio de bolsa de reflejar el costo de oportunidad del agua, por ende, limitan la gestión adecuada de este recurso, así como la señal de escasez necesaria para los nuevos desarrollos.

Por todo lo anterior expuesto, reiteramos nuestro desacuerdo con la propuesta normativa, y por ello solicitamos al MME explorar medidas integrales, incluidas las aquí citadas, que propendan por el beneficio de toda la cadena del sector.

Agradecemos al MME la atención prestada y quedamos a su disposición para aclarar cualquier aspecto contenido en esta comunicación.

Atentamente,

Federico Echavarría

FEDERICO ECHAVARRÍA RESTREPO
Representante Legal

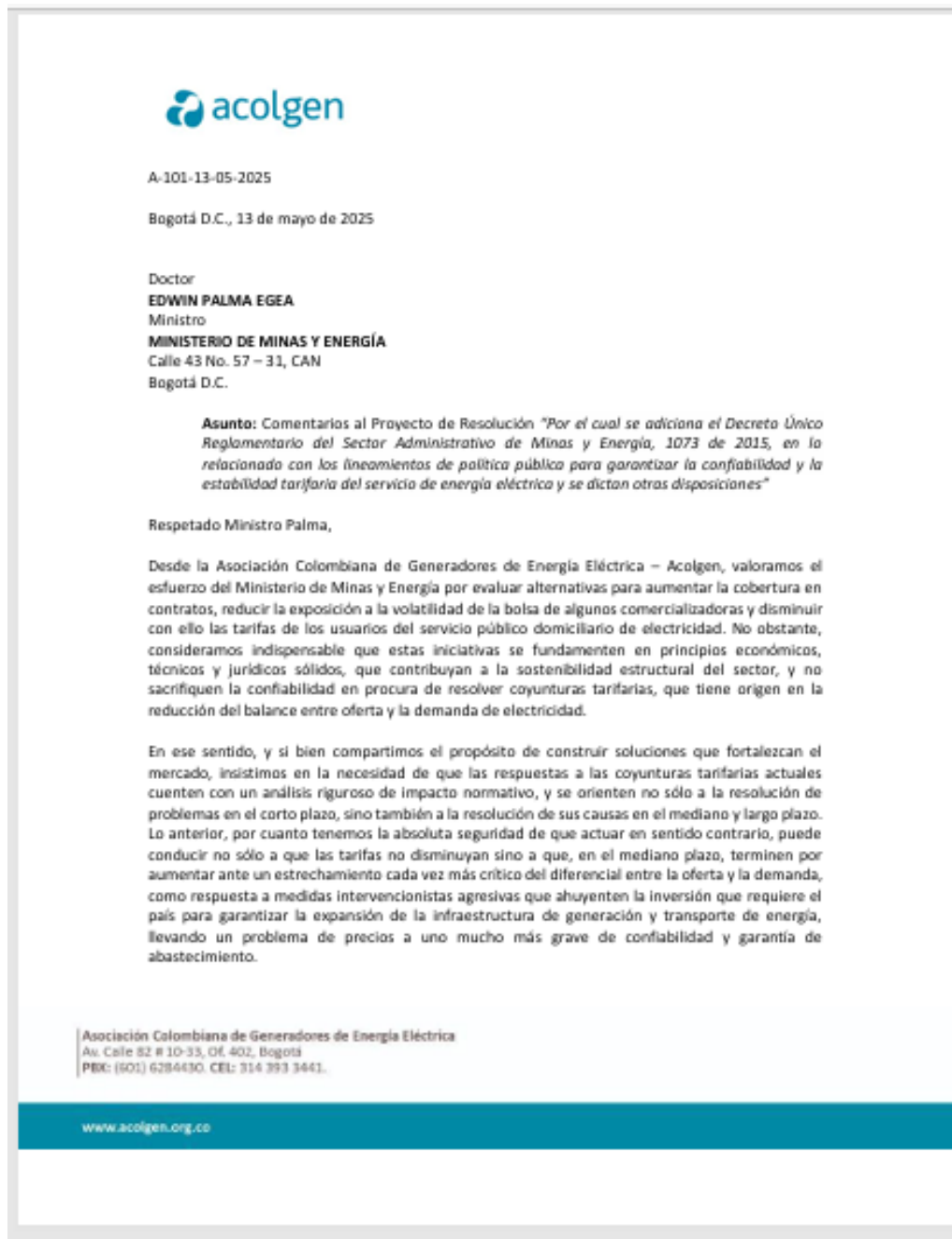


Comentario 22

De: Natalia Gutiérrez Jaramillo **ACOLGEN**

Enviado: martes, 13 de mayo de 2025 20:26

Asunto: Acolgen | Comunicación A-101-13-05-2025 - Comentarios al Proyecto de Decreto de Lineamientos de política pública para garantizar confiabilidad y estabilidad tarifaria del servicio de energía eléctrica



Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180



Y es que Acolgen, en el último tiempo, ha insistido en que las medidas coyunturales no deben reemplazar las acciones estructurales necesarias para resolver el verdadero problema del aumento de precios, el cual es la insuficiencia de oferta firme en el sistema, derivada de una acumulación de desequilibrios en la relación entre la demanda y la capacidad de generación disponible.

Desde nuestra agremiación hemos advertido reiteradamente sobre esta situación mediante diversas comunicaciones dirigidas al Ministerio, la CREG, la UPME y XM, y es el mismo operador del sistema quien ha proyectado déficits crecientes de energía firme para los próximos años, a través de informes que son de pleno conocimiento de la cartera a su cargo, y de la ciudadanía en general. Esta realidad debe ser reconocida como parte esencial del diagnóstico que da origen al Decreto bajo comentarios, por lo que solicitamos que, en el proceso de discusión del borrador de propuesta, se incorpore el análisis de los diversos documentos emitidos por XM, que dan cuenta de cómo en determinados escenarios, el país podría sufrir déficit energéticos, que podrían agravarse y/o adelantarse si se toman medidas intervencionistas agresivas, que erosionen la confianza de los inversionistas privadas en nuestro sector y en el país.

Bajo ese mismo marco, consideramos que los lineamientos de política pública también deben enfocarse en generar señales claras y sostenibles, que mitiguen riesgos de contraparte y fortalezcan la confianza en las reglas del mercado. Para ello, es fundamental preservar herramientas como la limitación del suministro, la cancelación del registro de contratos y el retiro de agentes del mercado, en caso de incumplimientos de obligaciones derivadas de la participación en el mercado de los agentes generadores y comercializadores, pues estos anillos de seguridad financiera han sido y seguirán siendo cruciales, para respaldar la viabilidad de la contratación de largo plazo por parte de quienes representamos a la oferta de electricidad. En ese contexto, creemos pertinente que el borrador del Decreto bajo análisis contemple la posibilidad de reiterar la normativa vigente en materia de anillos de seguridad financiera del sistema, en tanto esta se ha venido pasando por alto, en muchos casos, por decisiones del mismo Ministerio y de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, que no se armonizan con los esfuerzos de la cartera de Minas y Energía en materia de aumento de los niveles de contratación de algunos agentes comercializadores. En ese sentido, no entendemos como conversa dicho propósito, con medidas que promueven y facilitan el incumplimiento de contratos y de obligaciones derivadas de la compra de energía en bolsa, por lo que, reiteramos, una y otra cosa deben analizarse en forma armónica.

Adicionalmente, consideramos valioso que el Decreto busque atender la situación actual de exposición a la bolsa en el mercado, y coincidimos en la necesidad de adoptar medidas que refuercen la cobertura de la demanda en contratos y el abastecimiento energético. No obstante, creemos que el análisis contenido en la memoria justificativa que se publicó para conocimiento ciudadano debe reformularse, de manera que incorpore una visión más integral del contexto estructural que enfrenta el sector, por la ralentización en el crecimiento de la oferta, y el crecimiento paralelo y por encima de perspectivas conservadoras de la demanda. En ese sentido, y además de análisis integrales que tiendan a garantizar el crecimiento de inversiones en el sector, también

Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica
Av. Calle 82 # 10-33, Of. 402, Bogotá
PBX: (501) 6284430. CEL: 314 393 3441.

www.acolgen.org.co

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180



valdría la pena que se impulse una mayor eficiencia energética en el consumo, pues sin ello, y hasta tanto no se cuenten con márgenes suficientes entre oferta y demanda, ninguna solución, y mucho menos la que se propone, tendrá la vocación de prosperidad que el Ministerio pretende.

De otro lado, y como veremos más adelante, consideramos necesario advertir que existen disposiciones legales y regulatorias vigentes que generan señales contradictorias frente al propósito de este Decreto, especialmente en lo relacionado con la contratación de largo plazo por parte de generadores hidráulicos. En particular, la Ley 143 de 1994 promueve la contratación libre en materia de precios y cantidades en nuestro mercado, aspecto frente al cual, reiteramos nuestros comentarios legales, contenidos en los comentarios que hicimos a la primera versión de Decreto, y solicitamos revisar la obligatoriedad de los mecanismos propuestos, en tanto esta puede oponerse a los principios constitucionales y legales de libertad de mercado y contratación, a los que tantas veces nos hemos referido en nuestros escritos.

En ese sentido, también llamamos la atención en la necesidad de revisar la pertinencia de mantener las **Resoluciones CREG 101 066 de 2024 y 101 069 de 2025**, que introdujeron una segmentación en el Precio de escasez en función de la tecnología y excluyeron el efecto de la contratación en la liquidación, y que, sin duda alguna, afectan los incentivos para aumentar la participación de los agentes generadores en el mercado de contratos.

Dicha segmentación, que no solo limita la remuneración de la generación vendida en bolsa al Precio de Escasez inferior, sino que sobre la energía generada vendida en contratos, recaería un cobro denominado ajuste que penalizaría el estar contratado al cumplimiento de ciertos umbrales por tecnología, obliga a los generadores a tomar decisiones que los sitúan en una disyuntiva entre participar activamente en el mercado de contratos o preservar su competitividad en el esquema del cargo por confiabilidad. Esta estructura **distorsiona las decisiones comerciales de los agentes**, especialmente en contextos de alta incertidumbre hidrológica, lo que puede llevar a una reducción en la energía disponible para contratos.

Desde una perspectiva de política pública, este tipo de señales regulatorias **desincentiva la expansión de la oferta contractable**, genera ambigüedad sobre las prioridades del marco regulatorio y debilita los efectos esperados de iniciativas como el presente decreto, que busca precisamente promover la cobertura y reducir la exposición a la bolsa, por lo que solicitamos que la expedición de un Decreto definitivo a partir del borrador analizado, se supedite a la derogatoria o suspensión de las Resoluciones CREG 101 066 de 2024 y 101 069 de 2025, pues las medidas contempladas en una y otra normativa son, por decirlo menos, incoherentes.

En esa misma línea, las cifras publicadas por el operador del sistema evidencian un incremento progresivo en los déficits de energía firme: 1,4 GWh-día para este año, 0,4 GWh-día para el siguiente, y del 1% para el 2027. Esta información permite concluir que el reto principal está en la incorporación de nueva oferta, especialmente aquella que opera a precios competitivos, y no en

Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica
Av. Calle 52 # 10-33, Of. 402, Bogotá
PBB: (601) 6384430. CEL: 314 393 3441.

www.acolgen.org.co

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180



prácticas de retención de energía por parte de los agentes, como lo sugiere el diagnóstico del proyecto de decreto. Esta situación ha sido advertida por Acolgen desde el año 2022, cuando en comunicación dirigida a la CREG alertamos sobre los riesgos crecientes en los balances entre demanda y oferta de energía firme¹. Estas advertencias también se han reiterado en múltiples espacios institucionales, en los que se ha solicitado una revisión estructural del modelo de expansión y que ahora está permeando el mercado de contratos.

Adicionalmente, sería útil revisar con mayor profundidad las afirmaciones sobre el comportamiento de los generadores en el mercado de corto plazo. Al respecto, y de acuerdo con el documento soporte de la versión anterior del proyecto de decreto del propio Ministerio, fechado el 26 de diciembre del año pasado, y en el documento soporte de este proyecto de decreto, se sesga el análisis planteando que en el periodo analizado la mayor frecuencia (alrededor de 30% de las veces) se presentan ventas en bolsa entre el 0% y el 5% de la energía generada, obviando que el 70% de las veces las ventas en bolsa fueron superiores al 5%. No obstante, en condiciones de escasez o Niño se refleja que la mayor parte de la generación hidroeléctrica, equivale a energía en contratos. En este sentido, sugerimos que cualquier medida que implique restricciones a la libertad contractual se fundamente en un análisis robusto y actualizado del comportamiento real del mercado y que considere también la revisión del impacto normativo, a la luz del marco legal y constitucional vigente.

Finalmente, y para dar paso a nuestros comentarios particulares sobre la iniciativa ministerial, queremos señalar que valoramos los mecanismos de contratación flexibles presentes en el proyecto de Decreto, en tanto estos incentivan la contratación de energía, como i) los Contratos tipo Pague lo Contratado Condicionado, ii) la habilitación a los generadores para realizar convocatorias de venta de energía y iii) los mecanismos voluntarios de contratación. Sin embargo, con el ánimo de contribuir a la construcción de una regulación efectiva, muy respetuosamente proponemos los siguientes ajustes que permitirían mejorar la claridad de los lineamientos normativos, la viabilidad técnica y la coherencia con los principios de funcionamiento del mercado eléctrico.

1. Obligación de cobertura y línea base

Consideramos importante precisar que el deber de los generadores debe centrarse en la oferta contractual, no en la obligación de celebrar contratos. Esta distinción es fundamental para preservar la autonomía comercial de los agentes y garantizar el respeto al principio de libertad de contratación, consagrado tanto en la Constitución Política de Colombia como en la Ley 143 de 1994.

¹ Comunicación A-169-22-08-2022 "Comentarios a la Resolución CREG 701 016 de 2022, que era la que fijaba la oportunidad para llevar a cabo la subasta de asignación de las obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confianza para el periodo comprendido entre el 1 de diciembre de 2027 y el 30 de noviembre de 2028."



La libertad económica y de empresa, reconocida en el artículo 333 de la Constitución, incluye el derecho de los agentes del mercado a participar, ofrecer y negociar en condiciones de autonomía y sin imposiciones contractuales forzadas, salvo en los casos expresamente definidos por ley en razón del interés general. Imponer a los generadores una cuota obligatoria de contratación implicaría una injerencia desproporcionada en dicha libertad, que no encuentra sustento ni en normas legales ni en el marco constitucional vigente.

En el ámbito legal, el artículo 44 de la Ley 143 de 1994 establece de manera clara que la participación de los generadores en el mercado mayorista se puede hacer "mediante contratos libremente negociados" o a través del mercado de bolsa, reafirmando así la naturaleza voluntaria de la contratación bilateral. Por demás, obligar a contratar no solo excede los límites legales, sino que además traslada de forma unilateral los riesgos de contraparte al generador, afectando el equilibrio económico y jurídico que caracteriza a las transacciones bilaterales.

Desde el punto de vista económico, imponer obligaciones de contratación distorsiona los incentivos de inversión y deteriora las señales de precio que permiten una asignación eficiente de los recursos en el mercado eléctrico. Esta medida podría desincentivar la participación de nuevos agentes, generar problemas de selección adversa y, en última instancia, poner en riesgo la sostenibilidad del sistema.

En cambio, establecer una obligación de ofertar contratos, sin imponer su celebración, permite que el mercado conserve su carácter competitivo, evita riesgos regulatorios innecesarios y, al mismo tiempo, promueve señales adecuadas para la participación de los generadores. Es un mecanismo más transparente, compatible con la operación real del sistema, jurídicamente viable y constitucionalmente respetuoso de los principios de libertad económica, autonomía de la voluntad y legalidad.

Además, sugerimos que el Decreto incluya lineamientos explícitos para evitar interpretaciones que deriven en verificaciones de cumplimiento con resolución horaria o diaria, lo cual sería operacionalmente complejo, especialmente para tecnologías sujetas a alta variabilidad, como la generación hidráulica. La medición del cumplimiento debe considerar saldos netos mensuales u horizontes más amplios, y permitir enfoques consistentes con la lógica operativa del sistema eléctrico y con la realidad estocástica de la disponibilidad hídrica. De lo contrario, se corre el riesgo de introducir rigideces incompatibles con el objetivo mismo de cobertura y estabilidad que se busca alcanzar.

Propuesta de redacción:

"Al menos el 95% de la línea base del portafolio hídrico de cada generador deberá ser ofertada en contratos, priorizando la atención directa a la demanda de los usuarios."

Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica
Av. Calle 82 # 10-33, Of. 402, Bogotá
PBX: (501) 6284430. CEL: 314 393 3441.

www.acolgen.org.co

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180



En el numeral 3 siguiente se explica la metodología propuesta para definir la línea base del portafolio hídrico.

2. Mecanismos de balance

Valoramos la intención del decreto de facilitar el equilibrio entre compromisos y disponibilidad. Para lograrlo de manera efectiva, proponemos que la CREG diseñe **dos mecanismos complementarios** que respondan a las condiciones técnicas e hidrológicas del sistema:

- Un mecanismo que liquide la operación bajo una posición neta diaria
- Un mecanismo que implemente el concepto de posición neta, permitiendo a los agentes balancear sus ofertas contractuales y su generación real de forma agregada mensual, sin restricciones horarias o diarias.

Adicionalmente, proponemos complementar el esquema general del decreto con un mecanismo de balance intertemporal, que permita a los generadores compensar la energía entregada en épocas de baja disponibilidad hídrica, con excedentes aportados durante periodos de mayor afluencia. Un enfoque como el que proponemos no sólo reconoce la estacionalidad propia de la generación hidráulica, sino que además facilitará una gestión más eficiente del cumplimiento de las obligaciones contractuales.

En particular, consideramos fundamental que la CREG adelante una evaluación técnica rigurosa sobre la viabilidad de implementar estos mecanismos, especialmente el balance intertemporal, sin afectar negativamente el flujo de caja de los agentes. Esta evaluación debe abordar los efectos sobre la liquidación de pagos entre generadores y comercializadores, mitigando riesgos de cartera y garantizando que los procesos de facturación y reconocimiento económico reflejen adecuadamente los saldos netos a lo largo del tiempo.

Asimismo, sugerimos que el marco normativo contemple una revisión periódica de los tres mecanismos de balance propuestos, con el fin de asegurar que la energía respaldada mediante contratos se mantenga alineada con las obligaciones definidas en el decreto, sin trasladar riesgos innecesarios a la demanda. Esta revisión, que se alinea con la necesidad de evaluación ex post de la regulación de la Comisión, debería considerar explícitamente las condiciones climáticas que enfrenta la generación hidráulica, que están ampliamente documentadas, las cuales inciden de manera directa en la capacidad de cumplimiento de los agentes.

Es importante reconocer que estos mecanismos permitirían una operación más eficiente y brindarían señales adecuadas para la cobertura, sin distorsionar la lógica de largo plazo del sistema.

Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica
Av. Calle 82 # 10-33, Of. 402, Bogotá
PBX: (501) 6284430. CEL: 314 393 3443.

www.acolgen.org.co

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180



3. Metodología para definir la línea base

Consideramos imprescindible que la CREG formule una **metodología técnica estandarizada, transparente y reproducible** para el cálculo de la **línea base** a que alude el decreto, la cual debe convertirse en un referente normativo robusto que permita evaluar de forma objetiva el desempeño esperado de los recursos hidráulicos en condiciones normales. Esta metodología no solo debe ser coherente con los principios de **eficiencia, transparencia y no discriminación** establecidos en el artículo 23 de la Ley 143 de 1994, sino que además debe estar alineada con las mejores prácticas internacionales en materia de modelación hidrológica y planificación energética. En ausencia de una fórmula única y reproducible, se abre un margen de discrecionalidad técnica y jurídica que compromete la equidad regulatoria y la confianza de los agentes en las decisiones institucionales.

- **Definición clara de parámetros:** establecer los indicadores hidrológicos (caudales medios, variabilidad interanual, periodos de sequía) y operativos (factor de planta, disponibilidad real) que formarán parte del cálculo.
- **Ventana de datos históricos:** seleccionar un periodo de referencia suficientemente amplio (por ejemplo, cinco a diez años) para captar la variabilidad natural de cada cuenca, con criterios para excluir eventos extremos atípicos.
- **Procedimiento estandarizado:** describir paso a paso el algoritmo de cálculo, las fórmulas empleadas y las fuentes de datos oficiales (IDEAM, operador del sistema), de modo que cualquier tercero pueda reproducir el resultado.
- **Adaptación específica por planta:** incorporar en la metodología ajustes particulares para cada central, considerando su tipología (embalse, pasada, bombeo), restricciones regulatorias y características de su concesión.
- **Validación y revisión periódica:** definir un proceso de verificación independiente, con participación de auditores externos o de un comité técnico intersectorial, que garantice la calidad de los datos y la correcta aplicación del método.

De esta manera, la línea base no solo será un **valor normativo confiable**, sino un **parámetro técnico sólido**, ajustado a la realidad operacional de cada central y sustentado en datos verificables. Esto aportará predictibilidad al mercado, permitirá una mejor gestión del riesgo hidrológico, y contribuirá a proteger la confiabilidad y la suficiencia del sistema eléctrico nacional, en consonancia con los objetivos de servicio público definidos en los artículos 1 y 2 de la Ley 142 de 1994 y con el principio de seguridad energética. Asimismo, reducirá la exposición a controversias regulatorias o litigios derivados de metodologías arbitrarias, favoreciendo un entorno de inversión transparente, técnico y jurídicamente sostenible.

Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica
Av. Calle 82 # 10-33, Of. 402, Bogotá
PBX: (501) 6284430. CEL: 314 393 3441.

www.acolgen.org.co

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180



4. Temporalidad de la medida por tres (3) años

Consideramos que para que la aplicación del mecanismo confluya en la producción de resultados deseados y deseables en el mercado, es fundamental que la CREG desarrolle una **metodología técnica estandarizada** para el cálculo de la línea base propuesta en el punto 1 para el Decreto. Esta metodología debe ser transparente, reproducible y específica para cada planta, teniendo en cuenta las características hidrológicas propias de su cuenca.

La temporalidad de la medida resulta fundamental para asegurar su eficacia sin generar distorsiones permanentes en el mercado. Por ello, **proponemos que la obligación de oferta contractual tenga una vigencia definida de tres años, contados a partir de la entrada en vigor del Decreto y definir una vigencia máxima para los contratos pactados bajo el mecanismo.** Este plazo permite atender de manera focalizada el desequilibrio coyuntural en la relación oferta-demanda, a la vez que brinda certidumbre a los generadores sobre la duración del régimen excepcional. Al conocer de antemano el horizonte temporal, los agentes podrán planificar con claridad sus estrategias de contratación e inversión, evitando penalizaciones injustificadas que afecten proyectos comprometidos bajo reglas de juego previas.

Para garantizar un seguimiento riguroso y oportuno, sugerimos incluir una cláusula de renovación y ajuste: a los treinta meses de vigencia, la CREG deberá presentar al Ministerio de Minas y Energía un informe técnico que evalúe el nivel de cumplimiento de la obligación (comparando la generación ofertada versus el 95% previsto), el impacto en la cobertura contractual y la liquidez en bolsa, así como la evolución de los déficits de energía firme, energía en contratos, y cualquier efecto no deseado sobre las señales de precios o la entrada de nuevos actores. Sobre la base de este diagnóstico, la CREG podrá recomendar la extensión de la medida por un año adicional si persisten déficits estructurales comprobados, proponer ajustes técnicos—como modificar el porcentaje de cobertura—o sugerir la conclusión anticipada de la obligación en caso de que el sistema muestre un equilibrio sostenible.

Finalmente, para incorporar esta propuesta en el articulado del decreto, sugerimos la siguiente redacción para la cláusula de vigencia:

"La presente obligación de oferta contractual tendrá una vigencia de tres (3) años contados a partir de la entrada en vigor del decreto. A los treinta (30) meses, la CREG presentará un informe técnico de seguimiento al Ministerio de Minas y Energía, con base en el cual podrá recomendar la extensión, modificación o conclusión de la medida"

Los contratos pactados bajo el mecanismo definido en el presente Decreto no podrán tener una duración superior a 5 años".

5. Desplazamiento de Contratos y Menor Despacho por Demanda

Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica
Av. Calle 82 # 10-33, Of. 402, Bogotá
PBB: (501) 6284430. CEL: 314 393 3441.

www.acolgen.org.co

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180



Sugerimos incluir en el decreto un artículo específico que establezca lineamientos para el manejo del despacho de los contratos derivados de esta obligación, a fin de preservar su efectividad y evitar impactos no deseados sobre los generadores. Específicamente, consideramos necesario que se contemple:

- La protección de estos contratos frente a desplazamientos ocasionados por otros contratos de largo plazo con Precio de Largo Plazo (PLC) que hayan sido firmados con posterioridad, con el fin de mantener la integridad de la cobertura original.
- La exclusión de penalidades al generador en caso de que se supere el tope de ventas en bolsa respecto a la línea base, cuando dicha situación obedezca a una reducción en la demanda contratada por parte del comprador, que limite el despacho del contrato.

Este tipo de situaciones debe abordarse con criterios técnicos que reconozcan la dinámica real del mercado y eviten trasladar al generador riesgos sobre variables que no controla, como son las decisiones comerciales o la variabilidad de la demanda del comprador.

6. Riesgos por impago

Celebramos que el borrador de Decreto reconozca la importancia de proteger a los generadores frente al impago, y proponemos extender su alcance para articular un enfoque preventivo y correctivo, sin complejizar excesivamente el instrumento. En primer lugar, sería valioso incorporar requisitos mínimos de garantías financieras (por ejemplo, cartas de crédito o pólizas de seguro) que respalden un porcentaje del valor del contrato y permitan activar "margin calls" si la exposición supera umbrales predefinidos. Esto brindaría una señal preventiva clara sobre la solidez crediticia de los compradores.

En segundo lugar, sugerimos complementar la simple suspensión del despacho con un esquema de penalizaciones progresivas: tras un aviso inicial de mora, podrá habilitarse una suspensión parcial y, finalmente, la total, acompañada de un recargo proporcional al tiempo de impago. Estos pasos escalonados incentivan la regularización oportuna sin recurrir de inmediato a medidas drásticas, y aumentan la confianza de los agentes para participar de manera más masiva, en un mecanismo de contratación como el que se propone.

Propuesta de redacción:

"La CREG deberá diseñar mecanismos que, además de prever la suspensión del despacho en caso de impagos, incluyan requisitos de garantías financieras mínimas y un régimen de

Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica
Av. Calle 82 # 10-33, Of. 402, Bogotá
PBX: (601) 6284430. CEL: 314 393 3443.

www.acolgen.org.co

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180



*penalizaciones escalonadas proporcionales al atraso, con el fin de mitigar de forma integral el riesgo de contraparte.**

Adicionalmente, sugerimos precisar el alcance de la obligación de ofertar el 95% de la energía del portafolio hídrico, particularmente en el caso de plantas a filo de agua. Este tipo de activos tiene una naturaleza operativa altamente variable, por lo cual resulta pertinente que la CREG evalúe si corresponde o no aplicar el mismo tratamiento que a otras tecnologías hidráulicas con mayor capacidad de regulación. Consideramos que esta revisión técnica permitirá ajustar de manera más precisa la obligación a las características reales de operación.

De igual forma, observamos que en el numeral 4 del borrador de decreto se hace referencia a mecanismos voluntarios para tecnologías FNCE, incluidas las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH), lo cual podría interpretarse como una exclusión tácita de estas tecnologías de la obligación general planteada en el artículo 1. Aunque puede tratarse simplemente de una redacción orientada a fomentar la participación voluntaria en esquemas complementarios, creemos importante que se confirme expresamente si las PCH y demás fuentes no convencionales están o no sujetas a las obligaciones de oferta contractual. Una aclaración en este sentido fortalecería la certeza jurídica del decreto y facilitaría su implementación.

Asimismo, consideramos fundamental que el Ministerio preserve y fortalezca herramientas de política pública como la **limitación de suministro ante incumplimientos de pago**, dado su papel esencial en la gestión del riesgo de los agentes y la sostenibilidad del mercado. Cualquier flexibilización o eliminación de esta figura puede enviar señales inadecuadas al mercado, desincentivar la contratación en firme y aumentar el riesgo para los generadores. Lecciones recientes en el sector han demostrado que, sin instrumentos efectivos para mitigar el riesgo de contraparte, se debilita la confianza en el sistema. En ese sentido, instamos al Ministerio a mantener esta herramienta como un componente central de protección contractual, que respalde las obligaciones derivadas del decreto.

En esa misma línea, sugerimos que el decreto considere la posibilidad de **ampliar el mecanismo excepcional contenido en la Resolución CREG 101 067 de 2024**, que actualmente permite la contratación directa para empresas intervenidas. Esta figura podría extenderse, bajo condiciones definidas por la CREG, a comercializadores con alta exposición a bolsa o con señales tempranas de riesgo financiero, como medida preventiva que facilite su cobertura sin necesidad de llegar a procesos de intervención.

Reiteramos la importancia de que el decreto se enfoque en establecer **lineamientos de política pública claros y orientadores**, permitiendo que la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, en ejercicio de sus competencias, cuente con la autonomía y flexibilidad necesarias para desarrollar los aspectos técnicos y regulatorios. Esto es especialmente relevante para asegurar que la

Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica
Av. Calle 82 # 10-33, Of. 402, Bogotá
PBX: (601) 6284430. CEL: 314 393 3443.

www.acolgen.org.co

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180



implementación de las medidas se adapte adecuadamente a las condiciones del mercado y a la diversidad tecnológica del sistema eléctrico.

Desde Acolgen mantenemos nuestro compromiso con el fortalecimiento institucional del sector, la confiabilidad del sistema y la protección de los usuarios. En ese marco, reiteramos nuestra disposición para seguir colaborando en la construcción conjunta de soluciones que atiendan la coyuntura actual, sin comprometer los principios fundamentales que han sustentado el desarrollo competitivo y sostenible del mercado eléctrico colombiano.

Cordialmente,

natalia gutierrez j
NATALIA GUTIÉRREZ JARAMILLO
Presidenta Ejecutiva
ACOLGEN

Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica
Av. Calle 82 # 10-33, Of. 402, Bogotá
PBX: (601) 6284430. CEL: 314 393 3443.

www.acolgen.org.co

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180



Comentario 23

De: Yeni Fernanda García Palacio **GRUPO-EXITO**

Enviado: martes, 13 de mayo de 2025 20:29

Asunto: Observaciones al proyecto de modificación del Decreto Único Reglamentario 1073 de 2015

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS		Sistema Integrado de Gestión del Ministerio de Minas y Energía, SIGME	
		FP-F-01	
		3/7/2022	V-1
Sector:	Regulatorio		
Epígrafe:	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		
Fecha inicio:	4/28/2025		
Fecha fin:	5/13/2025		
Fecha Comentario:			
Datos de contacto:	Correo electrónico:		
Nombre de la empresa o interesado:			
No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1		2.2.3.2.8.1 al 2.2.3.2.8.4	Se podría dar una transferencia de rentas entre mercados, al priorizar mercados con mayor exposición a bolsa, en contra de principios de Eficiencia y Neutralidad, y sobreexplotando aún más el principio de Solidaridad.
2		2.2.3.2.8.1 al 2.2.3.2.8.4	No debería haber intervención en la formación de precio más allá de regular los costos y los beneficios marginales, una definición de topes de lo que debe ofrecer la oferta sobre su producción llevaría a una distorsión de las reglas de mercado.
3		2.2.3.2.8.1 al 2.2.3.2.8.4	Si se decide intervenir la oferta entonces una sana regulación debería a la vez intervenir la demanda y para este caso la alternativa sería poner igualmente un tope máximo de exposición a bolsa a las empresas comercializadoras, que podría estar en el 90% o 95% de la proyección de su demanda regulada anual.
4		2.2.3.2.8.1 al 2.2.3.2.8.4	Un factor importante en la formación final de precio de la energía es el indexador de precios, por lo que se debería pensar en un cambio de indexador con una propuesta ambiciosa que plantee la construcción de IPP e IPC propios del sector de energía, que reflejen con mayor veracidad los costos e ingresos de los actores del sector.
5		2.2.3.2.8.1 al 2.2.3.2.8.4	Cualquier ajuste en la posible remuneración de la energía tranzada, tanto en contratos como en bolsa, puede terminar afectando las compras de largo plazo a causa de la aplicación del conocimiento tácito de los mercados, tal como lo estamos viendo con la respuesta de los generadores y compradores ante la entrada en vigor de la resolución CREG_101_066_2024
6		2.2.3.2.8.1 al 2.2.3.2.8.4	Un riesgo de mercado, para los comercializadores existentes, es que los contratos actuales terminen siendo más onerosos que los nuevos, por lo que la norma debe considerar este aspecto y regular no solo la transición sino además los esquemas de ajuste y/o de compensación para evitar mayores descremes de mercado o traslado masivo de usuarios entre comercializadoras.

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180



Comentario 24

De: Gerencia de Regulación **ECOPETROL**

Enviado: martes, 13 de mayo de 2025 20:39

Asunto: comentarios de Ecopetrol S.A al proyecto de decreto con los lineamientos de política pública para garantizar la confiabilidad y la estabilidad tarifaria del servicio de energía eléctrica

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS		Sistema Integrado de Gestión del Ministerio de Minas y Energía, SIGME	
		FP-F-01	
		7/03/2022	V-1
Sector:	Regulatorio		
Epígrafe:	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		
Fecha inicio:	28/04/2025		
Fecha fin:	13/05/2025		
Fecha Comentario:			
Datos de contacto:	Correo electrónico:		
Nombre de la empresa o interesado:			
No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Propuesta	Propuesta	En primer lugar, consideramos adecuado que el Ministerio de Minas y Energía (MME) evalúe nuevos instrumentos para fomentar la contratación de energía, sin embargo, es fundamental que cualquier política que se establezca conduzca a dar soluciones estructurales al déficit contractual a través de esquemas que permitan incrementar la oferta de energía en el mercado. En línea con lo anterior, y con el objetivo de aportar elementos que contribuyan a la construcción normativa, de manera respetuosa presentamos algu-

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

			nos principios que, desde Ecopetrol S.A., consideramos fundamentales para la estructuración de una política que incentive una mayor oferta de energía, que se refleje en contratos de largo plazo: i) Consideramos pertinente que cualquier desarrollo normativo que esté encaminado a aumentar la oferta contractual se enfoque en promover el desarrollo de fuentes que produzcan la energía adicional necesaria para cubrir la demanda que la requiera, y no solo a distribuir energía existente cuando no sea suficiente para atender toda la demanda. ii) En línea con lo anterior, es necesario que los desarrollos de política pública se dirijan al aumento de la oferta de energía para la demanda en general, y no solo para un segmento específico de usuarios. Un lineamiento como el establecido para que “[a]l menos el 95% de la generación horaria del portafolio hídrico de cada generador [deba] ser vendido en contratos priorizando atender directamente la demanda de los usuarios regulados”, sin que esto signifique mayor oferta, conduciría a que los usuarios no regulados queden mayormente expuestos a comprar energía en bolsa, con precios volátiles. Esto implicaría mayores costos operativos, afectando la competitividad de la industria, y por tanto aumentos en los precios de los
--	--	--	---

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

			bienes y servicios, entre otros. iii) Los desarrollos regulatorios no deberían obligar a las partes a contratar cantidades mínimas de energía bajo criterios como el tipo de demanda a atender o el origen de la energía producida. Así, cualquier mecanismo regulatorio que se establezca para promover mayor contratación debería obedecer al principio de libertad de negociación entre las partes, ya que esto permite reflejar de mejor manera las necesidades de los participantes del mercado. Consideramos que los elementos esbozados en los numerales i), ii) y iii) contribuyen a alcanzar los objetivos de promover la estabilidad tarifaria, la eficiencia en la contratación y a mitigar la exposición a precios de bolsa, propuestos por el MME. En línea con esto, de manera respetuosa, sugerimos que la propuesta se dirija a promover el uso de los mecanismos existentes en el Mercado Mayorista de Energía (MEM), y a desarrollar mecanismos adicionales, que lleven a una mayor oferta de energía a través de la expansión del sistema por medio de la modernización del parque existente y/o el desarrollo de nuevas plantas de generación. Entre los mecanismos existentes de expansión, resaltamos la importancia de las subastas de asignación de Obligaciones
--	--	--	--

			de Energía Firme (OEF) y las subastas para asignar contratos de largo plazo para fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER). Estos mecanismos han sido fundamentales para la expansión del parque de generación del MEM, lo que a la postre se ha traducido en mayor oferta de energía con contratos a precios competitivos. Así mismo, otras herramientas de política fiscal como la ampliación de los incentivos tributarios y arancelarios dirigidos a las FNCER a través de la Ley 1715 de 2014, pueden complementar los mecanismos de mercado del MEM y contribuir al desarrollo de mayor oferta de energía contractual.
2	Propuesta	Propuesta	En relación con la posibilidad de desarrollar mecanismos nuevos para promover una mayor oferta de energía, consideramos adecuada la propuesta que el Gobierno Nacional publicó para comentarios en el mes de febrero para adicionar el Decreto Único Reglamentario con “Lineamientos de política pública para la contratación a largo plazo de proyectos de generación, almacenamiento, transmisión, distribución, y otros servicios relacionados con el servicio de energía eléctrica”. Esta propuesta brinda las bases para que se desarrollen nuevos mecanismos, complementarios a los existentes, que permitan el desarrollo de nueva infraestructura de generación que permita ofrecer contratos

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

			cumpliendo con los principios de: i) resiliencia de la matriz de generación; ii) competencia y eficiencia en la formación de precios; y iii) aprovechamiento del potencial y la complementariedad de los recursos existentes disponibles en el país, entre otros. En línea con lo anterior, de manera respetuosa sugerimos al Gobierno nacional avanzar en la propuesta antes mencionada ya que consideramos que a partir de los mecanismos allí plantados se podría encontrar una solución estructural al déficit de energía contractual diagnosticado en el documento soporte que acompaña el proyecto de decreto.
3	Propuesta	Propuesta	Finalmente, cabe resaltar que, además de la creación de mecanismos para promover nueva oferta de energía, es necesario encontrar soluciones a las restricciones que existen para el desarrollo oportuno de infraestructura de redes de los sistemas de transmisión nacional, regional y local, que permita conectar las eventuales ampliaciones del sistema que promueva el Gobierno Nacional.
4	Propuesta	Propuesta	De manera atenta, sugerimos al MME adelantar un ejercicio de crecimiento de oferta y demanda agregada del sector, que permita identificar si existen crecimientos dispares entre la oferta y la demanda o escenarios de estrechez energética que configuren un “mercado de vendedores” y, en

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

			consecuencia, los criterios de venta de energía se pueden guiar por aspectos como estabilidad económica, desempeño financiero y capacidad de pago.
5	Propuesta	Propuesta	Sugerimos amablemente profundizar en los criterios de contratación de los agentes del mercado relacionados con calidad crediticia, evaluación financiera, capacidad de pago, sostenibilidad, entre otros. Pues al tratarse de una valoración de riesgos y definición de quién lo puede administrar mejor, plantear objetivos de contratación puede llevar a incrementar las tarifas por dicha valoración de riesgos.
6	Propuesta	Propuesta	De manera atenta, sugerimos complementar el análisis de esta propuesta con un análisis más profundo del esquema de subsidios y contribuciones vigente, diagnosticando su eficacia y cómo está logrando los objetivos de su diseño en beneficio de los usuarios vulnerables. Así mismo se sugiere revisar los niveles de consumo de subsistencia y ajustarlos en consecuencia.



Bogotá D.C., 13 de mayo de 2025

Doctor
EDWIN PALMA EGEA
Ministro de minas y energía
Ministerio de Minas y Energía
Bogotá D.C.

Asunto: *Comentarios al proyecto de decreto por el cual se dan "lineamientos de política pública para garantizar la confiabilidad y la estabilidad tarifaria del servicio de energía eléctrica y se dictan otras disposiciones"*

Respetado Ministro,

En primer lugar, consideramos adecuado que el Ministerio de Minas y Energía (MME) evalúe nuevos instrumentos para fomentar la contratación de energía, sin embargo, es fundamental que cualquier política que se establezca conduzca a dar soluciones estructurales al déficit contractual a través de esquemas que permitan incrementar la oferta de energía en el mercado.

En línea con lo anterior, y con el objetivo de aportar elementos que contribuyan a la construcción normativa, de manera respetuosa presentamos algunos principios que, desde Ecopetrol S.A., consideramos fundamentales para la estructuración de una política que incentive una mayor oferta de energía, que se refleje en contratos de largo plazo:

- i) Consideramos pertinente que cualquier desarrollo normativo que esté encaminado a aumentar la oferta contractual se enfoque en promover el desarrollo de fuentes que produzcan la energía adicional necesaria para cubrir la demanda que la requiera, y no solo a distribuir energía existente cuando no sea suficiente para atender toda la demanda.
- ii) En línea con lo anterior, es necesario que los desarrollos de política pública se dirijan al aumento de la oferta de energía para la demanda en general, y no solo para un segmento específico de usuarios. Un lineamiento como el establecido para que "[a] menos el 95% de la generación horaria del portafolio hídrico de cada generador [deba] ser vendido en contratos priorizando atender directamente la demanda de los usuarios regulados", sin que esto signifique mayor oferta, conduciría a que los usuarios no regulados queden mayormente expuestos a comprar energía en bolsa, con precios

Carrera 13 No. 36 - 34, Bogotá, D.C. Colombia
Teléfono: 310 315 8660
1/4

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180



volátiles. Esto implicaría mayores costos operativos, afectando la competitividad de la industria, y por tanto aumentos en los precios de los bienes y servicios, entre otros.

- iii) Los desarrollos regulatorios no deberían obligar a las partes a contratar cantidades mínimas de energía bajo criterios como el tipo de demanda a atender o el origen de la energía producida. Así, cualquier mecanismo regulatorio que se establezca para promover mayor contratación debería obedecer al principio de libertad de negociación entre las partes, ya que esto permite reflejar de mejor manera las necesidades de los participantes del mercado.

Consideramos que los elementos esbozados en los numerales i), ii) y iii) contribuyen a alcanzar los objetivos de promover la estabilidad tarifaria, la eficiencia en la contratación y a mitigar la exposición a precios de bolsa, propuestos por el MME. En línea con esto, de manera respetuosa, sugerimos que la propuesta se dirija a promover el uso de los mecanismos existentes en el Mercado Mayorista de Energía (MEM), y a desarrollar mecanismos adicionales, que lleven a una mayor oferta de energía a través de la expansión del sistema por medio de la modernización del parque existente y/o el desarrollo de nuevas plantas de generación.

Entre los mecanismos existentes de expansión, resaltamos la importancia de las subastas de asignación de Obligaciones de Energía Firme (OEF) y las subastas para asignar contratos de largo plazo para fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER). Estos mecanismos han sido fundamentales para la expansión del parque de generación del MEM, lo que a la postre se ha traducido en mayor oferta de energía con contratos a precios competitivos. Así mismo, otras herramientas de política fiscal como la ampliación de los incentivos tributarios y arancelarios dirigidos a las FNCER a través de la Ley 1715 de 2014, pueden complementar los mecanismos de mercado del MEM y contribuir al desarrollo de mayor oferta de energía contractual.

En relación con la posibilidad de desarrollar mecanismos nuevos para promover una mayor oferta de energía, consideramos adecuada la propuesta que el Gobierno Nacional publicó para comentarios en el mes de febrero para adicionar el Decreto Único Reglamentario con "*Lineamientos de política pública para la contratación a largo plazo de proyectos de generación, almacenamiento, transmisión, distribución, y otros servicios relacionados con el servicio de energía eléctrica*". Esta propuesta brinda las bases para que se desarrollen nuevos mecanismos, complementarios a los existentes, que permitan el desarrollo de nueva infraestructura de generación que permita ofrecer contratos cumpliendo con los principios de: i) resiliencia de la matriz de generación; ii) competencia y eficiencia en la formación de precios; y iii) aprovechamiento del potencial y la complementariedad de los recursos existentes disponibles en el país, entre otros.



En línea con lo anterior, de manera respetuosa sugerimos al Gobierno nacional avanzar en la propuesta antes mencionada ya que consideramos que a partir de los mecanismos allí plantados se podría encontrar una solución estructural al déficit de energía contractual diagnosticado en el documento soporte que acompaña el proyecto de decreto.

Finalmente, cabe resaltar que, además de la creación de mecanismos para promover nueva oferta de energía, es necesario encontrar soluciones a las restricciones que existen para el desarrollo oportuno de infraestructura de redes de los sistemas de transmisión nacional, regional y local, que permita conectar las eventuales ampliaciones del sistema que promueva el Gobierno Nacional.

De manera adicional a lo ya expuesto, en el anexo de esta comunicación presentamos de manera respetuosa al Ministerio algunos comentarios específicos a los análisis y datos que soportan la propuesta en comento.

Agradecemos de antemano su atención.

Cordial saludo,

Empleado por


Carolina Zuluaga Prada
Gerente de Asuntos Regulatorios (E)

Comentario 25

De: Héctor Taticuan **SER-COLOMBIA**

Enviado: martes, 13 de mayo de 2025 21:54

Asunto: Comentarios al proyecto de decreto de lineamientos de política pública para garantizar confiabilidad y estabilidad tarifaria del servicio de energía eléctrica

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS		 Sistema Integrado de Gestión del Ministerio de Minas y Energía, SIGME	
		FP-F-01 7/03/2022 V-1	
Sector:	Regulatorio		
Epígrafe:	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		
Fecha inicio:	28/04/2025		
Fecha fin:	13/05/2025		
Fecha Comentario:			
Datos de contacto:	Correo electrónico:		
Nombre de la empresa o interesado:	SER COLOMBIA		
Nº	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1		Artículo 2.2.3.2.8.4. - 1	El numeral 1 establece que al menos el 95 % de la generación horaria del portafolio hídrico de cada generador deberá ser vendida mediante contratos. Sugerimos especificar si esta obligación también aplica a las plantas filo de agua, dado que estas plantas son FNCER, además que este tipo de plantas no tienen control de su recurso primario y presentan en los horizontes mensual/anual, que son los que se comprometen en los contratos, variaciones que hacen inviable vender una porción grande de su energía en un contrato diferente al pague lo generado.
2		Artículo 2.2.3.2.8.4. - 2	Sugerimos definir a qué hace

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

			referencia el término 'contrato firme', dado que en el marco regulatorio del sector eléctrico los contratos de energía son de naturaleza financiera y actualmente no existe una definición específica de 'contrato firme'.
3		Artículo 2.2.3.2.8.4. - 3	Sugerimos establecer que los mecanismos descritos en los numerales 3.i, 3.ii y 3.iii también queden habilitados para las FNCER. Esta inclusión es fundamental, dada la complementariedad que existe entre la matriz eléctrica de Colombia y las fuentes no convencionales de energía renovable, especialmente la solar. Permitir que una planta solar pueda suscribir contratos en los que se pague lo contratado de forma condicionada, le brinda la posibilidad de ofrecer tarifas más competitivas en los momentos de mayor generación. Al mismo tiempo, le permite mitigar el riesgo de exposición al mercado spot durante los periodos de baja radiación solar, que coinciden con temporadas de lluvias, en las cuales predominan precios bajos en bolsa.
4		Artículo 2.2.3.2.8.4. -	Sugerimos respetuosamente que, en el numeral 3.ii, se otorgue prioridad a la regulación de los mecanismos que actualmente se encuentran en proceso de aprobación y que están amparados en la Resolución CREG 114 de 2018, permitiendo que esto se logre en los 3 meses de implementación.



SER 028-2025

Bogotá D.C., 13 de mayo de 2025

Doctor

EDWIN PALMA

Ministro de Minas y Energía

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

Bogotá D.C.

Asunto: Comentarios Proyecto de Decreto 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

Estimado Doctor Palma,

SER Colombia es el gremio de energías renovables en Colombia y representa a más de 70 empresas de toda la cadena productiva del sector. Nuestro compromiso es impulsar el desarrollo de fuentes de energía limpia y contribuir activamente a la formulación de políticas que favorezcan la transición energética. Por esta razón, agradecemos este espacio para remitir nuestros comentarios sobre un decreto clave tanto para la transición energética como para los usuarios.

En relación con el decreto en consulta, adjuntamos nuestros comentarios en el formato dispuesto. No obstante, consideramos importante, por medio de esta carta, reconocer los análisis presentados, los cuales sustentan técnicamente la importancia de la contratación de largo plazo para garantizar tarifas eficientes.

Valoramos también la exclusión de la aplicación obligatoria de esta medida a las FNCER, dado que, por nuestra naturaleza, estas plantas ya brindan cobertura a la demanda mediante contratos de largo plazo. En este sentido, reiteramos la urgencia de expedir el decreto del MME que habilite nuevamente las subastas de contratos de largo plazo, las cuales son vitales para el cierre financiero de los proyectos FNCER.

Sin embargo, para que esta medida tenga los efectos esperados, reiteramos nuestra sugerencia de derogar la Resolución CREG 066 de 2024 y CREG 069 de 2025. Esta resolución desincentiva la contratación de largo plazo, tanto para los generadores como para la demanda, lo que representa un riesgo para la confiabilidad del sistema y para el avance de la transición energética del país.

Un ejemplo sencillo de esto:

Carrera 13 # 90 – 17, Bogotá – Colombia.

Página 1 de 2



- Una planta hidroeléctrica o FNCER firma un contrato de largo plazo por la cantidad de sus Obligaciones de Energía en Firme, por ejemplo, a 300 COP/kWh.
- El Cargo por Confiabilidad está activo para plantas cuyo precio de escasez, corresponde al precio de escasez inferior.
- Si el precio de transacción de bolsa (PTB) supera los 600 COP/kWh, estos generadores que firmaron contratos de largo plazo tendrían que devolver, por cobro de ajustes, más de lo que reciben por remuneración por cada kWh entregado.
- De lo anterior, se puede concluir que, de aplicarse este decreto sin ajustes regulatorios, las plantas que firmen contratos no podrían, participar en el mecanismo del Cargo por Confiabilidad, porque podrían estar comprometiendo la viabilidad financiera de los proyectos.

Este tipo de señales regulatorias desincentiva la contratación de largo plazo y afecta negativamente el desarrollo de los proyectos, justo en un momento donde el país necesita avanzar decididamente hacia una matriz energética más confiable, diversificada y sostenible.

Agradecemos la oportunidad de participar en este proceso de consulta y reiteramos nuestra disposición para colaborar en cualquier requerimiento adicional que surja en el marco de esta discusión.

Cordialmente,


Alexandra Hernández Saravia
Presidenta Ejecutiva

Asociación de Energías Renovables Colombia – SER COLOMBIA

Alexandra.hernandez@ser-colombia.org

Comentario 26

De: Angela María Sarmiento Forero **CEERA**

Enviado: martes, 13 de mayo de 2025 21:59

Asunto: Comentarios proyecto decreto "Lineamientos de política pública para garantizar confiabilidad y estabilidad tarifaria del servicio de energía eléctrica"

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS		 Sistema Integrado de Gestión del Ministerio de Minas y Energía, SIGME	
		FP-F-01	
		7/03/2022	V-1
Sector:	Regulatorio		
Epígrafe:	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		
Fecha inicio:	28/04/2025		
Fecha fin:	13/05/2025		
Fecha Comentario:	13/05/2025 0:00		
Datos de contacto:	Correo electrónico:		
Nombre de la empresa o interesado:	CEERA		
No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Objetivo del decreto	Artículo 1, Artículo 2.2.3.2.8.1. Objeto	El objetivo declarado es incentivar la contratación por parte del comercializador, pero la medida se enfoca en imponer obligaciones a la generación. Consideramos que se desvirtúan las funciones y obligaciones de los dos agentes. Hoy el comercializador de demanda regulada recibe un reconocimiento tarifario por hacer una gestión adecuada de sus compras de energía, con la propuesta ¿dicho valor va a ser revisado por la CREG?
2	Ámbito de aplicación	Artículo 1, Artículo 2.2.3.2.8.2. Ámbito de aplicación	No existe una relación clara entre el documento soporte y la elección de la tecnología hidráulica como foco del decreto. No se define qué significa "por-

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

			tafolio hídrico” ni se justifica por qué se impone la obligación a esta tecnología sin mostrar análisis comparativo entre tecnologías.
3	Extension de criterios de confiabilidad con contratos	Artículo 1, Artículo 2.2.3.2.8.4. Numeral 2	La OEF y la ENFICC no son una medida directa de la energía disponible para venta, por tanto, mezclar en el mercado de contratos la energía de confiabilidad es un error de concepto. De otra parte, en el documento no se presenta un análisis de relación de ENFICC (por planta) respecto las cantidades contratadas (por agente) que permita concluir que pueden ser asimilables dichas cantidades con la energía a contratar. De otra parte, es preciso verificar si se está dando una señal para minimizar la ENFICC lo que cambia el sentido del mecanismo actual bajo el cual se considera el cubrimiento de la confiabilidad.
4	Alcance de mecanismos flexibles	Artículo 1, Artículo 2.2.3.2.8.4. Numeral 3	No es claro si los mecanismos flexibles de los literales i) a vii) aplican solo para la venta de energía resultante de <i>"la diferencia entre la generación, indicada en el numeral 1, y las ventas en contratos en firme de los que trata el numeral 2"</i> y por tanto aplica solo para generación de portafolio hídrico.
5	Convocatorias de venta de energía	Artículo 1, Artículo 2.2.3.2.8.4. Numeral 3. Literal ii)	Entendemos que hoy no existen restricciones para que los generadores realicen convocatorias de ventas de energía, de hecho, ya se han realizado por varios agentes generadores este tipo de convocatorias. No consideramos necesario que se regule puesto que podría ello restringir más dicha iniciativa natural del

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

			mercado.
6	Mecanismos de comercialización	Artículo 1, Artículo 2.2.3.2.8.4. Numeral 3. Literal iii)	La CREG tiene ya establecida la habilitación de procesos unificados de compras a través de la resolución CREG 114 de 2018, pero a la fecha solo se ha habilitado un mecanismo y se tiene retrasada la habilitación de otro mecanismo de comercialización que permite atender la problemática de contratación identificada en el documento sobre la diferenciación entre agentes. Se sugiere al ministerio como parte de la CREG agilizar dichos mecanismos, y en tal sentido no es necesario volver a decir en un decreto algo que ya está definido pero no implementado por la CREG.
7	Inclusión ambigua de PCH	Artículo 1, Artículo 2.2.3.2.8.4. Numeral 3. Literal iv)	Las PCH son tecnologías hidráulicas, pero no está clara su inclusión en los mecanismos propuestos. Hoy las PCH de agentes independientes buscan la viabilización a través de contratos, por lo que tienen un incentivo natural a la contratación. En cuanto a mecanismos voluntarios se solicita habilitar los contratos pague lo generado para este tipo de proyectos, aumentando así la posibilidad de entregar energía al mercado regulado.
8	Actualización fórmulas tarifarias	Artículo 1, Artículo 2.2.3.2.8.4. Numeral 3. Literal v)	Las reglas de traslado de la energía hacen parte del G en la fórmula tarifaria, resolución que se encuentra definida desde el año 2007 y con la expectativa de mecanismos de comercialización como el MOR que no fue adoptado. Se llevan casi 20 años con consideraciones de eficiencia inadecuadas, es ur-

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

			gente que la CREG defina una nueva fórmula tarifaria lo cual ni siquiera se ha planteado en bases conforme el Decreto 2696 de 2004.
9	Límites de contratación	Artículo 1, Artículo 2.2.3.2.8.4. Numeral 3. Literal vi)	Consideramos viable la revisión de los límites de contratación siempre y cuando se revisen las condiciones de concentración del mercado, de manera que se logre incentivar la eficiencia en mercado "desprotegidos" y no fortalecer la posición de dominio de algunos agentes. Se recuerda que se pueden adoptar reglas de comportamiento diferencial, según la posición de las empresas en el mercado conforme lo establece el artículo 74.1 de la Ley 142 de 1994
10	Limitaciones de suministro	Artículo 1, Artículo 2.2.3.2.8.4. Numeral 3. Literal vii)	Hoy existen reglas de limitación de suministro, las cuales están en suspensiones temporales que afectan a los agentes de la cadena que deben seguir vendiendo energía sin recibir pago. En el documento no se plantea ningún análisis sobre el tema y no es claro el sentido del literal, generando preocupación sobre la intención del artículo de permanencia o revocación de las reglas establecidas por la CREG frente a las limitaciones de suministro. Se solicitar dejar claro el sentido y en cualquier caso, revisar los efectos sistémicos que puede tener la eliminación de dichos mecanismos.
11	Confusión conceptual sobre mercados	Memoria Justificativa	El mercado spot (bolsa) no es un mecanismo de contratación sino un mercado físico que responde a condiciones operativas. Compararlo directamente con los contratos como base del

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

			decreto es conceptualmente incorrecto
12	Debilidad del análisis	Memoria Justificativa	El análisis no incluye variables relevantes como entrada de nuevos proyectos (Ituango, SCLP), disponibilidad real de energía, o dinámicas de sobre-oferta. La relación entre contratación y exposición es incompleta.
13	Señales contradictorias	Memoria Justificativa	Se menciona que el 95% de la energía debe ser vendida vía contratos, pero esta ha sido una práctica voluntaria y natural del mercado. No se justifica convertirla en obligación legal.
14	Estructura tarifaria incompleta	Memoria Justificativa	El costo de generación representa solo el 38% de la tarifa. Si el objetivo es reducir el costo al usuario, también deberían revisarse los demás componentes tarifarios

Bogotá, D.C., 13 de mayo de 2025

Doctor

EDWIN PALMA EGEA

Ministro de Minas y Energía

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

Bogotá, D.C.

Asunto: Comentarios Proyecto de Decreto *“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”*

Respetado doctor Palma, un cordial saludo.

Desde el Centro de Estudios de la Energía Renovable y el Agua – CEERA, agradecemos la oportunidad de participar en la consulta pública del proyecto de decreto del asunto con el que se definen lineamientos orientados a reducir la exposición a la bolsa del mercado regulado y fomentar la contratación de largo plazo en el Sistema Interconectado Nacional.

Reconocemos y compartimos la preocupación sobre las variaciones de precios que enfrentan los usuarios, la exposición a bolsa que se puede incrementar en los periodos climáticos en los que la energía generada con agua disminuye y el precio spot aumenta, así como el impacto que esto tiene en la canasta familiar, situaciones contempladas en los considerados del proyecto regulatorio.

Sin embargo, respetuosamente manifestamos que los lineamientos establecidos en el decreto no están orientados a dar los resultados esperados, principalmente y como lo mencionaremos mas adelante, porque los mismos análisis muestran que los niveles de contratación histórica han reflejado un interés natural a buscar cubrimientos del orden propuesto, porque las intervenciones de mercado en precios¹ y cantidades distorsionan el equilibrio de mercado afectando las señales de inversión para aumentar la oferta, lo cual es un elemento que no fue incorporado dentro de los análisis de comportamiento de contratación realizados en el documento soporte.

¹ Intervención en precios realizada a través de la Resolución CREG 101 056 de 2024.

En esa medida, presentamos a continuación nuestros comentarios y recomendaciones, sustentados tanto en la revisión del texto propuesto del decreto como en el análisis técnico contenido en la memoria justificativa de dicho proyecto.

- **Relación entre justificación y objetivo del decreto**

No se encuentra una relación clara entre el documento soporte y la elección específica de la tecnología hidráulica como objeto del decreto. Si bien se mencionan impactos tarifarios asociados a la exposición en bolsa, no se justifica por qué las medidas deben aplicarse específicamente al 'portafolio hídrico' de los generadores, como tampoco se define el alcance de dicho término. El análisis no presenta ninguna correlación entre ventas, tipo de tecnología y volatilidad tarifaria. Por lo tanto, consideramos que se debe sustentar la consideración a una tecnología o portafolio de tecnología, así como definir claramente qué se considerará como "portafolio hídrico".

- **Diferencias de interpretación en conceptos base.**

El análisis parte de una premisa que consideramos difiere de la definición del mercado. Es decir, la bolsa no es un mecanismo de contratación, sino un mercado físico de despacho económico según disponibilidad y condiciones técnicas. En cambio, los contratos representan instrumentos financieros de cobertura de riesgo. La comparación entre volatilidad de la bolsa y precios contractuales debe reconocer que son mercados distintos, y que la volatilidad responde principalmente a la estructura de costos de los recursos marginales (no a las cantidades transadas). No es técnicamente apropiado usar esta comparación como base para imponer restricciones tecnológicas.

La memoria justificativa establece relaciones estadísticas entre pocas variables (exposición a bolsa, IPP, precios), pero no incluye otras determinantes que pueden llevar a que las conclusiones sean incompletas o sesgadas, especialmente las asociadas a la oferta de generación.

- Desde el 2011 y hasta el 2018, existía una expectativa de sobreoferta de generación, principalmente del proyecto Hidroituango, que llevaron a una alta contratación (incluso a precios muy competitivos); sin embargo, el retraso de proyectos con OEF asignadas, incluso el evento del mismo Hidroituango volvieron a cambiar las dinámicas del mercado de contratos.

- Uno de los elementos que ha marcado los niveles de contratación en los últimos 5 años es la disponibilidad de energía prevista y el cronograma real de entrada de nuevos proyectos, asociados a las SCLP, subastas de cargo por confiabilidad en el 2019, así como proyectos de generación a menor escala; en general, se esperaba cerca de 20 GW de nueva oferta, pero solo ha entrado en operación el 20%, lo que restringe claramente la oferta y por tanto los contratos (ver gráfica).



Fuente: Tomado de Informe mensual de XM²

- **Enfoque en el comercializador, no en la generación**

El documento soporte reconoce explícitamente que el objetivo es “incentivar mayores niveles de contratación en el mercado regulado”, lo cual corresponde a la gestión del comercializador, no del generador. En ese sentido, resulta contradictorio imponer obligaciones a la generación si el problema identificado se relaciona con la cobertura contractual de los comercializadores. La medida podría tener efectos adversos sobre la liquidez de los mercados y generar ineficiencias por sobrecontratación obligada.

La generación representa cerca del 39% del costo total de la tarifa, y de esto el precio de bolsa solo un 20%. Si bien compartimos la preocupación de la cartera por disminuir tarifas, es importante destacar que el decreto no aborda el resto de los componentes tarifarios (transmisión, distribución, comercialización, pérdidas y restricciones).

- **Falta de claridad sobre el alcance de las medidas para FNCER**

Valoramos que el decreto mencione la posibilidad de crear mecanismos voluntarios para tecnologías FNCER incluidas las PCH, pero, no es clara la inclusión real de las PCH en la norma. Es decir, si estos mecanismos serán aplicables únicamente a los proyectos de generadores que hacen parte de un

² Informe de la operación real y esperada del Sistema Interconectado Nacional y de los riesgos para atender confiablemente la demanda <https://img.fir.co/cms/2025/04/08133137/XM-CNO-2025-04-03-1.pdf>

“portafolio hídrico” o es habilitado en general para todos los agentes que desarrollen este tipo de proyectos, en cuyo caso el ámbito de aplicación de la resolución debe revisarse.

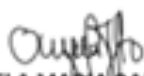
En este mismo punto, hoy las tecnologías como PCH de agentes independientes viabilizan el proyecto a través de contratos de largo plazo y de manera natural, no consideramos necesario establecer una obligación para su contratación, en tal sentido, respetuosamente sugerimos hacer explícita la exclusión de estas plantas del alcance de obligación de contratación; así mismo, respetuosamente sugerimos que se habilite la posibilidad de contratar con la demanda regulada eliminando la restricción de que estos pequeños proyectos puedan vender a través de contratos pague lo generado, tipo de contrato que responde a la realidad de generación con recursos variables.

- **Límites de contratación propia**

Desde CEERA consideramos que las condiciones de contratación propia deben evaluarse en el contexto de concentración de mercado y posición dominante; existen pequeños agentes que pueden lograr precios competitivos si se flexibilizan las condiciones de contratación propias, pero si las reglas se liberan de manera general, los agentes que hoy tienen posición dominante tanto en la compra como en la oferta de generación van a dominar las transacciones del mercado de contratos, nuevamente resultando en asimetrías que no favorecen la competencia y alejan los fines de la regulación previstos en la Ley 142 de 1994.

Finalmente, desde CEERA consideramos que es importante tomar acciones para orientar la eficiencia del mercado, pero reiteramos que este ejercicio debe ampliarse a los diferentes elementos de la cadena, y que las medidas en el segmento de generación pueden orientarse es a dar señales que lleven a aumentar la oferta de energía para contratación. **Desde el Centro de Estudios hemos venido analizando propuestas que nos gustaría presentarle en un espacio de trabajo**, el cual respetuosamente reiteramos pueda habilitarnos.

Cordialmente,



ANGELA MARIA SARMIENTO F.

Directora Ejecutiva

Anexo: Archivo excel

Comentario 27

De: Daniel Vicente Romero Melo ANDI

Enviado: martes, 13 de mayo de 2025 22:33

Asunto: Comentarios al Proyecto de Decreto para garantizar la confiabilidad y estabilidad tarifaria

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS		 Sistema Integrado de Gestión del Ministerio de Minas y Energía, SIGME	
		FP-F-01 7/03/2022 V-1	
Sector:	Regulatorio		
Epígrafe:	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		
Fecha inicio:	28/04/2025		
Fecha fin:	13/05/2025		
Fecha Comentario:			
Datos de contacto:	Correo electrónico:	ANDI - Mesa de Energía	
Nombre de la empresa o interesado:	(Toda la cadena de suministro, incluido el consumidor final)		
No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Limitar el riesgo a la bolsa de energía mientras estén vigentes las resoluciones CREG 101 066 de 2024 y CREG 101 069 de 2025 va en contravía al objetivo	Al decreto en general	En primer lugar, nos parece que el decreto está orientado en el sentido correcto, pues en lugar de plantear intervenciones o techos a los precios en la bolsa, que en lugar de solucionar crea distorsiones, se orienta por buscar la solución en opciones de contratación, que es la mejor forma de limitar los riesgos de la bolsa de energía. Es importante que paralelo al decreto, se derogue las Resoluciones CREG 101 066 de 2024 y 101 069 de 2025 , que puso los techos en los precios de escasez, pues esta resolución conlleva a desincentivar los contratos que es lo que quiere incentivar el decreto. De no derogarse , afecta

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

			negativamente la subasta de cargo por confiabilidad y genera un escenario de mayor escasez de energía y un riesgo altísimo de seguridad de abastecimiento futuro. La Mesa de Energía reitera que el principal reto para asegurar confiabilidad en el largo plazo se relaciona con la necesidad de expansión de la oferta de generación, esto se logra mediante la implementación de incentivos, normativas y regulación que continúen promoviendo la inversión privada, por ejemplo, mediante subastas de largo plazo y esquemas de remuneración de confiabilidad (como el actual mecanismo de Cargo por confiabilidad), respetando a su vez el derecho al libre mercado.
2	Derogue las Resoluciones CREG 101 066 de 2024 y 101 069 de 2025	Incremento de la oferta en el mercado.	Propuestas regulatorias basadas en la definición de límites para la cantidad de energía contratada o en los precios de participación en la bolsa (CREG 101-066 de 2024) desincentivan la inversión privada y no permiten visualizar las verdaderas necesidades del sistema, en relación con atención de la demanda.
3	No se realizó sobre la propuesta, el análisis de impacto normativo	Al decreto en general	El proyecto de decreto presenta serias deficiencias jurídicas al no realizar un análisis de impacto normativo, incumpliendo las buenas prácticas regulatorias de la OCDE y el Decreto 1081 de 2015, lo que puede generar actos administrativos viciados de nulidad por falta de motivación. Además, el decreto excede las competencias del Ministerio al imponer obligacio-

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

			nes propias del legislador, vulnerando la libertad contractual establecida en la Constitución y en la Ley 143 de 1994. Asimismo, desconoce la jurisprudencia de la Corte Constitucional (C-228 de 2010, C-851 de 2013) y del Consejo de Estado sobre la necesidad de respaldo legal claro para limitar derechos económicos fundamentales. Finalmente, la medida vulnera el principio de confianza legítima y seguridad jurídica, afectando las expectativas construidas por los agentes económicos bajo condiciones de estabilidad normativa.
4	Toda la demanda eléctrica es esencial	Decreto en general	Se sugiere que la política se oriente a atención de toda la demanda y no solo de demanda regulada.
5	Revisar las afirmaciones de la mejoría justificativa, ya que se realizan afirmaciones no consistentes con lo que sucede en el mercado.	Memoria justificativa	En general la memoria justificativa contiene afirmaciones frente al mercado que no son ciertas, y presenta la información de manera sesgada lo que conlleva a conclusiones erradas. Por ejemplo: Que las empresas contratan por debajo de su energía disponible. En realidad, las empresas contratan valorando el riesgo de incumplimiento, en momentos de baja hidrología, que hace que no puedan honrar sus compromisos con energía propia y pueden tener energía comprometida expuesta en la bolsa, que como se indica, es más volátil.
6	Establece los niveles de riesgo que tienen que asumir los generadores, limitando su decisión del nivel de	Artículo 2.2.3.2.8.4. numeral 1. Al menos el 95% de la generación horaria del portafolio hídrico de cada genera-	Esta obligación estaría claramente en contra de lo establecido por la Ley 143 de 1994 que otorga la libertad a los generadores de vender según su criterio

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

	riesgo que está dispuesto a asumir.	dor deberá ser vendido en contratos priorizando atender directamente la demanda de los usuarios.	en los diferentes mercados que existen, por lo cual, una condición de obligación en el Decreto, lo vuelve venerable que sea sujeto de una demanda y se pierda la oportunidad de tener una señal que realmente incentive la solución del problema. Consideramos que la señal de política debería orientarse a incentivar a que los generadores “oferten” ese 95%, pero no obligar porque incluso estaría fuera de control del generador, pues este tipo de contratos PLG no necesariamente será de interés de todos los comercializadores. Establecer una obligación a los generadores hidroeléctricos a vender el 95% de la generación horaria en contratos, desconoce la realidad de la operación de las plantas de generación hidroeléctricas, que, especialmente en condiciones de escasez o veranos, tienen generaciones alternadas, es decir, un día generan por encima de sus contratos y venden en bolsa, al siguiente día no generan (para recuperar el embalse), y compran en bolsa, y al final en el Neto de un periodo (que puede ser un mes) se sabe realmente en el neto cuanto vendieron en bolsa, Por ese motivo, es importante que la referencia del 95% de venta en contratos sea a partir de un periodo con resolución mínima de un mes, de manera que no se desequilibren las condiciones de los generadores y se les obligue a asumir
--	--	---	--

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

			riesgos y pérdidas. La obligatoriedad de que el 95% del portafolio hídrico sea comprometido en contratos, puede afectar la operación de corto plazo de todo el sistema, al no dejar margen suficiente para la gestión de los embalses en condiciones de hidrología crítica.
7	Firmeza de la oferta para atender demanda regulada	Artículo 2.2.3.2.8.4. numeral 3. i) habilitar contratos tipo Pague lo Contratado Condicionado (PCC) asociados con los excedentes generación o excedentes de energía en poder de agentes del mercado;	Consideramos que estas medidas deberían ser transitorias mientras se restablecen las condiciones de oferta-demanda en el mercado, pues lo ideal es que la demanda regulada pueda estar cubierta con contratos más firmes que los PLG, o que sea una combinación, pero derivado del análisis de cada comercializador. Por lo anterior, se hace un llamado para incentivar el uso de las herramientas existentes en la regulación que permiten corregir exposición en bolsa a comercializadores en condiciones de hidrología crítica. Se sugiere realizar ajustes en el Sistema Centralizado de Información de Convocatorias Públicas SICEP a fin de permitir, por ejemplo, la contratación en ventanas de planificación de mas corto plazo, procurando una asignación más eficiente. Se sugiere evaluar la continuidad en la implementación de medidas regulatorias como las establecidas en la CREG 101 036 de 2024, mediante las cuales se puede reducir la exposición a

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

			precios volátiles en bolsa.
8	Inconveniencia de permitir el no cumplimiento de las obligaciones con los agentes que prestan un servicio. Genera riesgo sistémico, incremento de riesgo y por ende, incremento en los costos de operación.	Artículo 2.2.3.2.8.4. numeral 3. 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.	Para cualquier mecanismo de contratación es necesario que se garanticen las transacciones, y que ante incumplimientos de pago los contratos puedan darse por terminados, de lo contrario representaría un riesgo enorme para quien vende la energía, y que bajo las condiciones que se han derivado de la intervención al mercado de Aire, en el cual se suspendieron medidas como la limitación de suministro o la no suspensión de los contratos ante incumplimientos en el pago, se afectó la confianza en el mercado.
9	Abordar las soluciones estructurales que requiere el sistema eléctrico para lograr precios eficientes para los consumidores	Todo el decreto	1) Aumentar la capacidad instalada de generación. Para lo cual, tanto el MME como la CREG y demás Instituciones del Sector Eléctrico, deben brindar las condiciones para fomentar la inversión en generación con recursos competitivos, que los proyectos de generación se puedan desarrollar en los tiempos establecidos, implementar subastas de expansión (Cargo por Confiabilidad y/o de contratos de largo plazo), dar prelación y otorgar puntos de conexión en los tiempos establecidos, otorgar licencias ambientales, acompañar institucionalmente a las empresas en los procesos de consultas previas, entre otros. 2) Crear nuevas opciones de contratación de largo plazo: permitiendo la contratación bajo la modalidad Pague lo Generado, facilitando la incursión de nuevas plataformas de negocia-

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180



			ción de energía en contratos de largo plazo, estandarizando algunos aspectos del SICEP (garantías, productos). 3)Mejorar la liquidez de los Comercializadores: Desembolsar de manera oportuna los subsidios de ley y pagar las deudas de las empresas intervenidas. 4) Incentivar la respuesta de la demanda en la bolsa de energía y fomentar el uso racional de energía eléctrica.
10	Información para mejorar el mercado		Se sugiere establecer un mecanismo para que los generadores puedan acceder a información que les ayude a ajustar periódicamente la energía disponible para contratos, así como generar incentivos para que se mantenga de manera constante un buen nivel de oferta en este segmento

Comentario 28

De: Laura Garzón **TERMONORTE**

Enviado: martes, 13 de mayo de 2025 23:02

Asunto: Comentarios - Proyecto de Decreto: Lineamientos de política pública para garantizar la confiabilidad y la estabilidad tarifaria del servicio de energía eléctrica

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS		 Sistema Integrado de Gestión del Ministerio de Minas y Energía, SIGME	
		FP-F-01	
		7/03/2022	V-1
Sector:	Regulatorio		
Epígrafe:	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		
Fecha inicio:	28/04/2025		
Fecha fin:	13/05/2025		
Fecha Comentario:	12/05/2025 0:00		

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180



Datos de contacto:		Correo electrónico:	
Nombre de la empresa o interesado:		TERMONORTE SAS ESP	
No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Consideración sobre la Res. 101 066 de 2024 para ejecutar política pública del proyecto de decreto	Proyecto de Decreto	En relación con la intención de promover la contratación de energía bajo contratos de largo plazo para reducir la exposición a bolsa de los comercializadores que atienden demanda regulada, se considera que existe contradicción entre este proyecto de Decreto y la Resolución CREG 101 066 de 2024: En primer lugar, la finalidad de la Resolución CREG 101 066 de 2024 es limitar el precio de bolsa de energía mediante el PEI, PE y PES, de manera que el Precio de Transacciones en Bolsa (PTB) se mantenga dentro de este rango y, así, evitar que se generen incrementos abruptos en las tarifas de los usuarios finales. En teoría, ese control y presión a la baja sobre el PTB supone un desincentivo para el mercado de contratos, puesto que un PTB bajo afecta la percepción de riesgo de la exposición a la bolsa. Ahora bien, la propuesta del proyecto de Decreto incentivaría el mercado de contratos, especialmente entre los agentes hidráulicos y los comercializadores, con la finalidad de reducir la exposición en bolsa de éstos últimos. Según este Proyecto, los agentes hidráulicos venderían hasta el 95% de su energía generada con los agentes comercializadores, cuyo precio se fijaría entre las partes <u>e independientemente</u> de los rangos fija-

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

			dos en la Resolución CREG 101 066 de 2024. Por favor considerar las señales contradictorias entre ambas disposiciones normativas para garantizar coherencia y seguridad jurídica para el Mechado Mayorista de Energía.
2	Consideración sobre desembalsamiento en época de sequía	Proyecto de Decreto	El proyecto propone mecanismos para que el 95% de la energía generada por los agentes hidráulicos se venda mediante contratos, lo que se traduciría en una estabilidad de precios en las tarifas de energía; sin embargo, esto podría suponer una tasa de desembalsamiento considerable y continua, lo que a futuro podría representar un riesgo de contar con menores reservas hídricas para temporadas de baja hidrología.

Comentario 29

De: Solicitudes Regulación **AIR-E**

Enviado: martes, 13 de mayo de 2025 23:57

Asunto: Comentarios Proyecto de Decreto Ventas en Bolsa



AIR-E S.A.S.E.S.P
PBX: (605) 361 10 00
Cra 57 No 99A - 65
Torres del Atlántico,
Torre Sur 302
Barranquilla, Atlántico.

Página 1 de 4

Barranquilla, 13 de mayo de 2025.

Doctor:
EDWIN PALMA EGEE
Ministro de Minas y Energía.
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA.
Ciudad

ASUNTO: Comentarios sobre el Proyecto de Decreto "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"

Respetado doctor Palma,

Air-e S.A.S. E.S.P. Intervenido (en adelante "Air-e") agradece los esfuerzos realizados por el Ministerio de Minas y Energía (MME) para lograr el cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 4 de la Ley 143 de 1994, en relación con el abastecimiento de la demanda de electricidad de la comunidad bajo criterios económicos y de viabilidad financiera, asegurando su cubrimiento en un marco de uso racional y eficiente de los diferentes recursos energéticos del país.

En el marco del Proyecto de Decreto, Air-e respalda la formulación y adopción de medidas que tienen como objetivo aumentar la eficiencia en los mecanismos de contratación y la estabilidad tarifaria, en beneficio de los usuarios del servicio público de energía eléctrica, en particular los de menores ingresos. En esta línea, para el mercado de Air-e, conformado en un 87% por usuarios de estratos 1, 2, 3 y subnormales, la adopción de los mecanismos de control de eficiencia e instrumentos de contratación mitigarían los posibles impactos en la tarifa percibida, en caso de verse expuesto en una situación de exposición a los precios de la bolsa de energía y a su volatilidad.

En particular, los usuarios atendidos por Air-e presentan una exposición a la bolsa de energía superior al 70% para los años 2026 y 2027, de manera que resulta fundamental que, a partir de la formulación de la política pública del Ministerio de Minas y Energía, se reglamenten mecanismos que promuevan la contratación de energía a largo plazo y se reduzca la exposición a los precios de bolsa de los comercializadores que atienden al mercado regulado.



www.air-e.com



Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180



Figura 1. Exposición a la bolsa de Air-e.

Con el propósito de alcanzar las finalidades previstas en el Proyecto de Decreto referido, resulta imperativo que los mecanismos de control contribuyan de manera efectiva a mitigar la especulación en los precios de la bolsa de energía. Esta necesidad se fundamenta en la evidencia observada de incrementos en dichos precios que superan las expectativas tanto en condiciones normales como en escenarios de escasez de oferta. En respaldo de lo anterior, la propia Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), en el Documento CREG 901 097 de 2024, ha identificado como uno de los problemas del mercado de la bolsa de energía la "Formación ineficiente del precio acentuada en algunos periodos de tiempo con baja competencia, lo que a su vez puede redundar en un aumento de los costos en las transacciones en el mercado de corto plazo o bolsa de energía" (Subrayado fuera de texto original).

Respecto a la formación ineficiente y la alta volatilidad en el precio de la bolsa, la CREG señala en el citado Documento CREG 901 097 de 2024, lo siguiente:

"Siguiendo un análisis de los precios de oferta y precios de bolsa históricos, es posible determinar que el mercado de bolsa de energía eléctrica en Colombia tiene una estructura de fijación de precios con alta concentración de mercado.

Lo anterior, resulta evidente si se consideran algunos indicadores clave que publica la SSPD a través de la Unidad de Monitoreo. En su boletín de jun-ago de 2023, la Unidad de Monitoreo reporta los porcentajes de participación en la fijación de los precios de bolsa por agente, encontrando un precio de bolsa que está determinado, para el 90% de los casos, por cuatro agentes.

Así mismo, encuentra la Unidad de Monitoreo que el índice Lerner, medida empleada para aproximar la capacidad de control sobre un mercado que tiene una empresa, registra valores significativamente altos para estos cuatro agentes."

Asimismo, la CREG destaca en el Documento CREG 901 097 de 2024 diversas causas estructurales que contribuyen a la alta volatilidad observada en los precios de la bolsa de energía. En particular, identifica: i) una concentración entre moderada y alta en el mercado de corto plazo; ii) márgenes de

reserva en el corto plazo en algunos periodos de tiempo; iii) la naturaleza del mercado puede ser entendido como un juego repetido, con alto grado de información y baja incertidumbre que puede facilitar comportamientos estratégicos; y iv) la falta de mayor competencia en algunos periodos de tiempo. Estas condiciones generan un entorno propenso a distorsiones que comprometen el traslado de eficiencias al usuario final.

Precisamente, el Documento CREG 901 097 de 2024 constituye el documento soporte del Proyecto de Resolución CREG 701 049 de 2024, "Por la cual se adoptan reglas sobre el precio de bolsa del Mercado de Energía Mayorista", a través del cual la CREG buscó establecer mecanismos de control de eficiencia en la formación de los precios de la bolsa de energía. En dicho proyecto normativo, se propuso que, el máximo precio de oferta (MPO) del despacho ideal, cuando este corresponda a una planta hidráulica, se ajuste el MPO con el precio ofertado por la última térmica que no sea inflexible.

No obstante, al no haberse expedido en firme la citada Resolución CREG 701 049 de 2024, persiste el riesgo de materialización de las consecuencias advertidas por la propia Comisión en el documento técnico que la sustenta, tales como:

"(...) conllevaría al pago de la energía comprada en bolsa a precios que no se acercan a los que se obtienen en un mercado en competencia e impacta la eficiencia en la prestación del servicio.

Es importante señalar que este costo es traslado a los usuarios regulados mediante la fórmula tarifaria definida en la Resolución CREG 119 de 2007.

Por otro lado, el comportamiento de los precios en la bolsa de energía es una señal que influye en la definición de los precios de los contratos de energía que se registran en el mercado y que también son trasladados a los usuarios de servicio."

En términos concretos, los comercializadores que atienden a usuarios regulados se han visto en la necesidad de adquirir energía en la bolsa a precios que no reflejan las condiciones de un mercado en competencia, lo cual repercute directamente en la tarifa percibida por los usuarios finales. Esta situación también distorsiona las señales de precios para la contratación bilateral de energía, cuyos efectos igualmente son trasladados a dichos usuarios.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), organizada como Unidad Administrativa Especial del Ministerio de Minas y Energía y presidida por este mismo Ministerio, ya ha identificado la necesidad de incorporar mecanismos de control de eficiencia en la formación de los precios en la bolsa. En este sentido, resulta coherente que el Ministerio de Minas y Energía, en el marco de su competencia para formular, adoptar, dirigir y coordinar las políticas, planes y programas del sector, adelante las acciones necesarias para cumplir con la función de regulación del Estado prevista en el artículo 20 de la Ley 143 de 1994, como "asegurar una adecuada prestación del servicio mediante el aprovechamiento eficiente de los diferentes recursos energéticos, en beneficio del usuario en términos de calidad, oportunidad y costo del servicio. Para el logro de este objetivo, promoverá la competencia, creará y preservará las condiciones que la hagan posible."

Asimismo, teniendo en cuenta que la CREG, dentro de los mecanismos de control de eficiencia propuestos inicialmente en el Proyecto de Resolución CREG 701 049 de 2024, incluyó un ajuste en la definición del precio de bolsa nacional, con impacto en el reconocimiento económico a los agentes



AIRE S.A.S.E.S.P
PBX: (605) 361 10 00
Cra 57 No 99A - 65
Torres del Atlántico,
Torre Sur 302
Barranquilla, Atlántico.

Página 4 de 4

del mercado, desde Air-e se considera necesario incorporar un límite al reconocimiento económico a aquellos agentes que no den cumplimiento a lo establecido en el artículo 2.2.3.2.8.4 del citado proyecto normativo, más aún cuando estos agentes contarían con mecanismos flexibles que les permitirían cumplir con lo propuesto en la regulación. Bajo esta perspectiva, Air-e se permite presentar la inclusión de un ajuste normativo, aplicable a los generadores hidráulicos, en caso de no cumplimiento del artículo 2.2.3.2.8.4 del citado proyecto normativo:

- Los agentes generadores, mayoritariamente hidráulicos, que tengan una capacidad de generación igual o superior al 4% respecto a todo el país, se les aplicará la siguiente regla para sus recursos hídricos: Las ventas en bolsa por encima al 5% de sus excedentes, se valorarán al mínimo entre i) la variable MC o costo promedio ponderado por energía de todos los contratos bilaterales liquidados en el Mercado de Energía Mayorista en el mes *m-1* con destino al mercado regulado y ii) el precio en bolsa).

Resulta importante evaluar si, en atención a la estructura actual del mercado de generación de energía eléctrica y al nivel de concentración de la capacidad efectiva neta del sistema, el mecanismo de control propuesto en el Proyecto de Decreto se enfoque particularmente en aquellos agentes con potencial de ejercer poder de mercado. Según la información disponible, cinco agentes concentran el 69.4% de la capacidad efectiva neta, siendo estos los principales propietarios de recursos de generación con tecnologías hídricas y Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER).

Este enfoque diferenciado es esencial para mitigar riesgos asociados a la concentración del mercado, evitando posibles comportamientos que puedan distorsionar la competencia o afectar la estabilidad de los costos del servicio para los usuarios regulados. Este ajuste permitiría que los agentes con mayores recursos disponibles encuentren los incentivos necesarios para la celebración de contratos de largo plazo en beneficio de los usuarios finales.

Por último, como es reconocido en el Proyecto de Decreto, es fundamental reforzar las obligaciones de contratación a largo plazo, aumentando la proporción de energía que debe ser transada mediante acuerdos bilaterales. En este sentido, deben diseñarse subastas, con participación obligatoria de los generadores, que incentive una mayor participación de nuevos generadores, en especial aquellos que diversifiquen la matriz energética con tecnologías renovables o menos representadas, y así aumente la competencia en el mercado.

En virtud de lo expuesto, Air-e apoya las disposiciones contempladas en el Proyecto de Decreto, AL incentivar la contratación de largo plazo, lo cual asegura una mayor estabilidad en las tarifas, en beneficio de los usuarios del mercado atendido.

Air-e S.A.S. E.S.P. Intervenido agradece su atención al presente comunicado y queda a su entera disposición para cualquier solicitud y/o requerimiento adicional.

Cordialmente,



FELIPE MUÑOZ ANGEL

Director de Mercado Mayorista y Regulación.

Air-e S.A.S. E.S.P. Intervenido.



www.air-e.com



Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180



Comentario 30

De: Gerencia **DISPAC**

Enviado: miércoles, 14 de mayo de 2025 7:26

Asunto: Re: Comentarios a 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

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS		 Sistema Integrado de Gestión del Ministerio de Minas y Energía, SIGME	
		FP-F-01	
		7/03/2022	V-1
Sector: Regulatorio			
Epígrafe:	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		
Fecha inicio:	28/04/2025		
Fecha fin:	13/05/2025		
Fecha Comentario:	13/05/2025		
Datos de contacto:	Correo electrónico:	DISPAC S.A. E.S.P	
Nombre de la empresa o interesado:	Empresa Distribuidora del Pacífico		
No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	General	Artículo 1	De manera general, queremos expresar nuestro apoyo a la medida propuesta por el Ministerio de Minas y Energía en el proyecto de resolución del epígrafe, pues consideramos que esta medida puede traer un impacto positivo para comercializadores de energía eléctrica que tienen dificultades para sus contrataciones a largo plazo, como es el caso de DISPAC. Al respecto, es preciso recordar que la exposición en bolsa de los agentes comercializadores ha conllevado que estos deban asumir una gran carga ante el Mercado de Energía Mayorista,

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

		habida cuenta del esquema de garantías existente para participar en dicho Mercado. Siendo así, una medida como la planteada puede permitir que los comercializadores de energía puedan liberar recursos para mantener su sostenibilidad financiera, y/o para ejecutar los planes de inversión previstos en la Resolución CREG 015 de 2018 (esto último cuando se trata de comercializadores integrados como DISPAC); pues se dejaría de cubrir los altos costos de transacciones en bolsa de energía, para pasar a cubrir los costos de contratos a largo plazo, los cuales son tradicionalmente menores. Sin perjuicio de lo anterior, consideramos que se debe dejar expreso que los esquemas de garantías en los contratos de largo plazo planteados por los mecanismos del proyecto de resolución deben ser menos exigentes que el esquema de garantías previsto en la regulación para las transacciones del mercado de energía mayorista, pues si se establece un esquema de garantías igual o más exigente, puede que no se vea un beneficio real para los comercializadores de energía. En ese sentido, nuestro comentario se dirige a que se adicione un inciso al artículo 2.2.3.2.8.4, en donde se mencione que los mecanismos de los que trata dicho artículo, en ningún caso, deberán contemplar esquemas de garantías más exigentes a los previstos en la regulación. De esta forma, lo que se pretende es que quede un lineamiento expre-
--	--	---

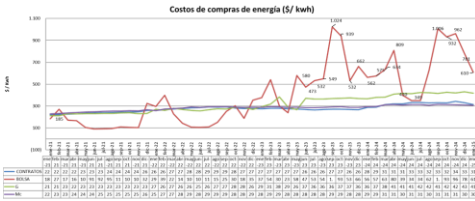
Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

			so en materia de garantías, que pueda generar un beneficio real por dicho concepto.														
2	General	Artículo 1	La demanda de energía de DISPAC S. A. ESP es baja, representa el 0,3% de la demanda nacional, lo cual ha influido en los procesos de compra de energía para los años 2026 a 2030, tal como se presenta en las siguientes gráficas:  Según las gráficas previamente presentadas, la exposición en bolsa de DISPAC, a partir del año 2026, es superior al 59%, como se muestra en la siguiente tabla: <table><tr><th>AÑO</th><th>% DE EXPOSICIÓN</th></tr><tr><td>2026</td><td>59,9</td></tr><tr><td>2027</td><td>60,1</td></tr><tr><td>2028</td><td>73,4</td></tr><tr><td>2029</td><td>73,8</td></tr><tr><td>2030</td><td>74,4</td></tr><tr><td>2031</td><td>74,9</td></tr></table> En ese sentido, es importante para DISPAC contar con mecanismos de contratación que le	AÑO	% DE EXPOSICIÓN	2026	59,9	2027	60,1	2028	73,4	2029	73,8	2030	74,4	2031	74,9
AÑO	% DE EXPOSICIÓN																
2026	59,9																
2027	60,1																
2028	73,4																
2029	73,8																
2030	74,4																
2031	74,9																

		permitan comprar energía a largo plazo, de tal forma que se disminuya su exposición en la bolsa de energía, y con ello la volatilidad en el precio de dicho servicio. Para el caso de DISPAC S. A. ESP, se puede observar a continuación como es de volátil el componente G del costo unitario:  En nuestra consideración, esta exposición a bolsa se da porque DISPAC cuenta con una baja demanda de energía a nivel nacional (0,3%), lo que hace que no sea atractivo para los generadores participar en los procesos de compra de energía que realiza la empresa en el SICEP, o su participación esté centrada en precios altos. En ese sentido, se estima importante que se genere un lineamiento orientado a que se dé un tratamiento preferencial a aquellos agentes que cuenten con una demanda de energía inferior al 0,5% de la demanda nacional. Ese lineamiento, consideramos, debería plantear que las propuestas de nuevos contratos de compra de energía, en lo posible, estén acompañadas de la expansión de la capacidad de generación para el sistema eléctrico colombiano, lo que estimamos puede mejorar la capacidad y confiabilidad del parque de generación.
--	--	---

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

Comentario 31

De: TEBSA

Enviado: miércoles, 14 de mayo de 2025 15:49

Asunto: BP - CORRESPONDENCIA: Comentarios al proyecto de Decreto "Li



COE_202500457

Barranquilla, 13 de mayo de 2025

Doctor
Edwin Palma Egea
Señor Ministro
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍAS
Calle 43 No. 57 - 31
Bogotá D.C.

Asunto: Comentarios al proyecto de Decreto "Lineamientos de política pública para garantizar confiabilidad y estabilidad tarifaria del servicio de energía eléctrica".

Respetado Doctor Palma:

Destacamos los esfuerzos del Ministerio por la búsqueda de alternativas para garantizar la confiabilidad y la estabilidad tarifaria en la prestación del servicio público de electricidad dentro del mercado regulado en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Luego de analizar el [Proyecto de Decreto](#) "Lineamientos de política pública para garantizar confiabilidad y estabilidad tarifaria del servicio de energía eléctrica" y su [memoria justificativa](#), identificamos varios riesgos significativos que podrían surgir de la implementación del nuevo esquema obligatorio de venta de energía para el mercado mayorista de energía en Colombia.

A continuación, presentamos un resumen de los principales riesgos que hemos detectados para el sistema y las empresas de la cadena de valor eléctrica:

1. Mitigación del riesgo de contraparte:

Se percibe el riesgo de contraparte, debido a que los generadores estarían obligados a entregar su energía en contratos de largo plazo sin la existencia de un mecanismo de cobertura para el recaudo de cartera, y sin la existencia en el mercado de una Cámara de Riesgo Central de Contraparte que proporcione la neutralidad y el respaldo requerido para los generadores. En tal sentido, se propone revisar lo



Termobarranquilla S.A. E.S.P. • Dir.: Calle 18 N°. 39 - 250 - Soledad - Atlántico - Colombia • PBX.: 375 00 00
www.tebsa.com.co • NIT: 800.245.746-1

52477356

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

COE_202500457

que se ha propuesto sobre el Mercado estandarizado (MOR y MAE en sus diferentes presentaciones).

2. Disponibilidad de la oferta garantiza mayor cobertura y mejores precios en contratos:

Uno de los obstáculos que podría incidir negativamente en la expansión futura del sistema y limitar el aumento de la disponibilidad de energía son las medidas de las resoluciones CREG 101 066 de 2024, que generan incertidumbre para las señales de inversión y participación en mecanismos de expansión, dado que entre el costo por la inversión y la retribución por la asignación a un precio de escasez inferior que no garantizaría un adecuado equilibrio financiero por los proyectos de generación.

Adicionalmente, en la resolución CREG 101 069 del 2025 que modifica el Anexo 7 de la resolución CREG 071 del 2006, desconoce las normas aplicables bajo la cual se aplicó la metodología de remuneración del Cargo Por Confabilidad el cual limitaba el riesgo de las desviaciones de OEF a la diferencia entre Precio de Bolsa y Precio de escasez; mientras que con la nueva norma, este riesgo podría ser muy alto, al asignar a los agentes desviados negativamente (DDOEF-) en todo momento los pagos de los desviados positivamente más alta del riesgo financiero de la diferencia PESCA – Pbolsa, bajo la cual se obtuvo la asignación de OEF.

Por lo anterior, se requiere expedir política regulatoria que viabilice el ajuste apropiado de las resoluciones CREG 101 066 y 101 069 de 2025, para permitir e incentivar la participación en mecanismos que incrementen la oferta energética.

3. Consistencia en las señales del mercado para incentivar la participación.

Así mismo, es necesario que las señales regulatorias sean consistentes con los incentivos, para permitir la confianza como señal para la participación en mecanismos que propendan por el aumento de la disponibilidad de energía 100% firme, y para ello se requiere, reglas claras que eviten el incremento de las deudas con el sector generador térmico, y viabilicen la exigencia en el cumplimiento de los pagos que tienen los deudores a la bolsa de energía, incorporando medidas que faciliten la viabilidad financiera de los diferentes agentes del mercado.



Termobarranquilla S.A. E.S.P. • Dir.: Calle 18 N°. 39 – 250 – Soledad – Atlántico – Colombia • PBX.: 375 99 00
www.tebsa.com.co • NIT: 800.345.746-1

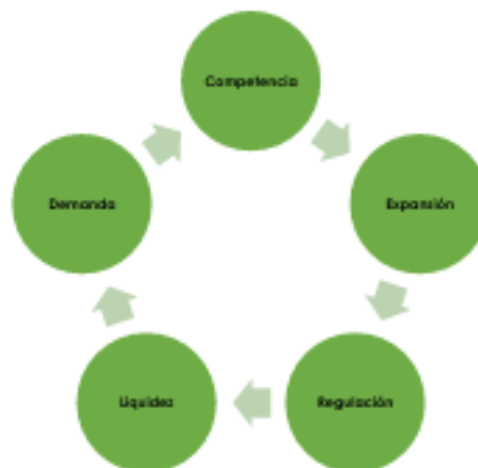
52477356

COE_202500457

Por otra parte, se encuentra en mora la eliminación y/o del Estatuto de Riesgo de Desabastecimiento ESRD], el cual generó innumerables desequilibrio entre los diferentes agentes, mostrando su fragilidad para mantener la confiabilidad que requiere el sistema, solo demostrada por el parque térmico existente.

4. Propuestas de ajuste para el mercado:

Consideramos que para para garantizar la confiabilidad y la estabilidad tarifaria del servicio de energía eléctrica, es preciso emitir políticas fundamentadas en los siguientes ejes:



Gráfica 1. Ejes para garantizar la confiabilidad y la estabilidad tarifaria del servicio de energía eléctrica

- **Competencia:** Propiciar la competencia en un mercado regulado por la CREG dentro de la coherencia del marco de la energía eléctrica a través de un mercado anónimo, estandarizado y con una cámara de riesgo central de contraparte que se incorpore a los mecanismos existentes (SICEP); incorporar en los tipos de contratos la modalidad pague lo generado.
- **Expansión:** La cobertura y los precios eficientes los garantiza una mayor oferta por lo anterior es imperativo incrementar la capacidad instalada de generación.



Termobarranquilla S.A. E.S.P. • Dir.: Calle 18 N°. 39 - 250 - Soledad - Atlántico - Colombia • PBX.: 375 99 00
www.tebsa.com.co • NIT: 800.345.746-1

52477356

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

COE_202500457

- **Regulación:** Eliminar el estatuto de desabastecimiento en cuanto a que sugiere una intervención en beneficio de agentes que deben propender por cuidar el recurso hídrico y en perjuicio de los generadores que asumen una demanda no cubierta. Se requiere fortalecer la confianza inversionista con un marco regulatorio sólido, estable y coherente con las necesidades y capacidades del mercado. Es menester del MME y de la CREG, proporcionar señales y condiciones de mercado que permitan incrementar la inversión en generación de manera que los proyectos puedan desarrollarse para lo cual se requiere la aprobación de licencias ambientales en los tiempos establecidos.
- **Liquidez:** Para asegurar la sostenibilidad financiera del sistema, se requiere mejorar la liquidez de los agentes comercializadores a través del desembolso de los subsidios de ley y compromiso de pago de la SSPD en el rol de interventor.
- **Participación de la demanda:** Propiciar más esquemas para incentivar la participación de la demanda en el mercado.

Finalmente, se recomienda al MME considerar una evaluación más profunda del impacto regulatorio (RIA) y establecer mecanismos de monitoreo y ajuste progresivo.

Agradecemos su atención y reiteramos nuestro interés en la construcción de alternativas para el mejoramiento de la política sectorial.

Atentamente,



JOSE ROSALES MENDOZA
Gerente Comercial

Copia: Dr. Juan Carlos Bedoya, Ministerio de Minas y Energía
Dr. JORGE CRISTANCHO Viceministro de Energía (E)

Elaborado por: JACOBO MORALES
Revisado por:



Archivarse en:

Termobarranquilla S.A. E.S.P. • Dir.: Calle 18 N°. 39 - 250 - Soledad - Atlántico - Colombia • PBX.: 375 99 00
www.tebsa.com.co • NIT: 800.345.746-1

52477356

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180



Los comentarios se enviaron al Grupo del Sector Asuntos Regulatorios y Empresariales, área de su competencia, a fin de que se tengan en cuenta a la hora de expedir el Acto Administrativo.

Cordialmente,

Jenny Constanza Nova Martínez

Coordinadora

Grupo de Relacionamento con el Ciudadano y Gestión de la Información

Proyectó: Alfonso Enrique Sánchez Ocampo

Revisó y Aprobó: Jenny Constanza Nova Martínez

Ministerio de Minas y Energía

Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (+57) 601 2200300

Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180