



---

**Comisión de Regulación  
de Energía y Gas**

## **Agenda Regulatoria Indicativa 2020**

**DOCUMENTO CREG – 129 -2019**

**26-12-2019**

## AGENDA REGULATORIA INDICATIVA PARA LA VIGENCIA 2020

Mediante Circular CREG 094 de 2019, la Comisión sometió a consulta el proyecto de agenda regulatoria indicativa 2020, una vez la CREG aprobó su publicación. Dentro del plazo establecido para la consulta, se recibieron 25 comunicaciones con los comentarios sobre el proyecto de agenda regulatoria indicativa de 24 entidades. En el anexo de esta circular se presentan los comentarios recibidos y las correspondientes respuestas por parte de la CREG.

Una vez revisados los comentarios, la Comisión, decidió realizar una distribución de los temas para cada uno de los sectores en un total de 22 macrotemas, a los cuales se le asignaron los 59 proyectos regulatorios presentados en la propuesta de agenda regulatoria indicativa. Así mismo, la Comisión hizo una priorización de los proyectos, teniendo en cuenta, el avance de los desarrollos regulatorios, las necesidades del mercado y la disponibilidad del talento humano, los recursos y el tiempo de desarrollo que demandan los proyectos. El ejercicio anterior arrojó que 41 temas tendrán prioridad 1 y los 18 temas restantes tendrán prioridad 2.

Para la mejor comprensión de la agenda y la prioridad de los temas, se utilizó la siguiente convención:

<b>Macrotemas: 22</b>		
<b>Total proyectos regulatorios : 59 (Prioritarios 41)</b>		
	<b>Prioridad 1</b>	<b>41 temas</b>
	<b>Prioridad 2</b>	<b>18 temas</b>
Dec Def	<b>Decisión Definitiva</b>	

A continuación, se presenta la versión definitiva de la agenda regulatoria indicativa para el año 2019:

7  
*[Handwritten signature]*

AGENDA REGULATORIA 2020										
Sector	Macrotemas	#	Proyectos	Prioridad	Primer semestre		Segundo semestre		2021	
Energía Eléctrica	Mercado de energía de largo plazo	1	Mecanismo MAE propuesta por Derivex	1	Consulta	Dec Def				
		2	Sistema de contratación de energía propuesto por la BMC	1	Consulta			Dec Def		
	Mercado de energía de corto plazo	3	Despacho vinculante y mercado intradiario	1	Consulta				Dec Def	
		4	Servicios complementarios	1		Consulta			Dec Def	
	Cargo por confiabilidad	5	Revisión de la regulación del proceso de subastas del cargo por confiabilidad	1	Consulta	Dec Def				
		6	Revisión de las métricas de confiabilidad en el SIN	2		Consulta			Dec Def	
		7	Reglamento para la medición de variables hídricas para el cargo por confiabilidad y operación	1	Documento		Consulta	Dec Def		
	Mercado minorista	8	Respuesta de la demanda	2	Documento		Consulta	Dec Def		
		9	Metodología tarifaria del G	1	Consulta			Dec Def		
		10	Metodología tarifaria del CU	1		Consulta	Socialización	Dec Def		
		11	Metodología tarifaria de C	2			Consulta			
		12	Revisión de las reglas de autogeneración y generación distribuida en SIN	1	Consulta	Dec Def				
		13	Implementación de la medición inteligente	1		Dec Def				
	Transporte de energía	14	Metodología tarifaria de remuneración de transmisión	1	Consulta			Dec Def		
		15	Metodología para las Convocatorias en el STN y STR.	1	Documento	Consulta			Dec Def	
		16	Convocatorias en el STN y STR	1	X	X	X	X		
		17	Asignaciones de capacidades de transporte	1	Consulta				Dec Def	
		18	Actualizaciones de ingresos de transmisores	1	X	X	X	X		
		19	Aprobación de ingresos de distribución	1	X	X	X	X		
		20	Ajuste Código de Redes	1		Consulta			Dec Def	
		21	Ajuste reglamento de distribución	1		Consulta (Global)			Dec Def	
		22	Restricciones en el SIN	1						
		23	Reglas para auditorías de calidad del servicio	1	Consulta	Dec Def				
	Zonas No Interconectadas	24	Metodología fórmula tarifaria en ZNI	1	Consulta			Dec. Def		
		25	Reglas para la prestación de servicio en la ZNI	1	Consulta			Dec. Def		
	Intercambios internacionales	26	Intercambios internacionales	2	X	X	X	X		
Gas Natural	Comercialización	27	Ajuste a la comercialización mayorista de suministro de gas natural	1			Consulta			
		28	Metodología de remuneración de comercialización de gas	1	Consulta			Dec Def		
		29	Metodología del CU de gas	2				Consulta		
	Transporte	30	Ajustes a la comercialización de la capacidad de transporte de gas	1	Dec Def					
		31	Metodología de remuneración de transporte de gas	1	Consulta	Dec Def				
		32	Desarrollos regulatorios asociados al Plan de Abastecimiento de Gas	2	Consulta	Dec Def				
	Distribución	33	Comercialización de los servicios de la Planta de Regasificación del Pacífico	2				Consulta	Consulta	
		34	Aprobación de cargos del D de gas	1	X	X	X	X		
		35	Confiabilidad en distribución	2	Consulta			Dec Def		

GLP	Comercialización mayorista	36	Reglas de comercialización del productor nacional	1	Consulta		Dec Def		
		37	Actualización de la regulación de precios de suministro de GLP de comercializadores mayoristas a distribuidores	1	Consulta		Dec Def		
	Distribución y comercialización	38	Metodología de remuneración de distribución y comercialización de GLP	2		Consulta			Dec Def
		39	Código de medida de GLP	1		Dec Def			
		40	Metodología de Distribución y Comercialización San An	1		Dec Def			
Combustibles Líquidos	Ingreso al productor	41	Ingreso al productor de combustibles (gasolina y ACPM)	2		Consulta			
	Transporte	42	Revisión de la estampilla de transporte San Andrés	2		Consulta			
		43	Metodología tarifaria para transporte por poliducto	1	Consulta			Dec.Def.	
		44	Reglamento único de transporte por poliducto	1	Consulta		Dec.Def.		
	Margenes Mayorista y Minorista	45	Márgenes mayorista y minorista de C.L	1		Consulta			
		46	Determinación del régimen a aplicar (Libertad vigilada/regulada)	1		Consulta			
Otros	Revisión de la cadena de prestación	47	Revisión de las reglas de integración vertical y participación de mercado	2	Consulta			Dec Def	
		48	Desarrollo del artículo 290 del PND	2		Documento			
	Alumbrado Público	49	Revisión costo eficiente del alumbrado público en Cobo	1		Consulta	Dec Def		
	Temas financieros y de riesgos	50	Actualización CROM a normas NIIF	1	Consulta		Dec Def		
		51	Revisión de la metodología general del WACC	1	Consulta	Dec Def			
		52	Módulo de información financiera para control de la gestión de riesgo	2			Consulta		Dec Def
	Derechos y deberes de los usuarios	53	Adecuación de la Resolución 108 de 1997 para usuarios autogeneradores	2		Consulta		Dec.Def.	
		54	Información para el empoderamiento del usuario	2		Consulta		Dec Def	
	Coordinación intersectorial	55	Coordinación Gas - Electricidad	2		Doc.CREG			
	Ciberseguridad	56	Regulación para incentivar la Ciberseguridad en el sector eléctrico	2	Consulta		Dec. Def		
	Operadores y gestores del mercado	57	Metodología para la remuneración del CND, ASIC, LAC	1		Consulta	Dec Def		
58		Información del mercado de energía	1		Dec Def				
59		Selección del gestor del mercado gas natural	1		Dec Def				

**AGENDA REGULATORIA INDICATIVA 2019**

N°	TEMA DE AGENDA	EMPRESA	COMENTARIO	RESPUESTA
1	<b>Energía Eléctrica</b>			
1.1.1	<b>Mercado Mayorista</b>			
1.1.1.1	Despacho vinculante y mercado intradiario	Andesco E-2019-011734 E-2019-012409	Con la incorporación de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable FNCER y los cambios tecnológicos y comerciales que han presentado los mercados energéticos, se hace necesario revisar la incorporación de ajustes en el mercado spot, como lo son el Despacho Vinculante y Mercado Intradiario y un mecanismo de balance. Por lo anterior, sugerimos priorizar estos dos asuntos y considerar expedir una decisión definitiva a más tardar en el segundo trimestre del año, en línea con el compromiso del Pacto por el Sector Energético de la vicepresidencia de la República, que contiene como fecha límite el 1 de abril de 2020.	Debido a que el consultor contratado entrega sus análisis en el mes de diciembre de 2019, la Comisión puede expedirse en el primer trimestre de 2020 la resolución a consulta y las discusiones con la industria requerirán de un periodo mínimo de tres meses, se esperaría que la expedición de la resolución definitiva se apruebe para el cuarto trimestre del 2020.
		Acolgen E-2019-012402	Entendemos que la Comisión estaría esperando las conclusiones del estudio contratado con la firma PHC servicios Integrados, se sugiere respetuosamente a la CREC priorizar este tema en la agenda regulatoria de manera que se pueda expedir la propuesta consulta en el primer trimestre. Esto también, buscando contar con un periodo más amplio de consulta y análisis por parte de la Comisión y de los agentes ,antes de la expedición de una resolución definitiva durante el cuarto trimestre.	Debido a que el consultor contratado entrega sus análisis en el mes de diciembre de 2019, la Comisión puede expedirse en el primer trimestre de 2020 la resolución a consulta y las discusiones con la industria requerirán de un periodo mínimo de tres meses, se esperaría que la expedición de la resolución definitiva se apruebe para el cuarto trimestre del 2020.
		EMGESA E-2019-012373 E-2019-012506	Teniendo en cuenta la inminente entrada en operación de las fuentes no convencionales de energía renovable (fncer) y que en la agenda 2019 estaba prevista la regulación definitiva sobre estos temas solicitamos a la comisión dar prioridad al desarrollo de la reglamentación de los mercados intradiarios y servicios complementarios. lo anterior teniendo en cuenta que a través de estos mecanismos es posible optimizar el uso de los recursos del sistema y que la implementación de los mismos exige un amplio periodo de transición para las empresas.	Debido a que el consultor contratado entrega sus análisis en el mes de diciembre de 2019, la Comisión puede expedirse en el primer trimestre de 2020 la resolución a consulta y las discusiones con la industria requerirán de un periodo mínimo de tres meses, se esperaría que la expedición de la resolución definitiva se apruebe para el cuarto trimestre del 2020.
		Enel Codensa E-2019-012377	Dada la baja penetración de autogeneración y generación distribuida es necesario priorizar en la Agenda regulatoria la estructuración y emisión de la regulación que habilite el mercado intradiario y despacho vinculante.	Debido a que el consultor contratado entrega sus análisis en el mes de diciembre de 2019, la Comisión puede expedirse en el primer trimestre de 2020 la resolución a consulta y las discusiones con la industria requerirán de un periodo mínimo de tres meses, se esperaría que la expedición de la resolución definitiva se apruebe para el cuarto trimestre del 2020.
		AES Chivor E-2019-012391	Es necesario darle una mayor prioridad para tener documentos de análisis en el primer trimestre del año y permitir, de tal forma que existan periodos de estudio y comentarios suficientes por parte de los agentes para posteriormente emitir la resolución definitiva. Los estudios de consultoría contratados por la CREG en el año 2018 aunque fueron muy completos no tenían un punto de integración de esquemas, por lo que una armonización que visualice ventajas, desventajas e impactos ayudará a que la implementación se pueda lograr de manera armoniosa dada la entrada de los recursos renovables que se espera para los próximos años.	Debido a que el consultor contratado entrega sus análisis en el mes de diciembre de 2019, la Comisión puede expedirse en el primer trimestre de 2020 la resolución a consulta y las discusiones con la industria requerirán de un periodo mínimo de tres meses, se esperaría que la expedición de la resolución definitiva se apruebe para el cuarto trimestre del 2020.
1.1.1.2	Servicios complementarios	Andesco E-2019-011734 E-2019-012409	La incorporación de fuentes intermitentes como las FNCER, cambian de manera importante la operación tradicional del sistema e imponen unos desafíos desde el punto de vista operativo que deben ser abordados. Por lo tanto, se hace necesario revisar el esquema actual Servicios Complementarios en el sistema y su remuneración, incluidos, por ejemplo, la incorporación de sistemas de almacenamiento a gran escala y equipos especiales. La definición de estos asuntos es relevante considerando la incorporación de FNCER al sistema y la necesidad de que queden claras las obligaciones de todos los generadores, frente al despacho económico de los recursos, especialmente en vista de la entrada de proyectos con compromisos a largo plazo producto de la reciente subasta, así como los beneficios para el mercado, como un mecanismo más que facilite la gestión de riesgos asociados a precios, la planeación y operación del sistema.	
		EMGESA E-2019-012373 E-2019-012506	Solicitamos que se incluya el servicio de potencia reactiva que es necesario dada la incorporación de generación variable y se establezca el marco normativo para la incorporación de sistemas de almacenamiento. al respecto es importante que este tema se aborde de manera transversal teniendo en cuenta los múltiples usos de esta tecnología.	

*M...*

		GECELCA E-2019-012413	Teniendo en cuenta la entrada de Fuentes No Convencionales de Energía Renovables en el SIN, vemos importante incluir en el tema de Servicios Complementarios las reglas operativas que mitiguen los impactos de la variabilidad en la generación y los efectos fluctuantes que se podrían generar debido a la incorporación de estas fuentes en la matriz de generación, específicamente el costo de los ciclajes en las plantas térmicas las cuales no están diseñadas para ciclos continuos de arranques y paradas o para rampas rápidas de subida/bajada.	Se considerará la pertinencia de estos comentarios dentro del desarrollo de la regulación de despacho vinculante, mercado intradiario y servicios complementarios
		GECELCA E-2019-012413	Sugerimos adicionar la revisión de la metodología de penalización por incumplimiento en la prestación del servicio de Regulación Primaria de Frecuencia, en la cual se han identificado deficiencias por la imposibilidad de prestar dicho servicio por parte de algunos recursos de generación debido a condiciones técnicas y operativas. • Es fundamental incluir en el tema de Servicios Complementarios un ajuste al recaudo del dinero para remunerar a quienes prestan el servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia (AGC), que hoy en día genera un riesgo adicional en la recuperación de costos variables de generación debido a la estimación de la componente CuAGC que deben hacer los agentes para determinar en su precio de oferta. Por lo tanto, se sugiere implementar un mecanismo similar al del CERE para definir un costo unitario por mes que se incluya en los precios de oferta de los generadores y el cual se ajuste con su valor real en la facturación mensual.	
1.1.1.3	Respuesta de la demanda	Acolgen E-2019-012402	Es importante contar con un esquema de respuesta de la demanda acorde a la nueva condición del precio de escasez definido en la Resolución 140 de 2017, ya que la remuneración definida en la Resolución CREC 011 de 2015 parece no ser eficiente para promover la participación de los agentes y usuarios en estos esquemas en condiciones críticas. Más aún, si bien se reconoce el esfuerzo de la GREG por contar con una propuesta para el tercer trimestre, consideramos fundamental que corresponda a un esquema integral de participación de la demanda en los diferentes mercados: Corto Plazo, Confiabilidad y Servicios Complementarios, que entendemos es algo que será abordado dentro de las consideraciones del documento propuesto para el primer trimestre.	Se considerará la pertinencia de este comentario dentro del desarrollo de la regulación de despacho vinculante, mercado intradiario y servicios complementarios
		Enel Codensa E-2019-012377	Consideramos que se avance en todos los posibles programas en donde la RD puede agregar valor, incluyendo confiabilidad, restricciones, mercado Spot, servicios complementarios, entre otros.	
1.1.1.4	Adecuación del código de redes	TEBSA E-2019-012416	Consideramos pertinente priorizar la emisión definitiva de la adecuación del código de redes por lo cual, sugerimos que éste deba publicarse antes de someter a consulta las propuestas asociadas a Despacho vinculante y mercado intradiario y de servicios complementarios.	De acuerdo con las actividades previstas y contractuales de la CREG, la consulta del código de redes, despacho vinculante y mercado intradiario quedan programadas para el primer trimestre de 2020
1.1.1.5	Actualización CROM a normas NIIF	TEBSA E-2019-012416	Es imperativo definir prontamente la actualización de CROM y normas NIIF	Se confirma el cronograma propuesto.
1.1.2	<b>Cargo por Confiabilidad</b>			
1.1.2.1	Revisión de la regulación del proceso de subastas del cargo por confiabilidad	Acolgen E-2019-012402	Considerando que no se cuenta con un contexto claro, acerca de los objetivos que busca lograr la Comisión con la expedición de la regulación asociada a este tema, sugerimos, como se definió para el caso de respuesta de la demanda, que la GREG considere publicar antes de expedir una resolución en consulta un documento referencia y de contenido en el primer trimestre, frente a la revisión de este tema. Entendemos que se tiene previsto un estudio acerca del proceso de subasta para el cuarto trimestre de este año, sin embargo, nos parece importante conocer el argumento y las condiciones que llevaron a la Comisión a revisar este mecanismo.	Este tema corresponde a una revisión a partir de la subasta celebrada en el 2019
		EMGESA E-2019-012373 E-2019-012506	Sugerimos publicar previamente un documento que permita identificar la problemática a resolver teniendo en cuenta los múltiples beneficios que ha percibido el país en términos de confiabilidad e inversiones por este mecanismo.	Este tema corresponde a una revisión a partir de la subasta celebrada en el 2019
		AES Chivor E-2019-012391	Considera oportuno que la CREG mediante un Taller exponga su perspectiva y motivaciones de ajuste que tiene incluidos en la agenda sobre estos temas: i) Revisión del proceso de subastas del Cargo por Confiabilidad; ii) Revisión de las métricas de confiabilidad en el SIN; iii) Reglamento para la medición de variables hídricas para el Cargo por Confiabilidad y operación. El cargo por confiabilidad ha sido uno de los soportes del esquema actual del mercado eléctrico, el cual puede ser revisado de una manera organizada entre gobierno, regulador y agentes.	i) Este tema corresponde a una revisión a a partir de la subasta celebrada en el 2019; ii) La Comisión considera pertinente avanzar en el análisis de las posibilidades de valoración de la confiabilidad, considerando además nuevas tecnologías; iii)

11/11/19

		GECELCA E-2019-012413	Solicitamos pertinente aclarar a qué se refieren estos aspectos. Es importante que el Cargo por Confiabilidad establezca reglas claras para todos los agentes del mercado, entendiendo los riesgos que asumen estos al participar a través este mecanismo.	Este tema corresponde a una revisión a partir de la subasta celebrada en el 2019
	Obligaciones de Energía Firme	Andesco E-2019-011734 E-2019-012409	Agradecemos a la Comisión aclarar los asuntos que se esperan resolver, dado que como se encuentra en la agenda no es clara la necesidad. Así mismo, sugerimos que dentro del alcance de las revisiones que se plantean para este mecanismo, se considere la revisión de los plazos de asignación de las Obligaciones de Energía Firme, en la medida en la que estos permitan el respaldo con energéticos cuyo periodo de contratación como insumo son superiores.	Se revisará el punto dentro del proceso de asignación del cargo
		GECELCA E-2019-012413	Sugerimos que la Comisión reevalúe la decisión de asignarle Obligaciones de Energía en Firme a agentes a través de otros mecanismos diferentes a los establecidos en la Resolución CREG 071 de 2006. Esto se fundamenta en los riesgos económicos que representarían para los agentes existentes la reducción de los ingresos. Esto debido a la incertidumbre en la incorporación de un gran número de plantas que puedan usar el mecanismo de Tomadoras de Cargo por Confiabilidad establecido en la Resolución CREG 132 de 2019. Es importante desde el punto de vista del Cargo por Confiabilidad que se cuente con la energía en firme de plantas que a su vez participen en el mercado de contratos bilaterales.	Estos análisis se realizaron para la expedición de la Resolución 132 de 2019.
1.1.2.2	Revisión de las métricas de confiabilidad en el SIN	Acolgen E-2019-012402	Al ser un tema de gran importancia para el sector eléctrico, y un tema nuevo frente al cual poco se ha discutido entre los agentes de la cadena, respetuosamente solicitamos a la Comisión reconsiderar los plazos definidos para la expedición de la propuesta regulatoria y la resolución definitiva, de manera que los mismos sean publicados durante el segundo y cuarto trimestre del 2020, respectivamente. En términos generales, vemos muy corto el periodo establecido para la definición de un proyecto de resolución, pues esperaríamos antes de esto, poder contar con un espacio suficiente de discusión con los consultores del estudio contratado para finales de 2019, en el cual podamos presentar estudios, propuestas y, como tal, nuestra visión acerca de este tema.	Se acoge el comentario y se traslada la expedición de las resoluciones
		EMGESA E-2019-012373 E-2019-012506	Sugerimos publicar previamente un documento que permita identificar la problemática a resolver teniendo en cuenta los múltiples beneficios que ha percibido el país en términos de confiabilidad e inversiones por este mecanismo.	La Comisión expedirá el documento soporte cuando se publique la propuesta en la resolución de consulta
		GECELCA E-2019-012413	Solicitamos pertinente aclarar a qué se refieren estos aspectos. Es importante que el Cargo por Confiabilidad establezca reglas claras para todos los agentes del mercado, entendiendo los riesgos que asumen estos al participar a través este mecanismo.	La Comisión considera pertinente avanzar en el análisis de las posibilidades de valoración de la confiabilidad, considerando además nuevas tecnologías
1.1.2.3	Reglamento para la medición de variables hídricas para el cargo por confiabilidad y operación	Acolgen E-2019-012402	Caso similar al del proceso de subasta de Cargo por Contabilidad, solicitamos amablemente dar a conocer el contexto y las condiciones que llevaron a la Comisión a revisar las variables hídricas para el Cargo por Confiabilidad. En este sentido, sugerimos a la CREC considerar incluir dentro de la agenda regulatoria la publicación de un documento de referencia y contenido previo a la publicación de una resolución en consulta.	Se acoge el comentario publicando un documento en el primer trimestre de 2020
		EMGESA E-2019-012373 E-2019-012506	La valoración de estas variables sigue los acuerdos que están establecidos por el CNO. por lo tanto solicitamos aclarar el alcance del tema propuesto y realizar estudios detallados antes de definir normas específicas sobre este tema.	
	Alivio de las restricciones	Acolgen E-2019-012402	Si bien la Comisión anunció una resolución definitiva para el cuarto trimestre de 2019 frente al despacho por seguridad, cabe mencionar que la problemática de restricciones considera aspectos en toda la cadena, por lo que debería abordarse todos los otros temas restantes durante el año 2020, particularmente, consideramos en este punto importante, la implementación de un esquema de mercado que permita que el alivio de restricciones se dé por medio del recurso o solución más eficiente (almacenamiento, recursos distribuidos, entre otros) determinada por análisis de beneficio costo. En este sentido, respetuosamente sugerimos que se aborde el tema desde este enfoque, toda vez que, una decisión de mercado propenderá por la prestación del servicio de energía a un costo eficiente.	La Comisión está incorporando estos y otros elementos de análisis en la definición de las medidas de corto, mediano y largo plazo, para hacer más eficiente el costo de las generaciones de seguridad fuera de mérito.

		<p>ANDEG E- 2019-012320</p>	<p>Esta Asociación ha insistido en la necesidad de abordar la problemática de restricciones que presenta actualmente el sistema de manera integral, y no a través de regulación desarticulada y coyuntural, por lo cual el esquema regulatorio que se expida en materia de arquitectura de mercado es determinante y tiene un impacto directo sobre el manejo de las restricciones.</p> <p>Consideramos que La implementación de estas medidas en el marco de la modernización del mercado de energía en Colombia, contribuirá al desarrollo de un mercado completo, esto es, caracterizado por un mercado spot (mercado day-ahead y tiempo real en funcionamiento), que de valore las restricciones del sistema de transmisión (para asegurar la inversión oportuna en activos de generación y transmisión localizada) y de servicios auxiliares que aseguren la flexibilidad que se requiere para la gestión del sistema en un entorno de integración de energía renovables no convencionales. Por lo anterior, instamos a la Comisión de Regulación de Energía y Gas a abordar estos temas con la mayor integralidad y articulación normativa, a fin de evitar ineficiencias económicas y operativas en el marco de la transición energética. Adicionalmente, estamos convencidos que abordando estos temas se estará atacando la raíz de los problemas que se han presentado con la gestión de restricciones en el SIN.</p>	<p>La Comisión está incorporando estos y otros elementos de análisis en la definición de las medidas de corto, mediano y largo plazo, para hacer más eficiente el costo de las generaciones de seguridad fuera de mérito.</p>
		<p>ANDEG E- 2019-012320</p>	<p>Es pertinente resaltar, tal como lo ha expresado ANDEG en diferentes foros sectoriales, que el Cargo es un esquema regulatorio que, pese a haber tenido que enfrentar un gran número de dificultades simultáneamente, se ha mostrado estructuralmente exitoso, por lo cual es de suma importancia trabajar en su consolidación como esquema de expansión y respaldo del sistema, especialmente en el entorno actual del mercado con inserción de fuentes renovables no convencionales, en donde el Cargo por Confiabilidad resulta fundamental como activo del sistema eléctrico en el contexto del Mercado de Capacidad. De hecho, vemos apropiado que el Regulador considere el "Concepto Jurídico del Ministerio de Minas y Energía al Proyecto de Ley Número 146 de 2019", según consta en la Gaceta del Congreso 914 del viernes 20 de septiembre de 2019, relacionado con el Cargo por Confiabilidad, en donde se resaltan los beneficios que el mecanismo le ha aportado al SIN, al señalar que: "...los resultados del Cargo por Confiabilidad muestran que se ha logrado incentivar la inversión en plantas de generación nuevas, el mantenimiento de las plantas existentes, para garantizar el suministro de energía presente y futuro en el Sistema Interconectado Nacional.</p>	<p>La Comisión viene analizando ajustes al mecanismo de Cargo por Confiabilidad, con base en la experiencia de la aplicación de la regulación relacionada durante su vigencia, y con el fin de mantener señales de expansión claras, y una cobertura adecuada de la confiabilidad del Sistema.</p>
		<p>Enel Codensa E-2019-012377</p>	<p>Vemos necesario incorporar el tema de auditoría periódica al esquema de liquidación de restricciones En caso de no estar contemplado dentro de la agenda 2019 en el punto 1.1.1.4 "Revisión Resolución GREG 034 de 2001 y Restricciones", consideramos incluirlo dentro de la agenda 2020.</p>	<p>La propuesta de resolución contenida en la Resolución CREG 034 de 2019, establece la necesidad de realizar varias auditorías, que serán reguladas por la Comisión durante el primer semestre de 2020, para aplicarse conforme las nuevas medidas adoptadas por la Comisión en materia de restricciones</p>
		<p>TGI S.A E.S.P E-2019-012382</p>	<p>Recomendamos al regulador se realice una revisión que permita incluir dentro del cargo por confiabilidad la posibilidad de que los generadores térmicos, sin importar si son existentes o nuevos, usen el gas como respaldo a su cargo por confiabilidad. Dicho ajuste, permitiría a los agentes obtener un cargo por confiabilidad asociado y coherente con los plazos de los contratos que ellos puedan suscribir en el caso de utilizar Gas Natural Importado, gas costa afuera, o noConvencional y al mismo tiempo permitirá tarifas más competitivas para los usuarios de gas natural y un mayor respaldo para el sector eléctrico.</p>	<p>La Comisión viene analizando ajustes al mecanismo de Cargo por Confiabilidad, con base en la experiencia de la aplicación de la regulación relacionada durante su vigencia, y con el fin de mantener señales de expansión claras, y una cobertura adecuada de la confiabilidad del Sistema.</p>
		<p>AES Chivor E-2019-012391</p>	<p>Reconocemos la gestión de la Comisión orientada al alivio de restricciones en el SIN a través del proyecto de Resolución 100 de 2019. Teniendo en cuenta que este tema es de gran interés para el sistema tanto desde el lado de la oferta como del lado de la demanda; sugerimos amablemente a la Comisión que su versión definitiva se publique a más tardar en el primer trimestre de 2020, con el fin de viabilizar y agilizar las soluciones encaminadas a lograr una tarifa eficiente al usuario final.</p>	<p>La Comisión viene analizando ajustes al mecanismo de Cargo por Confiabilidad, razón por la cual seguirá el cronograma propuesto</p>

*Munir PA*

	Conexión compartida proyectos de generación	AES Chivor E-2019-012391	Este tema se piensa potencialmente culminar en el año 2019 llamamos la atención a la necesidad de un ajuste integral de las reglas de conexión y uso de los recursos de generación que permitan optimizar los proyectos desde el punto de vista operativo y que permita reducir impactos sociales y ambientales de los mismos. Por lo anterior sugerimos revisar la limitación del tema de transferencia de potencia entre proyectos incluido en la resolución CREG 106 de 2006 e incluir el concepto regulatorio y operativo de entrega dinámica de generación asociada a un mismo punto de conexión. Adicionalmente, se sugiere revisar el concepto de Capacidad Efectiva de Generación y permitir que este sea mayor igual a la capacidad de transporte asignada siempre y cuando la potencia pico del proyecto no supere lo definido en el contrato de Conexión, con el fin de que se optimice el recurso de generación, así como el uso de la infraestructura de conexión otorgada a cada planta. Este aspecto es de urgencia para definir estructuras constructivas de los proyectos asignados en subastas de confiabilidad y de largo plazo.	Los temas de conexión, capacidad y potencia, de ser pertinente serán revisados en la resolución definitiva de código de redes.
	Anillos de seguridad	GECELCA E-2019-012413	Solicitamos revisar el funcionamiento de los anillos de seguridad del Cargo por Confiabilidad en períodos críticos, especialmente en el mercado secundario, de tal forma que se promueva su liquidez y una cobertura natural y se eliminen los incentivos a la obtención de rentas de corto plazo. En este sentido, consideramos que se debe limitar el riesgo para los generadores que realizan los mantenimientos de sus unidades de acuerdo con los protocolos de los fabricantes, los cuales no deben quedar expuesto al pago de altas penalizaciones que afecten la viabilidad financiera de las empresas, tal como lo reflejan los Estados Financieros de las empresas en el Fenómeno de El Niño 2015-2016.	La Comisión viene analizando ajustes al mecanismo de Cargo por Confiabilidad, con base en la experiencia de la aplicación de la regulación relacionada durante su vigencia, y con el fin de mantener señales de expansión claras, y una cobertura adecuada de la confiabilidad del Sistema.
		GECELCA E-2019-012413	Adicionalmente, es importante que se considere la problemática que tienen los generadores que cubren permanentemente las restricciones del sistema al quedar expuestos a los riesgos asociados a la realización de mantenimientos de sus plantas y/o unidades durante la ocurrencia de eventos de escasez, en los cuales se hace más difícil gestionar los respaldos en el mercado secundario, quedando expuestos a desviaciones negativas del Cargo por Confiabilidad por incumplimiento de las OEF y a la pérdida de la remuneración por la realización de los mismos.	La Comisión viene analizando ajustes al mecanismo de Cargo por Confiabilidad, con base en la experiencia de la aplicación de la regulación relacionada durante su vigencia, y con el fin de mantener señales de expansión claras, y una cobertura adecuada de la confiabilidad del Sistema.
	Mecanismos para mitigar riesgos	TEBSA E-2019-012416	Sometemos a consideración de la Creg definir mecanismos que coadyuven a mitigar los riesgos de no cumplimiento de entrega de energía de las plantas nuevas con asignación, debido a inconvenientes o retrasos en los proyectos de conexión, o de red del STR o STN.	La Comisión viene analizando ajustes al mecanismo de Cargo por Confiabilidad, con base en la experiencia de la aplicación de la regulación relacionada durante su vigencia, y con el fin de mantener señales de expansión claras, y una cobertura adecuada de la confiabilidad del Sistema.
1.1.3	<b>Autogeneración y Generación Distribuida</b>			
1.1.3.1	Revisión de las reglas de autogeneración y generación distribuida en SIN	Enel Codensa E-2019-012377	Sugerimos tener mecanismos de seguimiento que permitan identificar y simplificar los procedimientos para una mayor penetración de las nuevas tecnologías de autogeneración y generación distribuida	De ser pertinentes, serán incluidos estos elementos dentro del desarrollo del proyecto regulatorio
		AES Chivor E-2019-012391	Sugerimos a la Comisión agregar la reglamentación de otros recursos distribuidos en el Sistema como el almacenamiento asociado a esquemas de respaldo y flexibilidad de la demanda no regulada.	
1.1.3.2	Generación aislada y microrredes			
	Modificación al procedimiento de conexión	Ser Colombia E-2019-012368	Actualmente existen inconvenientes frente a posible saturación de las redes dado que se desconoce si la cantidad de proyectos que han solicitado el concepto realmente se construirán; así mismo, consideramos que es necesario revisar los tiempos de respuesta (que actualmente no están regulados ni reglamentos) que están tomando los operadores de red para negociar y firmar los contratos de conexión. Ponemos a su consideración la prioridad al tema para que los trámites y exigencias técnicas de solicitud de conexión sean estandarizados y expeditos	Este aspecto se considerará dentro de la actividad de la revisión de autogeneración y generación distribuida
	Revisión del Cargo de Respaldo aplicado a Autogeneración a Pequeña Escala (AGPE)	Ser Colombia E-2019-012368	Aplicado a Autogeneración a Pequeña Escala (AGPE) con capacidad instalada mayor a 100 kW, sobre el cual, actualmente no existe una metodología clara, teniendo en cuenta que lo establecido en la Resolución CREG 015 de 2018 se ha prestado para diferentes interpretaciones sobre la capacidad sujeta al cargo y sobre la obligación de acordar este respaldo con los Operadores de Red.	

*Manuel*

	Modificación de las normas vigentes asociadas a la liquidación de desviaciones para las FNCER	EMGESA E-2019-012373 E-2019-012506	Como hemos mencionado a la CREG en varias oportunidades es importante que en la agenda regulatoria se incluya la modificación de las normas vigentes previstas en la resolución CREG 60 de 2019. lo anterior considerando que para la implementación de estas por parte de los agentes se requiere de mercados más desarrollados y en cualquier caso definir un periodo de transición donde se den incentivos razonables y alcanzables.	Este aspecto hace parte de la expedición de la regulación de mercados intradiarios y despacho vinculante
	Remuneración de activos de T y D para incentivar AG y GD	TEBSA E-2019-012416	Consideramos pertinente implementar los ajustes requeridos en los esquemas de remuneración de activos de transmisión y distribución, de tal manera, que se incentive la inversión necesaria para el desarrollo de la autogeneración y la generación distribuida.	Al respecto la Resolución 015 de 2018 ya definió los ajustes para el STR y SDL. Para el 2019 se espera tener definitiva la metodología para el STN.
	Implementación de SmartGrids	TEBSA E-2019-012416	Adicionalmente, sugerimos revisar esquemas de implementación de SmartGrids.	Este tema será tratado durante la vigencia del 2020 junto con otros temas relacionados.
	Almacenamiento de energía con Baterías	TEBSA E-2019-012416	Valoramos los esfuerzos de la Comisión por proponer los Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías (SAEB) para resolver problemas de restricciones, sin embargo, consideramos que para establecer la mejor alternativa, al menor costo para el usuario, la competencia debería incluir todas las alternativas de solución, incluye costos de inversión y operación que garantice la confiabilidad y seguridad requerida.	Este tema se encuentra incluido dentro de los desarrollos de la agenda regulatoria propuesta para la vigencia 2020
		Electricaribe E-2019-012350 E-2019-012559	Sugerimos incluir en la agenda todos los aspectos dispuestos en la Ley 1955 de 2018 del Plan Nacional de Desarrollo 2018 – 2022 y regular otras aplicaciones que ofrecen las baterías en los mercados de energía.	
1.1.4	<b>Costo Unitario en la prestación del servicio</b>			
1.1.4.1	Metodología tarifaria del G	EPM E-2019-012341	Entendemos que la Decisión que anuncia la Comisión en el numeral 1.1.4.1 metodología tarifaria del G recogerá las decisiones que se tomen frente al traslado tarifario de los mecanismos de comercialización para el mercado regulado (numeral 1,4,2) En caso contrario el sector no tendría claridad en la regla de traslado lo que desincentivaría la participación en dichos mecanismos de mercado al generar incertidumbre sobre la posibilidad de que se cambien las reglas entre las resoluciones particulares y la que agrupa las decisiones de traslado del G.	El entendimiento es correcto
		Electricaribe E-2019-012350 E-2019-012559	En el costo de generación (G) y el uso del factor alpha es conveniente analizar las condiciones que deben cumplir los procesos de compra de energía para que los comercializadores puedan realizar un traslado directo de dichas compras de energía, por lo que es relevante estudiar la conveniencia del uso del factor alpha.	De encontrarlo pertinente se incluya en el diseño definitivo de la metodología del G.
		Enel Codensa E-2019-012377	En lo relacionado con la metodología tarifaria del costo de Generación y del Costo Unitario, consideramos necesario evaluar los efectos que tiene el tiempo de aplicación de la tarifa frente al costo real asumido por el comercializador. Se ha podido evidenciar que, ante incrementos de costos de los comercializadores, no se logran recuperar los costos aun siendo un agente eficiente. Es importante que la fórmula tarifaria refleje los criterios de eficiencia económica, suficiencia financiera, neutralidad, solidaridad y redistribución del ingreso, simplicidad y transparencia planteados por la GREG. Adicionalmente proponemos evaluar, cómo el comportamiento del mercado reflejara en los mecanismos dispuestos por la Comisión, la recuperación del capital y evitar afectaciones en la suficiencia financiera de las empresas.	De encontrarlo pertinente se incluya en el diseño definitivo de la metodología del C.

1.1.4.2	Metodología tarifaria del CU	Andesco E-2019-011734 E-2019-012409	Definir las variables de Comercialización y Generación dentro del Costo Unitario de Prestación del Servicio de energía eléctrica. Consideramos que es relevante revisar de manera oportuna las variables de Comercialización y Generación dentro del Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU). Lo anterior, con el fin de que estas herramientas habilitadoras de cambios, como AMI, y sus beneficios puedan ser percibidos por los usuarios, especialmente los regulados. En esta medida, será necesario revisar estas variables y priorizarlas dentro de la agenda. De otra parte, la revisión de la fórmula tarifaria debe contemplar los mecanismos que permitan el traslado de los costos asociados a la prestación del servicio, incluyendo el reconocimiento del valor en el tiempo en que los mismos pueden ser recuperados. Es relevante mencionar, que la elaboración de la propuesta de estas tarifas es otro de los compromisos del Pacto por el Sector Energético, cuya fecha límite es el 1 de junio de 2020, por lo cual sugerimos considerar dicha fecha en los tiempos previstos por la agenda regulatoria.	La definición de la metodología de las variables de comercialización y generación que hacen parte del costo unitario de prestación del servicio de energía se tratan dentro de la agenda regulatoria como temas individuales, ver los temas 1.4.1 y 1.1.4.1. La revisión de la metodología tarifaria del CU comprende entre otros aspectos la definición de los mecanismos para trasladar los costos de la prestación de los servicios a la tarifa final, incluyendo el tiempo en que estos se aplican. De acuerdo con el cronograma indicado la propuesta regulatoria del CU se pondrá en consulta en el segundo trimestre de 2020
		Eetricaribe E-2019-012350 E-2019-012559	En el desarrollo de la fórmula tarifaria para el mercado regulado, consideramos necesario analizar los efectos que tienen los tiempos de aplicación de la tarifa, problemática asociada al traslado de precio de compra de energía, conocido como el decaje, que causa un desequilibrio financiero para el comercializador.	Los efectos financieros que pueden tener los desfases entre el periodo en que se incurren los costos de prestación del servicio y el periodo en que se recuperan a través de aplicación de la tarifa a los usuarios se consideran dentro del análisis de la metodología de la variable de comercialización.
		TEBSA E-2019-012416	Las propuestas de definición de metodología tarifaria del G y del CU, deben estar alineadas con la definición del Mercado Anónimo Estandarizado (MAE).	El traslado de los costos de compra de energía a través de los distintos mecanismos del mercado de energía se incorpora dentro de la metodología tarifaria del G.
	Ajustes regulatorios al operador y administrador del sistema	TEBSA E-2019-012416	Sometemos a consideración de la Comisión, propiciar cambios regulatorios que garanticen la independencia del operador y administrador del sistema en cabeza de XM, dado que la matriz Intercolombia, además de ser transportador, entrará a ser agente activo en el mercado llevando a cabo otras actividades de la cadena de valor de energía eléctrica. Lo anterior, a fin de evitar la existencia de conflicto de intereses que tengan incidencia en la operación, planeación y coordinación del Sistema Interconectado Nacional (SIN).	Este aspecto se considerará dentro de la metodología de remuneración del operador que permitan dar transparencia al proceso
		TEBSA E-2019-012416	Sugerimos a la Comisión revisar esta metodología a fin de contar con mejor información para los análisis del mercado que repercuten en la planeación y operación del Sistema Interconectado Nacional.	
	Cambio de precios en bolsa	TEBSA E-2019-012416	La formación del precio de bolsa al incluir solamente cual sería la generación para abastecer la demanda de manera ideal, no se estaría conociendo el costo efectivo de la generación requerida para atender la demanda, por lo que se hace necesario incluir cambios en la formación del precio de bolsa dentro de los procesos de cambio del mercado de corto plazo que esta evaluando las ofertas vinculantes, balances etc, de manera que se conozca el costo efectivo de la atención de la demanda a partir del mercado de corto plazo.	Se considerará la pertinencia de este comentario dentro del desarrollo de la regulación del despacho vinculante y mercado intradiario y servicios complementarios
	Revisión a la regulación primarias de frecuencia	TEBSA E-2019-012416	Consideramos pertinente revisar la reglamentación asociada a la regulación primaria de frecuencia para recursos de generación que operan en ciclo combinado debido a que las unidades que operan a vapor dependen de la operación y funcionamiento de las unidades que operan a gas. Lo anterior con el objetivo de propiciar el uso eficiente de los recursos y el incremento de los niveles de cumplimiento del servicio.	Se considerará la pertinencia de este comentario dentro del desarrollo de la regulación de despacho vinculante, mercado intradiario y servicios complementarios
1.1.5	<b>Interconexión Internacional</b>			
1.1.5.1	Relación bilateral con Ecuador	EMGESA E-2019-012373 E-2019-012506	Requerimos a la comisión presentar el plan de trabajo sobre los temas de interconexión internacional teniendo en cuenta que durante todo el año se va a trabajar sobre los mismos y desconocemos los objetivos que se buscan y los avances alcanzados en años pasados.	El plan de trabajo conjunto con el regulador ecuatoriano durante 2020 se enfocará a optimizar el uso del enlace internacional. Las acciones encaminadas a lograr este objetivo se trabajaran en conjunto con la UPME y XM.

1.1.5.2	Reglamentación de la Decisión CAN 816	Andesco E-2019-011734 E-2019-012409	Consideramos fundamental agilizar la reglamentación de la Decisión CAN 816 de 2017, y avanzar en la coordinación internacional que debe tenerse para posibilitar la contratación bilateral entre agentes de los diferentes países, como un mecanismo de cobertura adicional para los usuarios, en el marco de la cooperación internacional necesaria en temas energéticos. Al respecto es relevante fortalecer las cámaras interregionales de reguladores a través de las cuales se coordinen los desarrollos regulatorios que se requieren para implementar y hacer operativas las interconexiones eléctricas entre países, así como desarrollar los mercados internacionales bajo condiciones simétricas.	La reglamentación de la Decisión CAN es un proceso de negociación entre 3 países, en este sentido la finalización de los reglamentos depende de la voluntad, no solo de la CREG sino de los demás participantes.
1.1.5.3	Relación bilateral con Panamá	Andesco E-2019-011734 E-2019-012409	Es importante trabajar en la reglamentación de las condiciones comerciales y de desarrollo de la infraestructura de la interconexión eléctrica con Panamá, que por su ubicación geográfica se convierte en el habilitador de la conexión entre Centroamérica y Suramérica, y permite el desarrollo de nuevos productos y servicios para los mercados regionales. Con base en lo anterior, sugerimos que la agenda incorpore resultados concretos en este sentido, orientados a lograr la integración energética en la región.	Las definiciones regulatorias se tomarán acordes con la política pública que el Gobierno Nacional determine previamente para la mencionada interconexión Colombia-Panamá
		ISA Intercolombia E-2019-012403	De acuerdo con la convención indicada, no se plantea para este tópico un alcance específico a desarrollar a lo largo del año, sino que éste sólo se incluye como una "actividad permanente y que se desarrollaría de acuerdo con las solicitudes". Queremos llamar la atención sobre el Acta de Intención firmada por los Presidentes de ambos países en el año 2008 y el reciente Acuerdo de Presidentes firmado en el mes de mayo del presente año, con el objetivo de establecer los principios generales para un esquema de armonización regulatoria que permita viabilizar y ejecutar el proyecto de interconexión. Consideramos que el alcance del tópico en cuestión debería contemplar las actividades que permitan lograr los objetivos planteados en materia del establecimiento del esquema de armonización regulatoria entre ambos países.	
1.2				
1.2.1	Metodología tarifaria de remuneración de Transmisión	Andesco E-2019-011734 E-2019-012409	Es fundamental que se presente una nueva propuesta regulatoria para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica que atienda las particularidades propias de la actividad, asegure la remuneración adecuada de las inversiones, de modo que se puedan cumplir con las exigencias y estándares de calidad del servicio requeridos por el sistema y se mantengan las condiciones económicas adecuadas para viabilizar la expansión.	La CREG considera expedir una resolución a consulta en el primer trimestre de la vigencia 2020
1.2.2	Metodología para las Convocatorias en el STN y STR.			
1.2.3	Convocatorias en el STN y STR			
1.2.4	Asignaciones de capacidades de transporte	Enel Codensa E-2019-012377	Entendemos que este ítem contempla la autogeneración y generación distribuida mayores a 5 MW consideramos necesario que el ajuste definitivo a la Resolución CREG 106 de 2006 se adelante para el segundo trimestre	La CREG considera expedir una resolución a consulta en el primer trimestre de la vigencia 2020
		Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión E-2019-012408	El Comité conjuntamente con la UPME, ha venido revisando algunos aspectos que vemos conveniente sean ajustados desde la regulación vigente en la Resolución CREG 106 de 2006 con el fin de tener un procedimiento más claro y expedito para la conexión de los diferentes promotores de proyectos de generación de cara al incremento de solicitudes que se han tenido por parte de promotores que planean desarrollar proyectos de generación con base en fuentes de energía renovable no convencionales complementación los comentarios enviados sobre el proyecto de resolución CREG 056 de 2017 para que sean tenidos en cuenta en el proyecto de resolución que saldrá a consulta, se recomienda la posibilidad de que luego del proceso de consulta ésta sea definida en el segundo trimestre de 2020.	
1.2.5	Actualizaciones de ingresos de transmisores			

	Repotenciones	Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión E-2019-012408	Respetuosamente solicitamos a la Comisión que en la A.R 2020 se incorpore el tema de repotenciones con alta prioridad, dado que el incremento del sistema viene jalonado por el aumento de la demanda de energía eléctrica y la consecuente instalación de nuevas plantas de generación lo cual tienen un impacto en la red existente: - Incremento en el nivel de corto circuito en las subestaciones existentes. - Incremento en la capacidad de transporte en la red de transmisión, lo cual ante las dificultades para construir líneas de transmisión sobre nuevos corredores lleva a identificar la repotenciación de las líneas existentes como alternativa de expansión. - Incremento en el número de campos y líneas de transmisión que se interconectan a las subestaciones existentes. Han evidenciado la necesidad de que se adelantes obras de repotenciación de las líneas y subestaciones así como las reconfiguraciones las cuales se convierten en alternativas complementarias de expansión en el SIN.	La CREG considera expedir una resolución a consulta en el primer trimestre de la vigencia 2020
		TEBSA E-2019-012416	Dada la necesidad de ampliar los niveles de corto circuito en las subestaciones, ante los aumentos de demanda y conexiones de nuevos proyectos de red, se hace necesario establecer los incentivos y mecanismos para propender los cambios en los activos de estas. Ante la dificultad de ejecución de proyectos de expansión de red en el STR, por la dificultad de espacios, incluso de invasión de servidumbres, se requiere viabilizar las repotenciones de los activos existentes, manteniendo la seguridad y confiabilidad del sistema, pero permitiendo flexibilidad en las normas que viabilicen la ejecución de este tipo de obras donde fuese posible.	
1.3	<b>Distribución</b>			
1.3.1	Aprobación de ingresos de distribución	Enel Codensa E-2019-012377	Observamos que existen aspectos regulatorios asociados a la entrada de los nuevos cargos de distribución bajo la metodología de la resolución CREG 015 de 2018, por tanto, agradecemos al a Comisión aprobar oportunamente los cargos a Codensa y demás operadores y definir las reglas para realización de las auditorías a los planes de inversión de los OR	La CREG viene resolviendo las actuaciones administrativas correspondientes a las solicitudes de ingreso de los operadores de red.
1.3.2	Ajuste reglamento de distribución			
1.3.3	Metodología para la remuneración del CND, ASIC, LAC			
1.3.4	Reglas para auditorías de calidad del servicio			
	Desarrollar el Decreto 1623 de 2015	Enel Codensa E-2019-012377	Que permita a los operadores de red prestar el servicio a usuarios a los que no sea eficiente económicamente conectar al SIN, a través de soluciones aisladas individuales o microneces, esta regulación ayudaría a los operadores de red a contribuir con las metas de cobertura que busca el Gobierno Nacional.	La modificación del Decreto no es competencia de la CREG
	Revisión de esquemas tarifarios	Enel Codensa E-2019-012377	Revisión de esquemas tarifarios Con el fin de contar con los beneficios de canastas tarifarias: Tarifas horarias tarifas binomias (potencia y energía) y tarifas horarias adaptando las ADD	Las ADD son de competencia del Ministerio de Minas y Energía, las tarifas horarias están definidas en la Resolución 015 de 2018 y sus modificaciones.
	Desarrollar el artículo 4 de la Resolución GREG 098 de 2019	Enel Codensa E-2019-012377	El tratamiento que se le debe dar a la energía utilizada en la carga y descarga de los proyectos que identifiquen y ejecuten los operadores de red, para mitigar exclusivamente situaciones del sistema de distribución local que atienden.	No es claro el comentario, la resolución se encuentra en firme.
	Evaluación de la Resolución 015 de 2018	GECELCA E-2019-012413	Consideramos pertinente que la Comisión haga una evaluación integral sobre el tema de cobros de energía reactiva propuesto en la Resolución CREG 015 de 2018, teniendo en cuenta que en esta resolución se incluyó el cobro de la energía reactiva capacitiva, así como un factor M que penaliza el incumplimiento por los consumos en exceso de energía reactiva multiplicando el valor consumido por un factor que varía entre 1 y 12. En ese sentido, consideramos necesario que se revise ciertos aspectos relacionados al cálculo del factor M, debido a ciertas imprecisiones en la aplicación de la metodología propuesta.	Se encuentra en consulta la Resolución 144 de 2019 para el análisis solicitado

*Murillo*

		TEBSA E-2019-012416	Si bien la Resolución CREG 015 de 2018 implicó un cambio en el esquema de remuneración de activos de red, se sugiere evaluar los efectos sobre las inversiones de largo plazo en los activos de SDL, que permita, mantener las condiciones de continuar operando de manera segura con una remuneración que incentive para ello, incluso a pesar de haber cumplido su vida útil.	La Resolución 015 de 2018 involucra la extensión de la vida útil a los OR que cumplan con la norma de gestión de activos (Andres)
1.4	<b>Comercialización</b>			
1.4.1	Metodología tarifaria de C			
		TEBSA E-2019-012416	Se sugiere la inclusión de : 1. Mercado Anónimo Estandarizado: Continuar con la definición del mecanismo. 2. Las propuestas de definición de metodología tarifaria de la componente C, deben estar alineadas con la definición del Mercado Anónimo Estandarizado (MAE).	Se estudiarán dentro de los mecanismos de comercialización que se presenten para análisis de la CREG con base en la Resolución CREG 114 de 2018.
1.4.2	<b>Mecanismos de comercialización para mercado regulado</b>	Andesco E-2019-011734 E-2019-012409	Desde Andesco, presentamos en el año 2017, un estudio con propuestas de ajuste para el Mercado de Energía Mayorista, citando la importancia de "fortalecer los instrumentos existentes en el mercado con ajustes específicos y complementarlos con nuevos mecanismos como contratos de expansión de largo plazo y un mercado estandarizado de contratos". En este último punto, resaltamos la necesidad de contar con "portafolios más estandarizados y diversificados que den mayor liquidez y profundidad del mercado y que conlleven a una alta confiabilidad, con una formación más eficiente de precios". Adicionalmente, la Ley 1955 de 2019, "Por el cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022, estableció en su artículo 296 la obligatoriedad para los comercializadores de comprar energía proveniente de FNCER, entre el 8 y el 10%. Este asunto fue reglamentado a través de la Resolución 4 0715 de 2019 del Ministerio de Minas y Energía, estableciendo la obligación en un 10% y estableciendo como alternativa para el cumplimiento de la misma la suscripción de contratos a través de los mecanismos de comercialización aprobados por la Comisión bajo las reglas contenidas en la Resolución CREG 114 de 2018. Considerando lo anterior, es relevante avanzar en el proceso de aprobación de las propuestas presentadas bajo los lineamientos de la resolución en mención, de tal forma que se brinde a los agentes comercializadores alternativas para efectuar la gestión de riesgo y cumplir con lo establecido en el PND.	
		EPM E-2019-012341	En relación con los mecanismos de comercialización que están en evaluación por parte de la Comisión (propuesta Derivex y propuesta BMC) si es definitivamente prioritario contar con ellos una vez cumplan los principios plasmados en la Res, CREG 114 de 2018, pues ante las limitaciones a la contratación entre agentes Integrados que la Res CREG 180 de 2018 ha impuesto, son requeridos todas las opciones de compra de energía para atender las necesidades de los agentes,	El cronograma de evaluación de una de las propuestas presentadas se ha venido desarrollando acorde con la entrega de productos por parte de los agentes especializados y de la completitud de todos los elementos que debe llevar la propuesta para su análisis integral. Respecto de la otra propuesta presentada la CREG está pendiente de que se completen todos los elementos que debe llevar la propuesta para su análisis integral. Se evaluarán todas y cada de las propuestas que se presenten a la CREG
1.4.2.1	Mecanismo MAE propuesta por Derivex	Enel Codensa E-2019-012377	Sugerimos sobre el tema de mecanismos de comercialización no limitarlo a la evaluación de las solicitudes de Derivex y la BMC	
1.4.2.2	Sistema de contratación de energía propuesto por la BMC	AES Chivor E-2019-012391	La necesidad del mercado expresado en muchos estudios es la de definir esquemas robustos de contratación de mediano y largo plazo que permitan valorar y gestionar los riesgos de las posiciones asumidas en el mercado de energía por lo cual apoyamos irrestrictamente soluciones encaminadas a mejorar este aspecto. En tal sentido solicitamos que las opciones presentadas por Derivex y BMC se evalúen a la par y tengan una decisión definitiva en el primer trimestre de 2020. Quisiéramos llamar la atención a definir también esquemas de contratación de largo plazo que vayan direccionados al mercado No regulado dada la obligatoriedad de cumplimiento del artículo 296 del Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022.	

*Munir M*

		Bolsa Mercantil de Colombia E-2019-012410	Consideramos apropiados los tiempos previstos para la adopción de las medidas definitivas en relación con el mecanismo de comercialización de contratos de energía eléctrica - MCE propuesto por esta Bolsa. Al respecto, les ratificamos nuestra disposición para adelantar los análisis que requieran profundizar sobre el particular y de ser necesario se generen espacios para trabajar conjuntamente en el afinamiento del mecanismo que solventen las inquietudes que puedan a llegar a surgir por parte de la Comisión.	
	Comercialización minorista	EPM E-2019-012341	Considerando las dificultades que se han evidenciado en el desarrollo de la competencia en el mercado regulado, es imperativo que la Comisión Incluya en la agenda este tema para su análisis	Estos aspectos de están considerando dentro de la metodología de comercialización
		Electricaribe E-2019-012350	En la nueva metodología del costo de comercialización, solicitamos respetuosamente se revisen los ajustes regulatorios a nivel de mercado minorista necesarios para articular integralmente la inserción tecnológica y permitir la competencia por el mercado, particularmente en el mercado regulado. Consideramos que el costo de comercialización debe beneficiar al usuario y a su vez asegurar la viabilidad financiera del incumbente.	
1.4.3	Revisión del Código de Medida			
1.4.4	Implementación de la medición inteligente	Andesco E-2019-011734 E-2019-012409	Se hace imperativo avanzar en la definición de las condiciones que faciliten masificar la implementación de AMI, de manera que permitan a los usuarios tener mayor información del servicio público que recibe y en esa medida tomar decisiones más informadas. Esto además permitirá empoderar más a los usuarios y hacerlos más activos en sus decisiones sobre el uso del servicio de energía eléctrica, por lo que también toma relevancia fundamental la definición de reglas para el desarrollo de mecanismos de respuesta de la demanda en el corto plazo, y el fortalecimiento de figuras comerciales como los agregadores de demanda. La Resolución 40483 de 2019 del Ministerio de Minas y Energía, que modifica la Resolución 40072 de 2018, indica que la Comisión establecerá las condiciones para la implementación de la Infraestructura de Medición Avanzada a más tardar el 15 de abril de 2020. Así mismo, en el Pacto por el Sector Energético de la Vicepresidencia de la República, define esta misma fecha como plazo máximo para la definición de este asunto. Por lo anterior, y teniendo en cuenta el impacto que esta infraestructura puede tener para los usuarios y una mejor prestación del servicio, sugerimos se expida esta regulación en el primer trimestre del año.	De acuerdo con los tiempos definidos por el Gobierno Nacional, la CREG expedirá la regulación correspondiente
		Acolgen E-2019-012402	En este punto, consideramos necesario que la Comisión realice un taller de socialización que permita presentar el enfoque de la propuesta, y dar a conocer, cómo la CREC adoptó los comentarios que los agentes del mercado remitimos a la misma; esto, previo a la decisión definitiva que tiene planeada expedir la Comisión en el año 2020. De igual forma, considerando las disposiciones de la Resolución 40283 del Ministerio de Minas y Energía y el rol preponderante de los sistemas AMI en la transformación, digitalización y descentralización del sector, sugerimos respetuosamente a la CREC considerar expedir la Resolución definitiva en el primer trimestre del 2020.	
		Electricaribe E-2019-012350 E-2019-012559	Sugerimos definir los responsables de la instalación de la infraestructura y su operación, donde se espera tener como uno de los criterios de evaluación la rapidez en su implementación, de tal manera que el mercado pueda concretar los beneficios buscados en la Ley, es decir, aplanamiento de la curva de carga del sistema y la implementación de programas de eficiencia energética.	
		Enel Codensa E-2019-012377	Destacamos la necesidad de desarrollar las normas asociadas a La regulación definitiva de masificación de la medición avanzada AMI considerando el carácter de habilitador que tiene esta tecnología de cara al desarrollo futuro del sector. En este aspecto, es vital que se dé claridad a los agentes sobre las responsabilidades en la implementación de esta tecnología, así como los criterios para su remuneración y las normas que permitan llevar a los clientes finales los beneficios asociados a la medición avanzada.	

*Munoz*

1.4.5	Información del mercado	Enel Codensa E-2019-012377	Consideramos necesario aclarar dentro de los temas de comercialización a que se refiere el ítem sobre Información de mercado	La Comisión realiza una revisión de la información del mercado que debe hacerse pública, para dar una mayor transparencia, permitir que los diferentes actores tengan mejores elementos para toma de decisiones, y se de una mejor trazabilidad de las transacciones. Todo dentro del marco de las normas vigentes relacionadas con la reserva de información y las normas de competencia
1.4.6	Mecanismos de energía transaccional			
	Prestador de Última Instancia - PUI	CEDENAR E-2019-012328	No se considera dentro de los temas a desarrollar en el 2020. De igual manera es pertinente que hasta tanto no se defina este tema, este debe reglamentarse por lo menos en casos específicos en donde los OR sean designados a atender usuarios por razones ajenas a su gestión y con esto se permita trasladar directamente los costos en que se incurre.	Este tema está incluido dentro de la revisión de la metodología tarifaria del C, en la medida en que los cambios tecnológicos puede modificar la forma de atención a los usuarios incluso, puede requerirse concebir diferentes formas del prestador de última instancia.
		Enel Codensa E-2019-012377	Vemos crítico que la Comisión aborde el Prestador de Última Instancia, dentro de los temas a desarrollar en el 2020 Consideramos importante este punto para permitir que en el país tengamos un cliente realmente activo y evitar posibles riesgos comerciales para la atención de la demanda de usuarios finales en condiciones críticas En todo caso, sugerimos respetuosamente a la Comisión que, hasta tanto nose defina este tema, reglamente que se permitan trasladar directamente los costos en que se incurre, para los casos de los usuarios que entren a ser atendidos por el comercializador incumbente por razones ajenas a su gestión, tal como lo propuso la Comisión en la Resolución GREG 240B/15	
		Andesco E-2019-011734 E-2019-012409	Sugerimos respetuosamente armonizar la definición de la metodología del costo de comercialización con la definición de la fórmula tarifaria para el mercado regulado y la variable de generación. Adicionalmente, vemos relevante avanzar en la definición de la regulación sobre prestador de última instancia, que permita tener usuarios más activos y mitigar los posibles riesgos comerciales para la atención de la demanda de usuarios finales en condiciones críticas.	
	Liberalización del mercado	Acolgen E-2019-012402	Este es uno de los temas más importantes para promover la competencia en el mercado minoristas en este punto consideramos que la Comisión debe dar las revisiones necesarias a los límites para que un usuario pueda acceder al mercado competitivo o no regulado. En este sentido, sugerimos a la CREG evaluar la pertinencia de darle un desarrollo regulatorio a este tema durante el año 2020, con el interés de poder contar con un proyecto de resolución en el primer trimestre.	Dentro de los análisis de la comercialización, se evaluará la pertinencia de avanzar en la liberalización del mercado
	Reglamentar los aspectos necesarios sobre regulación en la tarifa de energía eléctrica e infraestructura para carga de vehículos	Emprese Eléctrica regional EER SAS E- 2019-012245	Sugerimos incluir en la agenda regulatoria propuesta por la CREG para el año 2020, esta actividad, relacionada en el documento "Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica" publicado en la página web de la UPME, en el cual se indica que la CREG debe, en conjunto con el Ministerio de Minas y Energía. La ejecución de esta actividad, está programada para el tercer trimestre del año 2020	La CREG viene adelantando un estudio con una Universidad colombiana, que será publicado oportunamente y que será elemento de apoyo para definiciones regulatorias
	Revisión de límites a usuarios no regulados	Enel Codensa E-2019-012377	Consideramos que se debe dar continuidad a este tema los cuales se han mantenido estáticos desde el año 2000	Dentro de los análisis de la comercialización, se evaluará la pertinencia de avanzar en la liberalización del mercado
1.5	<b>Zonas No Interconectadas</b>			
1.5.1	Metodología fórmula tarifaria en ZNI			
1.5.2	Reglas para la prestación de servicio en la ZNI			
1.6	<b>Transversales de energía eléctrica</b>			
1.6.1	Regulación para incentivar la Ciberseguridad en el sector eléctrico			
N°	<b>TEMA DE AGENDA</b>			
2	<b>Gas Natural</b>			
2.1	<b>Comercialización mayorista</b>			
2.1.1	Ajustes a la comercialización mayorista de transporte de gas	Superservicios E-2019-012287	Este se encuentra programado para Decisión Definitiva en el cuarto trimestre de 2019, mientras que la programación para Consulta está fijada para el tercer trimestre de 2020,	

		EPM E-2019-012341	El tema aparecen con decisión definitiva para el último trimestre de 2019, sin embargo, en la agenda para al año 2020 aparece nuevamente para consulta an al tercer trimestre de 2020, Sea solicita aclarar al respecto	
		EMGESA E-2019-012373 E-2019-012506	Sugerimos a la comisión aclarar el alcance o definir los puntos que se van a tratar sobre la comercialización mayorista de transporte de gas en el año 2020.	
		Naturgas E-2019-012378 E-2019-012443	En la agenda para la vigencia 2020 la Comisión plantea sacar una consulta de este proyecto en el tercer trimestre de 2020. Por su parte, en la agenda ajustada para la vigencia 2019, publicada mediante la Circular CREG 093 de 2019, se plantea la posibilidad de adoptar la resolución definitiva de este mismo proyecto en el cuarto trimestre de 2019. Agradecemos aclarar cómo debe entenderse que el mismo proyecto regulatorio pueda aprobarse de manera definitiva en 2019 y al mismo tiempo se prevé una consulta en el tercer trimestre de 2020. Es necesario que la Comisión aclare cómo se articula este proyecto regulatorio con los resultados que arroje la Misión de la Transformación Energética y el estudio contratado por el Ministerio de Minas y Energía a través de la ANH con la firma Poten & Partners.	La consulta que aparece en el tercer trimestre de 2020 se tiene prevista como una consecuencia posible de la revisión del proyecto regulatorio denominado "Ajuste a la comercialización mayorista de suministro de gas natural".  Las recomendaciones de la misión y de los estudios de la ANH podrán ser considerados como insumos para la adopción de la política pública que podrá incidir en la definición regulatoria de los temas propuestos en la agenda.
		TGI S.A E.S.P E-2019-012382	Ahora bien, en cuanto de los ajustes a la comercialización, llama la atención el agendamiento de una resolución definitiva en el año 2019 y una para consulta en el año 2020, por lo cual, agradecemos a la Comisión ampliar el contenido de estos ajustes para comprender lo agendado en las circulares del asunto.	
		Andesco E-2019-011734 E-2019-012409	Respecto a los ajustes a la comercialización mayorista, sugerimos dar claridad sobre el alcance de estos ajustes, que estaban contemplados para el presente año y se vuelven a incluir en la agenda del año 2020, ya que sin lugar a dudas requerirá nuevos análisis y periodos de transición para los ajustes pertinentes.	
2.1.2	Ajuste a la comercialización mayorista de suministro de gas natural	EPM E-2019-012341	Con base en lo acontecido en el proceso de negociación esta año, consideramos que los mecanismos tanto de subasta como de negociación bilateral deben ser objeto de revisión y ajuste por parte de la CREG, igualmente se requiere revisión del mecanismo de subasta del mercado secundario da corto plazo, ello en procura de promover una mayor liquidez en al mismo. Dada la urgencia en la definición de este tema, se sugiere darle prioridad publicando para consulta una resolución en el primer trimestre de 2020 y la resolución definitiva en el segundo trimestre del mismo año, de tal manera que las transacciones del próximo puedan efectuarse contando con la revisión y ajustes que correspondan,	Dada la complejidad del análisis de las treglas de comercialización del mercado mayorista no es posible modificar cronograma propuesto en la agenda regulatoria.
		EMGESA E-2019-012373 E-2019-012506	Sugerimos a la comisión aclarar el alcance o definir los puntos que se van a tratar sobre ajuste a la comercialización mayorista de suministro de gas natural en el año 2020.	Se van a evaluar todas las disposiciones regulatorias de la comercialización de gas natural establecidas fundamentalmente en la Resolución 114 de 2017.
		EMGESA E-2019-012373 E-2019-012506	Consideramos que cualquier modificación regulatoria que afecte el mercado mayorista de gas natural se debe plantear analizar y definir antes de la ejecución del cronograma de comercialización de gas natural. en este sentido sugerimos que la norma en consulta debe ser propuesta en el trimestre 1 y así contar con la norma definitiva en el trimestre 2.	
		Naturgas E-2019-012378 E-2019-012443	Vernos que en 2019 no habrá consulta sobre ajustes a la Resolución CREG 114 de 2017, según lo adoptado en la agenda ajustada para la vigencia 2019, publicada mediante la Circular CREG 093, y que se prevé una consulta para el tercer trimestre de 2020 según lo planteado en la agenda regulatoria para la vigencia de 2020. Creemos que es necesario una consulta más pronto, e g mediados del primer semestre de 2020, y una resolución definitiva que incluya los ajustes requeridos en la regulación de comercialización mayorista de gas cuyas disposiciones se puedan aplicar en el proceso de comercialización de gas que se realice en 2020.	Dada la complejidad del análisis de las treglas de comercialización del mercado mayorista no es posible modificar cronograma propuesto en la agenda regulatoria.
	Funciones del gestor del mercado	Acolgen E-2019-012402	Considerando que se esperan cambios importantes en la operación del mercado de gas natural en Colombia y que se requiere un rol más activo del gestor en los futuros modelos y esquemas transacciones, vemos que existen aún servicios que debe adquirir el gestor del mercado que no fueron incluidos en el desarrollo regulatorio del 2019. En este sentido, con el interés de garantizarla evolución sustancial que requiere el mercado de gas natural en Colombia, respetuosamente solicitamos a la Comisión evaluar la pertinencia de darle un desarrollo regulatorio a este tema nuevamente durante el año 2020.	Este aspecto se considerará dentro de la metodología de remuneración del operador que permitan dar transparencia al proceso

	Incentivos para generación térmica con nuevos desarrollos de gas	Naturgas E-2019-012378 E-2019-012443	Consideramos necesario trabajar en incentivos para que los generadores térmicos a gas participen en la compra de gas proveniente de fuentes de gas que pueden requerir contratación de largo plazo para su desarrollo tales como GNL, campos offshore y yacimientos no convencionales. Por ejemplo, considerar asignaciones de obligaciones de energía firme, OEF, de largo plazo cuando se trate de este tipo de fuentes de gas	La Comisión viene analizando ajustes al mecanismo de Cargo por Confiabilidad, con base en la experiencia de la aplicación de la regulación relacionada durante su vigencia, y con el fin de mantener señales de expansión claras, y una cobertura adecuada de la confiabilidad del Sistema.
2.2	<b>Transporte e Infraestructura</b>			
2.2.1	Metodología de remuneración de transporte de gas	Andesco E-2019-011734 E-2019-012409	Es importante que la revisión y análisis que se haga a la nueva propuesta cumpla con criterios de eficiencia y se considere una prima de riesgo suficiente para que no se reduzca sistemáticamente la remuneración de la actividad. es importante que para la definición de la metodología se tengan en cuenta las condiciones actuales de la actividad, tales como la declinación de los campos tradicionales y aparición de campos menores, crecimiento de la demanda y desafíos al transportador incumbente como el proceso Open Season, que son, sin duda, condiciones distintas a las del año 2010 sobre las que se desarrolló la metodología hoy vigente.	
		Acolgen E-2019-012402	Es importante darle prioridad a definirla metodología de transporte, dado que actualmente la misma tiene un rezago muy significativo; en este sentido, respetuosamente solicitamos a la Comisión considerar la expedición de la resolución definitiva en el primer trimestre de 2020. De igual manera, frente a este punto consideramos fundamental que la reglamentación definitiva reevalúe los esquemas de cargos de transporte, de manera que los mismos mantengan condiciones flexibles de remuneración y que se ajusten a las realidades del comportamiento de consumo de cada demanda; en este punto será necesario plantear alternativas que consideren los ingresos acotados de los generados térmicos y la condición de inflexibilidad y baja predictibilidad en el consumo de este tipo de demanda.	
		EMGESA E-2019-012373 E-2019-012506	Para el caso de transporte de gas solicitamos aclarar si en el 2020 se van a revisar temas adicionales a los propuestos en la Resolución CREG 082 de 2019 o si a partir de los temas discutidos se van a plantear ajustes adicionales.	
		Naturgas E-2019-012378 E-2019-012443	Se plantea una consulta en el cuarto trimestre de 2019 y en la agenda para la vigencia 2020 la Comisión plantea la posibilidad de adoptar la resolución definitiva en el segundo trimestre de 2020 Si por alguna razón no se hace la consulta en 2019, solicitamos hacer la consulta en 2020 y permitir un tiempo apropiado para comentarios, e g tres meses, antes de adoptar la resolución definitiva sobre metodología de remuneración de transporte de gas. Es necesario que la Comisión aclare la articulación entre la nueva metodología de remuneración de transporte de gas natural y el proyecto regulatorio para 2020 Ajustes a la comercialización mayorista de transporte de gas	
		TGI S.A E.S.P E-2019-012382	Respecto de la publicación para comentarios de la metodología de transporte en el año 2019, consideramos oportuno preguntar a la Comisión sobre la consideración dentro de la mencionada propuesta regulatoria, de los planteamientos que sobre el sector realizará la Misión de Transformación Energética, pues no resulta claro si los mismos serán tomados en cuenta en la nueva propuesta regulatoria y en la metodología definitiva.	
2.2.2	Desarrollos regulatorios asociados al Plan de Abastecimiento de Gas	Andesco E-2019-011734 E-2019-012409	Vemos necesaria la definición de regulación correspondiente, teniendo en cuenta que el artículo 5 del Decreto 2345 de 2015, delega en la CREG la expedición de la regulación aplicable a los proyectos incluidos en el plan de abastecimiento de gas natural, en lo que respecta a la definición de la metodología de remuneración y las obligaciones de los agentes en la ejecución de estos proyectos, así como lo relacionado con el acceso y comercialización del gas resultante de esta infraestructura, ya que esto constituye la estrategia de abastecimiento de la demanda.	
		Naturgas E-2019-012378 E-2019-012443	Agradecemos que en el documento explicativo de la agenda se expongan los temas o desarrollos regulatorios previstos en este proyecto Entendemos que la regulación asociada al Plan de Abastecimiento de Gas está desarrollado en la Resolución CREG 107de 2017	Esta resolución incluirá ajustes a la Resolución 107 de 2017 principalmente

*Mónica P.*

2.2.3	Comercialización de los servicios de la Planta de Regasificación del Pacífico	Acolgen E-2019-012402	Es fundamental contar de manera oportuna con el desarrollo regulatorio respectivo, con el interés de que los generadores térmicos tengan las condiciones suficientes para el acceso efectivo a los servicios de la infraestructura del Pacífico. ponemos a consideración de la Comisión adelantar el proyecto de resolución para el primer trimestre, con el interés de contar con una decisión definitiva en el segundo trimestre. Entendemos del último cronograma definido por la Unidad de Planeación Minero Energética, que el proceso para la selección del inversionista de esta infraestructura deberá darse a más tardar el tercer trimestre de 2020, por lo que contar con el marco regulatorio definitivo será necesario para aclarar el panorama tanto para el mercado como para los agentes acerca de la operación de esta planta, previo a la selección del inversionista.	La comercialización de los servicios de la planta de regasificación del Pacífico no es ruta crítica para la convocatoria que haga el MME a través de la UPME para seleccionar el inversionista de la infraestructura. Teniendo en cuenta los comentarios y la disponibilidad de recursos, se programa la consulta para el tercer trimestre de 2020
		EPM E-2019-012341	Sobre los servicios de Regasificación de la Planta del Pacífico es preciso observar que la Comisión publicó en el año 2017 una resolución de consulta al mercado, Resolución CREG 182 de 2017, y sobre el tema no ha habido ningún avance hasta al momento. Por lo anterior, sugerimos dar la prioridad a este tema dentro de la agenda partiendo de una resolución de consulta en el primer trimestre y una definitiva a lo sumo en el tercer trimestre de 2020, de manera que los generadores térmicos puedan considerar el acceso a los respectivos servicios de suministro y regasificación dadas sus necesidades específicas.	
		Naturgas E-2019-012378 E-2019-012443	Según lo previsto en la agenda ajustada para la vigencia 2019, no habrá consulta sobre este tema en 2019, y se prevé una consulta para el cuarto trimestre de 2020, según lo planteado en la agenda regulatoria para la vigencia de 2020. Consideramos pertinente que en el documento explicativo de la agenda la Comisión exponga las razones por las cuales este proyecto regulatorio, que estaba previsto para consulta y resolución definitiva en 2019, lo aplaza para una consulta a finales de 2020. Creemos que es importante dar una señal al mercado con una consulta más pronto, e.g primer semestre de 2020, donde se planteen señales para que el sector termoelectrico haga parte de los usuarios de la infraestructura de regasificación del Pacífico.	
		Andesco E-2019-011734 E-2019-012409	Dada la importancia de los proyectos que contiene el Plan de Abastecimiento de Gas Natural, vemos necesario que para el año 2020 se cuente con una regulación definitiva respecto a la comercialización de los servicios de la planta de regasificación. De esta manera, sugerimos que el plazo máximo para la consulta sea dentro del segundo trimestre en lugar del cuarto, con el fin de que las empresas puedan aportar con sus análisis y comentarios y, que, por consiguiente, la Comisión pueda abordarlos y tomar una decisión antes de diciembre del mismo año.	
		TEBSA E-2019-012416	Contemplar mecanismos para la ampliación de capacidad de regasificación y viabilizar la inversión para que la planta sea puesta en tierra.	
	Análisis ajustes y compilación del RUT (Reglamento Único de Transporte)	EMGESA E-2019-012373 E-2019-012506	Solicitamos respetuosamente considerar e incluir los siguientes temas dentro de la agenda indicativa 2020	Los ajustes al Reglamento único de Transporte, podrán ser incluidos dentro de la agenda regulatoria 2020 si es necesario de acuerdo con la evaluación sobre la comercialización del mercado mayorista de gas.
		Naturgas E-2019-012378 E-2019-012443	Actualización de costos de puntos de entrada y salida, sobre lo cual la Comisión publicó estudio en 2018 (Circular CREG 089 de 2018). Esperamos que pronto baya consulta sobre este tema	
		TGI S.A E.S.P E-2019-012382	Solicitamos incluir en la agenda del 2020 la actualización del Reglamento Único de Transporte - RUT, que es una norma que está en continua revisión buscando la incorporación de las mejoras prácticas internacionales de la industria.	
	Confiabilidad en el transporte de gas	TGI S.A E.S.P E-2019-012382	Por otra parte y atendiendo que para el primer trimestre de 2020, se programa expedir una resolución de consulta con el fin de regular la actividad de confiabilidad en Distribución, solicitamos a la CREG adelantar al mismo tiempo una propuesta para regular dicha actividad en el transporte de gas natural, cubriendo con ello la necesidad del sector de contar con activos que mejoren la contabilidad del servicio ante fallas que pueden ocurrir en el sistema de transporte, producción o distribución.	La Resolución 107 de 2017 relaciona este tema

		Andesco E-2019-011734 E-2019-012409	Sugerimos incluir en la agenda la regulación para la confiabilidad de la actividad de transporte de gas natural, toda vez que, si bien ha sido un tema incorporado en las últimas agendas regulatorias, los avances no se han concretado. Por lo tanto, destacamos la relevancia que este asunto representa en beneficio del consumidor final y posibilita que las empresas transportadoras realicen las inversiones necesarias para brindar un servicio más eficiente, garantizando la continuidad del mismo ante eventos inesperados en la infraestructura.	
2.3	<b>Distribución y Comercialización</b>			
2.3.1	Metodología de remuneración de comercialización de gas	Andesco E-2019-011734 E-2019-012409	Esta metodología lleva varios años sin ser actualizada, por lo que se ha venido reflejando un rezago frente a la evolución que ha tenido el mercado de gas natural, afectando además a las empresas comercializadoras. De ahí que la nueva metodología debe ir orientada bajo criterios de eficiencia económica, garantizar la recuperación de los costos y gastos propios de la actividad y, en reconocer el riesgo de cartera al que se ven expuestas las empresas. Sugerimos que el plazo establecido se adelante al primer trimestre. De igual forma, respecto a la metodología CU, consideramos que el plazo propuesto para consulta resulta muy amplia, por lo que sugerimos que como máximo se disponga para el segundo trimestre.	
		Grupo Vanti E-2019-012385	La publicación de una consulta relacionada con la remuneración de la comercialización de gas para el último trimestre del año en curso. En ese sentido, debido a la relevancia e impacto que tiene para las empresas comercializadoras, sugerimos que el plazo establecido en la agenda de 2020 para la decisión definitiva al respecto se adelante al primer trimestre.	Dada la complejidad del análisis de las treglas de comercialización al usuario final y atendiendo que el proceso de aprobación de mercados relevantes de distribución de gas se ha desplazado al primer semestre de 2020, se hace necesario replantear el desplazamiento de la consulta regulatoria sobre este tema para el primer trimestre del 2020 y la definitiva para el tercer trimestre de 2020
		Naturgas E-2019-012378 E-2019-012443	En la agenda ajustada para la vigencia 2019 se plantea una consulta en el cuarto trimestre de 2019 y en la agenda para la vigencia 2020 la Comisión plantea la posibilidad de adoptar la resolución definitiva en el segundo trimestre de 2020. Cabe anotar que este proyecto regulatorio ha tenido varias consultas, e.g. Resoluciones CREG108 de 2010 y 004 de 2017. Consideramos que en la consulta que se prevé para 2019, y como desde Naturgas se les ha solicitado antes, es necesario analizar e incluir en el cargo de comercialización los costos de i) intereses por demora en los subsidios que gira el Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingreso; y ii) capital de trabajo. Esperamos que la resolución definitiva se adopte en el segundo trimestre de 2020, como se propone en la agenda, pues ya se ha surtido una larga discusión.	
2.3.2	Aprobación de cargos del D de gas			
2.3.3	Metodología del CU de gas	EPM E-2019-012341	La Fórmula Tarifaria General para la determinación del costo unitario de prestación del servicio al usuario final, CU, lleva seis años (6) vigente y sólo este año salieron las bases sobre las cuales la CREG hará los estudios para determinar la nueva fórmula tarifaria. Por ello consideramos que una propuesta de consulta para el tercer trimestre de 2020, sin una resolución definitiva para el mismo año, significarla un periodo muy extenso de vigencia de la fórmula actual, perdiendo la oportunidad de acoplar las tarifas a las condiciones de mercado.	Dada la complejidad del análisis y los tiempos previstos legalmente para su adopción, no es posible anticipar el cronograma propuesto en la agenda regulatoria.
2.3.4	Confiabilidad en distribución	Andesco E-2019-011734 E-2019-012409	Si bien la confiabilidad ha sido un tema incorporado en las últimas agendas regulatorias, los avances no han sido efectivos, manteniéndose como un tema de gran relevancia puesto que beneficia al consumidor final y posibilita que las empresas que prestan el servicio de transporte y distribución realicen las inversiones necesarias para brindar un servicio que fortalezca el mercado, a través de nuevas opciones para la demanda, al tiempo que garantizan la continuidad del servicio ante la ocurrencia de eventos en la infraestructura de los sistemas de transporte y distribución.	La Comisión espera presentar el proyecto regulatorio de acuerdo con el cronograma propuesto.
	Costos unitarios del GNC	Grupo Vanti E-2019-012385	Otro tema que consideramos debe evaluarse y actualizarse, es el valor de los costos unitarios del GNC, dado que es un mercado que ha venido evolucionando y estos importes resultan insuficientes.	
		Andesco E-2019-011734 E-2019-012409	Sugerimos que se realice un reajuste de los costos unitarios del GNC, dado que es un mercado que ha venido evolucionando y esta información resulta desactualizada. Por otro lado, teniendo en cuenta que entidades como la UPME ya se encuentran analizando la viabilidad del uso de GNL en diferentes sectores de consumo, sugerimos plantear la integración de este energético en los desarrollos regulatorios, dada la fuerza que ha venido ganando en cuanto a revisión de posible desarrollo en el país.	Este tema si bien es importante, su inclusión en la agenda dependerá de la disponibilidad de recursos.

	Actualización de los componentes del transporte de gas natural comprimido GNC	Naturgas E-2019-012378 E-2019-012443	Según lo previsto en la agenda ajustada para la vigencia 2019, no habrá consulta sobre este tema en 2019 Esperamos que en 2020 haya consulta sobre este tema	Este tema si bien es importante, su inclusión en la agenda dependerá de la disponibilidad de recursos.
	Limites da consumo para definir usuarios regulados y no regulados	EPM E-2019-012341	Através de la Circular CREG 092-2019, se ha puesto a consideración los términos para contratar un estudio sobre la definición de los límites de consumo para usuarios regulados y no regulados. Este tema no aparece en la agenda 2020, sería por tanto importante expedir una resolución de consulta sobre al asunto	Este tema será tenido en cuenta en el ajuste a la comercialización mayorista de gas y/o en el de comercialización a usuario final
		Naturgas E-2019-012378 E-2019-012443	De acuerdo con lo planteado en la Resolución CREG 071 de 2019, dentro de los estudios tendientes a establecer la fórmula tarifaria para el siguiente periodo tarifario se incluirá el análisis del límite para usuarios no regulados (hoy está en 100 Kpcd) Consideramos que este tema es muy relevante para la competitividad del gas por lo que sugerimos incluirlo explícitamente para consulta y aprobación definitiva en la agenda de 2020 Con esto se evitaría que la definición de un nuevo límite, si es del caso, dependa del avance en la regulación de la nueva fórmula tarifaria	
	Análisis ajustes y compilación del código de distribución	EMGESA E-2019-012373 E-2019-012506	Solicitamos respetuosamente considerar e incluir los siguientes temas dentro de la agenda indicativa 2020	Los ajustes al Código de distribución, podrán ser incluidos dentro de la agenda regulatoria 2020 si es necesario de acuerdo con la evaluación sobre la comercialización a usuario final.
	Reglamentación de revisiones técnicas reglamentarias	Naturgas E-2019-012378 E-2019-012443	Como lo hemos manifestado en otras oportunidades, este tema requiere revisión en varios aspectos, uno de ellos es el relacionado con organismos certificadores en zonas apartadas Consideramos que este tema es de gran importancia frente a la prestación del servicio al usuario final de tal forma que deberla incluirse para su estudio en 2020	Este tema si bien es importante, su inclusión en la agenda dependerá de la disponibilidad de recursos.
	Estatuto de racionamiento	TEBSA E-2019-012416	Revisar Estatuto de Racionamiento de gas natural.	Este es un tema de competencia del Ministerio de Minas y Energía
<b>N°</b>	<b>TEMA DE AGENDA</b>			
<b>3</b>	<b>Gas Licuado de Petróleo</b>			
3.1	<b>Comercialización Mayorista</b>			
3.1.1	Reglas de comercialización del productor nacional			
3.1.3	Actualización de la regulación de precios de suministro de GLP de comercializadores mayoristas a distribuidores			
	Reglas específicas para el abastecimiento de GLP por parte del transportador por poliducto	CENIT E-2019-012329	Para el correcto funcionamiento del sistema de transporte de GLP por ducto es necesario disponer de un GLP como insumo operativo. Dicha demanda de GLP tiene principalmente dos usos: i) como combustible consumido por los pilotos de las teas; y, ii) para reponer el GLP correspondiente a las pérdidas inherentes al proceso de transporte, en cuyo caso no se trata de un consumo como combustible. Actualmente, ante la ausencia de reglas diferenciales, dichas compras se realizan en calidad de Usuario No Regulado, afectando la eficiencia y oportunidad en el balanceo de los sistemas de transporte, e incluso el adecuado abastecimiento del mercado.	Entendemos que la solicitud está enfocada al GLP que requiere el transportador para aspectos operativos tales como consumo de teas y reposición ante pérdidas, la remuneración de dicho GLP está considerada dentro de la Resolución CREG 122 de 2008, sin embargo de acuerdo con el comentario sobre la forma de asignar el GLP al transportador para dichos usos, se entiende que esta enfocada a las disposiciones asociadas a la comercialización mayorista de GLP, por tanto dentro del análisis propuesto en la agenda regulatoria 2.020, en el numeral 3.1.1 se considerarán dichos aspectos
	Comercialización mayorista de Gas Licuado del Petróleo	Bolsa Mercantil de Colombia E-2019-012410	Consideramos prudente retomar e incluir el tema propuesto en la Resolución CREG 121 de 2016 "Por la cual se establece el reglamento de comercialización mayorista de gas licuado de petróleo" En especial, la incorporación de temas referentes a mecanismos que permitan la gestión eficiente y efectiva de la información transaccional y operativa del mercado mayorista de GLP, que garantice entre otros, los objetivos propuestos en dicho proyecto de regulación. Resulta importante resaltar que la resolución precitada se enmarca dentro de los lineamientos de política pública establecidos en el artículo 2.2.21 A del Decreto 2251 de 2015, y en las Bases del Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022. En este sentido y teniendo en cuenta que las bases del Plan Nacional de Desarrollo, y la Ley 1955 de 2019 "Pacto por Colombia, pacto por la equidad" han previsto dentro de los lineamientos para la consolidación de la cadena energética, la incorporación de gestores de los mercados de refinados y GLP, estimamos pertinente abrir espacio para que por iniciativa privada, se puedan proponer esquemas para la administración y gestión de la cadena de valor de los combustibles líquidos, en su mercado mayorista y minorista	Este tema podrá ser evaluado dentro del análisis regulatorio que se adelantará dentro de la comercialización mayorista de gas licuado de petróleo
3.2	<b>Distribución y Comercialización</b>			

*Manuel P. R.*

3.2.1	Metodología de remuneración de distribución y comercialización de GLP			
3.2.2	Código de medida de GLP			
3.3	<b>GLP San Andrés</b>			
3.3.1	Revisión de la estampilla de San Andrés			
3.3.2	Metodología de Distribución y Comercialización			
<b>4</b>	<b>Temas transversales a los servicios públicos domic</b>			
4.1	Coordinación Gas - Electricidad	Andesco E-2019-011734 E-2019-012409	Teniendo en cuenta la evolución de los dos mercados, existe una necesidad clara en que se expida la regulación correspondiente, orientada a atender las necesidades de usuarios y agentes de ambos sectores (gas y electricidad). Lo anterior, es además fundamental en el marco de los desarrollos relacionados con Mercado Intradía.	Como parte de los análisis de la propuesta regulatoria para Mercados Intradía, se tendrán en cuenta los análisis para ajustar los elementos relacionados con la coordinación entre los sectores de gas y de generación de energía eléctrica.
		TEBSA E-2019-012416	Establecer una coordinación gas – electricidad, no solo a nivel operativo, sino, desde la normatividad reconociendo las obligaciones que impone un respecto a otro, garantizando las remuneraciones adecuadas para mantener mercados sanos financieramente y liquidez transaccional que garantice la existencia de los recursos.	
		Acolgen E-2019-012402	Considerando que el sector eléctrico tiene la apuesta de modernizar el despacho y la operación, es importante armonizar esta modernización con el sector de gas natural, de manera que los procesos operativos no se conviertan en una barrera para el despacho eficiente del sector eléctrico. Por lo anterior, considerando la urgencia por armonizar las reglas de los dos mercados y observando la necesidad de obtener un mejor diagnóstico de la operación actual, vemos fundamental que la Comisión priorice el desarrollo de un estudio técnico y económico con un consultor independiente al CNO y CNOGAS, que permita analizar de manera detallada la operación integral de los dos mercados; lo anterior, sugerimos se realice durante el primer trimestre de 2020, con el interés de poder contar con un desarrollo alineado con el correspondiente a la reglamentación de los mercados intradía.	
4.2	Revisión de las fuentes de información en la metodología general del WACC  Revisión	Andesco E-2019-011734 E-2019-012409	Con el fin de que exista una mayor calidad y estabilidad de las estimaciones de parámetros del costo promedio ponderado del capital, vemos necesario se dé prioridad a este tema el cual hace parte de la agenda regulatoria del año en curso, de manera que se determine si las fuentes de información que se consideran en la propuesta vigente para aplicar la metodología del WACC están siendo adecuadas. cabe mencionar que cualquier modificación que se realice no podría ser retroactiva sobre las tasas de descuento que ya han sido aprobadas y que se están aplicando a otras actividades reguladas, ya que de lo contrario implicaría un cambio a las tarifas en medio de periodo definido por la Ley. Teniendo en cuenta que es un tema previsto para desarrollarse durante el primer semestre del año (consulta y decisión definitiva), sugerimos aclarar cómo se articulará con el estudio en curso, teniendo en cuenta que están por definirse las metodologías de transmisión de energía eléctrica y transporte de gas natural. En todo caso, sugerimos que en este ejercicio se incorporen los riesgos de las diferentes actividades y los que surjan de la aplicación misma de la regulación para las empresas	Se precisa el nombre del proyecto regulatorio y se mantiene el cronograma.
		Naturgas E-2019-012378 E-2019-012443	Consideramos que el título de este proyecto es limitado pues a nuestro juicio, es pertinente revisar la metodología de cálculo del WACC adoptada en la Resolución CREG 095 de 2015 Con base en el estudio sobre WACC presentado el 8 de noviembre en las instalaciones de la CREG, entendemos que el consultor contratado por la Comisión plantea revisar fuentes de información y aspectos metodológicos del WACC.	
		ACP E-2019-012530	Respecto a los temas propuestos para el sector de gas natural, resaltamos la necesidad y urgencia de definir el WACC y la metodología para unas tarifas de gasoductos más competitivas.	
4.3	Módulo de información financiera para control de la gestión de riesgo	Naturgas E-2019-012378 E-2019-012443	Agradecemos que en el documento explicativo de la agenda se expongan los temas o desarrollos regulatorios previstos en este proyecto	Entre otros aspectos, con este tema se busca caracterizar el perfil de riesgo de las empresas de servicios públicos y la información necesaria para el control de riesgos asociados a la prestación de estos servicios.

*Manuel M.*

4.4	Revisión de las reglas de integración vertical y participación de mercado			
4.5	Adecuación de la Resolución 108 de 1997 para usuarios autogeneradores	Enel Codensa E-2019-12377	Consideramos complementar el ítem 4.5 "Adecuación de la Resolución CREG 108 de 1997 para usuarios autogeneradores, incluyendo los temas de digitalización y nuevos servicios.	Estos aspectos hacen parte de los análisis y estudios adelantados por la Comisión para la actualización de la regulación de los derechos de los usuarios.
		Electricaribe E-2019-012350 E-2019-012559	Sugerimos incluir en la revisión de la Resolución CREG 108 de 1997 temas como recuperación de la energía, cobro de la energía usada fraudulentamente o producto de irregularidades y cálculo de la energía dejada de facturar, mecanismos para obtener el pago de deudas por servicios prestados a las entidades oficiales y mecanismos para obtener la remuneración de los usuarios constitucionalmente protegidos.	
4.6	Información para el empoderamiento del usuario			
	Costos asociados a la contribución	Andesco E-2019-011734 E-2019-012409	Sugerimos nuevamente la necesidad de "Revisar y definir con claridad la posibilidad de recuperar vía tarifa los costos asociados a la contribución a entidades y otros que sean impuestos", tema estratégico propuesto en nuestra comunicación pasada. Teniendo en cuenta que la definición los esquemas tarifarios debe propender por la recuperación de los costos incurridos por las empresas en la prestación de los servicios públicos de gas y electricidad, solicitamos contemplan la inclusión de los montos impuestos por ley para estos conceptos, que no son gestionables por los prestadores.	Estos aspectos podrán ser considerados dentro del proyecto regulatorio de la fórmula tarifaria propuesta en la agenda regulatoria 2020
		Grupo Vanti E-2019-012385	Un tema transversal que realmente es de suma importancia, particularmente para las empresas comercializadoras de energía y gas, corresponde a la evaluación y definición para recuperar vía tarifa los costos asociados a la contribución a entidades y otros que sean impuestos, teniendo en cuenta en especial el ajuste a la base gravable modificada a través de la ley del Plan Nacional de Desarrollo para las contribuciones especiales y la imposición de una nueva contribución para el Fondo Empresarial de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.	
		Naturgas E-2019-012378 E-2019-012443	La aplicación del artículo 18 de la 1955 (Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022) incrementa significativamente las contribuciones especiales a favor de la CREG y la SSPD en las empresas que realizan la actividad de comercialización. Así mismo, el cumplimiento del Artículo 814 de misma Ley, el cual creó la contribución adicional para el fortalecimiento del Fondo Empresarial de la SSPD, genera alto costo anual para las empresas. Dado que el costo que genera en las empresas la aplicación de los artículos 18 y 814 de la Ley 1955 hoy no se traslada al costo del servicio, consideramos necesario incluir en la agenda de 2020 este ítem para analizar la posibilidad de incluir este costo en la prestación del servicio.	
	Revisar y definir una estructura y normatividad asociada con la contabilidad regulatoria.	Andesco E-2019-011734 E-2019-012409	Con el fin de disminuir las asimetrías en términos de contabilidad entre las diferentes empresas, vemos importante la estructuración de un modelo de contabilidad regulatoria, en procura de contar con información de forma permanente y consistente con las diferentes empresas y las actividades de la cadena que estas desempeñan.	El modelo de costos para la regulación, en lo referente a los costos AOM con base en las normas NIIF para todas las actividades reguladas, se publicó con la Circular 114 de 2019. Otros módulos de reporte de información financiera se irán desarrollando a lo largo del año aunque no estén incluidos en la agenda regulatoria
<b>N°</b>	<b>TEMA DE AGENDA</b>			
<b>5</b>	<b>Combustibles Líquidos</b>			
5.1	<b>Transporte</b>			
5.1.1	Metodología tarifaria para transporte por poliducto			
5.1.2	Reglamento único de transporte por poliducto			
5.2	<b>Comercialización</b>			
5.2.1	Márgenes mayorista y minorista de C.L			
5.2.2	Determinación del régimen a aplicar (Libertad vigilada/regulada)			

	Ingreso al productor de gasolina, diésel y Jet fuel	ACP E-2019-012530	Consideramos pertinente que la CREG incluya en su agenda 2020 temas relevantes para el sector combustibles líquidos, como lo es la revisión de la metodología para definir los ingresos al productor de la gasolina, diésel y Jet fuel, y de los biocombustibles. Es necesario, en función de promover competencia en la importación y garantizar confiabilidad y eficiencia en el abastecimiento de combustibles líquidos, revisar las metodologías actuales y ligar los precios de forma más directa a precios de referencia del mercado internacional.	En relación con los temas solicitados, no es posible incluirlos en la agenda, toda vez que la Comisión actualmente no tiene la competencia para pronunciarse. Si se presenta alguna novedad en relación con la competencia de la CREG, se procederá a realizar los ajustes correspondientes en la agenda.
6	<b>Alumbrado Público</b>			
6.1	Revisión costo eficiente del alumbrado público en Colombia			
7	<b>Otros</b>			
7.1	Desarrollo del artículo 290 del PND	Enel Codensa E-2019-012377	Con respecto al desarrollo del artículo 290 del PND (Nuevos agentes), según el documento de la OCDE sobre el desafío para los reguladores en la transición energética, sugerimos abordar en la agenda de la Comisión lo sugerido por la OCDE en el sentido de asegurar un Estado orientado a la neutralidad regulatoria, centrándose en identificar y eliminar barreras regulatorias a la entrada de nuevas tecnologías y/o nuevos modelos de negocio	
		AES Chivor E-2019-012391	Solicitamos que la CREG incluya dentro de la agenda 2020 el análisis de creación de nuevos agentes tal como quedó consignado en el artículo 290 del Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022. Una amplia discusión de este aspecto permitirá promover la competencia y garantizar la prestación eficiente del servicio de energía.	
	Desarrollo de la misión de transformación	Andesco E-2019-011734 E-2019-012409	La Comisión ha venido avanzando en la definición de varios asuntos que consideramos relevantes para el mercado y que requieren una pronta definición. No obstante, en algunos casos, es necesario considerar que los resultados que se presenten en el desarrollo de la Misión pueden ajustar algunos de los procesos regulatorios que se encuentran en curso y algunos nuevos que deberán atender las propuestas que resulten de estos análisis	Estos aspectos podrán ser considerados como insumos para la adopción de la política pública que podrá incidir en la definición regulatoria de los temas propuestos en la agenda.
		Grupo Vanti E-2019-012385	Quisiéramos hacer énfasis en la necesidad de que los resultados que se presenten en el desarrollo de la Misión de Transformación Energética del Ministerio de Minas y Energía, y otros estudios relevantes para el sector, pueden ajustar algunos de los procesos regulatorios que se encuentran en curso y algunos nuevos que deberán atender las propuestas que resulten de estos análisis.	Estos aspectos podrán ser considerados como insumos para la adopción de la política pública que podrá incidir en la definición regulatoria de los temas propuestos en la agenda.
		EMGESA E-2019-012373 E-2019-012506	Sugerimos a la comisión aclarar cómo la agenda propuesta va a incorporar las iniciativas que resulten de la misión de transformación que está adelantando el ministerio de minas y energía y si hay espacio para modificaciones o actualizaciones a la agenda a partir de las hojas de ruta que se van a definir en este escenario. Agradecemos aclarar cómo se articula el desarrollo de la agenda con la nueva metodología de regulación que ha difundido la creg donde se ha promovido que la normatividad sea construida en conjunto con los agentes.	Estos aspectos podrán ser considerados como insumos para la adopción de la política pública que podrá incidir en la definición regulatoria de los temas propuestos en la agenda.
		Naturgas E-2019-012378 E-2019-012443	consideramos necesario que se aclare cómo se articulan los diferentes proyectos reglátenos con los resultados que arrojará la Misión de la Transformación Energética y el estudio contratado por el Ministerio de Minas y Energía a través de la ANH con la firma Poten & Partners. Según el alcance propuesto para dichos estudios, en ambos casos se harán recomendaciones regulatorias para toda la cadena del gas natural, y esto implicará diversos cambios que deberían ser incorporados por la Comisión.	Estos aspectos podrán ser considerados como insumos para la adopción de la política pública que podrá incidir en la definición regulatoria de los temas propuestos en la agenda.
		AES Chivor E-2019-012391	Viendo que la Misión de Transformación Energética que está liderando el Ministerio de Minas y Energía tiene varios objetivos que conllevan ajustes regulatorios y ajustes institucionales, debería preverse en la agenda un espacio de análisis de las recomendaciones entregadas por la misión y escenarios de debate y comentarios con los agentes del mercado.	Estos aspectos podrán ser considerados como insumos para la adopción de la política pública que podrá incidir en la definición regulatoria de los temas propuestos en la agenda.

*[Handwritten signature]*

	TEBSA E-2019-012416	Sometemos a consideración de la Comisión, implementar mecanismos de abastecimiento de gas desde campos menores para dar señales claras del mismo en el largo plazo. Lo anterior debido a que regulación actual incentiva la comercialización de campos menores en criterios de flexibilidad, lo cual, pudiese generar que los productores ejerzan poder de mercado, incrementando el costo del suministro de gas para los usuarios.	Estos aspectos serán considerados en la evaluación regulatoria de la comercialización del mercado mayorista de gas.
--	------------------------	---	---

*minip*