



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

**AGENDA REGULATORIA INDICATIVA
2017**

DOCUMENTO CREG-160
26 de diciembre de 2016

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN DE
REGULACIÓN DE ENERGÍA Y
GAS**



PROYECTO AGENDA REGULATORIA PARA EL AÑO 2017

El Comité de Expertos presentó en el mes de octubre a Sesión CREG el proyecto de Agenda Regulatoria indicativa para el año 2016, y la Comisión en su sesión 740 de octubre 31 de 2015 aprobó mediante el Documento CREG-119-16 publicarla mediante la Circular 128 de 2015 para comentarios a todos los interesados. Dentro del plazo establecido, se recibieron comunicaciones con comentarios sobre el proyecto de agenda de 28 empresas con sus aportes sobre la misma; en el anexo 1 se presentan los comentarios de las empresas y las correspondientes respuestas a las mismas.

Una vez realizada la revisión y validación de los comentarios, se procede a la elaboración de la agenda regulatoria indicativa y se priorizaron los temas, y se aprueba en la Sesión CREG 754 del 26 de diciembre de 2016, teniendo en cuenta los siguientes criterios:

Temas de prioridad 1, para los sectores de energía eléctrica y gas combustible

1. Grado de avance de los proyectos iniciados en el 2016
2. El impacto que estos temas generan
3. La urgencia definida tanto por las exigencias legales como las necesidades de los sectores
4. La disponibilidad de recursos en la vigencia 2017.

La agenda regulatoria para la vigencia 2017 se compone de las siguientes partes

1. Agenda regulatoria indicativa con los proyectos de mayor prioridad en los cuatro sectores, a los cuales se dedicará mayor esfuerzo, así:
 - a. Sector de Energía: Se propone el desarrollo de 35 proyectos regulatorios, y 9 temas los cuales se deben **atender de forma permanente** de acuerdo con las solicitudes presentadas.
 - b. Sector de Gas Natural: Se compone de 12 proyectos regulatorios a desarrollar durante la vigencia y 3 temas a atender de manera permanente.
 - c. Sector Gas Licuado de Petróleo: Se presentan 6 proyectos regulatorios prioritarios para ser desarrollados a lo largo de la vigencia.
 - d. Para el sector de Combustibles líquidos, se proponen 11 proyectos regulatorios prioritarios, a ser desarrollados durante la vigencia

A continuación se presentan los temas de prioridad 1 para cada uno de los sectores por cada actividad a lo largo de la cadena de suministro, así mismo se menciona que la medición del avance y cumplimiento de la agenda se realizará sobre los temas descritos con prioridad 1 así:

Objetivo No.1	SECTOR ELÉCTRICO	METAS 2017		
		DOCUMENTO	RESOLUCION CONSULTA	RESOLUCION DEFINITIVA
1.1	MERCADO MAYORISTA			
1.1.1	Reglamentación Ley 1715			
1.1.1.1	Autogeneración pequeños		1 trim/2017	2 trim/2017
1.1.1.2	Participación de la Demanda de largo plazo		1 trim/2017	
1.1.1.3	Participación de la Demanda para restricciones en el SIN		1 trim /2017	3 trim/2017
1.1.1.4	Mecanismos para incorporar fuentes renovables no convencionales en el parque generador		3 trim/2017	4 trim/2017
1.1.2	Cargo por Confiabilidad			
1.1.2.1	Ajustes al cargo por confiabilidad (Precio de escasez)			1 trim /2017
1.1.2.2	Expansión de plantas tomadoras de precio			2 trim/2017
1.1.2.3	Subasta de potencia localizada		3 trim/2017	4 trim/2017
1.1.2.4	Plantas menores			2 trim/2017
1.1.2.5	Asignaciones de OEF		2 trim/2017	3 trim/2017
1.1.2.6	Subasta de Reconfiguración			1 trim/2017
1.1.3	Corto Plazo			
1.1.3.1	Despacho vinculante y Mercado Intradía		4 trim/2017	
1.1.4	Ajustes en el CROM para las nuevas condiciones de NIF		1 trim /2017	2 trim /2017
1.1.5	Contratos de energía de largo plazo			
1.1.5.1	Contratos anónimos y estandarizados	1 trim/2017	2 trim/2017	3 trim/2017
1.1.5.2	Definición de condiciones mínimas de contratación		2 trim/2017	3 trim/2017
1.1.5.3	Definición del esquema de garantías		2 trim/2017	3 trim/2017
1.1.6	Interconexiones Internacionales:			
1.1.6.1	Contratos de energía de largo plazo		2 trim /2017	3 trim /2017
1.1.6.2	Decisión CAN (Desarrollo de las metodologías y acuerdos de la nueva decisión)		3 trim/2017	4 trim/2017
1.2	TRANSMISIÓN			
1.2.1	Metodología de remuneración de cargos de Transmisión			1 trim /2017
1.2.2	Aprobación de ingresos por convocatorias en el STN			De acuerdo con solicitudes
1.2.3	Actualización de ingreso de transmisores			De acuerdo con solicitudes
1.2.4	Aprobación de ingresos con la nueva metodología			De acuerdo con solicitudes
1.2.5	Revisión y actualización de la Resolución 022 de 2001		3 trim/2017	4 trim/2017

2,3	DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN	DOCUMENTO	RESOLUCION CONSULTA	RESOLUCION DEFINITIVA
2.3.1	Metodología para remunerar la actividad de comercialización de gas combustible			1 trim 2017
2.3.2	Aprobación de cargos de distribución y comercialización			De acuerdo con solicitudes
2.3.3	Bases para la actualización del cargo de transporte de GNC			1 trim 2017
2.3.4	Propuesta metodológica para la actualización del cargo de transporte de GNC		4 trim 2017	
2.3.5	Propuesta complemento a la resolución 202 de 2013			1 trim 2017
2.3.6	Confiabilidad en distribución de gas		4 trim 2017	
Objetivo No.3	SECTOR DE GAS LICUADO DEL PETRÓLEO - GLP	DOCUMENTO	RESOLUCION CONSULTA	RESOLUCION DEFINITIVA
3.1	Código de medida			1 trim 2017
3.2	Metodología de remuneración de distribución y comercialización		3 trim 2017	
3.3	Metodología de remuneración del precio máximo de suministro de producto (G)			2 trim 2017
3.4	Reglamento de comercialización mayorista de GLP			2 trim 2017
3.5	Confiabilidad en el abastecimiento de GLP (Definición del cargo de abastecimiento asociado al plan de continuidad de GLP y combustibles líquidos)		4 trim/2017	
3.6	Metodología de remuneración de la actividad de transporte al Archipiélago de San Andrés			3 trim 2017
3.6	TEMAS TRANSVERSALES	DOCUMENTO	RESOLUCION CONSULTA	RESOLUCION DEFINITIVA
3.6.1	Desviaciones significativas en el consumo de energía y gas			1 trim/2017
3.6.2	Recálculo para la tasa de remuneración con la metodología WACC (Distribución de gas natural)			2 trim/2017
3.6.3	Modificación de la Resolución 072 de 2002 (Indicadores de Gestión)		3 trim/2017	4 trim/2017
3.6.4	Revisión y actualización de la Resolución GREG 108 de 1997		2 trim/2017	3 trim/2017
3.6.5	Protocolo operativo con el CNO gas de medición. Reglamento OIML		3 trim/2017	4 trim/2017
3.6.6	Protocolo operativo asignación gas ante eventos de insalvable restricción de la oferta		1 trim/2017	2 trim/2017
3.6.7	Confiabilidad en el suministro y transporte de gas - Planta de regasificación. Procesos de selección para ejecutar proyectos de plan de abastecimiento de gas natural (Planta de regasificación Pacífico)			1 trim/2017
			1 trim/2017	2 trim/2017

1.3	DISTRIBUCIÓN	DOCUMENTO	RESOLUCION CONSULTA	RESOLUCION DEFINITIVA
1.3.1	Metodología de remuneración de cargos de Distribución			1 trim/2017
1.3.2	Convocatorias del STR			De acuerdo con solicitudes
1.3.3	Aprobación de ingresos y cargos con la nueva metodología			De acuerdo con solicitudes
1.3.4	Actualización cargos de distribución			De acuerdo con solicitudes
1.3.5	Modificación del esquema de fronteras embebidas			2 trim/2017
1.4	COMERCIALIZACIÓN	DOCUMENTO	RESOLUCION CONSULTA	RESOLUCION DEFINITIVA
1.4.1	Metodología fórmula tarifaria para usuarios regulados			1 trim/2017
1.4.2	Prestador de última instancia		3 trim/2017	4 trim/2017
1.4.3	Revisión límites usuarios no regulados		3 trim/2017	4 trim/2017
1.5	ZONAS NO INTERCONECTADAS	DOCUMENTO	RESOLUCION CONSULTA	RESOLUCION DEFINITIVA
1.5.1	Metodología para la remuneración del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas		2 trim/2017	3 trim/2017
1.5.2	Verificación del cumplimiento de requisitos y determinación del precio de reserva para las nuevas áreas de servicio exclusivo en ZNI (Propuestas por el MME)			De acuerdo con solicitudes
1.5.3	Revisión tarifarias a las zonas no interconectadas			De acuerdo con solicitudes
1.6	OTROS TEMAS DE ENERGIA ELECTRICA	DOCUMENTO	RESOLUCION CONSULTA	RESOLUCION DEFINITIVA
1.6.1	Generación distribuida (Redes Inteligentes) (*Ajustar según Ley 1715 de 2014) (Revisión Res. 070 del 1998 procedimiento simplificado de conexión)		3 trim/2017	4 trim/2017
1.6.2	Reglamentación zonas de difícil acceso (Art. 18 Ley 1753 de 2015)		1 trim/2017	3 trim/2017
1.6.3	Información contable para regulación (ICR)		3 trim/2017	4 trim/2017
1.6.4	Revisión de cargos a XM			4 trim/2017
Objetivo No. 2	SECTOR GAS NATURAL	METAS 2017		
2.1	MERCADO MAYORISTA	DOCUMENTO	RESOLUCION CONSULTA	RESOLUCION DEFINITIVA
2.1.1	Revisión al esquema de comercialización de gas natural (Ajustes a la Resolución 089 de 2013:			3 trim/2017
2.1.2	Indicadores del mercado secundario y operativo de gas natural		2 trim/2017	3 trim/2017
2.2	TRANSPORTE	DOCUMENTO	RESOLUCION CONSULTA	RESOLUCION DEFINITIVA
2.2.1	Metodología para remunerar la actividad de transporte de gas combustible			1 trim 2017
2.2.2	Aprobación cargos de transporte			De acuerdo con solicitudes
2.2.3	Valoración de la inversión de los activos que llegan al fin de la vida útil regulatoria			De acuerdo con solicitudes
2.2.4	Open Season			1 trim 2017
2.2.5	Modificaciones al RUT			1 trim 2017
2.2.6	Procesos de selección para ejecutar proyectos de plan de abastecimiento de gas natural			1 trim 2017
2.2.7	Revisión de los cargos de los puntos de entrada y salida al sistema nacional de transporte		1 trim 2017	1 trim 2017

Objetivo No.4	SECTOR COMBUSTIBLES LÍQUIDOS - PRIORIDAD 1	DOCUMENTO	RESOLUCION CONSULTA	RESOLUCION DEFINITIVA
4.1	Reglamento de transporte de combustibles y GLP por ductos		1 trim 2017	3 trim 2017
4.2	Bases para la regulación del almacenamiento de Combustibles líquidos			3 trim 2017
4.3	Metodología de los parámetros de referencia para el ingreso al productor de biodiesel y etanol			1 trim 2017
4.4	Código de medida de transporte de los combustibles líquidos		1 trim 2017	3 trim 2017
4.5	Metodología de remuneración de la distribución mayorista de combustibles líquidos		3 trim 2017	
4.6	Metodología de remuneración de la distribución minorista de combustibles líquidos		3 trim 2017	
4.7	Metodología tarifaria de remuneración de transporte de combustibles líquidos y GLP (Hidrocarburos) ductos		2 trim 2017	4 trim 2017
4.8	Metodología de remuneración de transporte terrestre de combustibles líquidos		2 trim 2017	4 trim 2017
4.9	Propuesta de formalización de relaciones comerciales en la cadena de combustibles líquidos		1 trim 2017	
4.10	Bases para la metodología tarifaria del transporte marítimo y fluvial de combustibles líquidos			3 trim 2017
4.11	Propuesta metodológica de referencia para el cálculo del Ingreso al productor de gasolina y diesel	1 trim 2017		

2. De igual forma se presenta la relación de los proyectos de regulación general que tienen una prioridad de segundo nivel y los cuales serán atendidos si los recursos disponibles y el tiempo que demande la atención de los proyectos más prioritarios así lo permitan así:

- a. Sector de Energía: Se propone el desarrollo de 6 proyectos regulatorios durante la vigencia
- b. Sector de Gas Natural: Se compone de 1 proyecto a desarrollar durante la vigencia.
- c. Sector de Combustibles Líquidos presenta 1 proyecto regulatorio para desarrollar en la vigencia.

A continuación se relacionan los temas de la Agenda Regulatoria Indicativa con prioridad 2:

AGENDA REGULATORIA 2017 TEMAS DE PRIORIDAD 2				
Objetivo No.1		SECTOR ELÉCTRICO		METAS 2016
1.1	MERCADO MAYORISTA	DOCUMENTO	RESOLUCION CONSULTA	RESOLUCION DEFINITIVA
1.1.1	Servicio auxiliar de AGC		3 trim/2017	4 trim/2017
1.1.2	Anillos de seguridad del Cargo por Confiabilidad		3 trim/2017	4 trim/2017
1.1.3	Esquema fiduciario para el otorgamiento de pagarés en el MEM		3 trim/2017	4 trim/2017
1.1.4	Estatuto para situaciones de riesgo de desabastecimiento en el Mercado Mayorista		3 trim/2017	4 trim/2017
1.1.5	Servicios complementarios		3 trim/2017	4 trim/2017
Objetivo No.1		SECTOR ELÉCTRICO		METAS 2016
1.2	TRANSMISIÓN	DOCUMENTO	RESOLUCION CONSULTA	RESOLUCION DEFINITIVA
1.2.1	Revisión y actualización del código de redes de la Resolución 025 de 1995		3 trim/2017	4 trim/2017
Objetivo No. 2		SECTOR GAS NATURAL		METAS 2016
2,3	DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN	DOCUMENTO	RESOLUCION CONSULTA	RESOLUCION DEFINITIVA
2.3.1	Modificación del código de distribución		4 trim 2017	
Objetivo No.4		SECTOR COMBUSTIBLES LÍQUIDOS		METAS 2016
4.1	Requerimientos de información del sector con fines regulatorios	DOCUMENTO	RESOLUCION CONSULTA	RESOLUCION DEFINITIVA
			4 trim 2017	

ANEXO 1 RESPUESTAS A COMENTARIOS PROYECTO AGENDA REGULATORIA INDICATIVA 2017

Objetivo No.1	SECTOR ELÉCTRICO	EMPRESA	COMENTARIO	RESPUESTA A COMENTARIO
1.1	MERCADO MAYORISTA			
1.1.1	Reglamentación Ley 1715			
1.1.1.1	Autogeneración pequeños	CODENSA E-2016-012341	Se observan en forma separada los temas concernientes a la Autogeneración de Pequeña Escala y Generación Distribuida (procedimiento de conexión simplificado). La señal que se defina para la autogeneración de pequeña escala promoverá la conexión masiva de generadores distribuidos en el Sistema de Distribución Local (SDL), por tanto se sugiere definir en forma coordinada las reglas que establecerán los procedimientos y tiempos de conexión de estos agentes con el SDL, ya que principalmente las condiciones de seguridad eléctrica no pueden ser flexibles todo dentro del marco de las modificaciones que pueda tener el RETIE para tal fin.	La autogeneración de pequeña escala para este tema se refiere a la venta de excedentes y a los procesos simplificados para su conexión, medición y respaldo, mientras que la generación distribuida se refiere a que está ubicada cerca de la demanda y por ende no necesariamente tienen que tener el mismo tratamiento regulatorio. El proyecto regulatorio se encuentra supeditado a la expedición del Decreto por parte del MME.
		ASOCODIS E-2016-012373	se observan en forma separada y con tiempos que aparentemente no están sincronizados, los temas concernientes a la Autogeneración de Pequeña Escala (numeral) y Generación Distribuida (revisión de la 070^procedimiento de conexión simplificado) (numeral16Blj) Considerando la interrelación que tiene la autogeneración de pequeña escala con la conexión de generadores distribuidos en el SDL, se sugiere definir en forma coordinada las reglas de la resolución 070/98 que establecerán los procedimientos y tiempos de conexión de estos agentes con el SDL, teniendo en cuenta las inflexibilidades en las condiciones de seguridad eléctrica. Nos permitimos sugerir que para el primer semestre de 2017 se programe un taller con los Operadores de Red con el fin de analizar el diagnóstico de los actuales tiempos de conexión aplicados por los OR, para que sirva de retroalimentación a la propuesta de ajuste de la Res CREG 070/98.	La autogeneración de pequeña escala para este tema se refiere a la venta de excedentes y a los procesos simplificados para su conexión, medición y respaldo, mientras que la generación distribuida se refiere a que está ubicada cerca de la demanda y por ende no necesariamente tienen que tener el mismo tratamiento regulatorio. El proyecto regulatorio se encuentra supeditado a la expedición del Decreto por parte del MME.
		EPM E-2016-012371	Se plantea que la Resolución definitiva será expedida el segundo trimestre del año, por la importancia de este tema y por la urgencia de contar con una reglamentación clara aplicable a los proyectos de autogeneración en ejecución y endesarrollo, consideramos que laresolución definitiva debe anticiparse para el primer trimestre.	El proyecto regulatorio se encuentra supeditado a la expedición del Decreto por parte del MME.
		ANDESCO E-2016-012401	La autogeneración a pequeña escala y la generación distribuida son temas que consideramos deben trabajarse de manera simultánea. No obstante, en la agenda que se propone para el próximo año, los temas están programados con dos trimestres de diferencia. Sugerimos que las fechas se ajusten para que puedan desarrollarse de manera paralela. Adicionalmente, sugerimos que se incluya en la agenda la reglamentación de la medición inteligente, acorde con lo que se determine en el decreto que expida el Ministerio de Minas y Energía para este asunto.	La autogeneración de pequeña escala para este tema se refiere a la venta de excedentes y a los procesos simplificados para su conexión, medición y respaldo, mientras que la generación distribuida se refiere a que está ubicada cerca de la demanda y por ende no necesariamente tienen que tener el mismo tratamiento regulatorio. El proyecto regulatorio se encuentra supeditado a la expedición del Decreto por parte del MME.
1.1.1.2	Demanda de largo plazo	ISAGEN E-2016-012297	En la agenda 2016 y 2017 se plantea el numeral 1.1 1.2 como "Demanda de largo plazo", sin embargo en la agenda definitiva del 2016 expedida mediante Circular 151 de 2015, este numeral corresponde a "Demanda de corto plazo". Solicitamos a la Comisión aclarar si se trata de otro asunto diferente o se debe a un error de digitación.	El tema corresponde a Demanda de largo plazo, la cual se trasladó de la prioridad 2 a prioridad 1.

		Ser COLOMBIA E- 2016-012336	Solicitamos se aclare en detalle qué se busca estudiar y cubrir en este punto.	Participación de la demandada en el esquema de confiabilidad de acuerdo con lo definido en documento 77 de 2014
		EPM E-2016-012371	No podemos emitir una opinión a partir del nombre, resulta difícil inferir el objetivo que se persigue	Participación de la demandada en el esquema de confiabilidad de acuerdo con lo definido en documento 77 de 2014
		ACOLGEN E-2016-012388	Se solicita dar claridad respecto alcance del objetivo sobre este tema	Participación de la demandada en el esquema de confiabilidad de acuerdo con lo definido en documento 77 de 2014
		ENEL E-2016-012407	agradecemos aclarar el alcance de este tema en el desarrollo de la agenda regulatoria.	Participación de la demandada en el esquema de confiabilidad de acuerdo con lo definido en documento 77 de 2014
	Respuesta de la demanda	C.A.C E-2016-013548	Consideramos que el tema de respuesta de la demanda, del que tanto se ha hablado durante los últimos dos años, amerita un capítulo específico dentro de la comercialización. Temas como tarifas, medida, agente agregador de demanda, requieren ser abordados a profundidad y de forma articulada con los demás temas propuestos en la agenda	Se tendrá en cuenta los comentarios dentro del desarrollo regulatorio
1.1.1.3	Mecanismos para incorporar fuentes renovables no convencionales en el parque generador	ISAGEN E-2016-012297	considera la resolución definitiva en el cuarto trimestre de 2017. Sugerimos respetuosamente a la Comisión que todos los mecanismos de expansión considerados queden alineados dentro de una política energética del país clara, que asegure la sostenibilidad de las plantas existentes y permita la entrada de las nuevas tecnologías según el país las necesite.	La definición de la política energética es competencia del MME
		Ser COLOMBIA E- 2016-012336	Manifestamos nuestra preocupación respecto a conseguir una definición de mecanismos de expansión para FNCER en el corto plazo. al percibir que no son de carácter prioritario dentro de la agenda regulatoria presentada temas relacionados con la expansión de generación con FNCER. La mayoría de asuntos relevantes se están dejando para el segundo semestre de 2017. La inversión en FNCER sigue ávida de contar con los mensajes adecuados de largo plazo que minimicen el riesgo y permitan materializar estos recursos e iniciar la ejecución de proyectos que, a la espera de estas definiciones, están listos para iniciar sus procesos de licenciamiento y etapas constructivas. Consideramos que el estudio de mecanismos de expansión para FNCER debe tratarse de manera simultánea con otros aspectos tales como mecanismos de expansión del parque generador incluido el Cargo por Confiabilidad, despacho vinculante, energía firme para plantas de generación fotovoltaica y plantas menores. Hacemos énfasis en la importancia que para la adecuada incorporación de FNCER en el sistema tienen asuntos como la revisión de forma general de las reglas de despacho y operación y la participación de recursos renovables no convencionales en el mercado, asociados con la verificación de sus OEF, periodos de liquidación de compromisos energéticos, esquemas de participación en la bolsa de energía, firmeza y grado de complementariedad entre recursos, entre otros.	Se tendrá en cuenta los comentarios dentro del desarrollo regulatorio. Este tema es prioritario dentro de la agenda regulatoria de la Comisión en el 2017, en consecuencia consideramos que tener una resolución definitiva en el segundo trimestre es un plazo necesario para cumplir con la meta propuesta

		JEMEIWAA KA'1 SAS E-2016-012337	<p>Vemos que se puede avecinar un grave problema por la agenda de la Comisión Reguladora (CREG) y la URME. Principalmente asociado a los requerimientos de garantías de la línea de interconexión para conectar los primeros proyectos eólicos de La Guajira al Sistema de Transmisión Nacional (STIN). el pago de las garantías para el desarrollo de la red debe estar asociado al resultado del Mecanismo para la implementación de estos proyectos y que la CREG no está considerando hasta el segundo semestre del año 2017. La LIPME está proponiendo la solicitud de garantías mucho antes. Con el fin de resolverlo anterior y no detener el desarrollo de la infraestructura, estamos desde JEMEIYAA'1 proponiendo la siguiente alternativa regulatoria y que considera que a los interesados en el desarrollo de la red les sean requeridas garantías por el 100% de los costos de los Estudios de Factibilidad Técnica, Ambiental y social de la línea de transmisión. Lo anterior, con el propósito de realizarla convocatoria y adjudicar al Transportador lo antes posible.</p> <p>Otra alternativa sería considerar el pago de garantías de forma escalonada al avance del proceso de licitación y estudios asociados. Considerando que se pudiera dividirán una primera garantía inferior al 5% del valor de las obras mientras se finalizan los estudios ambientales y el pago restante del 35% previo al inicio de ejecución de obra.</p>	Se tendrá en cuenta los comentarios dentro del desarrollo regulatorio. Este tema es prioritario dentro de la agenda regulatorio de la Comisión en el 2017, en consecuencia consideramos que tener una resolución definitiva en el segundo trimestre es un plazo necesario para cumplir con la meta propuesta
		EMGESA E-2016-012338	<p>Respetuosamente sugerimos dar prioridad a este tema en el 2017 de acuerdo con la modificación de la agenda regulatoria 20146 publicada con la Circular 082/16 El documento estaría listo para el 4º trimestre /16. Por lo cual se podría dar continuidad a este tema para trabajar en las resoluciones en consulta y definitiva en el primer y segundo trimestre de 2017 y no dejarlo para el último semestre de ese año.</p> <p>Es importante que el regulador tenga en cuenta que existe un interesante pipeline de proyectos de generación con FNCER que están a la espera de que se definan varios aspectos regulatorios para empezar a realizar las inversiones en construcción y poder concretar la entrada en operación comercial lo más pronto posible.</p> <p>Por otro lado como parte de las alternativas de integración de las FNCER es necesario que la comisión incluya dentro del alcance en este tema los siguientes aspectos: i) Expedir la resolución definitiva que define la metodología para determinar la eficacia de plantas solares. ii) revisar la metodología actual definida por la comisión para el cálculo de la eficacia eólica[1] de tal forma que se valore su aporte real desde un criterio de integralidad con el sistema y iii) en consecuencia con lo anterior revisar de forma general la operación y participación de recursos renovables no convencionales en el mercado asociados con la verificación de sus OEF, periodos de liquidación de compromisos energéticos esquemas de participación en el despacho y en la bolsa de energía firmeza y grado de complementariedad entre recursos entre otros. es importante ratificar la relevancia de implementar esquemas de despacho que acerquen la planeación y la operación tales como las planteadas en la propuesta de despacho vinculante desarrolladas en la circular creg 039 de 2016.</p>	Se tendrá en cuenta los comentarios dentro del desarrollo regulatorio. Este tema es prioritario dentro de la agenda regulatorio de la Comisión en el 2017, en consecuencia consideramos que tener una resolución definitiva en el segundo trimestre es un plazo necesario para cumplir con la meta propuesta
		CNO E-2016-012353	El Consejo ha analizado la Resolución CREG 025 de 1995 y encuentra de alta prioridad trabajar en un código de operación que responda a los retos actuales con relación a la entrada de plantas renovables no convencionales.	El tema del código de operación es importante, pero su revisión se hará cuando se desarrolle el proyecto del despacho vinculante

		GRUPO ENERGÍA DE BOGOTÁ E-2016-1012355	Con ánimo de incentivar la rápida incorporación de fuentes no convencionales de generación de energía, consideramos importante que se implementen todas las medidas regulatorias que están pendientes al respecto. Los retrasos que se han presentado en la expedición de estas medidas regulatorias han llevado a que se incremente la incertidumbre sobre la viabilidad de los proyectos de generación con ENCE	Se tendrá en cuenta los comentarios dentro del desarrollo regulatorio. Este tema es prioritario dentro de la agenda regulatorio de la Comisión en el 2017, en consecuencia consideramos que tener una resolución definitiva en el segundo trimestre es un plazo necesario para cumplir con la meta propuesta
		CELSIA E- 2016-012365	Teniendo en cuenta la relevancia de este tema para la materialización de proyectos basados en FERNC, consideramos que se le debe dar prioridad a la redefinición de los criterios de estimación de la ENFICC de proyectos fotovoltaicos y eólicos y programar la expedición de una resolución definitiva sobre este tema para el primer trimestre de 2017 de manera que haya consistencia entre la definición y aplicación de los mecanismos de contratación de largo plazo	Se tendrá en cuenta los comentarios dentro del desarrollo regulatorio. Este tema es prioritario dentro de la agenda regulatorio de la Comisión en el 2017, en consecuencia consideramos que tener una resolución definitiva en el segundo trimestre es un plazo necesario para cumplir con la meta propuesta
		ACOLGEN E-2016-012388	Dada la importancia de brindar oportunamente herramientas de competencia para aquellos proyectos cuyo principal atributo no es la contabilidad pero tienen bajos costos variables en el largo plazo que podrían aportar a la matriz energética, solicitamos cordialmente adelantar la Resolución en consulta y la Resolución definitiva para el II y III trimestre del 2017, respectivamente. sugerimos respetuosamente a la Comisión enfocar los esfuerzos en la definición de un mecanismo complementario y transitorio para la expansión de nuevos proyectos, en el cual, todos los agentes asumirían los mismos riesgos y obligaciones ante el Mercado y se brindarían las señales que este necesita para incorporar nuevos recursos y diversificarla matriz energética minimizando riesgos de desabastecimiento al tiempo que se optimizan los costos para la demanda y se tienen en cuenta los atributos de las fuentes renovables no convencionales. como parte de las alternativas de integración de las Fuentes Renovables No Convencionales, es necesario que la Comisión revise los siguientes aspectos: i) la metodología para el cálculo de la ENFICC eólica y solar, ii) mecanismos que permitan la participación de los recursos renovables no convencionales en el mercado, asociados con la verificación de sus CEF, periodos de liquidación de compromisos energéticos, esquemas de participación en el despacho, entre otros	Se tendrá en cuenta los comentarios dentro del desarrollo regulatorio. Este tema es prioritario dentro de la agenda regulatorio de la Comisión en el 2017, en consecuencia consideramos que tener una resolución definitiva en el segundo trimestre es un plazo necesario para cumplir con la meta propuesta
		ANDESCO E-2016-012401	• En cuanto a los temas relacionados con FNCER vemos importante que se incorpore en la agenda con mayor prioridad el análisis para la redefinición de la ENFICC de fuentes de generación de energía renovable no convencional, y que en lo posible quede asignado y que sea definido en coordinación con los temas relacionados con los contratos de energía de largo plazo que se desarrollarán durante el II y el III trimestre del 2017	Los ajustes de los ENFICC solar y eólica se esperan publicar en el primer trimestre de 2017
		ANDESCO E-2016-012401	Revisar de forma general la operación y participación de recursos renovables no convencionales en el mercado, en lo relacionado con la verificación de sus OEF, periodos de liquidación de compromisos energéticos, esquemas de participación en el despacho, firmeza y grado de complementariedad entre recursos.	Se revisarán estos comentarios dentro del desarrollo del proyecto regulatorio

		ENEL E-2016-012407	Manifiestamos la necesidad de dar prioridad en la agenda regulatoria a los temas relacionados con la expansión de generación con FNCER pues vemos con cierta preocupación que hay varios asuntos que se están dejando para el último semestre de 2017 a pesar de que se han empezado a trabajar desde el presente año. Como es de conocimiento público, existe en el país un interesante pipeline de proyectos de generación con FNCER que están a la espera de que se definan varios aspectos regulatorios para continuar con el desarrollo y las inversiones necesarias para poder concretar la entrada en operación comercial en los próximos dos a tres años. Contar en el mediano plazo con la generación proveniente de estos proyectos le brinda al país la posibilidad de tener una oferta contractual de energía en el corto y mediano plazo a precios eficientes, oferta que actualmente está en déficit.	Se tendrá en cuenta los comentarios dentro del desarrollo regulatorio. Este tema es prioritario dentro de la agenda regulatorio de la Comisión en el 2017, en consecuencia consideramos que tener una resolución definitiva en el segundo trimestre es un plazo necesario para cumplir con la meta propuesta
		ENEL E-2016-012407	Insistimos en la necesidad de dar prioridad a este tema, máxime cuando en la modificación a la agenda regulatoria indicativa publicada en la Circular CREG 082/16, se planea que el Documento CREG se publique en el 4to trimestre de 2016. Por lo tanto, y para dar continuidad al mismo, sugerimos que el desarrollo regulatorio se trate en el primer semestres. Así mismo, quisiéramos hacer énfasis en la importancia para la adecuada incorporación de ENER en el sistema, la revisión de forma general de las reglas de despacho y operación y la participación de recursos renovables no convencionales en el mercado, asociados con la verificación de sus OEF, periodos de liquidación de compromisos energéticos, esquemas de participación en la bolsa de energía, firmeza y grado de complementariedad entre recursos, entre otros.	Se tendrá en cuenta los comentarios dentro del desarrollo regulatorio. Este tema es prioritario dentro de la agenda regulatorio de la Comisión en el 2017, en consecuencia consideramos que tener una resolución definitiva en el segundo trimestre es un plazo necesario para cumplir con la meta propuesta
	Energía firme de las plantas de generación con biomasa	GRUPO ENERGÍA DE BOGOTÁ E-2016-1012355	Dado que la biomasa se encuentra incluida en la Ley 1715 de 2014 como fuente no convencional de energía, se solicita la definición de la metodología para determinar la energía firme de plantas cuya fuente es la biomasa. Este tema es de especial relevancia para la estructuración de nuevos proyectos de generación con FNCE	Este tema fue definido en la regulación. Consultar resolución 153 de 2013
		ANDESCO E-2016-012401	Revisar la metodología actual definida por la Comisión para el cálculo de la ENFICC eólica, de tal forma que se valore su aporte efectivo desde un criterio de integralidad con el Sistema. Así como emitir la metodología correspondiente para plantas de generación con Biomasa	Los ajustes de los ENFICC solar y eólica se esperan publicar en el primer trimestre de 2017. on respecto a Biomasa ver Resolución 153 de 2013
	Energía firme de las plantas de generación con residuos sólidos	GRUPO ENERGÍA DE BOGOTÁ E-2016-1012355	Dado que los residuos sólidos se encuentran incluidos en la Ley 1715 de 2014 como fuente no convencional de energía, se solicita la definición de la metodología para determinar la energía firme de plantas cuya fuente son los residuos sólidos. Este tema es de especial relevancia para la estructuración de nuevos proyectos de generación con FNCE	En la medida que se presenten proyectos, se desarrollará la metodología de residuos sólidos
1.1.2	Cargo por Confiabilidad	ISAGEN E-2016-012297	Solicitamos respetuosamente a la comisión que los temas que darán lugar a cambios en el mercado de confiabilidad, corto plazo y contratación, sea sometida a análisis y discusión con tiempos suficientes antes de la expedición de las normas definitivas. En consecuencia sugerimos para dar continuidad a este documento, la definición regulatoria sea tratada en el primer trimestre del año 2017	La distribución de plazos propuestos en la agenda tienen en cuenta los recursos disponibles con los que cuenta la CREG, así como, los periodos de consulta necesarios para los temas de esta naturaleza
1.1.2.4	Expansión de plantas tomadoras de precio	ISAGEN E-2016-012297	Sugerimos aclarar el objetivo y alcance de los temas denominados expansión de plantas tomadoras de precio, subastas adicionales y ajustes a las asignaciones administradas.	Estos temas corresponden a la continuación de la propuesdta regulatoria presentada en la Resolución 109 de 2015.

		Ser COLOMBIA E-2016-012336	Agradecemos aclarar con mayor detalle el alcance de este asunto en la agenda regulatoria.	Estos temas corresponden a la continuación de la propuesta regulatoria presentada en la Resolución 109 de 2015.
		EMGESA E-2016-012338	Solicitamos a la comisión un mayor detalle sobre el alcance de este tema en la agenda regulatoria y si está relacionado con las subastas adicionales planteadas en el ítem anterior o si este tema hace alusión a la participación de las plantas menores filo de agua (que optan por no participar del despacho) o fncer sin capacidad de regulación mayor a un día.	Estos temas corresponden a la continuación de la propuesta regulatoria presentada en la Resolución 109 de 2015.
		CNO E-2016-012353	Es conveniente que en el alcance de este tema se incorporen los mecanismos de expansión en transmisión (STN y STR) asociados	Este tema se considera un requisito que se debe chequear en los proyectos de entrada de generación.
		EPM E-2016-012371	No podemos emitir una opinión a partir del nombre, resulta difícil inferir el objetivo que se persigue	Estos temas corresponden a la continuación de la propuesta regulatoria presentada en la Resolución 109 de 2015.
		ANDEG E-2016-012377	De particular preocupación para ésta Asociación es la priorización especial por parte de la Comisión de la Asignación ENFICC y expansión de plantas tomadoras de precio, sin tener en cuenta el impacto y los incentivos que tienen sobre los otros sub-mercados del mercado mayorista de energía.	Se tendrá en cuenta el comentario dentro del desarrollo del proyecto regulatorio
		ACOLGEN E-2016-012388	En el esquema actual de Cargo por Confiabilidad, las plantas tomadoras de precio que representan expansión son las denominadas especiales o existentes con obras que iniciaron sus obras antes de la subasta. Dado que no es claro el objetivo de estudiar este tema y considerando las recientes discusiones que sobre expansión del parque generador se vienen dando en diferentes escenarios del Sector, es preciso que la comisión aclare su alcance en la agenda regulatoria, para entender si i) Se pretende dar la posibilidad de la entrada de nuevas plantas para aquellos casos donde el balance OEF refleja que no se requiere subasta de Cargo por confiabilidad. ii) El tema está relacionado con las subastas adicionales planteadas en la Resolución CREG 109 ^A de 2015, o iii) Si este tema hace alusión a la participación de las plantas menores y filo de agua (que optan por no participar del despachos)	Estos temas corresponden a la continuación de la propuesta regulatoria presentada en la Resolución 109 de 2015.
		ANDESCO E-2016-012401	Las plantas tomadoras de precio que representan expansión son las especiales o existentes que iniciaron sus obras antes de la subasta. Considerando lo anterior, solicitamos a la Comisión aclarar si el alcance de este tema en la agenda regulatoria está relacionado con las subastas adicionales planteadas en la Resolución CREG 109 de 2015, o si se refiere a la participación de las plantas menores, filo de agua (que optan por no participar del despacho), o FNCER sin capacidad de regulación mayor a un día.	Estos temas corresponden a la continuación de la propuesta regulatoria presentada en la Resolución 109 de 2015.
1.1.2.5	Subasta de generación localizada	ISAGEN E-2016-012297	De otro lado, creemos que el tema de las subastas de expansión localizada debe estar incorporado dentro de los lineamientos de expansión del parque generador.	En el Documento 77 de 2014, se encuentra el alcance de las subastas de expansión localizada

		ACOLGEN E-2016-012388	Consideramos que este tema debe partir de un estudio técnico riguroso en el cual se analice, entre otros aspectos, los impactos que este tipo de mecanismos propuestos tiene sobre: La Bolsa de energía, las restricciones, el cambio en el esquema de confiabilidad y en el nivel de confiabilidad de los usuarios, las subastas del Cargo por Confiabilidad y la modificación del sistema enmallado y la configuración energética que se tenía en la transmisión. Foresta razón, se observa pertinente incluir en la agenda regulatoria indicativa la publicación de un documento con este análisis de manera previa a la Resolución en Consulta.	Se tendrá en cuenta el comentario dentro del desarrollo del proyecto regulatorio
		ENEL E-2016-012407	Agradecemos aclarar con mayor detalle el alcance de este tema en la agenda regulatoria.	En el Documento 77 de 2014, se encuentra el alcance del las subastas de expansión localizada
	Asignación ENFICC (Asignación de excedentes administrados) (Subastas adicionales y ajustes a las asignaciones administradas).	Ser COLOMBIA E-2016-012336	Llamamos la atención sobre la publicación de un documento CREG que sería presentado antes de finalizar el presente año de acuerdo con la modificación a la agenda regulatoria 2016, pero sobre el cual no entendemos continuidad en el desarrollo regulatorio en el 2017	Se acepta el comentario y se harán explícitos en la agenda 2017
		EMGESA E-2016-012338	Llama la atención que en la modificación de la agenda regulatoria para 2016 se plantea la publicación de un documento sobre estos temas sin embargo se pierde continuidad en la agenda propuesta para el año 2017 dado que no se presenta la emisión de una resolución para consulta o definitiva. Indicar con mayor detalle el alcance de los temas a tratar por ejemplo en los siguientes aspectos: i) la asignación de excedentes administrados se refiere a la asignación de OEF a plantas existentes o GPPS con excedentes para los periodos cargo de 2019 en adelante. ? ii) las subastas adicionales hacen referencia al mecanismo de sustitución de combustibles líquidos en la matriz energética actual según lo previamente planteado en la resolución creg 109 de 2015? iii) los ajustes a las asignaciones administradas se refieren a la revisión de la metodología asignación de oef a plantas existentes cuando no se requiera subasta primaria del cargo por confiabilidad	Se acepta el comentario y se harán explícitos en la agenda 2017
		CELSIA E-2016-012365	Existen temas prioritarios en la actividad de generación como por ejemplo la asignación de ENFICC, particularmente en asignación de excedentes administrados y subastas adicionales. Para estos temas se observa que se expedirá un documento a finales del año 2016 pero no tiene continuidad en la agenda del 2017	Se acepta el comentario y se harán explícitos en la agenda 2017
		EPM E-2016-012371	No observamos un tema asociado a la subasta para sustituir la generación con líquidos, la cual a su vez debe estar vinculada a la reglamentación propia de la infraestructura de regasificación. Si bien se proyecta la expedición de un documento de trabajo para finales de 2016 relativo a subastas adicionales, la regulación en firme para hacerla realidad no se vislumbra en la agenda 2017	Se acepta el comentario y se harán explícitos en la agenda 2017
		EPM E-2016-012371	Así mismo, en el marco de la integralidad, no vemos explícitos temas asociados al cargo por confiabilidad y cuya revisión también queda pendiente para garantizar la sostenibilidad del esquema, parámetros de cálculo de la ENFICC factores de conversión hidráulicos y Heat Rate de plantas térmicas ajustados a datos reales de operación continua, capacidad efectiva de almacenamiento de los embalses, para generación de energía, entre otros y esquema de garantías para OEF (plantas con costo variable superior al precio de escasez, y energía asociada al Nivel ENFICC probabilístico)	Se remitirá carta al Consejo Nacional de Operación para análisis y estudio en profundidad y en caso de ser necesario la Comisión realizará los ajustes pertinentes

		ANDEG E-2016-012377	<p>De particular preocupación para ésta Asociación es la priorización especial por parte de la Comisión de la Asignación ENFICC y expansión de plantas tomadoras de precio, sin tener en cuenta el impacto y los incentivos que tienen sobre los otros sub-mercados del mercado mayorista de energía.</p> <p>Es fundamental resaltar que la Comisión toma como pilar del diseño regulatorio una nota de Peter Cramton sobre la existencia de subastas anuales en los mercados de capacidad de Estados Unidos, que sin embargo es un diagnóstico incompleto sobre los fundamentos y las razones por las cuales existen ciertas particularidades en dichos mercados, (Ver Documento Anexo)</p>	Se tendrán en cuenta los comentarios en el desarrollo del proyecto regulatorio
		ACOLGEN E-2016-012388	<p>En cuanto a los temas asociados a la Asignación de ENFICC:Asignación de excedentes administrados, subastas adicionales y Ajustes e los asignaciones administradas, dispuestos en la Circular CREC 082 de 2016, es pertinente advertir que no se observa una resolución en consulta ni en definitiva posterior a la publicación del documento anunciado para finales de 2016, por lo cual, se considera importante confirmar si el plan de acción previsto para la agenda regulatoria indicativa del 2017 relacionado con estos temas, es la regulación asociada a la expansión de plantas tomadoras de precio. En caso de no ser así, se solicita dar claridad respecto al alcance de los objetivos planteados para los temas propuesto</p>	Se acepta el comentario y se harán explícitos en la agenda 2017
		ANDESCO E-2016-012401	<p>Resaltamos la importancia de la definición de estos temas para la actividad de generación. En la modificación de la agenda del año 2016, publicada en la circular 082 de 2016, se observa que se tiene programada la publicación del documento durante el IV trimestre de este año. Sin embargo, no se evidencia continuidad en el tema en la agenda del año 2017. Lo mismo ocurre con la subasta para sustituir la generación con líquidos; si bien se proyecta la expedición de un documento de trabajo para finales de 2016 (relativo a subastas adicionales), la regulación en firme para hacerla realidad no se observa en la agenda 2017.</p>	Se acepta el comentario y se harán explícitos en la agenda 2017
		ANDESCO E-2016-012401	<p>solicitamos a la Comisión indicar el alcance de los temas a tratar, aclarando los siguientes aspectos:</p> <p>i) Considerando que según el Documento CREG 115 de 2016, recientemente publicado, no es necesaria una subasta para la asignación de Cargo para el periodo 2019-2022, agradecemos aclarar si el tema relacionado con la asignación de excedentes administrados planteado en la agenda regulatoria de 2017, se refiere a la asignación de OLE a plantas existentes o GPPS con excedentes para los periodos del Cargo de 2019 en adelante.</p> <p>ii) Así mismo, si el tema de subastas adicionales hace referencia al mecanismo de sustitución de combustibles líquidos en la matriz energética actual, lo anterior según lo previamente planteado en la Resolución CREG 109 de 2015.</p> <p>iii) En el mismo sentido, agradecemos indicar si los ajustes a las asignaciones administradas se refieren a la revisión de la metodología de asignación de OLE a plantas existentes cuando no se requiera subasta primaria del Cargo por Confiabilidad</p>	Se acepta el comentario y se harán explícitos en la agenda 2017

		ENEL E-2016-012407	Llamamos la atención sobre un tema cuyo Documento GREG se publicaría en 2016 de acuerdo con la modificación a la agenda regulatoria 2016 pero no vemos que haya continuidad en el desarrollo regulatorio en el 2017 y es el tema de Asignación ENFIC (Asignación de excedentes administrados) (Subastas adicionales y ajustes a las asignaciones administradas). Este tema es de la mayor relevancia teniendo en cuenta que afecta la expansión del parque generador.	Se acepta el comentario y se harán explícitos en la agenda 2017
1.1.2.6	Despacho vinculante	EMGESA E-2016-012338	Consideramos relevante incluir entre los temas de la agenda 2017 la implementación simultánea del despacho vinculante y los mercados intradiarios ya que son mecanismos complementarios de búsqueda de eficiencias que han demostrado ser exitosos en otros mercados. Este es un tema crítico que hace parte de las herramientas necesarias para la integración de las FNCER en la matriz de generación.	La propuesta contempla la implementación simultánea de los dos mecanismos-
		ACOLGEN E-2016-012388	El objetivo referente a despacho vinculante hace parte del Mercado de Corto Plazo y no del Grupo que compone el Esquema del Cargo por Contabilidad.	Este tema se encuentra clasificado en Mercado de Corto Plazo
		ANDESCO E-2016-012401	Consideramos necesario y de primera prioridad implementar este tema y mercados intradiarios desarrollados en la Circular CREG 039 de 2016, de tal forma que la planeación y la operación del sistema se acerquen más y permitan el uso más eficiente de los recursos, incluyendo los de FNCER que integrarán la matriz energética.	Este comentario se tendrá en cuenta en el desarrollo del proyecto regulatorio
		ENEL E-2016-012407	nuestro entendimiento es que este tema está vinculado alternada mercados intradiarios por lo cual agradecemos confirmen que esto es así	La propuesta contempla la implementación simultánea de los dos mecanismos-
1.1.2.7	Energía firme de las plantas de generación fotovoltaica	ISAGEN E-2016-012297	Consideramos que se debe aclarar la fecha de expedición de dicha Resolución	Se acepta el comentario y se aclara la fecha de expedición de la resolución definitiva en la nueva agenda
		Ser COLOMBIA E-2016-012336	agradecemos aclarar el alcance de este asunto en la agenda regulatoria de 2017, ya que en la revisión de la agenda regulatoria 2016, este tema estaría con resolución definitiva en el 4to trimestre de 2016.	Se acepta el comentario y se aclara la fecha de expedición de la resolución definitiva en la nueva agenda
		GRUPO ENERGÍA DE BOGOTÁ E-2016-012355	Dado que la Resolución de consulta fue publicada en 2015, se solicita que la resolución definitiva sea emitida en el primer trimestre de 2017.	Se acepta el comentario y se aclara la fecha de expedición de la resolución definitiva en la nueva agenda
		EPM E-2016-012371	Este tema está contemplado en la modificación de la agenda regulatoria de 2016, en la que se quedó en emitir la resolución definitiva al cuarto trimestre de 2016. Por tanto, se debe eliminar de la agenda de 2017	Se acepta el comentario y se aclara la fecha de expedición de la resolución definitiva en la nueva agenda
		ACOLGEN E-2016-012388	Compartimos la necesidad de priorizar estos objetivos y por esta razón en el caso en que el cronograma planteado en esta Circular no pueda cumplirse dentro del presente año, solicitamos respetuosamente que la resolución definitiva de ENFICC fotovoltaica y solar sea planteada en el I trimestre de la Agenda Regulatoria Indicativa del 2017 y en todo caso publicar previamente los documentos que soporten dicha decisión regulatoria.	Se acepta el comentario y se aclara la fecha de expedición de la resolución definitiva en la nueva agenda
		ANDESCO E-2016-012401	Expedición de la resolución definitiva sobre la metodología para determinar la ENFICC de plantas solares. Entendemos que ésta será expedida en el 4to trimestre de 2016, de acuerdo con la modificación a la agenda regulatoria publicada mediante la Circular CREG 082 de 2016, con lo cual se debe aclarar lo planteado en la agenda de 2017, donde también se propone la emisión de una Resolución definitiva sobre este tema para el trimestre IV de 2017.	Se acepta el comentario y se aclara la fecha de expedición de la resolución definitiva en la nueva agenda

		ENEL E-2016-012407	Agradecemos aclarar el alcance de este tema en la agenda regulatoria de 2017, ya que en la revisión de la agenda regulatoria 2016, este tema estaría con resolución definitiva en el 4to trimestre de 2016. Bin embargo y en caso que la resolución definitiva no sea expedida en 2016, solicitamos que éste tema sea incluido en el 1er trimestre de la agenda de 2017.	Se acepta el comentario y se aclara la fecha de expedición de la resolución definitiva en la nueva agenda
1.1.2.8	Plantas menores	CNOF E-2016-012353	Es conveniente regular la expansión de las plantas menores buscando un sano equilibrio en el que se optimice el potencial hidroeléctrico de la cuenca y no se ponga en riesgo la operación del SIN	El potencial hidroeléctrico de las cuencas lo revisa la UPME
		EPM E-2016-012371	Aprovechamos la oportunidad para solicitar respetuosamente que la Comisión nos deje conocer los análisis que se adelantaron respecto a plantas menores y ajustes a las cuentas en el CROM, sobre los que se anuncia la expedición de un acto en el 2016.	Los análisis con respecto al tema de plantas menores, se han presentado con los documentos soportes de las resoluciones que se han expedido en esta materia
		ACOLGEN E-2016-012388	Sugerimos publicar, previo ala Resolución en consulta programada para el IV Trimestre del 2016, los documentos que están siendo analizados sobre este tema para realizar un estudio integral de la resolución en consulta que promueva la discusión oportuna y a su vez evitar la materialización del riesgo regulatorio que implica la amenazaala viabilidad de nuevos proyectos de este tipo. Así mismo, consideramos pertinente revisar la posibilidad de programar la Resolución definitiva para I trimestre de 2017, lo anterior sujeto a que la propuesta regulatoria esté en línea con el análisis previo que se ha venido realizando desde 2014.	Los análisis con respecto al tema de plantas menores, se han presentado con los documentos soportes de las resoluciones que se han expedido en esta materia
	Parámetros de cálculo de la ENFICC	ACOLGEN E-2016-012388	No vemos explícito temas asociados al cargo por confiabilidad y cuya revisión también queda pendiente para garantizar la sostenibilidad del esquema: parámetros de cálculo de la ENFICC	Se remitirá carta al Consejo Nacional de Operación para análisis y estudio en profundidad y en caso de ser necesario la Comisión realizará los ajustes pertinentes
		ANDESCO E-2016-012401	Ajustes al cargo por confiabilidad (precio de escasez). Se tiene prevista la publicación de la resolución a consulta y de la resolución definitiva para el último trimestre del año 2016. Al respecto, destacamos la importancia de que el presente año quede definido dicho ajuste. Tampoco vemos explícitos temas asociados al cargo por confiabilidad y cuya revisión también queda pendiente para garantizar la sostenibilidad del esquema, tales como los parámetros de cálculo de la ENFICC	Con respecto al precio de escasez, se definirá durante el primer trimestre de 2017
	Esquema de garantías para OEF	ACOLGEN E-2016-012388	No vemos explícito temas asociados al esquema de garantías para OEF plantas con costo variable superior al precio de escasez y energía asociada al Nivel ENFICC probabilístico.	El comentario hace parte de los ajustes al cargo por confiabilidad
		ANDESCO E-2016-012401	Tampoco vemos explícitos temas asociados al cargo por confiabilidad y cuya revisión también queda pendiente para garantizar la sostenibilidad del esquema, y el esquema de garantías para OEF.	El comentario hace parte de los ajustes al cargo por confiabilidad
2	Anillos de seguridad del Cargo por Confiabilidad	GECELCA E-2016-012389	Se propone revisar el funcionamiento de estos mercados entre generadores de tal forma que sean siempre líquidos y que exista el incentivo de cobertura natural entre agentes generadores y no se incentive la desoptimización en la utilización del recurso escaso en condiciones de baja hidrología, con el fin de obtener rentas de corto plazo que colocan en riesgo la confiabilidad para la demanda. 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 expuestos al pago de altas penalizaciones que fecten la viabilidad financiera de las empresas, tal como lo reflejan los Estados Financieros de las empresas en el pasado Fenómeno El Niño.	El tema se incluye dentro de la agenda regulatoria 2017, con prioridad 2 y se desarrollará de acuerdo con la disponibilidad de recursos

	Revisión y ajuste de la metodología de liquidación de las desviaciones de OEF establecida en el esquema del Cargo por Confiabilidad	GECELCA E-2016-012389	Consideramos que debe ser revisada y ajustada la metodología de liquidación de las desviaciones de OEF establecida en el esquema del Cargo por Confiabilidad, de tal forma que se limite el pago de penalizaciones entre generadores al valor máximo en riesgo (VAR) para la demanda de energía en este esquema de confiabilidad que está representado en el precio de escasez y en caso de que se active la condición crítica, éstas se liquiden al valor mínimo entre el precio de escasez y el diferencial entre el precio de bolsa y el precio de escasez.	El comentario corresponde al desarrollo del tema y deberá presentarse dentro de los comentarios a la propuesta regulatoria sobre el tema
2	Esquema fiduciario para el otorgamiento de pagarés en el MEM	XM E-2016-012396	Mediante Resolución CREG 171 de 2014, la Comisión publicó un proyecto de resolución por la cual se establece un esquema fiduciario para el otorgamiento de pagarés en el MEM. Sin embargo, la resolución definitiva no ha sido expedida, no está contemplada en la agenda de 2016 ni en la propuesta de agenda de 2017. Por la importancia que este tema representa para el mercado, sugerimos darle continuidad.	El tema se incluye dentro de la agenda regulatoria 2017, con prioridad 2 y se desarrollará de acuerdo con la disponibilidad de recursos
	Mecanismos de respuesta de la demanda	XM E-2016-012396	Consideramos que se deben promover mecanismos de respuesta de la demanda que no sean solo un recurso "emergente" en momentos críticos sino que sean permanentes, con el objeto de mejorar la confiabilidad energética, aliviar restricciones, contar con recursos adicionales para situaciones de emergencia en el SIN, entre otros	El comentario corresponde al desarrollo del tema y deberá presentarse dentro de los comentarios a la propuesta regulatoria sobre el tema
2	Estatuto para situaciones de riesgo de desabastecimiento en el Mercado Mayorista	XM E-2016-012396	Este no operó durante el fenómeno de El Niño, por lo que no se cumplió su objetivo como un mecanismo automático de reglas claras para la operación del sistema ante una situación de hidrología crítica. La condición de riesgo que activa el estatuto no se materializó ya que no se dio la combinación necesaria de estados de los indicadores energéticos del estatuto. Adicionalmente, en situaciones de normalidad hidrológica y previendo que las condiciones climáticas futuras pueden ser de normalidad o incluso de eventos húmedos, la combinación de los indicadores arrojan que el sistema se encuentra bajo condición de vigilancia, estado que se confirma si el HSIN es inferior a 90%. Esto implica evaluaciones semanales del sistema que solo considera el comportamiento puntual de la hidrológica en el mes anterior	El tema se incluye dentro de la agenda regulatoria 2017, con prioridad 2 y se desarrollará de acuerdo con la disponibilidad de recursos
1.1.3	Corto Plazo			
1.1.3.2	Servicio auxiliar de AGC	EMGESA E-2016-012338	Proponemos revisar específicamente el esquema de remuneración actual de tal forma que se valore el verdadero costo de oportunidad del servicio el mecanismo de asignación y aspectos en general que afectan al mercado de AGC (magnitud de las holguras forma de cálculo ajuste de la demanda etc.). Adicionalmente es necesario ampliar el alcance de este estudio con prioridad uno a todos los servicios complementarios de tal forma que se incluya la remuneración asociada a: potencia reactiva sujeto al aporte de un factor de potencia superior a 0,9 y/o al consumo de energía reactiva deslastre automático de generación (teledisparos) regulación primaria regulación terciaria y black start entre otros.	La parte pendiente de desarrollar corresponde a las subastas de AGC y el tema se incluye en la agenda 2017 con prioridad 2
1.1.4	Ajustes a las cuentas en el CROM de acuerdo al sistema contable NIIF	ISAGEN E-2016-012297	Consideramos que se debe aclarar la fecha de expedición de dicha Resolución	El tema se realizará en la agenda 2017

		GRUPO ENERGÍA DE BOGOTÁ E-2016-1012355	Revisar la regulación asociada al CROM 1 y 2 que restringe la capacidad tanto de generadores como de comercializadores de comprar y vender energía en la bolsa, para atender usuarios del mercado no regulado. Estas limitaciones restringen la oferta de contratos bilaterales para la atención de demanda no regulada por parte de estos agentes.	El tema se realizará en la agenda 2017
		EPM E-2016-012371	Vale la pena anotar que el ítem ajustes a las cuentas en e CROM de acuerdo al Sistema contable fue incluido dos veces ii) en la modificación de la agenda regulatoria 2016 ^Documento GREG 119-2016j para expedición de resolución definitiva en diciembre y ii) en la propuesta de agenda 2016 para resolución definitiva el cuarto trimestre de próximo año	El tema se realizará en la agenda 2017
		ACOLGEN E-2016-012388	Compartimos la necesidad de priorizar estos objetivos y por esta razón en el caso en que el cronograma planteado en esta Circular no pueda cumplirse dentro del presente año, solicitamos respetuosamente que la resolución definitiva del CROM y sea planteada en el I trimestre de la Agenda Regulatoria Indicativa del 2017 y en todo caso publicar previamente los documentos que soporten dicha decisión regulatoria.	El tema se realizará en la agenda 2017
		ANDESCO E-2016-012401	Solicitamos a la Comisión aclarar el cruce de agendas, considerando la necesidad de priorizar este tema para 2016.	El tema se realizará en la agenda 2017
1.1.5	Contratos de energía de largo plazo			
1.1.5.1	Contratos Estandarizados	EPM E-2016-012371	Dada la importancia de ítem de contratación de largo plazo para que los agentes cuenten con un mercado estandarizado, creemos que los actos administrativos contenidos deberlan planearse para el segundo trimestre del año.	Este tema es prioritario y se desarrollará de acuerdo con los tiempos establecidos ya que depende de la disponibilidad de recursos y se adelantará en lo medida de lo posible
		ACOLGEN E-2016-012388	Sugerimos que en la medida de lo posible, la regulación en consulta y definitiva asociada a los contratos standard, la definición de condiciones mínimas de contratación y la definición del esquema de garantías sea programada para el I (Resolución Consulta) y II trimestre (Resolución Definitiva) del 2017. Adicionalmente, les informamos que en la Asociación estamos desarrollando un estudio para definir cuál es el diseño del Mercado Estandarizado de Contratos más eficiente tan pronto como tengamos los resultados los socializaremos para su conocimiento.	Este tema es prioritario y se desarrollará de acuerdo con los tiempos establecidos ya que depende de la disponibilidad de recursos y se adelantará en lo medida de lo posible
		XM E-2016-012396	Consideramos que la mejor alternativa para gestionar el riesgo de crédito es a través de una cámara de riesgo, en la cual no se define un esquema de garantías, sino que se establece un esquema de anillos de seguridad, miembros liquidadores, entre otros aspectos, que hace de esta la alternativa más robusta para el objetivo mencionado.	El comentario corresponde al desarrollo del tema y deberá presentarse dentro de los comentarios a la propuesta regulatoria sobre el tema
		C.A.C E-2016-013548	Dentro de la definición del mercado de contratos para la cobertura de precios en el mercado, es fundamental abordar la definición del factor Alpha.	El comentario corresponde al desarrollo del tema y deberá presentarse dentro de los comentarios a la propuesta regulatoria sobre el tema
1.1.5.2	Definición de condiciones mínimas de contratación	EPM E-2016-012371	Dada la importancia del tema de contratación de largo plazo para que los agentes cuenten con un mercado estandarizado, creemos que los actos administrativos contenidos deberlan planearse para el segundo trimestre del año.	Este tema es prioritario y se desarrollará de acuerdo con los tiempos establecidos ya que depende de la disponibilidad de recursos y se adelantará en lo medida de lo posible
1.1.5.3	Definición del esquema de garantías	EPM E-2016-012371	Dada la importancia del tema de contratación de largo plazo para que los agentes cuenten con un mercado estandarizado, creemos que los actos administrativos contenidos deberlan planearse para el segundo trimestre del año.	Los tiempos planteados corresponden a la definición de los temas y la disponibilidad de recursos con que cuenta la Comisión

	Mercado organizado- MOR	DISPAC E-2016-012339	No se observa incluido el tema de mercado organizado para contratos de energía MOR, tema regulatorio discutido en el panel regulatorio del mes de octubre que brindaría igualdad de condiciones entre los participantes y eficiencia en la compra de energía. esta metodología para la compra de energía es favorable para dispac s. a. esp por cuanto se eliminaría la discriminación de los agentes oferentes de energía.	El tema se encuentra inmerso en el tema de contratos estandarizados
	Desarrollo de operación confiable, segura, confiable y económica	CNO E-2016-01235	Para aportar de mejor manera a la construcción de una agenda regulatoria, sería recomendable que en la misma se presentara un análisis del entorno nacional actual y de mediano plazo que contextualice el marco macroeconómico y la identificación y evolución de los principales indicadores del sector, el cómo se enmarca la agenda regulatoria propuesta en los objetivos del Plan Nacional de Desarrollo 2014 - 2018 y la identificación de las necesidades de los grupos de interés. el Consejo solicita sea incluido en la agenda regulatoria un capítulo dedicado a tratar los temas de la operación segura, confiable y económica y que no se ven reflejados en la agenda propuesta	Este es tema de permanente interés y desarrollo al interior de la Comisión
2	Servicios complementarios	CNO E-2016-012353	Este tema se ha planteado en la agenda desde el año 2010 como "Plantear la problemática de los servicios complementarios (arranque autónomo y teledisparos) y consultarla con la industria, luego se ha presentados en las agendas pero se ha cambiado su prioridad, solicitamos que sea incluido en la agenda 2017 como un tema de prioridad 1.	El tema se incluye en la agenda regulatorio con prioridad 2 y se desarrollará de acuerdo con la disponibilidad de recursos
		ACOLGEN E-2016-012388	Adicional al servicio AGC, se considera conveniente incluir dentro de la agenda regulatoria el análisis de los servicios Complementarios (potenciareactiva, teledisparos, regulación primaria, regulación terciaria y Black Start), más aún en un contexto de integración de las Energías Renovables No Convencionales en el sistema Interconectado Nacional SIN.	El tema se incluye en la agenda regulatorio con prioridad 2 y se desarrollará de acuerdo con la disponibilidad de recursos
		XM E-2016-012396	Se sugiere a la Comisión incluir el tema de servicios complementarios donde se revisen aspectos operativos tales como el aporte de Potencia Reactiva y Black Start ya que estos son temas no reglamentados pero fundamentales dentro de la operación, y con mayor trascendencia en el contexto de integración de las energías renovables No convencionales en el SIN	El tema se incluye en la agenda regulatorio con prioridad 2 y se desarrollará de acuerdo con la disponibilidad de recursos
		ANDESCO E-2016-012401	Si bien en la agenda regulatoria propuesta incluye la revisión del Servicio de AGC, sugerimos considerar en el alcance de la revisión aspectos como el esquema de remuneración considerando el costo de oportunidad del servicio, el mecanismo de asignación y parámetros del cálculo. Así mismo, consideramos importante que revise la remuneración asociada con los demás servicios complementarios: potencia reactiva, deslastre automático de generación (teledisparos), regulación primaria, regulación terciaria, Black Start, entre otros.	El tema se incluye en la agenda regulatorio con prioridad 2 y se desarrollará de acuerdo con la disponibilidad de recursos

	Estudio de las restricciones (revisión de la Resolución CREG 034 de 2001)	CNO E-2016-012353	El Consejo reitera su preocupación sobre el tema, la congestión en las redes y la calidad del servicio y cómo éstas afectan la operación segura, confiable y económica, por lo que solicitamos sea incluido su estudio en la Agenda del 2017; lo anterior porque es un tema que amerita la realización de un análisis detallado de la regulación relacionada con los criterios de planeamiento de la expansión en la red del SIN, la armonización de los criterios de la operación con los criterios de expansión, la viabilidad de la repotenciación o renovación de equipos y los costos de las restricciones asociadas a la renovación, la revisión de la asignación del costo de las restricciones, las compensaciones a la demanda por actuación de los esquemas suplementarios, las posibilidades de la implementación de nuevos sistemas y prácticas utilizadas en los sistemas de transporte, como nuevas estructuras, torres compartidas por diferentes niveles de voltajes, generaciones distribuidas y redes inteligentes. Por lo anterior, consideramos necesario incluir en la agenda regulatoria del 2017.	Dentro del tema de las restricciones, la agenda contempla los temas de subasta de potencia localizada y participación de la demanda
		GECELCA E-2016-012389	Se sugiere revisar la metodología para valorar las reconciliaciones positivas que a la fecha cumple dieciséis (16) años de aplicación, a pesar de haberse concebido como una regulación transitoria, que en nuestro concepto ha generado una subvaloración de las restricciones afectando la expansión de la infraestructura de transmisión y ha causado un impacto negativo en la valoración de los proyectos de generación que prestan este servicio en el mercado de energía mayorista	Dentro del tema de las restricciones, la agenda contempla los temas de subasta de potencia localizada y participación de la demanda
	Pruebas por unidad	CNO E-2016-012353	El Consejo reiteró la preocupación del tema por los riesgos que implica para la operación del Sistema y solicitó la revisión regulatoria de las pruebas autorizadas a desviarse, de tal forma que la autorización solo aplique sobre la unidad a la cual se le solicitan las pruebas y no a todo el recurso, con el fin de que las unidades que no estén en pruebas puedan ser llamadas a prestar generación de seguridad.	Este tema se revisará en la medida que haya disponibilidad de recursos para su análisis
	Revisión de las reconciliaciones negativas por atrapamiento de energía eléctrica	GECELCA E-2016-012389	Causado principalmente por retrasos en el desarrollo de los planes de expansión de los operadores de red en los STR, lo cual se encuentra por fuera de la gestión del generador, sin embargo, afecta la confiabilidad de la demanda y el generador recibe todo el riesgo económico al no poder entregar la energía al Sistema Interconectado Nacional (SIN). sugiere iniciar un análisis integral sobre la metodología para gestionar las restricciones del sistema eléctrico	Dentro del tema de las restricciones, la agenda contempla los temas de subasta de potencia localizada y participación de la demanda
	Servicio de regulación primaria de frecuencia	CNOF E-2016-012353	Teniendo en cuenta que no obstante es un servicio obligatorio para las unidades de generación y su acción permite mantener la calidad y confiabilidad de la operación al ser la primera acción de control automática de frecuencia capaz de evitar la activación del esquema de deslastre automático de carga, hay restricciones técnicas para que algunas plantas de generación cumplan con la prestación del servicio.	Este tema se revisará en la medida que haya disponibilidad de recursos para su análisis

		GECELCA E-2016-012389	Teniendo en cuenta que en el último Fenómeno El Niño se identificaron deficiencias en la metodología actual de penalización por incumplimiento en la prestación del servicio de Regulación Primaria de Frecuencia, vemos la necesidad de actualizar esta metodología, establecida mediante resolución CREG 023 de 2001. Por lo anterior sugerimos tener en cuenta las condiciones técnicas y operativas para unidades y/o plantas térmicas, dentro de las cuales se pueden considerar unidades en pruebas, imposibilidad de cumplimiento de las turbinas a vapor y que todas las unidades con turbina de combustión interna cuyo control de temperatura no permite aumentar generación por encima de los parámetros seguros o de diseño de las plantas y/o unidades de generación, por lo cual deben ser exceptuadas del cumplimiento del servicio por encima de sus características técnicas	Este tema se revisará en la medida que haya disponibilidad de recursos para su análisis
		XM E-2016-012396	Consideramos que debe revisarse lo establecido en la normatividad con relación a la Regulación Primaria de Frecuencia dado que en la actualidad XM debe asignar un incumplimiento en la prestación del servicio de regulación primaria de frecuencia a un generador, utilizando como insumo información que no es de buena calidad ni se ajusta en algunos casos con los criterios de seguridad de la información. Por otro lado, el Subcomité de Controles del CNO realizó análisis de las dificultades técnicas que presentan algunas plantas de generación térmica para el cumplimiento de regulación primaria de frecuencia en algunas condiciones particulares de operación y, dada la importancia de este servicio para garantizar la atención de la demanda de forma confiable, segura y con calidad, por lo que es la primera instancia de control que se tiene implementada para mantener la frecuencia lo más cerca posible de su valor nominal, a través de la respuesta de los generadores a los movimientos normales de la carga y eventos de desbalance carga - generación	Este tema se revisará en la medida que haya disponibilidad de recursos para su análisis
	Riesgos para la atención de la demanda	CNO E-2016-012353	Hay riesgos de atención de la demanda que se están presentando y se van a presentar debido a la vulnerabilidad de las redes en algunas subareas del país, ante las salidas por mantenimiento y la entrada de nuevos proyectos, que requieren de soluciones desde el punto de vista regulatorio que posibiliten garantizar una operación segura y confiable del SIN.	Con respecto al tema ver Resolución 224 de 2016
	Revisión del estatuto de racionamiento	CNO E-2016-012353	Es importante trabajar en la revisión de las condiciones de la Resolución CREG 119 de 1998. Actualmente los operadores de red a través del Comité de Distribución del Consejo está trabajando en la simulación de la aplicación de un racionamiento programado, cuyas conclusiones serán compartidas con la Comisión.	Este tema se revisará en la medida que haya disponibilidad de recursos para su análisis
	Mercado intradiario de energía	GRUPO ENERGÍA DE BOGOTÁ E-2016-012355	Se requiere definir un mecanismo de ajuste al despacho para aquellas plantas que por su tecnología pueden presentar variaciones durante el día de despacho. Plantas como las Eólicas y Fotovoltaicas dependen de disponibilidad de un recurso que es altamente variable y que implica modificaciones las capacidades y disponibilidades declaradas.	Este tema se desarrolla en conjunto Despacho Vinculante
	Mercados Intradiarios	GECELCA E-2016-012389	La creación de mercados intradiarios en el sector eléctrico que permitan gestionar el riesgo asociado a la contratación de gas en el mercado secundario, de tal forma que los generadores puedan recuperar sus costos variables en la operación cuando son despachados por generaciones de seguridad, situación que no estaría considerada al momento de realizar la oferta de precio y disponibilidad diaria al mercado de energía.	Este tema se desarrolla en conjunto Despacho Vinculante

	Remuneración de la infraestructura de regasificación del Pacífico planta y gasoductos	EPM E-2016-012371	Se solicita incluir este tema en la agenda y adicionalmente, es fundamental reglamentar en el muy corto plazo el contraflujo para efectos del uso de los gasoductos existentes por parte de las plantas térmicas del interior, aspecto fundamental para viabilizar el desarrollo de esta infraestructura. Esto implica que esta reglamentación sea tratada fuera de la metodología de remuneración de transporte de gas dado el tiempo que esto último conlleva	El tema se encuentra en la agenda para 2017, en el numeral 3.6.7 Confiabilidad en el suministro y transporte de gas - Planta de regasificación. Procesos de selección para ejecutar proyectos de plan de abastecimiento de gas natural (Planta de regasificación Pacífico)
		ANDESCO E-2016-012401	Consideramos que hace falta incluir lo concerniente a la remuneración de la infraestructura de regasificación del Pacífico (planta y gasoducto). Adicionalmente, es fundamental reglamentar en el corto plazo el contraflujo para efectos del uso de los gasoductos existentes por parte de las plantas térmicas del interior, aspecto que permitirá viabilizar el desarrollo de esta infraestructura.	El tema se encuentra en la agenda para 2017, en el numeral 3.6.7 Confiabilidad en el suministro y transporte de gas - Planta de regasificación. Procesos de selección para ejecutar proyectos de plan de abastecimiento de gas natural (Planta de regasificación Pacífico)
	Visión integral de arquitectura de mercado	ANDEG E-2016-012377	Del análisis conceptual presentado se pueden identificar varios elementos que permiten inferir que el esquema implementado por parte de la Comisión requiere ser revisado, sino complementado con una visión integral de arquitectura de mercado, que en realidad corresponde al ejercicio de la FERC conocido como Standard Market Design, y dista de únicamente incorporar un modelo de optimización para resolver los problemas que surgen como consecuencia de la presencia de costos no convexos y donde en realidad, el modelo de despacho tipo pool es un detalle dentro de un contexto mayor. (Ver Documento Anexo)	Fue presentado dentro los documentos que tratan los temas de despacho vinculante, mercado estandarizado y anónimo los ajustes al cargo por confiabilidad, publicados en el portal web de la Entidad
1.1.6	Interconexiones Internacionales:			
1.1.6.1	Contratos de largo plazo: Rentas de congestión/ Despacho vinculante/ Países en tránsito			
1.1.6.2	Decisión CAN			
1.2	TRANSMISIÓN			
1.2.1	Aprobación de ingresos por convocatorias en el STN			
1.2.2	Actualización de ingreso de transmisores			
1.2.3	Aprobación de ingresos con la nueva metodología			
1.2.4	Revisión y actualización de la Resolución 022 de 2001	EPM E-2016-012371	Sugerimos realizar en el 2017 la actualización de la Resolución 022 de 2001 como tema prioritario, de tal manera que se armonicen las responsabilidades de los transportadores del STN con las que actualmente asumen los distribuidores frente al cumplimiento de las fechas de entrada de los proyectos, entre otras:	La inclusión de este tema en la agenda de la Comisión está encaminado a que sea desarrollado en 2017. Los comentarios adicionales incluidos en la comunicación, no están relacionados con la inclusión o exclusión de temas de la propuesta de agenda regulatoria, sino que se refieren al desarrollo del proyecto regulatorio, los cuales se solicitarán posteriormente.

		ASOCODIS E-2016-012373	Es importante que pueda ser desarrollada en el 2017 la actualización de la Resolución 022 de 2001, vinculándola como tema prioritario a la Resolución 093 de 2007 que la modifica. Consideramos necesario que este tema se desarrolle lo más pronto posible dado los proyectos en curso del STR asociados con convocatorias en Ei STN, y se homologuen las responsabilidades de todos los agentes del sistema (distribuidores, transmisores, generadores y usuarios), así como se aclaren las responsabilidades en materia de garantías en forma acorde con la Res 024/13 frente al cumplimiento de las fechas de entrada de los proyectos, entre otras. También resulta de la mayor relevancia que se revisen los montos de las garantías exigidas en las citadas resoluciones y en la 024 de 2013, tal como ha sido expresado por ASOCODIS en anteriores comunicaciones.	La inclusión de este tema en la agenda de la Comisión está encaminado a que sea desarrollado en 2017. Los comentarios adicionales incluidos en la comunicación, no están relacionados con la inclusión o exclusión de temas de la propuesta de agenda regulatoria, sino que se refieren al desarrollo del proyecto regulatorio, los cuales se solicitarán posteriormente.
2	Revisión y actualización del código de redes de la Resolución 025 de 1995	CNO E-2016-012353	Agradecemos a la Comisión que se incluya en la Agenda Regulatoria 2017 la revisión del Código y se tomen en cuenta las recomendaciones realizadas en el estudio entregado por el Consejo en el año 2010, por supuesto, con los ajustes que correspondan a las actualizaciones tecnológicas de los últimos años, a fin de que se incorporen sus especificaciones en los nuevos proyectos de transmisión.	Dado que actualmente se avanza en el desarrollo de proyectos regulatorios que demandan mayores recursos, sin embargo de incluirse en la agenda regulatoria del 2017 se haría en una prioridad 2.
		CNO E-2016-012353	Una vez más el Operador del Sistema y el Consejo reiteran a la Comisión su preocupación por la implementación de los esquemas suplementarios de protección y las responsabilidades que se derivan de su operación, por lo que se sugiere que en la revisión del Código de Redes, la Comisión se focalice en el análisis de este tema y en la necesidad de darle límites a su aplicación para que no se oculten las señales necesarias para definir la expansión.	Dado que actualmente se avanza en el desarrollo de proyectos regulatorios que demandan mayores recursos, sin embargo de incluirse en la agenda regulatoria del 2017 se haría en una prioridad 2. Con respecto al comentario particular será atendido durante el desarrollo de la propuesta regulatoria que presente la Comisión.
		GRUPO ENERGÍA DE BOGOTÁ E-2016-1012355	Específicamente se requiere: - La actualización del Código de Redes debido a que no atiende de manera eficiente las necesidades actuales del SIN y los nuevos desarrollos tecnológicos. - La revisión de las resoluciones que hacen relación a los costos de conexión y su reconocimiento (resolución 24 de 2013 y metodologías de remuneración de STN y STR), dado que se han presentado serias dificultades en los acuerdos de los contratos de conexión. - El desarrollo de una metodología que regule los costos de conexión.	Dado que actualmente se avanza en el desarrollo de proyectos regulatorios que demandan mayores recursos, sin embargo de incluirse en la agenda regulatoria del 2017 se haría en una prioridad 2. Con respecto al comentario particular será atendido durante el desarrollo de la propuesta regulatoria que presente la Comisión.
		GECELCA E-2016-012389	Sugerimos actualizar el Código de Operación, considerando los siguientes aspectos: (i) incluir las reglas operativas que permitan mitigar posibles impactos por efectos fluctuantes e intermitentes que se podrían generar por la conexión al SIN de energías no convencionales y (ii) armonizar los criterios de la operación con los de la expansión, debido a que se observa en este aspecto divergencia de criterios, sobre todo cuando existen indisponibilidades de equipos.	El tema del código de operación es importante, pero su revisión se hará cuando se desarrolle el proyecto del despacho vinculante.
		XM E-2016-012396	El Código de operación debe actualizarse para que considere la experiencia de más de 20 años de aplicación (precisión de definiciones, criterios, coordinación de mantenimientos, reporte de información, entre otros) y el estado del arte como la utilización de instrumentos de medición fasorial.	El tema del código de operación es importante, pero su revisión se hará cuando se desarrolle el proyecto del despacho vinculante.

Manuel

		ACOLGEN E-2016-012388	Se recomienda Incluir dentro de la agenda indicativa la revisión del aparte de "Cferta de Precio" del numeral 3.1 del Código de operaciones de la Resolución CREG 025 de 1995 (y modificaciones), específicamente la oferta de precios por parte de las térmicas (Incluyendo plantas de ciclo combinado y plantas de ciclo STIG) referente al tipo de arranque (frío y no frío). Dado que ya se han presentado soluciones de almacenamiento de energía para eliminar restricciones es necesario que la CREC regule la remuneración e Implementación de este tipo de activos con el fin de que tengan la opción de entrar al mercado analizando todas las opciones de prestar servicios complementarios al sistema	Se analizará dentro del tema de Despacho Vinculante
		GECELCA E-2016-012389	Sugerimos actualizar el Código de Operación, considerando los siguientes aspectos: (i) incluir las reglas operativas que permitan mitigar posibles impactos por efectos fluctuantes e intermitentes que se podrían generar por la conexión al SIN de energías no convencionales y (ii) armonizar los criterios de la operación con los de la expansión, debido a que se observa en este aspecto divergencia de criterios, sobre todo cuando existen indisponibilidades de equipos.	El tema del código de operación es importante, pero su revisiónse hará cuando se desarrolle el proyecto del despacho vinculante
	Metodología de remuneración de cargos de transmisión	ANDESCO E-2016-012401	Agradecemos la gestión de la Comisión al adelantar el tema y publicar recientemente una nueva versión para comentarios. Sugerimos que antes de la fecha establecida para la entrega de comentarios, se realice un taller para socializar la propuesta publicada por medio de la resolución CREG 177 de 2016, "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"	El comentario no se refiere a temas a incluir o excluir de la agenda propuesta sino que hace parte del desarrollo del proyecto regulatorio de la metodología para remunerar la actividad de transmisión de energía eléctrica.
	Metodología para agilizar el trámite de las solicitudes de conexión de grandes usuarios en el SIN	GECELCA E-2016-012389	Debido a que actualmente pueden tardar hasta tres (3) años la conexión de estos, impactando el crecimiento de la demanda, así como la competitividad del mercado y del país.	Para la revisión del tema relacionado con la conexión de grandes usuarios al STN, se considerará dentro de la revisión planeada para el código de redes, Resolución CREG 025 de 1995
1.3	DISTRIBUCIÓN			
1.3.1	Convocatorias del STR			
1.3.2	Aprobación de ingresos y cargos con la nueva metodología			
1.3.3	Actualización cargos de distribución			
1.3.4	Modificación del esquema de fronteras embebidas	CODENSA E-2016-012341	Es importante que se incluya el espacio para una resolución en consulta para La modificación del esquema de fronteras embebidas, la cual aparece como definitiva en el tercer trimestre de 2017.	Se considerará la expedición de una nueva consulta. No obstante, se recuerda que este tema fue sometido a consulta mediante la Resolución 028 de 2014
		CNOF E-2016-012353	La resolución definitiva de la modificación del esquema de fronteras embebidas está prevista como definitiva para el segundo trimestre de 2017, sin embargo es importante definir en la agenda un espacio para la resolución para consulta	Se considerará la expedición de una nueva consulta. No obstante, se recuerda que este tema fue sometido a consulta mediante la Resolución 028 de 2014
		EPM E-2016-012371	Consideramos que previo ala expedición de la resolución definitiva es adecuado publicar un proyecto de resolución para comentarios de todos los agentes interesados.	Se considerará la expedición de una nueva consulta. No obstante, se recuerda que este tema fue sometido a consulta mediante la Resolución 028 de 2014
		ASOCODIS E-2016-012373	Consideramos que previo a la expedición de la resolución definitiva es adecuado publicar un proyecto de resolución para comentarios de todos los agentes interesados	Se considerará la expedición de una nueva consulta. No obstante, se recuerda que este tema fue sometido a consulta mediante la Resolución 028 de 2014
		ANDESCO E-2016-012401	Consideramos importante que la Comisión emita una resolución para consulta antes de publicar una resolución definitiva, teniendo en cuenta el tiempo que ha transcurrido desde la expedición de dicha propuesta y el impacto que este tema tiene para las planta menores.	Se considerará la expedición de una nueva consulta. No obstante, se recuerda que este tema fue sometido a consulta mediante la Resolución 028 de 2014

		ENEL E-2016-012407	Para un adecuado y eficiente desarrollo de proyectos de generación y el mejor aprovechamiento de la red, es necesario que se modifique el esquema actual de fronteras embebidas. Por tal razón, consideramos acertado se incluya en la agenda regulatoria de 2017. Sin embargo, dado que sobre este tema hay un proyecto de resolución publicado desde el año 2014, sugerimos que sea evacuado en el 1er trimestre/17 y no se posponga aún más la resolución definitiva.	El tema está propuesto para el segundo trimestre de 2017 dados los compromisos regulatorios para el primer trimestre
	Aplicación de los ADDs	DISPAC E-2016-012339	Es importante aclarar cómo se va a incorporar la aplicación de las adds a la nueva metodología de remuneración de la actividad de distribución.	Una vez expedida la nueva metodología se procederá a revisar el esquema de ADD
	Nuevas tecnologías para la gestión de distribución	CNO E-2016-012353	El objeto es tener un referente de las mejores prácticas, arquitecturas y estándares en materia de interoperabilidad de la red de potencia y de sus sistemas de gestión, que permitan aumentar las capacidades en la operación, para mejorar la eficiencia, seguridad y confiabilidad del Sistema.	Se espera que la nueva metodología incentive estas prácticas en los operadores de red
	3. Metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía	CELSIA E-2016-012365	Bajo la visión de facilitar la integración de la generación distribuida como alternativa para que los agentes desarrollen proyectos de generación de pequeña escala y para que los clientes desarrollen autogeneración, como techos solares, es necesario analizar dos aspectos dentro de la metodología de distribución, tal como lo comentamos en nuestra comunicación sobre la Resolución 024 en abril de este año: 1) • Cargos de distribución por energía y potencia: La definición de un esquema tarifario para los cargos de distribución que reduzca los efectos de la autogeneración en los usuarios que no opten o no puedan instalar ese tipo de activos. En otros países la aplicación de cargos de potencia y energía para la remuneración de la actividad de distribución ha sido una herramienta útil que ha permitido mitigar el efecto señalado. 2) Cargo por respaldo de red: La definición de los cargos de respaldo de red para la autogeneración que, si bien están incluidos en la metodología de remuneración deben ser analizados en el contexto de viabilizar la generación solar distribuida. Insistimos en que, dada la velocidad a la que se reducen los costos de inversión de las tecnologías de generación fotovoltaica y eólica, aún para proyectos de muy baja escala, aproximándose a niveles de paridad respecto a los costos de suministro de energía en la red de distribución, es importante que estas definiciones queden incluidas en la metodología de remuneración de distribución que está próxima a expedirse, con el fin de que no queden barreras a la entrada de estas tecnologías	Se considera que estos temas son parte de la revisión de la metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica, en consulta mediante la Resolución CREG 176 de 2016.
		EPM E-2016-012371	En la modificación de la Agenda Regulatoria indicativa 2016 se establece que la Comisión expedirá la Resolución definitiva de la remuneración de la actividad de Distribución de Energía Eléctrica a más tardar en el mes de diciembre de 2016, no obstante, teniendo en cuenta que la Comisión publicó una nueva propuesta para comentarios, consideramos que tal expedición sería factible para el primer trimestre de 2017.	Se tendrá en cuenta su comentario en la revisión de la agenda

53

[Handwritten signature]

		ASOCODIS E-2016-012373	Teniendo en cuenta que la Comisión publicó una nueva propuesta para comentarios, consideramos importante que se realice un taller con ASOCODIS en el que se demuestre que la metodología contribuirá alcanzar los objetivos de incrementar cobertura, mejorar la calidad, augmentar la confiabilidad , disminuir las pérdidas de energía, lograr una reposición adecuada de activos e incorporar innovaciones tecnológicas, entre otros , con tarifas eficientes y garantizando la suficiencia y viabilidad financiera de los proyectos y empresas., y se compartan todos los soportes que justifiquen la propuesta.	Se considera que es parte del proceso de revisión de la metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica a donde se traslada este comentario.
		ANDESCO E-2016-012401	Consideramos que debe evaluarse el impacto en tarifas que resultaría de la reducción de la demanda producto de la autogeneración y la generación distribuida, e incluir este nuevo escenario en el análisis para el diseño y formulación de las tarifas. También consideramos conveniente que se realice un taller para socializar la resolución CREG 176 de 2016, "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica	Se tendrá en cuenta el comentario en el momento del desarrollo del tema correspondiente
1.4	COMERCIALIZACIÓN			
1.4.2	Prestador de última instancia	EPM E-2016-012371	La expedición de la regulación del Prestador de Última Instancia PUI, se sugiere incluirlo como tema de primera prioridad, para evitar posibles riesgos comerciales para la atención de la demanda de usuarios finales	El tema se incluyó con prioridad 1
		ASOCODIS E-2016-012373	La expedición de la regulación del PUI, debe no solamente ser considerado como tema con prioridad 1, sino que debería definirse lo más pronto posible, tal como se ha manifestado en otras oportunidades. Lo anterior teniendo su importancia para evitar posibles riesgos comerciales para la atención de la demanda de usuarios finales en condiciones críticas. No obstante, de continuar con los plazos para la definición de este tema que se proponen en la agenda, consideramos que debe mantenerse lo contenido en la propuesta de fórmula tarifaria, en el sentido de que los usuarios que entren a ser atendidos por el comercializador incumbente por razones ajenas a su gestión, se permita trasladar directamente los costos en que se incurren.	El tema se incluyó en la agenda con prioridad 1, y el comentario hace parte del desarrollo regulatorio que se le dé a este tema
1.4.3	Revisión de las condiciones para participar en el mercado no regulado	ASOCODIS E-2016-012373	Es de fundamental importancia que los límites de contratación en el mercado competitivo sólo sean modificados una vez se resuelvan de manera estructural aspectos relacionados con el funcionamiento del Mercado Mayorista en Colombia y con las dificultades del mercado que se pudieron observar en el último Fenómeno de El Niño.	El tema se incluyó en la agenda prioridad 1, y el comentario hace parte del desarrollo regulatorio que se le dé a este tema
	Aplicación de tarifas horarias	DISPAC E-2016-012339	Es necesario reconsiderar la aplicación de la propuesta contenida en la resolución 240 b de 2015 en lo referente a tarifas horarias las cuales están orientadas para que el usuario ajuste sus hábitos de consumo según estas tarifas. en la actualidad se requeriría la realización de inversiones para cambio de contadores o la adopción de curvas de carga por empresa con lo cual se perdería el objetivo mismo de la resolución. en este sentido es necesario que la CREG considere estos aspectos para decidir la validez de esta propuesta.	El comentario corresponde a el desarrollo del proyecto regulatorio y será trasladado a expediente correspondiente

	<p>Formula tarifaria para usuarios regulados</p>	<p>CELSIA E-2016-012365</p>	<p>Los siguientes aspectos tienen una relación y dependencia estrecha con la fórmula a ser expedida, y solicitamos a la Comisión que sean incluidos en la agenda y en el tratamiento de los temas: 1) Facturación de excedentes de autogeneración: la alternativa de facturación neta para permitir que los clientes de dicho mercado, que opten por autogenerar a partir de paneles solares. Así mismo, estos usuarios estarán en capacidad de entregar energía en ciertas horas y con base en ello de participar activamente en el despacho diario de energía, pudiéndose beneficiar de la diferencia entre los precios de bolsa y su costo de generación. 2) Tarifas horarias: Es necesario que los clientes regulados cuenten con la posibilidad de optar por diferenciar de manera efectiva, flexible y dinámica sus tarifas a nivel horario, como mecanismo fundamental para la participación de los usuarios en la gestión de la demanda, con el fin de proporcionar a los usuarios señales para modificar el comportamiento de su consumo e incentivos a la instalación de equipos de autogeneración 3) Mercado de contratos de energía para el mercado regulado: Incluir en la fórmula tarifaria las diferentes posibilidades de contratación que se definan para la compra de energía por parte de los comercializadores de clientes regulados, de acuerdo con los cambios o modificaciones a tales esquemas de acuerdo con el trabajo que está desarrollando la Comisión. Tales posibilidades deben permitir transferir a los clientes los costos de compra de los diferentes esquemas que defina la Comisión.</p>	<p>El comentario corresponde a el desarrollo del proyecto regulatorio y será trasladado a expediente correspondiente</p>
		<p>ANDESCO E-2016-012401</p>	<p>La implementación y aplicación de tarifas horarias, como mecanismo flexible que permitirá una participación activa de los usuarios en la gestión de sus consumos y que ya está incluida en la propuesta de remuneración de distribución, tiene relación directa con aspectos por definir como la aplicación de incentivos a la masificación de la medición inteligente y la reglamentación de la autogeneración a pequeña escala.</p> <ul style="list-style-type: none"> • La participación de la demanda individual o agregada por medio de un agente comercializador también se vería impulsada por la implementación de mercados intradiarios en la bolsa de energía. • Es importante que se establezca un mercado estandarizado de contratos de energía para el mercado regulado; así como la transferencia apropiada vía tarifa de los costos transaccionales de las diversas opciones de contratación. • Es apropiada y necesaria la revisión de la Generación distribuida (Smart Grid), lo que permitirá la coordinación de los desarrollos en cuanto a generación distribuida, respuesta de la demanda, movilidad eléctrica y almacenamiento de energía. , sugerimos que la expedición de la resolución definitiva, por medio de la que se establezca la nueva fórmula tarifaria, se programe para el año 2017. 	<p>El comentario corresponde a el desarrollo del proyecto regulatorio y será trasladado a expediente correspondiente</p>
		<p>C.A.C E-2016-013548</p>	<p>Nos permitimos poner a su consideración la inclusión de la Fórmula Tarifaria la cual deberá reflejar los temas que se serán ajustados en el mercado y afectarán varios de los factores de la fórmula. Algunos de estos son: fuentes alternas de suministro renovables, ajustes en el despacho, ajustes en el Cargo por Confiabilidad, prestador de última instancia, mercado de contratos, metodologías de transmisión y distribución.</p>	<p>El tema se incluye en la agenda 2017, los demás aspectos corresponden al desarrollo del proyecto regulatorio y será trasladado a expediente correspondiente</p>
<p>1.5</p>	<p>ZONAS NO INTERCONECTADAS</p>			

Muniz

1.5.2	Revisiones tarifarias a las zonas no interconectadas			
1.5.3	Validación de asignación de riegos para las nuevas áreas de servicio exclusivo para las ZNI			
1.6	OTROS TEMAS DE ENERGIA ELECTRICA			
1.6.1	Generación distribuida (Redes Inteligentes) (*Ajustar según Ley 1715 de 2014) (Revisión de la 70 del 1998 procedimiento simplificado de conexión)	CODENSA E-2016-012341	Nos permitimos sugerir que para el primer semestre de 2017 se programe un taller con los Operadores de Red con el fin de analizar el diagnóstico de los actuales tiempos de conexión aplicados por los OR, para que sirva de retroalimentación a la propuesta de ajuste de la Res. CREG 070/98. También es importante se tengan en cuenta las nuevas tecnologías para la operación de los sistemas, específicamente en Smartgrid y Smartmeter y su posible exigencia en los esquemas de Generación Distribuida	El comentario corresponde a el desarrollo del proyecto regulatorio y será trasladado a expediente correspondiente
		CNO E-2016-012353	El concepto de redes inteligentes es mas amplio que la generación distribuida, consideramos conveniente que se incluyan otros temas regulatorios asociados, como son: Incremento de la confiabilidad del servicio de suministro eléctrico. Mejores pronosticos de la demanda: reducción de la demanda pico. Cambio de horario de consumo a horas pico. Disminución del total de energía consumida. Activación de carga de vehículos eléctricos. Activación de otras fuentes de generación. incorporación de electrodomésticos eficientes y equipos. Medidores inteligentes. Precios dinámicos. Termostatos y electrodomésticos inteligentes. Control automático de equipos. Información en tiempo real sobre consumo eléctrico. Programación y control de cargas tal como cargadores eléctricos de vehículos redes de vecindarios y otros.	El comentario corresponde a el desarrollo del proyecto regulatorio y será trasladado a expediente correspondiente
		CELSIA E-2016-012365	Proponemos a la Comisión que, en relación con este tema, incluya el análisis de las instancias de coordinación de la generación distribuida, entendida esta como la suma de los equipos de generación que se instalen conectados a las redes y los equipos de autogeneración que instalen los clientes, en el contexto de la administración agregada de consumidores (APM), tema este que concentra en estos momentos mayor análisis en Alemania y España dados los efectos de este tipo de generación en la operación de la red.	El comentario corresponde a el desarrollo del proyecto regulatorio y será trasladado a expediente correspondiente
		ASOCODIS E-2016-012373	Nos permitimos sugerir que para el primer semestre de 2017 se programe un taller con los Operadores de Red con el fin de analizar el diagnóstico de los actuales tiempos de conexión aplicados por los OR, para que sirva de retroalimentación a la propuesta de ajuste de la Res CREG 070/98	El comentario corresponde a el desarrollo del proyecto regulatorio y será trasladado a expediente correspondiente
	Modificaciones requeridas en el mercado de electricidad para la implementación de la medición y facturación horaria	GRUPO ENERGIA DE BOGOTÁ E-2016-1012355	Si bien la resolución CREG 240B de 2015 propone alternativas para aplicar cargos horarios al usuario final, es necesario revisar qué restricciones existen en el mercado y qué se requiere modificar en los demás eslabones de la cadena para viabilizar la implementación de esta alternativa, que ya está empezando a ser una realidad en el mercado regulado de la Capital del País.	El comentario corresponde a el desarrollo del proyecto regulatorio y será trasladado a expediente correspondiente
1.6.2	Revisión de cargos a XM			
	Información contable para regulación	GRUPO ENERGIA DE BOGOTÁ E-2016-1012355	Este tema fue programado en el Proyecto de Agenda Regulatoria de 2016, pero no se incluyó en la modificación de Agenda del mismo año y dado que es considerado un tema de importancia, se solicita su inclusión en la Agenda Regulatoria de 2017	Se acoge el comentario y se incluye el tema en la agenda regulatoria

		EPM E-2016-012371	En la modificación de la agenda 2016 este tema no fue considerado y no se incluyó en la agenda 2017	Se acoge el comentario y se incluye el tema en la agenda regulatoria
	Revisión y actualización de la Resolución GREG 108 de 1997	EPM E-2016-012371	Es importante incluir en la agenda regulatoria del 2017 la revisión y actualización de la Resolución CREG 108 de 1997 como complemento importante del Reglamento de Comercialización.	Se acoge el comentario y se incluye el tema en la agenda regulatoria
		ASOCODIS E-2016-012373	Se requiere la revisión y actualización de la Resolución CREG 108 de 1997 como complemento importante del Reglamento de Comercialización y su inclusión en la agenda regulatoria del 2017. Específicamente se requiere especial atención a la revisión de la regulación respecto al tema de recuperación de la energía, tal como lo ha expresado ASOCODIS en anteriores comunicaciones. Este tema resulta fundamental para los procesos de recuperación de energía de las empresas.	Se acoge el comentario y se incluye el tema en la agenda regulatoria
		ANDESCO E-2016-012401	Vemos pertinente incluir en la agenda la revisión y actualización de la Resolución CREG 108 de 1997, con el fin de alinear su contenido con lo establecido en la Resolución CREG 156 de 2011. Esta actualización debe contemplar la recuperación de energía producto de defraudación de fluidos. Por otro lado, reviste especial urgencia la reglamentación de las normas derivadas del Plan Nacional de Desarrollo cuya vigencia se termina	Se acoge el comentario y se incluye el tema en la agenda regulatoria
1	Reglamentación zonas de difícil acceso (Art. 18 Ley 1753 de 2015)	EPM E-2016-012371	Hace falta incluir en la agenda de 2017 las reglamentaciones que se derivan del Plan Nacional de desarrollo relativo a las zonas de difícil acceso artículo 16. Vale la pena indicar que han pasado dos años de los cuatro que estará vigente la ley 1753 de 2015 sin que los usuarios se hayan podido beneficiar con estas medidas.	Se acoge el comentario y se incluye en la agenda 2017
		ANDESCO E-2016-012401	Por otro lado, reviste especial urgencia la reglamentación de las normas derivadas del Plan Nacional de Desarrollo cuya vigencia se termina en 2018, en especial las referentes a esquemas diferenciales para la prestación del servicio.	Se acoge el comentario y se incluye en la agenda 2017
Objetivo No. 2	SECTOR GAS NATURAL			
2.1	MERCADO MAYORISTA			
2.1.1	Revisión al esquema de comercialización de gas natural (Ajustes a la Resolución 089 de 2013:	ISAGEN E-2016-012297	Proponemos desagregar este punto para reflejar las actividades en los aspectos más relevantes para el mercado, por ejemplo revisión a la comercialización del mercado primario, revisión a la comercialización del mercado secundario, revisión al esquema de comercialización de transporte, etc. En este punto es importante dar prioridad a la revisión del esquema de comercialización para el gas con interrupciones	Las revisiones a la resolución 089 son un ejercicio continuo de ajuste con varios temas grandes. Ya hay actualmente una propuesta sobre uno de esos temas (Res 094 de 2016), pero la priorización y la secuencia precisa de temas a revisar depende de los ajustes definitivos que se hagan al mercado primario, y de consultas con los agentes del mercado.
		EMGESA E-2016-012338	Sugerimos a la comisión que previo al desarrollo del proceso de comercialización se incorpore el ajuste de la resolución CREG 089 de 2013 o la expedición definitiva de la resolución CREG 230 de 2015 en consulta mediante la cual se definen las reglas procedimientos y condiciones para ceder y/o vender la capacidad primaria de transporte de gas contratada por remitentes caso del distribuidor-comercializador cuando los usuarios cambian de comercializador. Consideramos importante que se garantice a los usuarios que cambian de comercializador que no tendrán riesgo alguno de perder o desmejorar las condiciones asociadas a la capacidad de transporte de gas que fue contratada en virtud de su consumo y que estaba siendo asignada a ellos por el anterior comercializador.	Las revisiones a la resolución 089 son un ejercicio continuo de ajuste con varios temas grandes. Ya hay actualmente una propuesta sobre uno de esos temas (Res 094 de 2016), pero la priorización y la secuencia precisa de temas a revisar depende de los ajustes definitivos que se hagan al mercado primario, y de consultas con los agentes del mercado.

		GAS NATURAL FENOSA E-2016-12348	La necesidad de realizar ajustes al esquema de comercialización del mercado mayorista de gas Resolución CREG 089 de 2013, cuya implementación ha generado serios cuestionamientos respecto del poco éxito de ciertos procesos ejecutados, los efectos de la liberalización del precio en boca de pozo, el poder de mercado presente en cada proceso de comercialización, entre otros Dicha revisión debe ser estructural y con la posibilidad de abrir debates respecto de los temas centrales que limitan la liquidez del mercado	Las revisiones a la resolución 089 son un ejercicio continuo de ajuste con varios temas grandes. Ya hay actualmente una propuesta sobre uno de esos temas (Res 094 de 2016), pero la priorización y la secuencia precisa de temas a revisar depende de los ajustes definitivos que se hagan al mercado primario, y de consultas con los agentes del mercado.
		ECOPETROL E-2016-012350	Dada la importancia de este tema para el sector, consideramos que la Resolución definitiva debería estar para el 2 trimestre de 2017 y no después dada que se han identificado después de tres años de aplicación de la norma CREG 089/13 varias oportunidades de mejora que de aplicarse mejorarían la competitividad y el mantenimiento de la demanda del sector.	Las revisiones a la resolución 089 son un ejercicio continuo de ajuste con varios temas grandes. Ya hay actualmente una propuesta sobre uno de esos temas (Res 094 de 2016), y la expedición de resolución definitiva dependerá de la priorización de los temas a revisar y de consultas con los agentes del mercado.
		CELSIA E-2016-012365	solicitamos incluir el análisis de alternativas contractuales para la comercialización del gas regasificado, tanto en la planta de Cartagena como las nuevas que entren en operación en cumplimiento del plan de abastecimiento de la UPME.	Se entiende que el análisis de alternativas contractuales para el gas regasificado se analizará como parte de la flexibilización de la comercialización del gas importado que se incluye como parte de la agenda regulatoria. Con respecto al plan de abastecimiento de la UPME, se entiende que el tema se encuentra en consulta mediante la resolución CREG 038 de 2016 y se tendrá en cuenta para la expedición de la resolución definitiva
		SURTIGAS E-2016-012369	Consideramos que la revisión del esquema de comercialización de gas natural debe realizarse antes de la fecha prevista en la agenda, debido a que como lo hemos manifestado en diferentes reuniones, aquí se contemplan temas críticos para el mercado que requieren una pronta modificación, dentro de los cuales se encuentran los tipos de contratos, variaciones de salida, manejo de desbalances, indexador, ajustes al mercado secundario, entre otros. Este tema está enlazado con las desviaciones de gas y energía.	Las revisiones a la resolución 089 son un ejercicio continuo de ajuste con varios temas grandes. Ya hay actualmente una propuesta sobre uno de esos temas (Res 094 de 2016), pero la priorización y la secuencia precisa de temas a revisar depende de los ajustes definitivos que se hagan al mercado primario, y de consultas con los agentes del mercado. Con respecto a variaciones de salida entendemos que el comentario se enmarca dentro de la propuesta planteada por la Comisión en la Resolución CREG 066B de 2016. En ese sentido este comentario se analizará dentro de los comentarios recibidos a la propuesta de la Resolución CREG 066B. Finalmente, con respecto al índice de actualización de precios la Comisión considera que el proceso de ajuste del tema fue cerrado en 2015.
		EPM E-2016-012371	Sugerimos se expida la resolución definitiva durante el I semestre de 2017, antes del inicio del periodo de comercialización 2017-2018. Lo anterior dado que para el próximo periodo de comercialización el mercado debe tener claros los mecanismos y productos para la compra de suministro y transporte de gas en el mercado primario.	Las revisiones a la resolución 089 son un ejercicio continuo de ajuste con varios temas grandes. Ya hay actualmente una propuesta sobre uno de esos temas (Res 094 de 2016), y la expedición de resolución definitiva dependerá de la priorización de los temas a revisar y de consultas con los agentes del mercado.
		EPM E-2016-012371	En el marco de la revisión de la Resolución GREG 089 de 2013 también es importante revisar los mecanismos de comercialización de corto plazo y la administración de los mismos por parte del Gestor de Mercado, considerando las oportunidades de mejora identificadas	Las revisiones a la resolución 089 son un ejercicio continuo de ajuste con varios temas grandes. Ya hay actualmente una propuesta sobre uno de esos temas (Res 094 de 2016), pero la priorización y la secuencia precisa de temas a revisar depende de los ajustes definitivos que se hagan al mercado primario, y de consultas con los agentes del mercado.

		PROMIGAS E-2016-012375	<p>Consideramos que la revisión del esquema de comercialización de gas natural debe realizarse antes de la fecha prevista en la agenda debido a que aquí se contemplan temas críticos para el mercado que requieren una pronta modificación dentro de los cuales se encuentran los tipos de contratos, variaciones de salida, manejo de desbalances, indexador, ajustes al mercado secundario entre otros.</p>	<p>Las revisiones a la resolución 089 son un ejercicio continuo de ajuste con varios temas grandes. Ya hay actualmente una propuesta sobre uno de esos temas (Res 094 de 2016), pero la priorización y la secuencia precisa de temas a revisar depende de los ajustes definitivos que se hagan al mercado primario, y de consultas con los agentes del mercado.</p> <p>Con respecto a variaciones de salida entendemos que el comentario se enmarca dentro de la propuesta planteada por la Comisión en la Resolución CREG 066B de 2016. En ese sentido este comentario se analizará dentro de los comentarios recibidos a la propuesta de la Resolución CREG 066B.</p>
		ACOLGEN E-2016-012388	<p>Durante la operación del mercado de gas se presentan desbalances de gas que podrían ser manejados a través de ajustes entre los agentes participantes del mercado sin necesidad de recurrir a inyecciones de cantidades adicionales al sistema de transporte de gas o a reducir el consumo, según sea el caso, por parte del agente que presenta el desbalance. Por lo anterior, solicitamos cordialmente incluir en la agenda regulatoria indicativa 2017 la resolución definitiva asociada a la definición de un mecanismo estandarizado que permita realizar transacciones de manera expedita, promoviendo un ambiente de mercado que permita a los agentes cerrar sus desbalances directamente con los otros participantes del mercado</p>	<p>En la regulación del mercado mayorista de gas natural, adoptada mediante la Resolución CREG 089 de 2013 y otras que la han modificado y complementado, se establecen mecanismos de transacción en el mercado secundario que permiten a los participantes del mercado ajustar sus desbalances. Uno de estos mecanismos es el proceso úselo o véndalo de corto plazo para gas natural donde compradores y vendedores pueden negociar cantidades de gas para el siguiente día de gas. Este mecanismo se basa en subastas de sobre cerrado que despeja el gestor del mercado de gas durante el proceso de nominación. Otro mecanismo es el de negociaciones directas de suministro de gas entre los participantes del mercado durante el día de gas. En estas negociaciones las partes pueden negociar cantidades para el día de gas o para días posteriores (i.e. duración de contrato intradiario, diaria, semanal, mensual, trimestral, anual y multianual). La Comisión está observando y analizando la evolución del mercado</p>
		GECELCA E-2016-012389	<p>Los eventos eximentes del sector gas natural definidos en la resolución CREG 089 de 2016 han aumentado el riesgo económico a los generadores térmicos, debido a que en el sector eléctrico no existen tales eventos eximentes, constituyéndose un desequilibrio entre los sectores. Por tanto, los generadores térmicos que no logran conseguir las coberturas necesarias por las indisponibilidades asociadas a los mantenimientos (evento eximente) del sector gas quedan expuestos al pago de desviaciones negativas de OEF y la pérdida del Cargo por Confiabilidad sin poder reflejar esta afectación al sector de gas.</p>	<p>La Comisión considera que esa discusión eventualmente se podría dar como parte de la revisión continua de la Resolución CREG 089 de 2013. No obstante, de acuerdo con el comportamiento y la evolución del mercado la Comisión evaluaría más adelante si es pertinente adicionarlo en la agenda regulatoria.</p>

		ANDESCO E-2016-012401	<p>Consideramos que esta revisión debe ser estructural, integral, considerando los resultados e impactos de los aspectos antes mencionados y con la posibilidad de abrir debates respecto de los temas centrales que limitan la liquidez del mercado. Ahora bien, respecto a la revisión planteada para este esquema, teniendo en cuenta los diversos ajustes efectuados y propuestos a la regulación vigente, la Resolución 089 de 2013, es importante establecer la integralidad de las modificaciones ya emitidas disminuyendo la posibilidad de nuevos cambios futuros.</p> <p>Vemos oportuno incluir la regulación de aquellos aspectos detallados que constituyen las denominadas "Salidas Forzadas de Transporte" las cuales están consideradas como eventos eximentes de responsabilidad dentro del artículo 12 de la Resolución CREG 089 de 2013, pero se indica que "serán objeto de regulación aparte". Sabemos que la Comisión se encuentra estudiando este tipo de evento eximente, sin embargo, consideramos pertinente priorizar su expedición con el fin de contar con el marco claro de actuación ante la ocurrencia de estos eventos en el transporte, el cual debe establecer su definición, alcance, circunstancias bajo las cuales se configuran y demás aspectos de implementación.</p>	<p>Las revisiones a la resolución 089 son un ejercicio continuo de ajuste con varios temas grandes. Ya hay actualmente una propuesta sobre uno de esos temas (Res 094 de 2016), pero la priorización y la secuencia precisa de temas a revisar depende de los ajustes definitivos que se hagan al mercado primario, y de consultas con los agentes del mercado.</p> <p>De otra parte, y como se planteó en la consulta de la Resolución CREG 113 de 2012, el concepto de "salidas forzadas de la infraestructura de transporte" está asociado a confiabilidad. Entendemos que a partir de la vigencia del Decreto 2345 de 2015 el tema de confiabilidad en transporte se cubre con los proyectos que adopte el Ministerio de Minas y Energía a través del plan de abastecimiento de gas natural. Por tanto entendemos que la discusión sobre "salidas forzadas de la infraestructura de transporte" está ligada con la definición de proyectos de confiabilidad que adopte el Ministerio de Minas y Energía en el plan de abastecimiento de gas natural. Según la evolución en la adopción de proyectos de confiabilidad en el plan de abastecimiento de gas natural, la Comisión evaluará posteriormente si es pertinente adicionar a la agenda este tema.</p>
	Metodología para calcular el valor de los cargos por los servicios de corto plazo	ACOLGEN E-2016-012388	<p>Se recomienda respetuosamente incluir, dentro de los objetivos de la agenda relacionada con el sector de gas, la tarifa regulada de los servicios de corto plazo (parqueo, desvíos, capacidad interrumpible, capacidad excedentaria y contraflujo) Al respecto, actualmente la información para establecerla tarifa del servicio de corto plazo pertenece exclusivamente al transportador por lo cual existe una baja capacidad de negociación de la demanda para cualquiera de estos servicios. Una tarifa regulada garantizaría la simetría de condiciones y la transparencia en la metodología de cálculo del valor de los cargos asociados a estos servicios.</p>	<p>Las propuestas de regulación de precios de los servicios de corto plazo que actualmente prestan los transportadores de gas natural no están en la agenda. Parte de la respuesta es que estos servicios se realizan dentro del contexto de la libertad vigilada. Sin embargo, según el comportamiento del mercado y de encontrarse los elementos que deriven en la necesidad de regular la tarifa de esos servicios la Comisión evaluará la conveniencia de incluir este tema en la agenda regulatoria.</p>
2.1.2	Indicadores del mercado secundario y operativo de gas natural	GAS NATURAL FENOSA E-2016-12348	<p>Con el consenso respecto de las modificaciones necesarias al esquema de comercialización, la Comisión tendrá un panorama despejado para establecer los indicadores del mercado secundario y operativo de gas natural necesarios para su seguimiento y análisis de esta manera dicho objetivo debería realizarse con posterioridad al de revisión del esquema de comercialización.</p>	<p>En primer término, de la revisión continua de la Resolución CREG 089 de 2013, si se encuentran elementos que aconsejen que este tema se demore la CREG estaría dispuesta a revisar la oportunidad de emisión de los indicadores del mercado secundario y operativo. No obstante, en el momento no se ven argumentos que deriven en esa conclusión.</p> <p>Adicionalmente, debe exponerse que cuando se emitan las resoluciones de consulta y se reciban los respectivos comentarios, le corresponde a la CREG evaluar la revisión de los comentarios y por su puesto su oportunidad de emisión.</p>
		ANDESCO E-2016-012401	<p>El consenso respecto de las modificaciones necesarias al esquema de comercialización aportará mayor claridad para el establecimiento de los indicadores del mercado secundario y operativo de gas natural que faciliten su seguimiento y análisis. Por lo tanto, vemos pertinente que este último aspecto se desarrolle con posterioridad a la revisión del esquema de comercialización.</p>	<p>En primer término, de la revisión continua de la Resolución CREG 089 de 2013, si se encuentran elementos que aconsejen que este tema se demore la CREG estaría dispuesta a revisar la oportunidad de emisión de los indicadores del mercado secundario y operativo. No obstante, en el momento no se ven argumentos que deriven en esa conclusión.</p> <p>Adicionalmente, debe exponerse que cuando se emitan las resoluciones de consulta y se reciban los respectivos comentarios, le corresponde a la CREG evaluar la revisión de los comentarios y por su puesto su oportunidad de emisión.</p>

Flexibilización de la comercialización del gas importado	ECOPETROL E-2016-012350	Que esta fuente pueda ser ofrecida bajo condiciones contractuales diferentes a las del gas de fuentes nacionales. Lo anterior sustentado en que, por su misma procedencia este gas puede tener indexadores diferentes a los regulados por la CREG para campos mayores, condiciones contractuales más o menos flexibles como son las horas de mantenimientos, eventos eximentes, fuerzas mayores, cantidades, fecha de inicio o terminación, entre otros aspectos, que pueden ocasionar altos riesgos para las partes (tanto la que compra como la que vende) si se comercializan bajo las normas actuales.	Entendemos que esta discusión hace parte de las revisiones a la Resolución CREG 089 de 2013, que son un ejercicio continuo de ajuste con varios temas grandes. La priorización y la secuencia precisa de temas a revisar depende de los ajustes definitivos que se hagan al mercado primario, y de consultas con los agentes del mercado.
Papel y consolidación del gestor del mercado	EMGESA E-2016-012338	Sugerimos dentro de la evaluación y desempeño del gestor del mercado analizar otras funciones y responsabilidades como: i) realizar las liquidaciones y transacciones propias de los resultados de las subastas dándole un carácter de administrador y liquidador de cuentas similar al esquema actual del sector eléctrico ii) centralizar el manejo de garantías y mecanismos de cobertura (adicional a la bilateralidad entre agentes) iii) simultaneidad y competencia con otras plataformas de transacción de gas dado que aunque la regulación permite su participación no es clara su operación y bases para que lo transado se sujete a lo establecido especialmente en la resolución CREG 089 de 2013.	Las propuestas de asignación de nuevas funciones al gestor del mercado no están en la agenda. Sin embargo, según el comportamiento del mercado y en especial de las necesidades que se requieran para mejorar su eficacia posteriormente la Comisión evaluará si resulta pertinente agregar nuevas funciones al gestor.
	EPM E-2016-012371	Igualmente, dado que las funciones del Gestor del Mercado se encontraban para análisis en el segundo trimestre de la agenda 2016 y en la propuesta de agenda 2017 no observamos dicho tema, se considera prudente que luego de casi dos años de funcionamiento del Gestor del Mercado de Gas, se revisen sus funciones que favorezcan el desarrollo del mercado.	Las propuestas de asignación de nuevas funciones al gestor del mercado no están en la agenda. Sin embargo, según el comportamiento del mercado y en especial de las necesidades que se requieran para mejorar su eficacia posteriormente la Comisión evaluará si resulta pertinente agregar nuevas funciones al gestor.
	ACOLGEN E-2016-012388	Se considera necesario incluir dentro de la agenda regulatoria la revisión de las funciones del Gestor y el análisis correspondiente de dotar al gestor de mercado de gas con las funciones de liquidador de las transacciones comerciales y de centralizador de la operación, lo cual permitiría dar mayor eficiencia al esquema actual de comercialización de gas	Las propuestas de asignación de nuevas funciones al gestor del mercado no están en la agenda. Sin embargo, según el comportamiento del mercado y en especial de las necesidades que se requieran para mejorar su eficacia posteriormente la Comisión evaluará si resulta pertinente agregar nuevas funciones al gestor.
	GECELCA E-2016-012389	Desde la perspectiva comercial y teniendo en cuenta la baja liquidez de los mercados que viene manejando el Gestor del Mercado de Gas, reflejada en las pocas transacciones que se presentan en estos mercados, consideramos que se debe reevaluar la participación de los productores de gas en el mercado secundario, de tal forma que estos puedan comercializar las cantidades de gas no nominadas previa autorización del comprador del gas en el mercado primario.	Este es uno de los aspectos regidos por la Resolución CREG 089 de 2013. Las revisiones a la resolución 089 son un ejercicio continuo de ajuste con varios temas grandes. Ya hay actualmente una propuesta sobre uno de esos temas (el mercado primario), pero la priorización y la secuencia precisa de temas a revisar depende de los ajustes definitivos que se hagan al mercado primario, y de consultas con los agentes del mercado.
	GECELCA E-2016-012389	Así mismo, consideramos que en el mercado de gas se deben abrir los espacios regulatorios necesarios o periodos de transición que permitan que los productores puedan retomar las cantidades de gas vendidas en el mercado primario, siempre que los compradores le soliciten a los productores oportunamente su comercialización para este mercado y antes del inicio de la vigencia de cada periodo de comercialización.	Este es uno de los aspectos regidos por la Resolución CREG 089 de 2013. Las revisiones a la resolución 089 son un ejercicio continuo de ajuste con varios temas grandes. Ya hay actualmente una propuesta sobre uno de esos temas (el mercado primario), pero la priorización y la secuencia precisa de temas a revisar depende de los ajustes definitivos que se hagan al mercado primario, y de consultas con los agentes del mercado.



	Revisión de los mecanismos de cubrimientos (garantías)	ECOPETROL E-2016-012350	Solicitamos Incluir el tema de la revisión, tanto de participación en los procesos de subastas mensuales como las garantías que cubren el no pago de los servicios del Gestor, toda vez que, como están reglamentadas periodicidad mensual, desmotivan por una parte la participación de los agentes en los mecanismos mensuales de comercialización GREG-Gestor y por otra, generan costos Ineficientes y dificultades operativas a los agentes que deben gestionarlas.	Este es uno de los aspectos regidos por la Resolución CREG 089 de 2013. Las revisiones a la resolución 089 son un ejercicio continuo de ajuste con varios temas grandes. Ya hay actualmente una propuesta sobre uno de esos temas (el mercado primario), pero la priorización y la secuencia precisa de temas a revisar depende de los ajustes definitivos que se hagan al mercado primario, y de consultas con los agentes del mercado.
2.2	TRANSPORTE			
2.2.1	Metodología para remunerar la actividad de transporte de gas combustible	ECOPETROL E-2016-012350	Solicitamos que en este punto, se incluya la revisión de la conveniencia o no de continuar con los cargos por distancia, en vez de otras alternativas como la estampilla o las tarifas entrada y salida teniendo en cuenta las nuevas perspectivas del mercado del gas natural en Colombia, y la necesidad de contar con normas que propendan por la competencia gas-gas, equidad regional, y la necesidad de incentivar el desarrollo de infraestructura bajo una planeación única y no bajo el modelo de expansión por contratos.	Este comenatario corresponde a la metodología de transporte y no a la agenda regulatoria. Este tema podrá analizarse dentro de los comentarios que se reciban a la propuesta de nueva metodología de transporte, adoptada mediante la Resolución CREG 090 de 2016.
		GRUPO ENERGÍA DE BOGOTÁ E-2016-012355	Revisar la fecha de emisión del documento final dado que, con el fin de dar cumplimiento al numeral 11,5 del Decreto 2696 de 2004, es preciso la realización de consultas públicas en distintos distritos y municipios. Consideramos que debe ser en al menos un trimestre posterior al planteado.	En 2016 la Comisión realizó las consultas públicas de Ley. En todo caso, la Comisión podría ampliar el plazo para adoptar la metodología definitiva según los resultados del análisis a los comentarios que se reciban a la propuesta la Resolución CREG 090 de 2016.
		CELSIA E-2016-012365	Si bien se tiene planteada en la agenda la expedición en firme de la metodología para el primer trimestre del año, consideramos necesario incluir en este análisis los requerimientos de transporte para el gas regasificado que se importe a través del proyecto importación de gas del Pacífico, cuya viabilidad depende de la forma en que se apliquen los de costos de transporte sobre los volúmenes requeridos por las plantas térmicas.	Entendemos que los requerimientos de infraestructura de transporte para una eventual importación de gas por el Pacífico harán parte de los proyectos que se definirán el plan de abastecimiento de gas natural que adoptará el Ministerio de Minas y Energía. En las resoluciones CREEG 038 y 090 de 2016 la Comisión, en cumplimiento de los lineamientos dados en el Decreto 2345 de 2015, sometió a consulta la propuesta para remunerar los proyectos del plan de abastecimiento de gas natural. Por tanto la inquietud planteada en este comentario podrá analizarse dentro de los comentarios preentados a la propuesta de la Resolución CREG 038 y 090 de 2016.
2.2.2	Aprobación cargos de transporte			
2.2.3	Valoración de la inversión de los activos que llegan al fin de la vida útil regulatoria	GAS NATURAL FENOSA E-2016-12348	Resolución CREG 202 de 2013 contempló en su artículo 132 la posibilidad de incluir dentro del programa de reposición de activos para el siguiente periodo tarifario, las estaciones de regulación de puerta de Ciudad que hayan estado en la base tarifaria de transporte de un transportador siempre que se den condiciones de remuneración, de cumplimiento de la vida útil Normativa ^VUN, de solicitud de reconocimiento a la terminación de la Vida Útil y de exclusión de dicha estación en la resolución de ajuste de los cargos de transporte. Por lo que es necesario armonizar los tiempos de valoración y exclusión de dicha inversión de los activos del transportador para que las mismas puedan ser ejecutadas y remuneradas oportunamente vía cargo de distribución	La Comisión entiende que las reglas para incorporar en distribución activos que hoy están en transporte, y que deben pasar a distribución cuando cumplan su vida útil normativa, ya están en la Resolución CREG 202 de 2013 y en la Resolución CREG 138 de 2014. En todo caso, este tema tiene cierta relación con la metodología de transporte y no con la agenda regulatoria. La propuesta de nueva metodología de transporte se sometió a consulta mediante la Resolución CREG 090 de 2016. Por tanto en el análisis de los comentarios a la propuesta de la Resolución CREG 090 de 2016 se podrá analizar esta inquietud.
	Funcionamiento general del mercado secundario de transporte de gas natural.	GRUPO ENERGÍA DE BOGOTÁ E-2016-012355	Dadas las distorsiones en el precio de gas en boca de pozo, es relevante que se abra un espacio dentro de la agenda para discutir este tema	De acuerdo con el comportamiento y la evolución del mercado la Comisión evaluaría más adelante si es pertinente adicionarlo en la agenda regulatoria.

Manuel

	Definición del evento eximente de responsabilidad del transportador definido en el numeral 4 del artículo 12 de la Resolución CREG 089 de 2013	GRUPO ENERGÍA DE BOGOTÁ E-2016-012355	El numeral 4 del artículo 12 de la Resolución Creg 089 de 2013, define las salidas forzadas de la infraestructura de transporte, estableciendo que serán objeto de regulación aparte, no obstante hasta la fecha no ha sido expedida dicha regulación. Dentro de la operación de TGI se ha identificado la necesidad de establecer con precisión en qué consisten y cuando se configuran, con la finalidad de evitar que se generen eventuales controversias entre los agentes y usuarios implicados	Como se planteó en la consulta de la Resolución CREG 113 de 2012, el concepto de "salidas forzadas de la infraestructura de transporte" está asociado a confiabilidad. Entendemos que a partir de la vigencia del Decreto 2345 de 2015 el tema de confiabilidad en transporte se cubre con los proyectos que adopte el Ministerio de Minas y Energía a través del plan de abastecimiento de gas natural. Por tanto entendemos que la discusión sobre "salidas forzadas de la infraestructura de transporte" está ligada con la definición de proyectos de confiabilidad que adopte el Ministerio de Minas y Energía en el plan de abastecimiento de gas natural. Según la evolución en la adopción de proyectos de confiabilidad en el plan de abastecimiento de gas natural, la Comisión evaluará posteriormente si es pertinente adicionar a la agenda este tema.
	Mecanismos de remuneración de activos de confiabilidad de transporte de gas natural	GRUPO ENERGÍA DE BOGOTÁ E-2016-012355	Si bien actualmente se encuentra en discusión la metodología para remunerar activos de confiabilidad contenidos en el Plan Indicativo de Abastecimiento de Gas Natural, es importante que se expidan las metodologías a través de las cuales se remunerarían aquellos activos de confiabilidad que identifiquen los transportadores y que por sus condiciones no se encuentran definidos en el Plan. Estos proyectos mejorarían la confiabilidad de corto plazo y puede contribuir a acelerar el desarrollo de proyectos indispensables para garantizar la prestación del servicio de transporte.	Este comentario corresponde a la metodología de transporte y no a la agenda regulatoria. La propuesta de nueva metodología de transporte se sometió a consulta mediante la Resolución CREG 090 de 2016. Por tanto en el análisis de los comentarios a la propuesta de la Resolución CREG 090 de 2016 se podrá analizar esta inquietud.
		ANDESCO E-2016-012401	Actualmente se encuentra en discusión la metodología para remunerar activos de confiabilidad contenidos en el Plan Indicativo de Abastecimiento de Gas Natural, es importante que se expidan las metodologías a través de las cuales se remunerarían aquellos activos de confiabilidad que identifiquen los transportadores y que por sus condiciones no se encuentran definidos en el Plan. Estos proyectos mejorarían la confiabilidad de corto plazo y puede contribuir a acelerar el desarrollo de proyectos indispensables para garantizar la prestación del servicio de transporte.	Este comentario corresponde a la metodología de transporte y no a la agenda regulatoria. La propuesta de nueva metodología de transporte se sometió a consulta mediante la Resolución CREG 090 de 2016. Por tanto en el análisis de los comentarios a la propuesta de la Resolución CREG 090 de 2016 se podrá analizar esta inquietud.
	Revisión para la conexión directa de usuarios industriales a la red de transporte de gas natural de la Res 169 y 171 de 2011	GRUPO ENERGÍA DE BOGOTÁ E-2016-012355	Se requiere revisar la pertinencia económica y técnica de la restricción que existe actualmente para que grandes consumidores se conecten directamente a la red de transporte de gas natural. Si bien actualmente la conexión directa se puede dar por razones económicas o técnicas manifestadas por el distribuidor, en la práctica esto es poco probable. En algunos casos resulta más eficiente la conexión directa a la red del transportador, y esto debe ser viable y posible. Algunos remitentes han manifestado de que el distribuidor responde de manera poco clara, inoportuna y sin fondo a las solicitudes de conexión, afectando el desarrollo de su actividad económica e impidiendo que otros agentes presten el servicio requerido.	El acceso directo al sistema de transporte, por parte de usuarios conectados o que se puedan conectar a sistemas de distribución, no se puede desligar de la remuneración de los sistemas de distribución de gas. En ese sentido una eventual revisión de la regulación sobre este acceso se haría una vez se disponga de la nueva metodología de distribución y se adopten los respectivos cargos de distribución. Según la evolución de la nueva metodología de distribución y la aprobación de cargos de distribución, la Comisión evaluará posteriormente si es pertinente adicionar a la agenda este tema de acceso.
	Definir las condiciones de acceso al servicio de transporte mencionadas en el numeral 22 del artículo 8 de la Resolución CREG 123 de 2013.	GRUPO ENERGÍA DE BOGOTÁ E-2016-012355	Actualmente están pendientes por definir los requisitos que permitan el acceso libre y sin discriminación a los eventuales remitentes que requieren el servicio de transporte de gas natural. Al respecto es necesario establecer mecanismos que garanticen que los remitentes cuentan con la capacidad financiera suficiente, la reputación y la seriedad para la realización de transacciones en él.	Esta discusión eventualmente se daría en el contexto de los comentarios recibidos a la propuesta de la Resolución CREG 230 de 2015 que no está en agenda. Según el comportamiento del mercado, la Comisión evaluará posteriormente si es pertinente adicionarlo a la agenda.

	Modificaciones la numeral 4.8 del RUT	EPM E-2016-012371	<p>Con respecto al sector gas, consideramos necesario que se aborden modificaciones al numeral 4.6 del RDT, procurando resolver situaciones operativas que garanticen la estabilidad y seguridad del sistema de transporte y el abastecimiento confiable del suministro a la demanda de los mercados relevantes de distribución.</p> <p>De igual manera se deben definir requisitos de odorización del gas para los City Gate de propiedad de los transportadores y el acceso directo de los remitentes a la Telemedida entre otros.</p>	<p>Con respecto a situaciones operativas en el sistema de transporte entendemos que la inquietud se relaciona con el protocolo operativo de que trata el parágrafo 1 del Artículo 54 de la Resolución CREG 089 de 2013, modificado por la Resolución CREG 088 de 2015. Al respecto se debe tener en cuenta que en diciembre de 2016 la Comisión adoptó para consulta una propuesta de protocolo según lo establecido en el parágrafo citado. En ese sentido, los comentarios planteados en esta inquietud se podrán abordar en el análisis a los comentarios que reciba la Comisión a la propuesta de protocolo. La Comisión considera que las reglas sobre acceso a la medición y responsabilidades en materia de odorización ya están definidas en la regulación. En todo caso, según el comportamiento del mercado la Comisión evaluará posteriormente si es pertinente adicionar a la agenda aspectos de odorización y acceso a la medición.</p>
2.3	DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN			
2.3.1	Metodología para remunerar la actividad de comercialización de gas combustible	GAS NATURAL FENOSA E-2016-12348	<p>De acuerdo con el proyecto de Agenda para el 2017 la metodología definitiva de comercialización sería emitida durante el primer trimestre del 2017, sin embargo, en razón al periodo transcurrido desde la última versión para comentarios consideramos oportuno someter dicha metodología a una revisión previa general por parte de los agentes. Nos permitimos reiterar la importancia de asegurar el adecuado tratamiento a la desviación existente entre el ingreso recibido para remunerar los componentes de suministro y transporte en la fórmula tarifaria y el costo pagado efectivamente al suministrador y transportador</p>	<p>La primera observación La Propuesta incluye un periodo corto de consulta y la propuesta definitiva. La segunda observación no hace parte de una propuesta de agenda y no hace parte de los desarrollos regulatorios del 2017</p>
		SURTIGAS E-2016-012369	<p>Consideramos importante recordar que para la aplicación de las tarifas de distribución y comercialización de gas es necesario que ambas metodologías estén definidas. Por tal motivo es necesario que de acuerdo con la agenda regulatoria 2017 se coordine y establezcan los tiempos para la aprobación oportuna de los cargos de distribución y comercialización.</p>	<p>Ambas metodologías estan propuestas para ser expedidas en el primer trimestre de 2017</p>
		NATURGAS E-2016-012366	<p>Consideramos fundamental contar de forma simultánea con la metodología y cargos tanto para la actividad de Distribución como para la Comercialización. Lo anterior, con el propósito de que las nuevas tarifas de Distribución, para usuarios residenciales y No residenciales, puedan ser aplicadas al mismo tiempo con los nuevos cargos de Comercialización.</p>	<p>Ambas metodologías estan propuestas para ser expedidas en el primer trimestre de 2017</p>
		PROMIGAS E-2016-012375	<p>Consideramos importante recordar que para la aplicación de las tarifas de distribución y comercialización de gas es necesario que ambas metodologías estén definidas. por tal motivo es necesario que de acuerdo con la agenda regulatoria 2017 se coordine y establezcan los tiempos para la aprobación Ooportuna de los cargos de distribución y comercialización.</p>	<p>Ambas metodologías estan propuestas para ser expedidas en el primer trimestre de 2017</p>

		ANDESCO E-2016-012401	En razón al periodo transcurrido desde la última versión para comentarios consideramos oportuno someter dicha metodología a una revisión previa general por parte de los agentes. Al respecto nos permitimos reiterar la importancia de asegurar el adecuado tratamiento a la desviación existente entre el ingreso recibido para remunerar los componentes de suministro y transporte en la fórmula tarifaria y el costo pagado efectivamente al suministrador y transportador, aspecto que la Comisión ha manifestado considerará dentro del proceso de definición de la metodología de la actividad de comercialización.	La Propuesta incluye un periodo corto de consulta y la propuesta definitiva
	Propuesta complemento a la resolución 202 de 2013			
2.3.2	Aprobación de cargos de distribución y comercialización			
2.3.3	Confiabilidad en distribución de gas	GAS NATURAL FENOSA E-2016-12348	consideramos que los tiempos previstos para su socialización previa y expedición definitiva deben estar armonizados con los tiempos de presentación de los expedientes tarifarios, esto para que dicha infraestructura quede contemplada dentro de la aprobación de los cargos de distribución	De acuerdo a la reglamentación contenida en la Resolución 202 de 2013, los activos de confiabilidad y seguridad, se remunerarán una vez entren en operación por lo tanto no hay problema de aprobarse la resolución después de aprobarse los cargos de distribución.
		SURTIGAS E-2016-012369	es importante que los mecanismos tarifarios a través de los cuales la demanda pueda acceder de manera efectiva a los activos de confiabilidad que se requieran sean definidos e incorporados oportunamente. Por lo anterior, solicitamos que se defina en el primer trimestre de 2017.	De acuerdo a la reglamentación contenida en la Resolución 202 de 2013, los activos de confiabilidad y seguridad, se remunerarán una vez entren en operación por lo tanto no hay problema de aprobarse la resolución después de aprobarse los cargos de distribución.
		PROMIGAS E-2016-012375	En este punto es importante que los mecanismos tarifarios a través de los cuales la demanda pueda acceder de manera efectiva a los activos de confiabilidad que se requieran sean definidos e incorporados oportunamente. Por lo anterior solicitamos que se defina en el primer trimestre de 2017.	De acuerdo a la reglamentación contenida en la Resolución 202 de 2013, los activos de confiabilidad y seguridad, se remunerarán una vez entren en operación por lo tanto no hay problema de aprobarse la resolución después de aprobarse los cargos de distribución.
2.3.4	Bases para la actualización del cargo de transporte de GNC	ACOLGEN E-2016-012388	Sugerimos incorporar dentro del estudio y actualización regulatoria, la revisión y cálculo de los componentes de almacenamiento y compresión de gas natural, A y Pm respectivamente, que hacen parte de la tarifa para este mecanismo. Acompañamos igualmente la decisión de la Comisión de analizar y actualizar la base metodológica para la actualización del cargo de transporte de GNG.	El comentario corresponde al desarrollo del proyecto regulatorio
2.3.5	Propuesta metodológica para la actualización del cargo de transporte de GNC	EMGESA E-2016-012338	Además de la actualización del cargo de transporte de GNC, sugerimos incorporar dentro del estudio y actualización regulatoria la revisión y cálculo de los componentes de almacenamiento y compresión de gas natural que hacen parte de la tarifa de transporte de GNC.	El comentario corresponde al desarrollo del proyecto regulatorio
		EPM E-2016-012371	Dados los avances tecnológicos en el uso del GNE a pequeña escala y a su posible uso como alternativa para garantizar la autonomía en el suministro de gas natural en los mercados de distribución, consideramos que este asunto debe ser tratado dentro de la agenda regulatoria para el año 2017, definiendo en el corto plazo las reglas y fórmulas para remunerar el uso del GNL en proyectos de pequeña escala, cuando el gas se pueda licuar directamente en el campo de producción in situ y transportarse licuado vía terrestre hasta los centros de consumo. En síntesis se requiere de la regulación de los componentes de costo asociados a la licuefacción, transporte del GNE y su regasificación.	Hasta el momento no ha habido solicitud por parte de productores comercializadores de gas natural, una vez sea presentada dicha requerimiento por una necesidad real, la CREG deberá realizar el estudio pertinente sobre el uso de esta tecnología

		ANDESCO E-2016-012401	Dados los avances tecnológicos en el uso del GNL a pequeña escala y al uso proyectado de este combustible como alternativa para garantizar la autonomía en el suministro de gas natural en los mercados de distribución, se solicita a la Comisión la regulación de componentes de costo asociados a la licuefacción, transporte del GNL y regasificación, similar a como se ha desarrollado el tema para el caso del GNC.	El GNC es una tecnología conocida y usada en el país que no tiene el grado de complejidad como es la de licuar y gasificar gas, mientras que la otra es una tecnología mas compleja ymas costosa y no has sido utilizada en el pais y no se tiene conocimiento de un proyecto a nivel de prefactibilidad a nivel de costos y beneficios para el uso de esta tecnología la Comisión no tiene recursos para adelantar estudios sin tener como base un proyecto en Colombia
	Metodología para remunerar la actividad de distribución de gas combustible	GRUPO ENERGÍA DE BOGOTÁ E-2016-012355	Con motivo de la expedición de la Resolución CREG 093 de 2016, a través de la cual se revocó parcialmente la Resolución CREG 202 de 2013 y se archivaron las solicitudes tarifarias en curso de los distribuidores y de la expedición de la Resolución CREG 095 de 2016 a través de la cual se propone modificar la Resolución CREG 202 de 2013, es importante discutir debidamente estas propuestas. Tanto las revocatorias parciales de la CREG 202, como la nueva propuesta publicada a través de la CREG 95, constituyen una modificación abrupta de fondo y de forma de la metodología, que de materializarse tendría impactos muy críticos sobre la mayor parte de los distribuidores del país.	Recibimos el comentario pero este no hace parte de la priopuesta de temas de la agenda regulatoria a desarrollar en el 2017
2	Modificación del código de distribución	EMGESA E-2016-012338	Definición por parte de la Comisión de aspectos fundamentales para el ejercicio y desarrollo de las actividades de distribución y comercialización de gas roles de los agentes, relación entre distribuidores y comercializadores de gas mecanismos y reglas claras de actuación en temas como: propiedad de las estaciones de regulación y medición unificación de contratos de acceso a la red de distribución (ATR y acuerdos de balance) gestión - costo y traslado de pérdidas de gas.	La propuesta es revisar el código de distribución, los aspectos a desarrollar en este tema serán parte de las discusiones a presentar.
		GAS NATURAL FENOSA E-2016-12348	Mediante la Circular CREG 326 de 2316 se anunció la revisión del Código de Distribución de gas combustible por red sin embargo el proyecto de agenda para el año 2017 no contempla nada al respecto. Este tema resulta de gran trascendencia para la eficiente operación de las empresas distribuidoras, consideramos oportuno plantear una modificación para la determinación del máximo nivel de pérdidas trasladable a la demanda para que ésta se determine en función del tamaño del sistema de distribución del mercado relevante.	Este tema se encuentra con prioridad 2, y se atenderá en la medida en que la disponibilidad de recursos lo permitan en la medida
1	Recalculo para la tasa de descuento para la actividad de distribución de gas	GAS NATURAL FENOSA E-2016-12348	Se solicita la inclusión de este tema ya que la tasa de descuento es calculada en el momento en que se expida la Resolución definitiva de la respectiva metodología de remuneración. Sin embargo, la revocatoria parcial y la propuesta de modificación a la Resolución CREG 202 de 2013 emitidas mediante Resoluciones CREG 093 y 095 de 2016, respectivamente, evidencian que la metodología de la Resolución 202 de 2013 perdió su contexto de metodología., conduciendo al recaicuo de la Tasa de descuento	Se acoge el comentario y se incluye en la agenda regulatoria 2017
	Definición del procedimiento de cobro que hará efectiva la metodología planteada por la CREG para el Costo del gas dejado de exportar CODE.	ECOPETROL E-2016-012350	Se solicita incluir dentro de la agenda 2017, lo anterior, además de reducir las incertidumbres sobre el cómo se ejecutaría este cobro, también aclararía las normas y generaría mayor confianza y transparencia en las reglas de comercialización que aplicarían a los nuevos productores de los campos en exploración que tengan alguna posibilidad de exportar.	En cuanto el MME reglamente el Decreto 2345 de 2015 de situaciones de escasez, la CREG analizará la pertinencia de incorporar este ítem a la agenda regulatoria de 2017.

	Liberación del precio del gas natural en boca de pozo	GRUPO ENERGÍA DE BOGOTÁ E-2016-012355	Es importante realizar una revisión integral de los resultados que se han obtenido con la liberación de los precios del gas natural en boca de pozo. Bien en su momento se justificó esta medida bajo el entendido que había suficiente competencia en la oferta de gas natural, es evidente que actualmente sigue presentándose una concentración en la oferta, lo cual ha conducido a distorsiones en el precio que lo han elevado de forma significativa	Este es un comentario que corresponde al impacto de la regulación expedida por la CREG que se evalúa con periodicidad multianual.
Objetivo No.3	SECTOR DE GAS LICUADO DEL PETRÓLEO - GLP			
3.1	Metodología de remuneración de distribución y comercialización			
3.2	Metodología de remuneración del precio máximo de suministro de producto(G)			
3.3	Reglamento de comercialización mayorista de GLP			
3.4	Metodología de remuneración de la actividad de transporte al Archipiélago de San Andrés			
3.5	Metodología y fórmulas para precios y tarifas de autogas	GASNOVA E-2016-012363	Invitamos a la CREG a participar, impulsar y desarrollar la normatividad requerida para el Autogas, previendo desde ya, facilitar el acceso al producto requerido para su implementación; estableciendo su cadena de valor; precios, tarifas e incentivos a usuarios y estaciones de servicio que lo utilicen; implementando el módulo respectivo en el sistema Sicom y demás aspectos que considere impulsen el desarrollo de este nuevo uso de GLP en el país.	Los temas propuestos hacen parte del desarrollo del proyecto regulatorio planteado en la agenda
		AGREMGAS E-2016-012368	Dado que desde el Ministerio ya se está avanzando en la expedición de la normatividad aplicable al autogas, consideramos conveniente adelantar la expedición de esta resolución de consulta de modo que se alcance a que por lo menos, al finalizar el año 2017 ya se tenga definido el aspecto tarifario del autogas.	Los temas propuestos hacen parte del desarrollo del proyecto regulatorio planteado en la agenda
	Confiabilidad en el abastecimiento de GLP	GASNOVA E-2016-012363	Abordando sus principales causas: (i) la presencia de una posición de dominio en el mercado mayorista de dicho combustible aunado a incentivos suficientes para su producción o importación. (ii) ausencia de Infraestructura para la Importación del GLP en el mercado	La competencia para definir los lineamientos de confiabilidad es del MME, a la CREG le fue asignada la tarea de definir los mecanismos para remunerar la infraestructura que garantice la seguridad de abastecimiento de GLP, Una vez la UPME defina la infraestructura estratégica para el abastecimiento, la Comisión procederá a establecer los mecanismos para su remuneración. Se incluye el tema en la agenda pero supeditado a esta definición
	Precio de GLP para compra de distribuidores a Comercializadores Mayoristas.	GASNOVA E-2016-012363	Si bien nos encontramos frente a un escenario de alta volatilidad en los precios finales a distribuidores y usuarios finales, originada en la inseguridad en el abastecimiento del producto, esta clase de conductas deben ser intervenidas y controladas o desestimuladas por el regulador con medidas previas a la asignación en OPC. Así mismo se solicita revisarla formación de precios en las fuentes con precio no regulado, ya que notamos que las mismas están siendo utilizadas por agentes que especulan en el mercado.	Los temas propuestos hacen parte del desarrollo del proyecto regulatorio planteado en la agenda en el numeral 3.2

	Plan de Continuidad de GLP v Cargo por Confiabilidad	GASNOVA E-2016-012363	Dentro del desarrollo del Plan de continuidad se sugiere la formulación por parte de la CREG de una metodología para la remuneración de la Infraestructura pretendida para el abastecimiento estratégico del GLP, para lo cual agradecemos desarrollar un cargo que de las señales adecuadas para que los agentes del mercado, Incluyendo los distribuidores, realicen con la seguridad jurídica requeridas las inversiones necesarias para adelantar los proyectos que permitan dar la seguridad a los usuarios de GLP en una prestación del servicio continua, ininterrumpida y de calidad.	La competencia para definir los lineamientos de confiabilidad es del MME, a la CREG le fue asignada la tarea de definir los mecanismos para remunerar la infraestructura que garantice la seguridad de abastecimiento de GLP, Una vez la UPME defina la infraestructura estratégica para el abastecimiento. la Comisión procederá a establecer los mecanismos para su remuneración. Se incluye el tema en la agenda pero supeditado a esta definición
		AGREMGAS E-2016-012368	el Ministerio de Minas y Energía publicó para comentarios, un proyecto de resolución "Por la cual se establece y desarrollan los mecanismos de adjudicación para la ejecución de los proyectos y servicios definidos en el Plan de Continuidad de Combustibles Líquidos y GLP." se menciona que la CREG definirá los mecanismos para remunerar las inversiones y costos asociados en que incurran los agentes para contar con la infraestructura de almacenamiento, transporte o demás actividades que sean necesarias de acuerdo con lo definido en el plan de continuidad. urgente contar con un Plan de Continuidad que contribuya a mejorar las condiciones de abastecimiento. En el caso del GLP la situación es crítica, el desabastecimiento en el que se encuentra el sector	La competencia para definir los lineamientos de confiabilidad es del MME, a la CREG le fue asignada la tarea de definir los mecanismos para remunerar la infraestructura que garantice la seguridad de abastecimiento de GLP, Una vez la UPME defina la infraestructura estratégica para el abastecimiento. la Comisión procederá a establecer los mecanismos para su remuneración. Se incluye el tema en la agenda pero supeditado a esta definición
	Informalidad e ilegalidad en el mercado del GLP	GASNOVA E-2016-012363	Se espera que se emitan controles específicos y suficientes en el Reglamento de Comercialización o de la regulación, que le permitan a la Superintendencia, a los productores y a los agentes, aplicar de forma preventiva la misma y no dejara la interpretación la configuración de incumplimientos. Estas zonas grises están permitiendo la participación de agentes que actúan como especuladores del precio de GLP en el mercado que abastecen la ilegalidad incumpliendo la normatividad vigente, facilitados por las falencias en los mecanismos de control existentes. Se sugiere también que se revise la cadena de valor de IGLB, específicamente los requisitos para la comercialización mayorista y los requeridos para la distribución y comercialización minorista	Este tema ya fue considerado ver Resolución 063 de 2016
	Incentivos regulatorios para fomentar el uso del GLP en el sector rural	GASNOVA E-2016-012363	Ya que en el país más del 40% de la población rural consume leña, se sugiere que con el fin de mejorar la salud de esta población vulnerable y en pro del cuidado del medio ambiente constitucionalmente protegido, se incentive el uso del GLP en el sector rural de Colombia, reconociendo sus ventajas comparativas y facilitando el acceso al mismo a precios razonables	La competencia para definir los lineamientos de política para fomentar el uso de GLP en sectores o actividades específicos es el MME, en función de dichos lineamientos la CREG establece las metodologías tarifarias, atendiendo los criterios regulatorios definidos en la Ley
	Subsidios, incentivos tributarios v arancelarios para fomentar el GLP v sus usos alternativos	GASNOVA E-2016-012363	Agradecemos establecer para el sector del GLP las mismas condiciones regulatorias desarrolladas para el gas natural, ya que entendemos que la política base de las mismas, busca el mismo fin como es incentivar el uso de gases combustibles en Colombia, esto es (GLP y GN) por ser estos ambientalmente amigables	La competencia para definir los subsidios es del MME y en materia tributaria quien tiene la competencia es el Congreso.

	Nuevas fuentes de producción/ importación	AGREMGAS E-2016-012368	Ante la actual escasez de GLP, frente a las proyecciones resultantes de la declaración de producción que no presentan un escenario muy positivo y con el alto requerimiento de producto que traerá el desarrollo de los nuevos usos del GLP, es fundamental para el sector tener señales claras frente a las nuevas fuentes de producción o mecanismos de importación, así como las garantías para la construcción de las mismas. Por tanto, consideramos que el primer punto que debería incluirse dentro de la agenda regulatoria de la CREG para el GLP en el 2017, será el de definir las señales para el desarrollo de nuevas fuentes de producción y/o importación, así como los temas relativos a la definición, ejecución y puesta en marcha del Plan de Continuidad	La competencia para definir los lineamientos de política sobre el abastecimiento de GLP es del MME, en función de dichos lineamientos la CREG establece las metodologías tarifarias, atendiendo los criterios regulatorios definidos en la Ley. Adicionalmente en lo relativo a los mecanismos de comercialización para la importación y proyectos que se deriven del desarrollo de nueva oferta, están siendo contemplados dentro de la resolución a consulta 121 de 2016, que es el reglamento de comercialización mayorista de GLP.
3.6	TEMAS TRANSVERSALES			
3.6.1	Desviaciones significativas en el consumo de energía y gas	SURTIGAS E-2016-012369	El tema al estar muy enlazado con el esquema de comercialización de gas natural, debería revisarse y definirse en el mismo periodo. Para ambos temas sugerimos que sean definidos en el primer trimestre de 2017.	Se acoge el comentario y se propone expedir los proyectos regulatorios en el mismo periodo
		PROMIGAS E-2016-012375	Este tema al estar muy enlazado con este tema debería revisarse y definirse en el mismo periodo que la revisión del esquema de comercialización. para ambos temas sugerimos que sean definidos en el primer trimestre de 2017.	Se acoge el comentario y se propone expedir los proyectos regulatorios en el mismo periodo
3.6.2	Modificación de la Resolución 072 de 2002 (Indicadores de Gestión)			
	Medición de impacto regulatorio	EMGESA E-2016-012338	Consideramos importante tener en cuenta la metodología de medición de impacto regulatorio como herramienta de análisis ex ante que permita abrir la discusión con la industria con el fin de dimensionar los impactos de las propuestas planteadas y consolidar los cambios más pertinentes para el sector.	Para todo proyecto regulatorio la Comisión publica un documento soporte que incorpora todo lo requerido por la OCDE en el análisis de impacto regulatorio de acuerdo con la metodología de análisis de impacto normativo RIA
		GRUPO ENERGÍA DE BOGOTÁ E-2016-012355	De acuerdo con lo establecido por la OCDE y referenciado por el DNP en diversos escenarios, es importante establecer una metodología clara para el análisis de impactos regulatorios que puedan tener las propuestas normativas. Más allá de esperar un modelo de cuantificación de impactos, es importante establecer una metodología transversal para que todos los proyectos que proponga la CREG tengan una participación temprana de los agentes involucrados con el objetivo de establecer la pertinencia y alcance real de la regulación.	Para todo proyecto regulatorio la Comisión publica un documento soporte que incorpora todo lo requerido por la OCDE en el análisis de impacto regulatorio de acuerdo con la metodología de análisis de impacto normativo RIA
		EPM E-2016-012371	Finalmente queremos reiterar la importancia de que todos en el sector avancemos en la aplicación de la metodología RIA para la medición del Impacto regulatorio conforme lo dispuesto en el CONPES 3816 de 2014 (Mejora Normativa: Análisis de Impacto) y el PND. Esto fortalecería el posicionamiento de la Comisión y en general del sector no solo ante la OCDE sino ante sus grupos de Interés. Esta observación se formula porque observamos que algunos temas de gran envergadura contenidos en la agenda no prevén la expedición de un documento previo para comentarlos y en otros casos, es necesario los resultados de la aplicación de la metodología RIA que se adelanten para cada tema de la agenda regulatoria.	Para todo proyecto regulatorio la Comisión publica un documento soporte que incorpora todo lo requerido por la OCDE en el análisis de impacto regulatorio de acuerdo con la metodología de análisis de impacto normativo RIA
4.2	Tasa de remuneración con la metodología WARD			Ingresar a agenda 2017

	Coordinación gas-electricidad desde el punto de vista del despacho y el proceso de nominación	GRUPO ENERGÍA DE BOGOTÁ E-2016-012385	Con el objetivo de permitir una operación armónica de los sectores gas - electricidad es relevante poner a discusión un mecanismo para la operación coordinada de las actividades de despacho, nominación y renominación tanto de la actividad de transporte como de la generación de electricidad. La no coordinación de estas actividades lleva a que se presenten ineficiencias que en caso extremo pueden conllevar a fallas en la prestación del servicio	Este aspecto hace parte de los protocolos a presentar por parte de el CNO_gas a la CREG, por tanto se abra un nuevo tema que se llamará Protocolos del CNO gas así como estaba en la agenda 2016.
SECTOR COMBUSTIBLES LÍQUIDOS				
	Diagnostico regulatorio de Combustibles Líquidos	AVIANCA E-2016-012387	Actualmente los precios de transporte son publicados por CENIT. Realizando un análisis de mercado, las tarifas asociadas al transporte con respecto a los aeropuertos de la región muy altos y al final en la cadena somos nosotros quien asumimos los costos.	El comentario no va dirigido a la propuesta de agenda regulatoria. Se da traslado del comentario al ítem 4.13 (tarifa de transporte por ductos).
4.1	Reglamento de transporte de combustibles y GLP por ductos	AVIANCA E-2016-012387	Hoy en día, lo que se negocia con el proveedor mayorista o minorista es un margen el cual pueden incluir diferentes costos fijos y variables. Al tener transparencia e información de lo correspondiente al almacenamiento, nos daría transparencia en que el margen negociado es competitivo	El comentario no va dirigido a la propuesta de agenda regulatoria. Se da traslado del comentario al ítem 4.2 (almacenamiento) y 4.5 (margen mayorista).
4.2	Bases para la metodología tarifaria del almacenamiento de Combustibles líquidos			
4.3	Análisis de precios, propuesta metodológica de los parámetros de referencia para el ingreso al productor de biodiesel y etanol			
4.4	Código de medida de transporte de los combustibles líquidos	AVIANCA E-2016-012387	Hoy en día, lo que se negocia con el proveedor mayorista o minorista es un margen el cual pueden incluir diferentes costos fijos y variables. Al tener transparencia e información de lo correspondiente al almacenamiento, nos daría transparencia en que el margen negociado es competitivo	El comentario no va dirigido a la propuesta de agenda regulatoria. Se da traslado del comentario al ítem 4.2 (almacenamiento) y 4.5 (margen mayorista).
4.5	Propuesta de metodología de remuneración de la distribución mayorista de combustibles líquidos			
4.6	Propuesta de metodología de remuneración de la distribución minorista de combustibles líquidos			
4.7	Metodología de remuneración del transporte terrestre de combustibles líquidos	ISAGEN E-2016-012297	No tiene el trimestre en el cual se emitirá la resolución definitiva.	La resolución definitiva se espera expedir en el segundo trimestre de 2017
4.8	Propuesta de formalización de relaciones comerciales en la cadena de combustibles líquidos	AVIANCA E-2016-012387	Actualmente el precio base vigente en Colombia producido en las refineras de Barranca y Reficar es tomado bajo el índice internacional US Gulf Coast Jet 54 water LOW, este mismo sirve para fijar los precios de la región del Golfo de México (caso de los aeropuertos de la Florida, PTY, SAL entre otros en Centro América). Nuestra recomendación es continuar bajo el mismo índice lo cual permitiría estar competitivamente en situación similar a la de los aeropuertos de la región, mostrando el comportamiento a las variaciones reales del petróleo. Transporte: Otro componente regulado que hace parte del precio del Jet en Colombia es el transporte por poliducto. Éste, es calculado desde el origen de las refineras de Reficar y Barrancabermeja hasta plantas intermedias de almacenamiento. Su valor varía de acuerdo a la ubicación geográfica de cada una y actualmente se encuentran publicadas en el portal de CENIT. La periodicidad de vigencia es anual, su valor se ajusta de acuerdo al IRC.	El primer tema (IP) no forma parte de la agenda regulatoria. Se considerará su inclusión conforme al comportamiento del mercado. El segundo tema (transporte) se tratará en el ítem 4.13 (transporte por ductos).

Manuel

4.9	Bases formula tarifaria Jet Fuel	AVIANCA E-2016-012387	La fórmula del Jet en Colombia está compuesta por Ingreso al productor + Transporte poliducto + IVA + Margen comercializador (negociado por cada aerolínea), en donde los tres primeros son regulados. Nuestra recomendación al igual como se mencionó en el numeral anterior, es mantener la formula actual con una periodicidad de vigencia semanal y un periodo de cálculo del promedio de lunes a viernes de las cotizaciones una semana inmediatamente anterior.	El tema de Jet Fuel, se abordará en los proyectos regulatorios 4.2 (Almacenamiento) y 4.13 (Transporte por ductos)
4.10	Fórmula tarifaria del Jet Fuel			
4.11	metodología para el transporte marítimo de y fluvial combustibles líquidos			
4.12	Propuesta metodológica de referencia para el cálculo del Ingreso al productor de gasolina y diesel			
4.13	Metodología tarifaria de remuneración de transporte de combustibles líquidos y GLP (Hidrocarburos) ductos	CNO E-2016-012353	Incorporar en la agenda del sector, la estandarización de contratos entre el productor y los distribuidores; se reglamente la coordinación operativa de los sectores de combustibles líquidos y electricidad, se organice un sistema de información del sector; hacer la evaluación y ponderación de beneficios de que los agentes de generación térmica puedan contar con más de un proveedor o distribuidor mayorista que permita mitigar el riesgo de suministro e incentivar la competencia de precios de corto plazo, ante requerimientos de generación prolongada con estos energéticos.	Se incluye el tema de la metodología tarifaria de remuneración de transporte por ductos y GLP en la agenda 2017. El primer aspecto (estandarización de contratos) se tratará en el ítem 4.8 (Formalización de relaciones comerciales). Los demás temas no se encuentran dentro de la agenda 2017.
		CENIT E-2016-012340	Entre los temas a abordar por la Comisión en su análisis para el año 2017 para el sector de combustibles líquidos, debe estar incluido adicionalmente el del desarrollo de la metodología tarifaria para la remuneración del transporte de combustibles líquidos y GLP por ductos, completando con este análisis, la batería de estudios que actualmente adelanta y adelantará la Comisión el próximo año, Esperamos que vayan alineados con el MME en cuanto a la definición del Plan Indicativo de abastecimiento y Plan de Continuidad.	Se incluye el tema de la metodología tarifaria de remuneración de transporte por ductos de combustibles líquidos y GLP en la agenda 2017. Los demás aspectos pueden corresponder al desarrollo del proyecto regulatorio y no a la agenda regulatoria propuesta
	Suministro de Combustibles Líquidos	CNO E-2016-012353	Adicional a los estudios de diagnóstico, analizar la coordinación del sector de combustibles líquidos con la generación termoeléctrica y el uso de mezclas con biocombustibles para la operación de centrales de generación termoeléctrica	En los proyectos regulatorios del reglamento de transporte de C.L y la metodología tarifaria de transporte de C.L, se considerará este comentario
		AVIANCA E-2016-012387	Un tema que no vemos incluido y que consideramos altamente necesario incluir es el relativo a los precios para importación de producto JET, que consideramos es un tema que la CREG debe tener en cuenta para la regulación de la tarifa. Es importante manifestar que hemos estado asumiendo sobre costos asociados a la importación de Jet por parte de Ecopetrol, lo que ha traído afectaciones en la competitividad del gremio aeronáutico, así como afectaciones a los usuarios de nuestros servicios. Lo anterior se ha venido presentando pues no hemos podido conocer detalles de los costos asociados al Jet importado por parte de Ecopetrol. A pesar de que hemos insistido en que estos costos deben ser asumidos por Ecopetrol al presentarse inconsistencias y falencias con las refinerías respecto a la estabilización y/o mantenimiento de las mismas, no se ha podido definir el tema ya que Ecopetrol insiste que los sobre costos de la importación deben ser asumidos por las aerolíneas	La Comisión estará pendiente del comportamiento del mercado tanto en oferta como en demanda y determinará si es pertinente incluir en la agenda el ítem por separado

	metodología para el cobro regulado de los comercializadores de combustible importado	AVIANCA E-2016-012387	Otro punto a tener en cuenta, es que no existe una metodología regulada de la forma cómo los comercializadores de combustible cobran este producto importado a las aerolíneas, unos lo realizan por fechas de inventario y otros por cantidades de inventario (promedios), por lo que se hace muy complicado determinar si cada una de estas metodologías son utilizadas correctamente por parte de los comercializadores mayoristas. Lo anterior aplica tanto para el Jet como para el transporte de internación (zona de importación a diferentes aeropuertos).	La Comisión estará pendiente del comportamiento del mercado tanto en oferta como en demanda y determinará si es pertinente incluir en la agenda el ítem por separado
--	---	--------------------------	---	--

