ANDI

Cámara de Grandes Consumidores de Energía y Gas

Energía para la Competitividad

7 Acciones Prioritarias (abril 2018)

Versión de Trabajo

EL INSUMO DE TODA LA INDUSTRIA

DANIEL VICENTE ROMERO MELO
Director Ejecutivo

JOSE MATEO PORRAS OCAMPO
Asistente

7 Acciones Prioritarias

CONTENIDO

Quienes somos....4
Importancia de la energía eléctrica y del gas natural para la industria....5
CAPITULO I ENERGÍA ELÉCTRICA....7
SITUACIÓN ACTUAL....7
PRECIOS TOTALES PARA LA INDUSTRIA....7
CALIDAD DEL INSUMO ELÉCTRICO....8
LOS CONSUMIDORES NO REGULADOS....9
DISPONIBILIDAD COMERCIAL....10
FORMACIÓN DE LOS PRECIOS DE GENERACIÓN....11
BARRERAS EN LAS ACTIVIDADES REGULADAS....16
PRIMERA PRIORIDAD:....20
Mejorar la información de precios de mercado de contratos....20
SEGUNDA PRIORIDAD: *Incrementar la Oferta de Energía Eléctrica*....22
TERCERA PRIORIDAD: *Asignar el cargo por confiabilidad administrado por merito*....25
CUARTA PRIORIDAD:....27
Reducir restricciones y verificar beneficio de los proyectos que buscan su reducción....27
QUINTA PRIORIDAD: *Construir una demanda flexible y participativa de energía eléctrica*....31
SEXTA PRIORIDAD: *Optimizar procedimientos para acceder a los beneficios tributarios*....35
CAPÍTULO II – GAS NATURAL....37
SITUACIÓN ACTUAL....37
SEPTIMA PRIORIDAD: Actualizar el esquema de comercialización de gas natural....41
PRIORIDAD EN REVISIÓN: *Incentivar la autogeneración y cogeneración (Ley 1715 – 2014)*....43
ANEXO 1 Ejemplos de problemática en la información....46

ANEXO 2 La cadena de suministro.....47
ANEXO 3 Beneficios de la Respuesta a la Demanda Restricciones.....49
ANEXO 4: Antecedentes en otros países de la implementación de la respuesta de la demanda.....50

Quienes somos

La Asociación Nacional De Empresarios de Colombia, es la agremiación más importante del país, representa más de 1200 empresas pertenecientes a diferentes sectores productivos y cuenta con más de 70 años trabajando por la competitividad de Colombia.

En el año 2001 la ANDI conformó en su interior la Cámara de Grandes Consumidores de Energía y Gas, debido a que varias empresas vieron la necesidad de trabajar con el Gobierno Nacional y los agentes del sector condiciones de apropiadas de política, regulatorias y mercado para la electricidad y el gas natural.

Al 2018, en la Cámara de Grandes Consumidores de Energía y Gas de la ANDI trabajan 36 empresas, que representan el 40% del consumo eléctrico de la industria y el 75% del consumo de gas natural. La siguiente gráfica presenta los logos de los afiliados a la Cámara.

Gráfica 1: Afiliados
Cámara de Grandes Consumidores de Energía y Gas

La Junta Directiva de la Cámara, en un ejercicio de planeación estratégica realizado en 2016, definió como objetivo central de trabajo, asegurar una canasta energética competitiva que soporte el crecimiento industrial, garantizando suministro sostenible en el largo plazo y la eficiencia en la cadena energética. En la siguiente gráfica se presentan las líneas estratégicas de trabajo que tiene la Cámara, para cumplir con este objetivo.

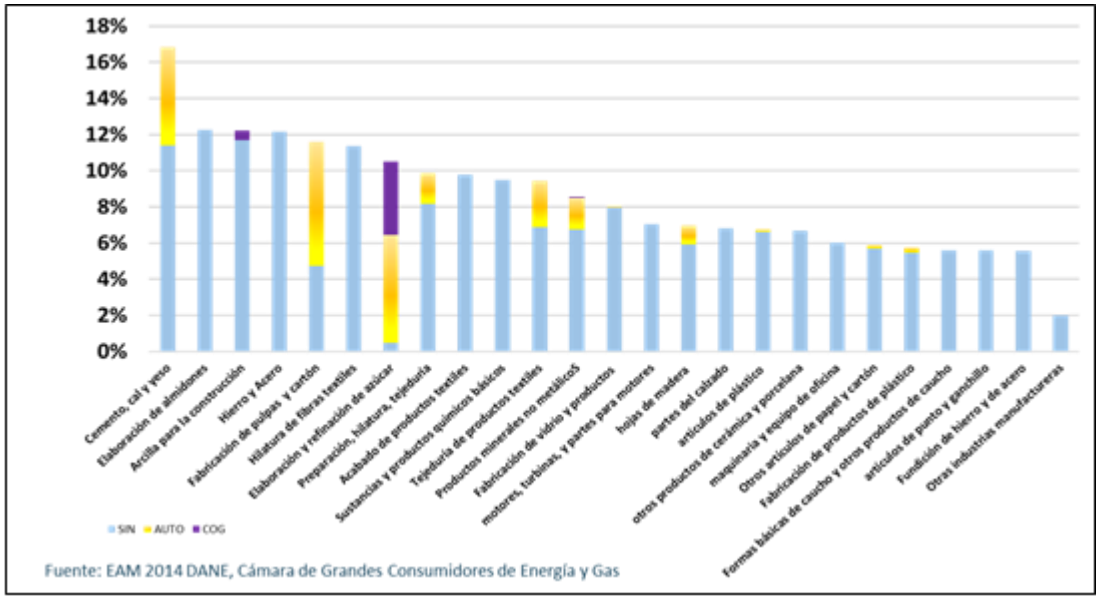
Gráfica 2: Líneas Estratégicas
Cámara de Grandes Consumidores de Energía y Gas

Importancia de la energía eléctrica y del gas natural para la industria

La energía eléctrica representa en promedio cerca del 2% de los costos de producción de las empresas colombianas[1]. Sin embargo, hay sectores electro intensivos como el sector de Cemento, Cal y Yeso donde alcanza el 17% o el sector siderúrgico con el 12%. La siguiente gráfica presenta los sectores industriales en los que la energía eléctrica representa más del 5% de sus costos, considerando la energía adquirida de la red eléctrica, como la autogenerada y cogenerada.

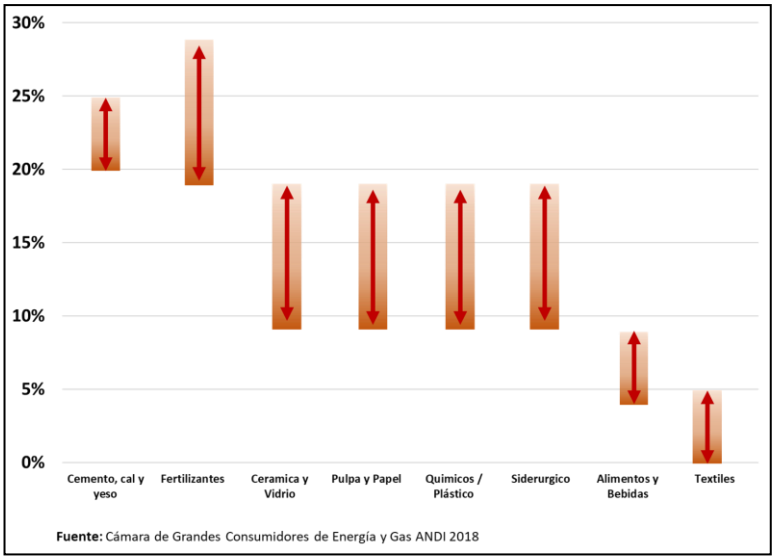
[1] De acuerdo a la Encuesta Anual Manufacturera (EAM) del año 2014,

Gráfica 3: INSUMO ELÉCTRICO -
Sectores con participación superior al 5% en el costo de producción



La situación es similar para el caso del Gas Natural. En los sectores industriales intensivos en este insumo, representa en promedio entre el 10% - 20% de sus costos de producción. La siguiente gráfica presenta esta participación.

Gráfica 4: INSUMO GAS NATURAL - Participación del gas natural en los principales sectores consumidores



Dada la importancia que tienen estos insumos energéticos dentro de los costos de producción de los sectores industriales manufactureros, la Cámara presenta las 7 acciones prioritarias que se deben realizar para mejorar la competitividad de sobre las cadena de suministro[2] incluido el consumidor industrial.

CAPITULO I ENERGÍA ELÉCTRICA

SITUACIÓN ACTUAL

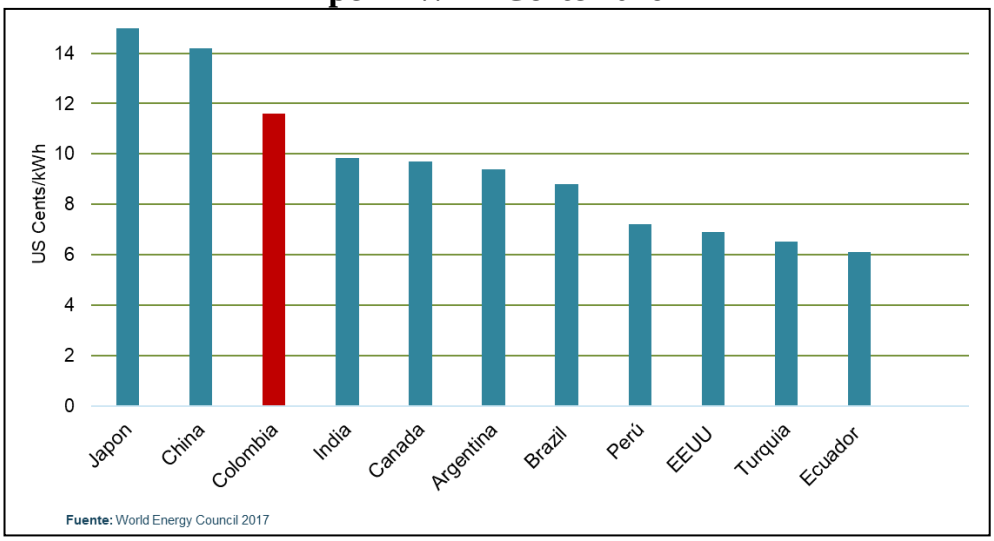
Las variables más importantes para la industria respecto al insumo eléctrico son: el precio recibido y su comparación con los principales competidores de la industria, la calidad del insumo recibido, su evolución y comparación contra sus competidores, la disponibilidad comercial y su facilidad para suscribir contratos y la evolución futura de cada uno de los anteriores aspectos. A continuación, se describe cada variable.

PRECIOS TOTALES PARA LA INDUSTRIA

De acuerdo con el World Energy Council, el sector industrial en Colombia paga en promedio un precio final por la energía eléctrica de 11.6 cUSD/kWh. La comparación incluye información de 110 países.

Colombia está en el puesto 68, con un precio superior a sus principales socios comerciales. Frente a Ecuador se encuentra en un 90% superior, en un 68% respecto a Estados Unidos y el 68% respecto a Perú. La siguiente Gráfica presenta la comparación con algunos países relevantes para el comercio colombiano.

Gráfica 5: World Energy Council: Precio promedio para Industria US cents per KWh – Corte 2016



[2] Ver Anexo 1.

Cabe destacar que las cifras del WEC tienen corte al 2016 y presentan tendencias similares al estudio de ECSIM, en 2013 y con respecto a CONELER, que realiza un comparativo semestral.

CALIDAD DEL INSUMO ELÉCTRICO

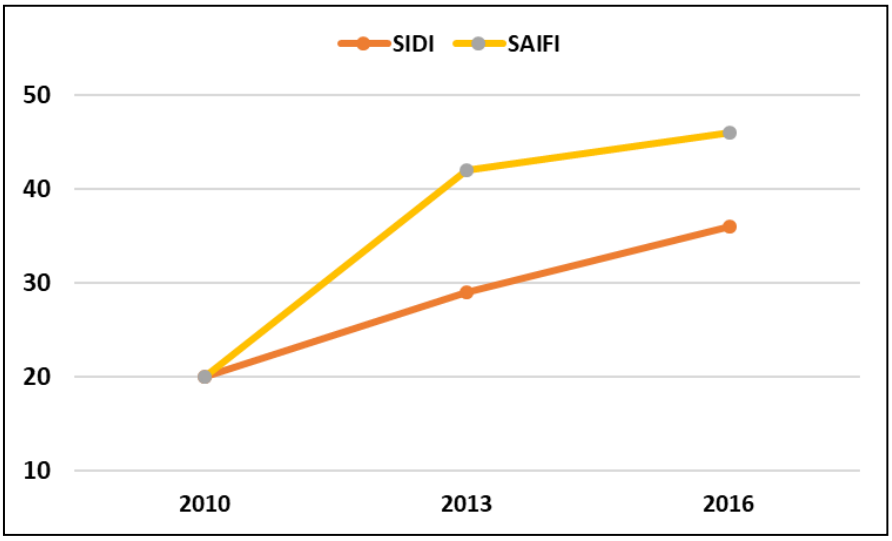
Las interrupciones en el suministro eléctrico afectan los procesos productivos, reducen la vida útil de la maquinaria, funde componentes eléctricos y reinicia procesos productivos.

Para la industria, una interrupción con impacto en su proceso productivo es aquella que tiene una duración superior a 50 milisegundos.

La regulación colombiana considera como interrupción del servicio los cortes de energía con duración superior a 3 minutos, para determinar los niveles de calidad, utiliza dos indicadores: el índice SAIDI mide el número de horas-año de interrupción y el índice SAIFI mide la frecuencia de interrupción media del sistema.

De acuerdo con la información de la Superintendencia de Servicios Públicos, en los últimos 6 años, los indicadores SAID y SAIFI para Colombia, han incrementado como se puede apreciar en la siguiente gráfica.

Gráfica 6: Evolución indicadores
SAIDI – SAIFI (2010 – 2016)



Fuente: Superintendencia de Servicios Públicos – Unidad de Planeación Minero Energética

Entre 2010 y 2016 las duraciones de las interrupciones aumentaron en un 80% y la frecuencia de las interrupciones aumentaron en un 90%.

Comparaciones a nivel internacional, en el cual Colombia y en particular la región Caribe, aparecen como las regiones de menor calidad del suministro eléctrico, como se puede apreciar en la siguiente tabla:

Tabla 1: Comparativo Indicadores SAIDI 2014

País	SAIDI (h/año)
Alemania	0.3
Reino Unido	0.35
Holanda	1.4
España	2
Francia	2.2
Italia	2.2
EEUU	5.7
Argentina	8
Chile	12
Brasil	18
Colombia	**36**
Electricaribe	96

Fuente: Smart Grids Colombia Visión 2030 UPME - 2016; Elaboración Prop

Colombia con un promedio de 36 horas de corte anual, se encuentra por encima de todos los países reseñados. Para resaltar, en Colombia los consumidores tienen tres veces más los cortes promedio presentados que en Chile.

LOS CONSUMIDORES NO REGULADOS.

A nivel país hay más de 5500 puntos de conexión de usuarios no regulados. La siguiente gráfica presenta la distribución de los usuarios no regulados por nivel de tensión y el consumo promedio en cada punto. A partir de esta información se calculará el impacto para un usuario, de cada una de las propuestas.

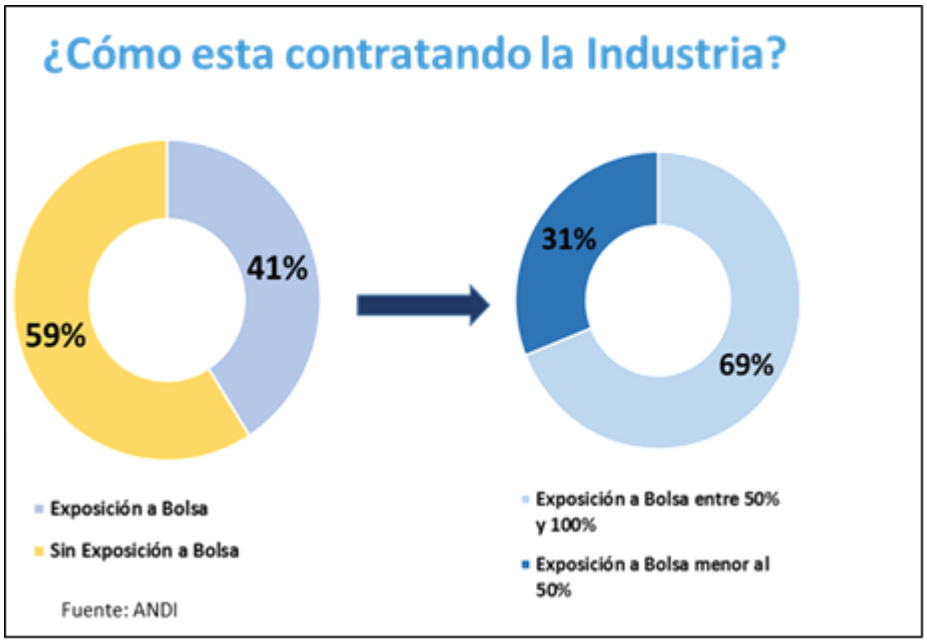
Tabla 2: Demanda por conexión Enero 2018

Nivel de Tensión	Demanda (GWh)	Numero Conexiones	Demanda Promedio conexión (kWh)
1	16,3	405	40.361,23
2	508,3	3963	128.282,66
3	560,32	1102	508.461,98
4	539,64	81	6.662.291,36
STN	138,52	3	46.174.533,33

DISPONIBILIDAD COMERCIAL

En febrero de 2016, la Cámara realizó una encuesta entre sus afiliados para identificar como se encontraba contratada la industria. Encontró lo siguiente:

Gráfica 7: Nivel de exposición en Bolsa
Demanda industrial



El 41% informó está expuesto en la bolsa de energía.

De los expuestos a la bolsa, el 69% tiene una exposición mayor al 50% de su consumo, situación que ha sido dada por el mercado y no por una preferencia respecto a la exposición. Esta situación genera incertidumbre en sus pagos y los expone a precios altos durante los Fenómenos de "el Niño".

De acuerdo con XM la exposición total de la demanda en la bolsa es superior al 20% del consumo total, lo cual representa 13.000GWh anuales.

Para la renovación de los contratos, el industrial invita a un grupo de comercializadores, sin embargo, recibe en general solo dos o tres ofertas. Esta situación ha sido documentada en estudios[3] del sector. Lo anterior, es consistente con las encuestas realizadas por la Cámara. Los afiliados antes del 2005 recibían más de 5 ofertas, posterior al 2010 en promedio reciben 2.3 ofertas.

[3] ECSIM 2013 y ANDI 2015

Respecto al nivel de competencia en generación y comercialización, utilizando información de XM y el estudio elaborado por E&Y sobre el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica[4], el mercado presenta la siguientes características:

- El 60% de la generación es realizada por tres agentes. Como resultado el índice HHI es de 1.412, propio de un mercado modernamente concentrado.

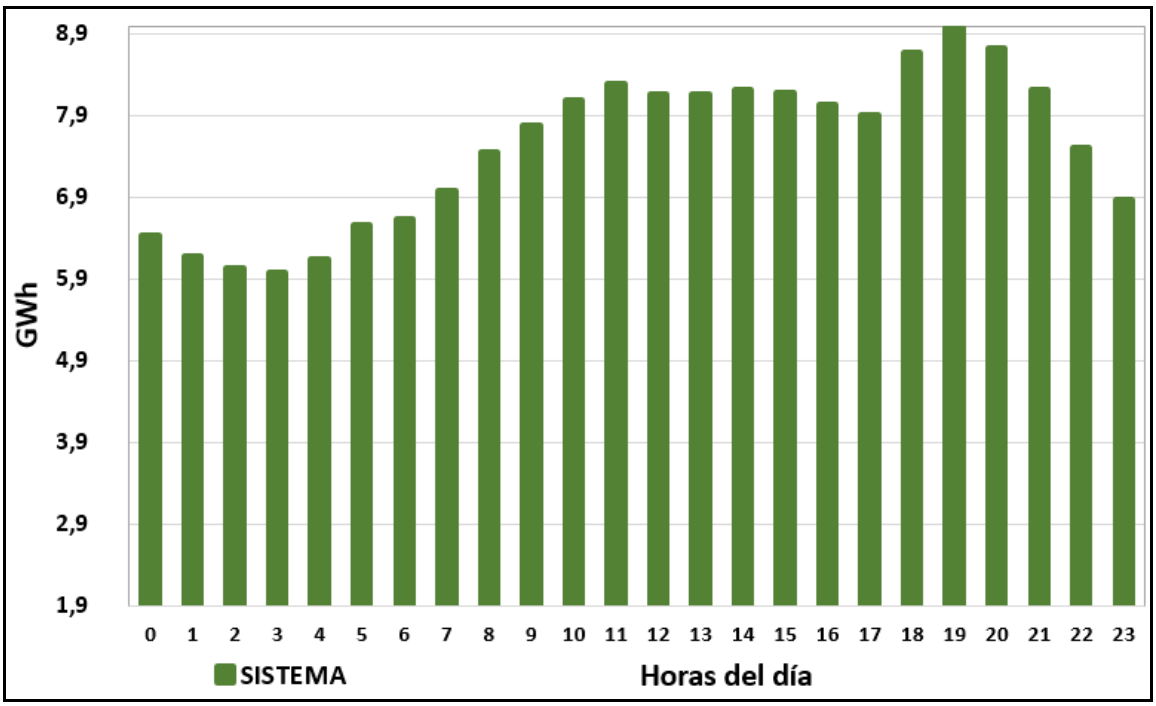
- De los 93 comercializadores inscritos en el mercado, 7 atienden el 90% del mercado no regulado.

- La demanda no regulada rara vez cambia de comercializador, lo cual refleja poca competencia en el mercado.

FORMACIÓN DE LOS PRECIOS DE GENERACIÓN

La demanda de energía es inflexible a las señales de precio diario de generación. La siguiente gráfica presenta el promedio de la demanda horaria requerida del 2017.

Gráfica 8: Demanda promedio 2017 de generación horaria
Cifras en GWh.



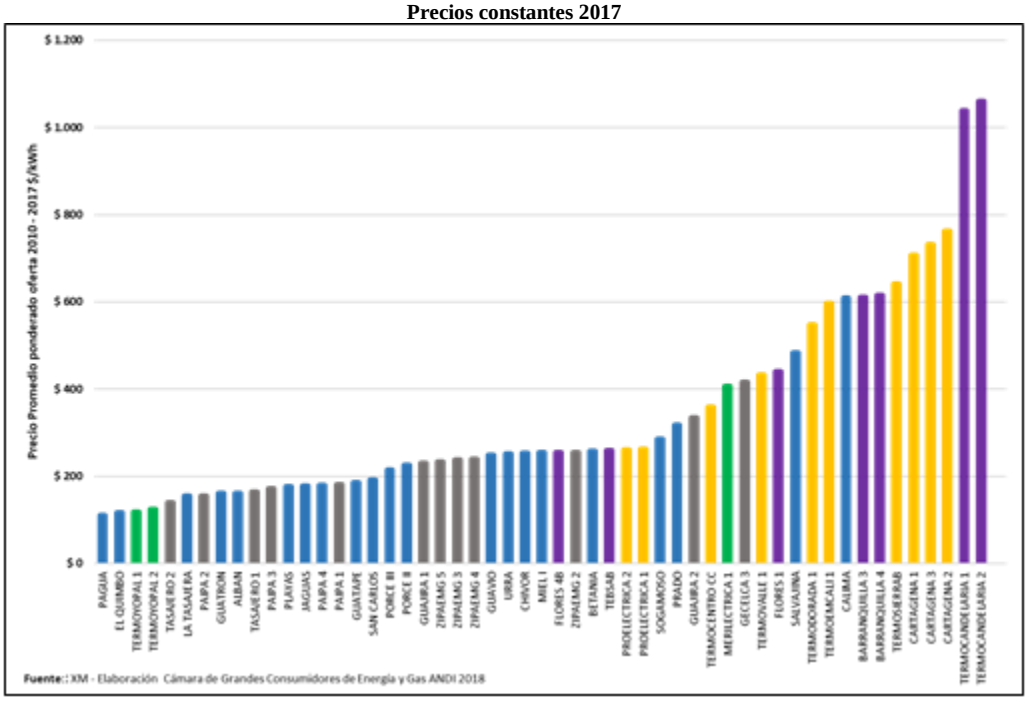
[4] E&Y, 2016, "Análisis comparativo de los aspectos teóricos y prácticos de los mercados mayoristas de electricidad, en los países definidos por el DNP, con el fin de generar propuestas de política pública tendientes a la mejora del mercado de energía mayorista de Colombia".

Las plantas de generación, para atender la anterior demanda, son seleccionadas diariamente considerando su precio de oferta que también reportan diariamente. Luego son seleccionadas las plantas de menores precios hasta cubrir la demanda de cada hora, definiéndose así el precio de bolsa horario, con el precio de la planta más costosa que fue requerida.

A continuación, se presentan los precios ofertados por las plantas de generación. Para evitar precios de oferta coyunturales a una hidrología particular, se utiliza un rango suficientemente amplio (de 2010 a 2018), que incluye periodos de fenómeno de El Niño, fenómeno de La Niña y situaciones normales.

Gráfica 9: Precios promedios ponderados de Oferta entre 2010-2017

Precios constantes 2017

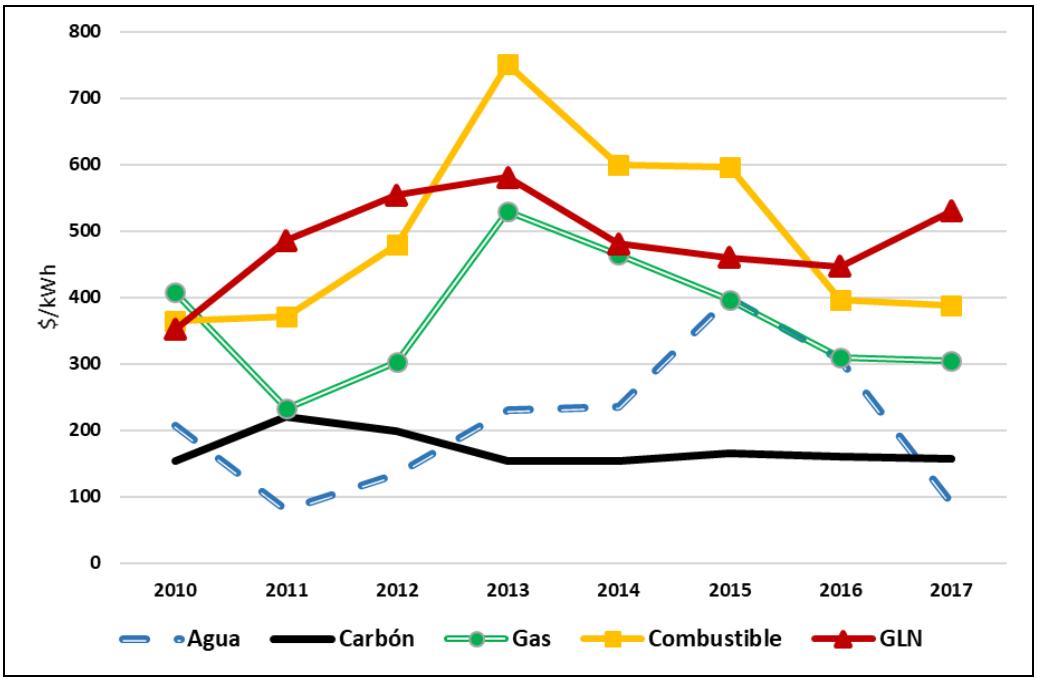


Nota: El color azul corresponde a las plantas hidráulicas, gris plantas a carbón, verde plantas a gas natural, amarillo plantas que cuentan sus OEF respaldadas a líquidos y Morado las plantas que a partir del 2017 disponen de GNI

Es de destacar, la estabilidad y cercanía en precios de la mayoría de las plantas de Carbón y la gran dispersión que tienen los precios de oferta de las plantas de generación hidráulica, cuyo costo variable debe ser muy similar.

En la siguiente gráfica se presenta la evolución del precio ofertado promedio por recurso de generación, ponderado por la disponibilidad promedio anual respectiva.

Gráfica 10: Evolución precios promedios ponderados de oferta por recurso-
Precios constantes 2017



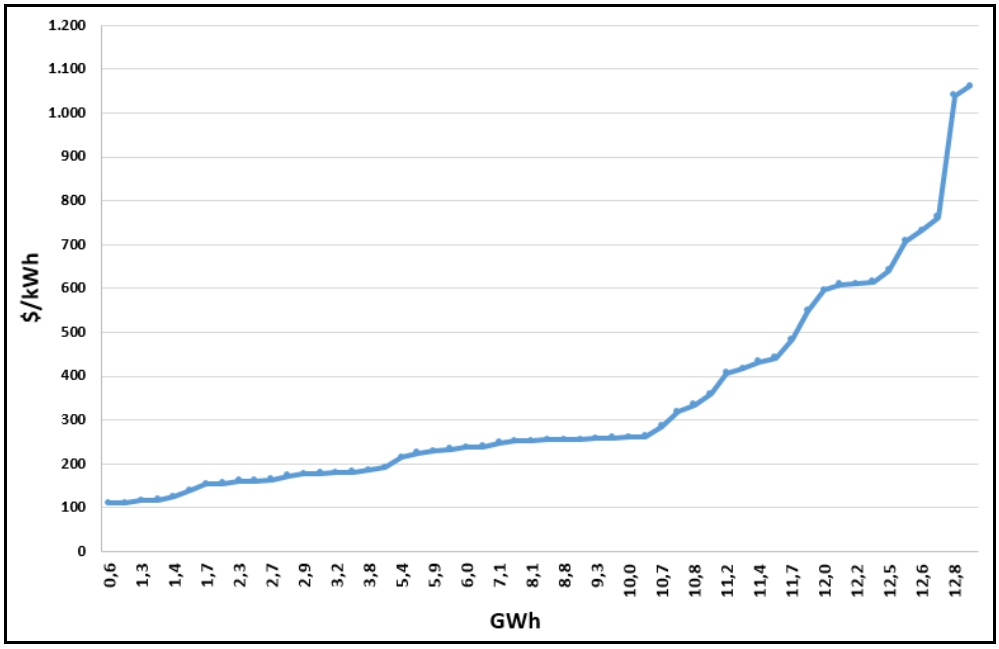
Fuente: XM Cálculos Cámara de Grandes Consumidores de Energía y Gas - ANDI
Nota: El grupo GLN abarca las plantas que disponen de este recurso para cubrir sus OEF. Esta alternativa funciona a partir del 2017

De la gráfica, destaca el constante crecimiento del precio ofertado de las plantas hidráulicas, posterior al año 2011, hasta alcanzar el pico máximo en el 2015 (periodo seco y de Fenómeno de El Niño).

Para calcular la curva de oferta, se toma la agregación de la disponibilidad comercial de generación[5] diaria promedio entre 2010 y 2017 de las plantas que participan en el despacho diario (curva de oferta), ordenadas y agregadas por el precio de oferta. La siguiente gráfica presenta la curva de oferta del mercado.

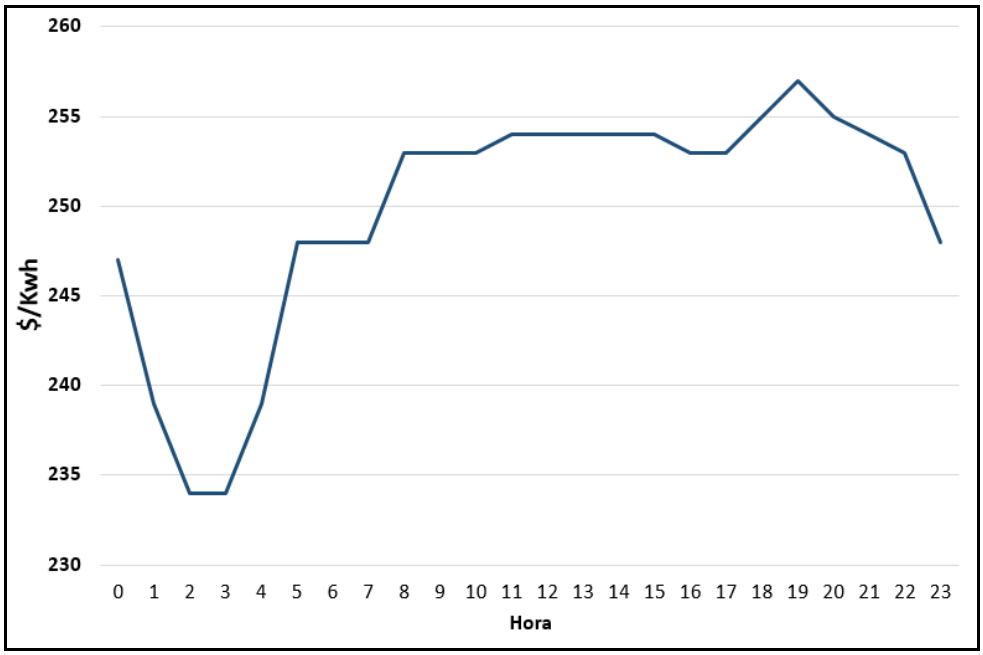
[5] La disponibilidad comercial de generación es la cantidad de energía que está dispuesta de producir cada planta de generación en las 24 horas del día. En otras palabras, las plantas diariamente ofrecen al mercado un precio de oferta y una cantidad de generación disponible.

Gráfica 11: Curva de oferta (2010-2018)
Precios constantes 2017, Cantidad en GWh



A la anterior curva de oferta y considerando la demanda horaria (gráfica 8), el precio promedio diario de generación es 250 $/KWh. A continuación, para los niveles de demanda horarios de 2017, se presentan los precios horarios de la planta que es requerida para atender la demanda, es decir el precio de bolsa horario.

Gráfica 12: Precios de oferta (2010-2018) para atender la demanda horaria
Precios constantes 2017



Considerando el escenario de entrada de plantas de generación:

Tabla 3: Proyectos de expansión
Comprometidos bajo esquema confiabilidad

		Energia Disponible Promedio GWh		
Proyecto	Capacidad (MW)	Diaria	Horaria	Factor de Utilización
Ituango	2400	40	2	0,70
Gecelca 3,2	250	5,06	0,21	0,84
Termonorte	100	1,80	0,08	0,75
Termomechero	57	1,03	0,04	0,75
	Total>>	48	2	

Nota: Ituango tiene comprometido solo 1200MW.

Para calcular la energía disponible, se utilizan los factores de utilización de plantas similares. En el caso de Ituango se tomó el factor de utilización de Chivor, para Gecelca 3,2 el de Termotasajero 2 y para Termonorte y termomechero el factor de planta de Termoyopal.

Respecto al crecimiento de la demanda al año 2023, para cada uno de los escenarios de la UPME:

- Bajo: 35.29 GWh diarios
- Medio: 40.48 WGh diarios
- Alto: 45.73 GWh diarios

Tabla 4: Proyección UPME de Demanda Nacional eléctrica

	Incremento GWh - Dia		
AÑO	BAJO	MEDIO	ALTO
2017			
2018	5,72	8,07	10,43
2019	5,72	8,07	10,43
2020	6,36	6,48	6,61
2021	6,36	6,48	6,61
2022	5,56	5,69	5,83
2023	5,56	5,69	5,83
Total>>	35,29	40,48	45,73

El incremento de energía aportada por los nuevos proyectos de generación, es absorbido por el incremento en la demanda entre el 2018 y 2023, lo cual va en línea a lo esperado bajo el escenario de expansión vía cargo por confiabilidad.

De acuerdo con lo anterior, tenemos:

Conclusión 1: Se evidencia que el país cuenta con suficiente oferta de generación. La disponibilidad de oferta promedio diaria, considerando la disponibilidad de cada planta desde el 2010 hasta el 2018, corresponde a 300 GWh y la demanda diaria se encuentra en un intervalo de 160 – 190 GWh.

Conclusión 2: Los proyectos de generación próximos a entrar, cubren la demanda incremental hasta el 2023, por lo cual no es de esperar una mejora en el precio final al consumidor.

Conclusión 3: Ante un periodo de escasez de agua, como se puede apreciar en la Gráfica 11, la oferta de generación que cubre la demanda presenta incremento sustancial de precios, lo cual aumenta los riesgos financieros para generadores y comercializadores de energía. Esta situación hace que dichos agentes, tengan el incentivo a transferir parte del riesgo a la demanda, explicando en parte la exposición a bolsa que experimentan los industriales en sus contratos.

Conclusión 4: Las plantas a Carbón demuestran ser competitivas y se despachan en su gran mayoría por debajo del precio al cual está cerrando el mercado.

Conclusión 5: Durante el 2017, las plantas que garantizan sus compromisos de cargo con GLN presentaron precios promedio superiores a las plantas que garantizan sus compromisos con líquidos. El nivel de precios promedio alcanzados por estas plantas no les permite suscribir contratos con la demanda, requieren obtener respaldo de energía competitiva para hacerlo.

Conclusión 6: La sustitución de las plantas que respaldan compromisos con líquidos a GLN no logrará aportar energía con capacidad de realizar contratos de largo plazo.

BARRERAS EN LAS ACTIVIDADES REGULADAS

Otras acciones que la industria manufacturera podría explorar para hacer más competitivos sus insumos energéticos, es optimizar el uso de las redes de transmisión, distribución y gaseoductos, las cuales son actividades que la regulación define como monopolios naturales, fijando su remuneración de manera totalmente regulada.

Sin embargo, es de destacar que algunas de las opciones que se sugieren no pueden ser desarrolladas por barreras regulatorias, a pesar de estar bajo el marco de libre iniciativa privada:

1. **Compartir Activos de conexión** para conectarse a un nivel de tensión superior. Hoy la regulación no permite que los industriales puedan desarrollar proyectos de manera conjunta, lo anterior implica una barrera para el desarrollo de economías de escala y eficiencias en los proyectos.

2. **Acceder a niveles de tensión superior.** La metodología de distribución no reconoce el número de años que el usuario lleva remunerado la infraestructura, obligándolo a pagar anualmente y durante 5 años, la diferencia tarifaría para desarrollar su proyecto de *migración*.

   Considerando el siguiente ejemplo de tarifas de enero de 2018 de una de las zonas del país:

COSTO UNITARIO DE PRESTACIÓN DEL SERVICIO -CU- ($/kWh), Resolución CREG -119 de 2007							
	Generación Gm,i,j	Transmisión Tm	Distribución Dn,m	Comercialización Cvm,i,j***	Pérdidas PRn,m,i,j	Restricciones Rm,j	CUvn,m,i,j Calculado
NIVEL 1 PROPIEDAD DE CODENSA	154,9819	30,8521	162,3042	43,0573	29,1237	26,9200	447,2392
NIVEL 1 PROPIEDAD COMPARTIDA	154,9819	30,8521	144,4114	43,0573	29,1237	26,9200	429,3464
NIVEL 1 PROPIEDAD DEL CLIENTE	154,9819	30,8521	126,5185	43,0573	29,1237	26,9200	411,4535
NIVEL 2	154,9819	30,8521	93,7385	43,0573	8,2652	26,9200	357,8150
NIVEL 3	154,9819	30,8521	64,6775	43,0573	7,9616	26,9200	328,4504
NIVEL 4	154,9819	30,8521	20,7336	43,0573	4,0409	26,9200	280,5858
Cfmj ($/factura)***				6662,8584			

   El impacto anual para cada conexión promedio industrial, por nivel de tensión, es el siguiente:

Nivel de Tensión	Demanda Promedio conexión (kWh)	Valor anual a pagar durante 5 años, si decide aumentar un nivel de tensión ($)
1	40.361,23	15.983.047
2	128.282,66	44.642.366
3	508.461,98	201.350.944
4	6.662.291,36	3.517.689.838
STN	46.174.533,33	11.081.887.999

Lo anterior, sin considerar que igualmente para acceder a un nivel de tensión superior, el industrial debe realizar inversiones.

3. **Instalar plantas de autogeneración y/o cogeneración.** Los eslabones de la Cadena (distribuidores y consumidores), que conforman la mesa de energía de la ANDI, consideran que la regulación del año 2008, vigente hasta inicios de 2018, remunera adecuadamente la infraestructura de respaldo.

   Sin embargo, la CREG modificó la fórmula, haciendo que en algunas ocasiones, el costo incremente hasta en el 800% con respecto al actual, sobre-remunerando en la mayoría de los casos la infraestructura requerida.

4. **Imposibilidad de acceder directamente al tubo de transporte de Gas.** A partir del 2011, la CREG, mediante resolución 171 de diciembre de 2011 obliga a que la industria nueva o existente, que tiene la posibilidad de conectarse directamente al tubo de transporte, solicite permiso al distribuidor de la zona, para realizar la conexión directa al tubo de transporte.

Con base en la situación actual descrita, la Cámara de Grandes Consumidores de Energía y Gas de la ANDI propone eliminar las barreras regulatorias que afectan el desarrollo industrial y desarrollar las siguientes acciones de manera prioritaria para contar con un sistema que además de confiable, sea competitivo para la industria manufacturera.

PRIMERA PRIORIDAD:
Mejorar la información de precios de mercado de contratos

SITUACIÓN ACTUAL

La información es vital para el funcionamiento de los mercados. Si la demanda está bien informada, la formación de precios es más eficiente.

Para conseguir información, la demanda debe asumir la contratación de consultores. Sin embargo, no todos los consumidores industriales están en capacidad de asumir dichos costos, por lo cual, si el sistema le brinda información, reduce los costos de transacción, hace que la negociación sea más transparente y sencilla, y le da herramientas a la gerencia de las empresas para identificar que tan bien, se está realizando la gestión de compra. Por el contrario, si no hay información, ni la gerencia ni los que realizan la gestión, saben que tan eficientemente está comprando su insumo eléctrico.

En Colombia, la industria se encuentra en la última situación, descrita en el párrafo anterior. Cuando la industria necesita renovar sus contratos de suministro no tiene información de los precios de cierre de los contratos que se están firmando. En resumen el mercado cuenta con el problema clásico de información asimétrica[6], con desventaja para los consumidores.

Por supuesto, una de las alternativas es contar con un sistema estandarizado, que brindará esta información. Sin embargo, dado que pueden convivir tanto el sistema estandarizado como el de negociación bilateral, no es necesario esperar el sistema estandarizado, para realizar mejoras en este tema.

Considerando el amplio sustento teórico y práctico relacionado con el problema de información asimétrica en la formación de precio, a continuación, se presentan las características de la información de buena calidad en los mercados:

Características de la Información de Buena Calidad

- Ser información precisa
- Relevante

[6] La problemática de la información asimétrica está relacionada con la distribución asimétrica de la información disponible en el mercado entre oferentes y demandantes.

- Completa
- Con un costo – beneficio positivo
- Adecuada a las necesidades del usuario
- Confiable
- A tiempo (Oportuna)
- Fácil de usar

La Resolución CREG 157 de 2011 dio un gran avance al establecer como mandatorio la publicación de los contratos de largo plazo firmados en el mercado mayorista, sin embargo, la información disponible en el mercado no cumple con los criterios de *oportuna*, *adecuada a las necesidades del usuario* y *completa*. Lo anterior, debido a que los contratos de largo plazo se registran meses o años después de haber sido suscritos, (ver Anexo 1) enviando señales *retardadas* sobre la curva de precios futura que *hoy* se está transando. Es importante recordar, que la industria trata de suscribir los contratos con dos años de anticipación al vencimiento de los mismos.

Adicional a que los contratos no son registrados al momento de la suscripción, es importante complementar la información con la cantidad de energía transada.

Considerando lo anterior, con el objetivo de fortalecer la capacidad de negociación de la demanda y reducir la problemática de información asimétrica que existe en el mercado, se presentan la siguiente propuesta:

PROPUESTA 1

1) Incluir como obligatorio en la Resolución CREG 157 de 2011 que el registro del contrato sea inmediatamente posterior a su firma, la fecha de negociación y la cantidad de energía que representa.

2) Establecer obligatorio, que el gestor de mercado XM presente esta información a través de un informe consolidado, para que el mercado cuente con una curva de precios futura sustentada en la información de mercado real.

3) Establecer obligatorio, la publicación de los resultados obtenidos en las convocatorias de compra de energía realizadas para cubrir la demanda regulada, con el objetivo de generar mayor transparencia en las dinámicas del mercado.

SEGUNDA PRIORIDAD:
Incrementar la Oferta de Energía Eléctrica

META

Considerando el contexto actual, la medida más prioritaria para contar con un mercado más competitivo es introducir energía competitiva en al sistema eléctrico, para lograr que la demanda pueda acceder a cubrimiento adecuado, vía contratos y a precios competitivos.

El Decreto del Ministerio de Minas y Energía que establece lineamientos de política para definir e implementar un mecanismo que promueva la contratación de largo plazo para los proyectos de generación, como un mecanismo alternativo al cargo por confiabilidad es un gran avance, siempre y cuando, logré introducir energía a precios competitivos y sea implementado en el 2018.

Lo anterior, para aprovechar los resultados de este tipo de esquemas competitivos a nivel internacional. Algunas subastas con participación exclusiva de las fuentes renovables no convencionales como en el caso de México, otras con participación de todas las fuentes como en el caso de Chile, arrojan señales de competitividad de la generación Solar y Eólica en el mundo.

El caso mexicano, el costo de 1 MWh más un Certificado de Energía Limpia (CEL) pasó de USD 47.78 en el 2015 a USD 20.57 en la última subasta realizada en el 2017. En Chile a finales del 2017 el precio promedio alcanzado fue de 32 USD/MWh, 32% menos que el promedio del 2016.

Con todo lo anterior, la adición de energía significará no solo un impulso a la competitividad del insumo eléctrico, sino también a la economía, debido a la magnitud de las inversiones. De acuerdo a Bloomberg New Energy Finance, de las inversiones realizadas en América Latina por FRNCE en el 2016, Chile se llevó el 40% con USD$ 729 millones.

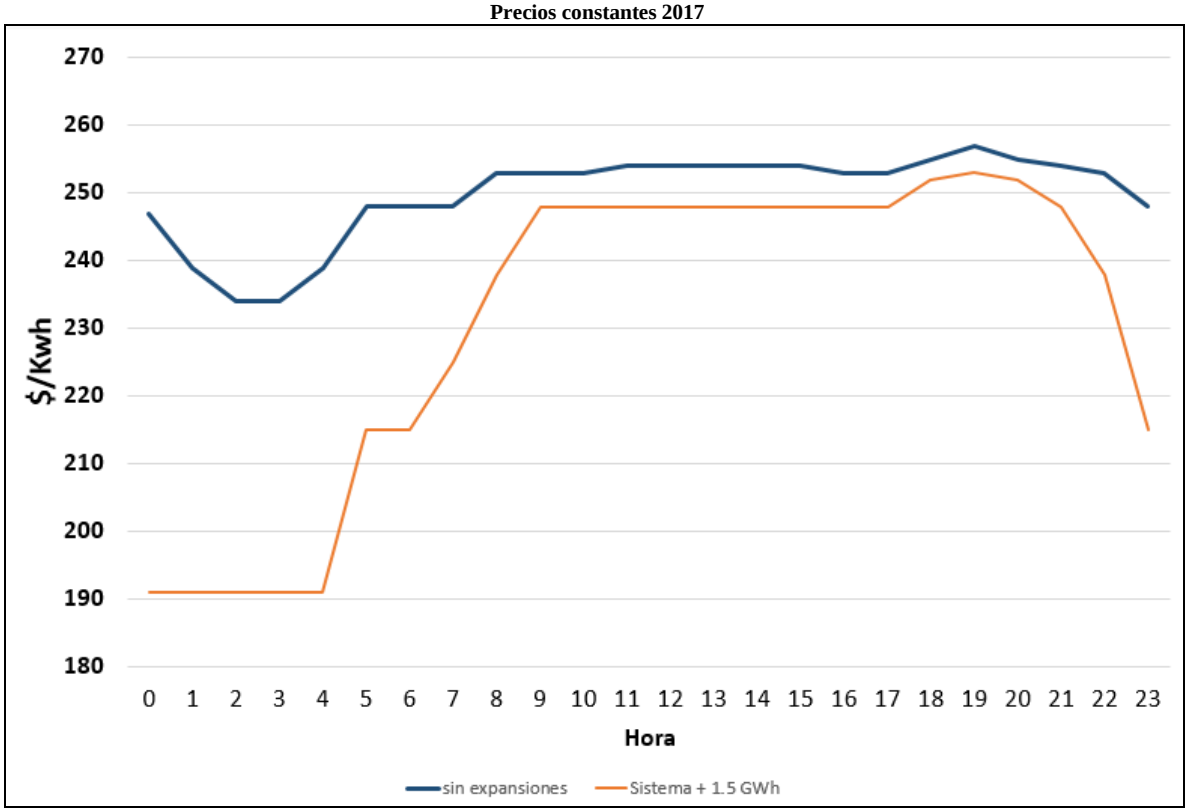
ACCIONES PARA ALCANZAR LA META

El pasado 16 de febrero el Ministerio de Minas y Energía y la Unidad de Planeación Minero Energética adjudicaron mediante la convocatoria *UPME 06-2017*, la construcción de una subestación y una línea de 500 mil voltios que permitirá evacuar de la Guajira hasta 1.360 MW de energía en el 2022. Esta infraestructura fue adjudicada a un costo de 174 millones de dólares y permitirá la explotación de recursos energéticos de la zona.

Ahora es necesario, en cumplimiento del numeral ii) del Artículo 2.2.3.8.7.3. Objetivos, promover la competencia y aumentar la eficiencia en la formación de precios a través de la contratación de largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica nuevos y/o existentes.

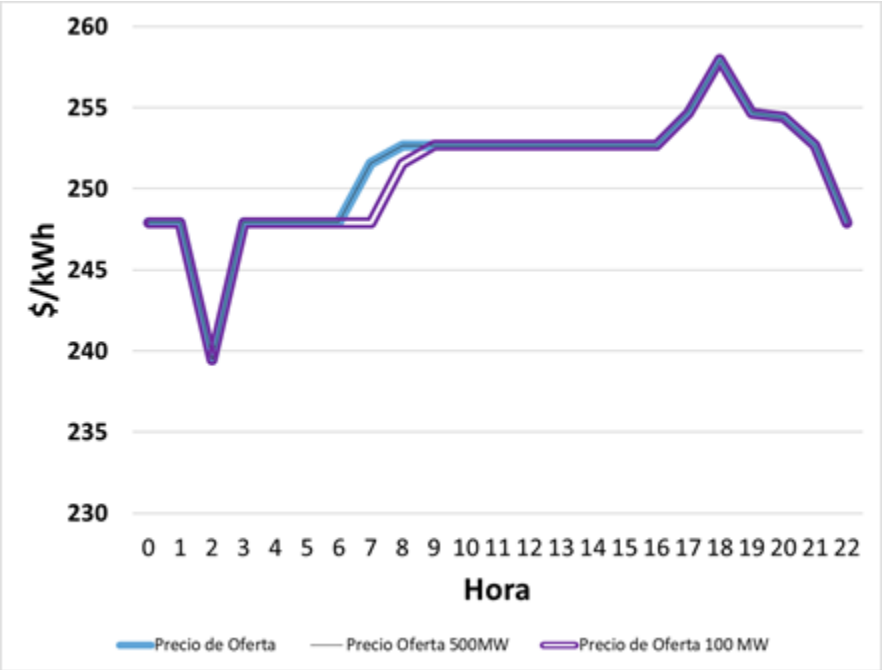
Escenario 1: Lograr la entrada de 1800 MW de energía estable, que aporte en todas las horas del día 1.5 GWh.

Gráfica 13: Precios de bolsa
Demanda base vs reducida por 1.5 GWh de precio inferior a 190 $/KWh
Precios constantes 2017



Escenario 2: Adicionar 500 MW y 1000MW de energía fotovoltaica en la costa Caribe.

Gráfica 14: Precios de bolsa
Demanda base vs reducida por 500MW y 1000MW fotovoltaicos
Precios constantes 2017



PROPUESTA 2

Implementar el mecanismo competitivo de adición de energía competitiva mediante contratación de largo plazo, en el primer semestre de 2018. Permitiendo que la demanda no regulada participe de forma voluntaria y con un precio de reserva, a partir del cual no compraría energía.

TERCERA PRIORIDAD:
Asignar el cargo por confiabilidad administrado por merito

META

Dado que el 70%[7] de la capacidad instalada del país es de tipo hidráulico, el país requiere asegurar el suministro ante eventos hidrológicos críticos, como el Fenómeno de "El Niño".

Para cumplir con el anterior objetivo, se diseñó el cargo por confiabilidad, el cual remunera la energía que es capaz de entregar cada agente en situación hidrológica critica. La remuneración de las nuevas plantas es establecida por el mercado (subasta de adición de energía firme, realizada con 4 años de anticipación al requerimiento), mientras que las plantas existentes al 2008, ganan su remuneración de manera administrada, a prorrata de la energía firme que tienen.

Para el periodo 2018-2019 que ya fue asignado administradamente, la energía que es requerida por el sistema equivale a 78.283 GWh-año, donde el 61% del requerimiento, 47.862 GWh– año, corresponde a obligaciones de energía en firme administradas a prorrata. Por lo tanto, cada planta recibirá un ingreso el equivalente al 87% de su energía en firme.

Por consiguiente, este esquema de asignación asegura un porcentaje importante del ingreso de todas las plantas existentes y no permite competencia que desplace a las menos eficientes, con el consiguiente impacto sobre la matriz de generación.

De acuerdo con la **Gráfica 9**, las plantas que cuentan con precios de oferta superiores a los 300 $/kWh, son viables financieramente, principalmente, gracias al ingreso percibido por el cargo por confiabilidad

Por otro lado, en el pasado fenómeno de "El Niño", durante la aplicación del programa apagar paga, se identificó que los niveles de precios de la bolsa de energía ofertados por las plantas de generación, considerando aún el acotamiento realizado por el Ministerio de Minas y Energía a dicho precio[8], algunos empresarios industriales y del sector comercio, ofrecieron energía más competitiva a través de sus plantas de respaldo, maximizando el uso de los recursos energéticos y reduciendo los costos para todo el sistema eléctrico.

---

[7] Considerando los 10.939 MW instalados por plantas hidráulicas despachadas centralmente y los 782 MW instalados por plantas hidráulicas no despachadas centralmente.
[8] Precio de escasez definido en la Resolución CREG 178 del 2016

A manera de ilustración del potencial bajo este esquema, en la siguiente tabla se presenta los niveles de potencia y energía real que la demanda Regulada y en especial No regulada demostró estar en capacidad de participar en el mecanismo, en el pasado Fenómeno del Niño.

Capacidad de la Demanda no regulada utilizada en el Pasado Fenómeno de el Niño

Tipo de demanda	Potencia (MW)	Energía (GWh)
Regulada	247	226
No regulada	248	38

Fuente: Xm – Elaboración Cámara de Grandes Consumidores de Energía y Gas

Del esquema establecido por la CREG, los usuarios no regulados alcanzaron 1.8 GWh-día de desconexión máxima a través del mecanismo de Respuesta a la demanda y 4.1 GWh-día desconexión máxima a través del mecanismo de Demanda Desconectable Voluntaria, cifras relevantes, si consideramos que a las 12pm y 7pm del día, momentos de mayor demanda, se alcanzan valores de 8 GWh y 9 GWh respectivamente.

Lo anterior, demuestra como a través de estos mecanismos la demanda puede jugar un papel clave para la confiabilidad, no solo porque se genera una mayor diversificación del riesgo (varios agentes), sino porque puede competir para ofrecer confiabilidad.

PROPUESTA 3

Con el objetivo de garantizar la eficiencia, sin reducir la confiabilidad del sistema nacional, se propone adjudicar los requerimientos de energía en firme de 2019-2020 en adelante, a través de un mecanismo competitivo, similar al de la Resolución CREG 109 del 2015, que permita la competencia por ofrecer confiabilidad y facilite la entrada de tecnologías y agentes a través de compromisos de largo plazo con el sistema, en la porción de energía firme (61% del total) que hoy se está asignando de manera administrada.

Dentro de los instrumentos de competencia, utilizando la experiencia del pasado fenómeno de “el Niño”, es necesario que la regulación permita en el esquema de competencia, la participación de las plantas de respaldo que tienen muchas empresas del sector manufacturero y comercial, las cuales, mediante una planificación eficiente de empresas especializadas, pueden maximizar su aporte a la confiabilidad del sistema y optimizar los precios de dicha confiabilidad. Lo anterior está en línea con lo establecido por la Ley 1715 de 2014.

CUARTA PRIORIDAD:
Reducir restricciones y verificar beneficio de los proyectos que buscan su reducción

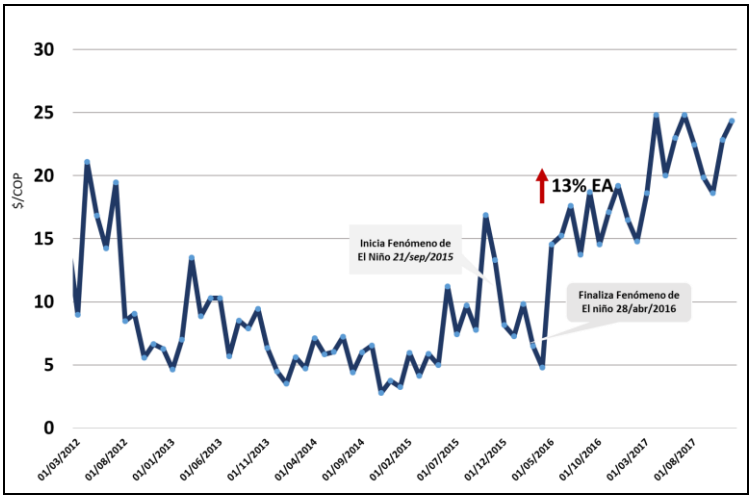
SITUACIÓN ACTUAL

Las restricciones son el producto de la diferencia entre la generación ideal y real, donde esta última considera las barreras de la red[9].

El incremento en el valor de las restricciones se ha convertido en un problema para la demanda industrial, debido a que es un componente de la factura eléctrica que la demanda no puede gestionar y que viene en aumento de manera constante desde el 2012.

La tasa de crecimiento promedio de este cargo entre 2012 y diciembre del 2017 fue de 8% anual. Sin embargo, desde el 2015 creció al 13% EA, como se puede evidenciar en la siguiente gráfica.

Gráfica 15: Evolución Costo Unitario Restricciones Pesos constates 2017



Fuente: XM

[9] El cargo de restricciones cambia de acuerdo al agente comercializador, por lo que los valores que se presentan son las restricciones del sistema, es decir la división entre la liquidación total de las restricciones y la demanda mensual.

Es importante anotar que la CREG incluyó en este cargo, conceptos diferentes a las restricciones técnicas, como:

1. **Sobrecostos Niño**: Los sobrecostos que se incurrieron en el pasado fenómeno de El Niño para cubrir la generación a líquidos de las plantas térmicas que contaban con Obligaciones de energía[10]. Corresponden a $486.000 millones de pesos, que son pagados durante los 36 meses siguientes posteriores al fin de fenómeno de El Niño.

2. **Planta GLN:** USD$ 400 millones del valor de la infraestructura de regasificación de Cartagena[11], que serán diferidos a 10 años. Esta inversión se realizó con el objetivo de evitar la generación de seguridad con líquidos.

En el 2017, el costo total de restricciones superó el billón de pesos. En la siguiente tabla se presentan la evolución del monto de las restricciones desde el año 2012.

Tabla 6: Evolución pago de restricciones anual Precios Constantes 2017 Millones COP

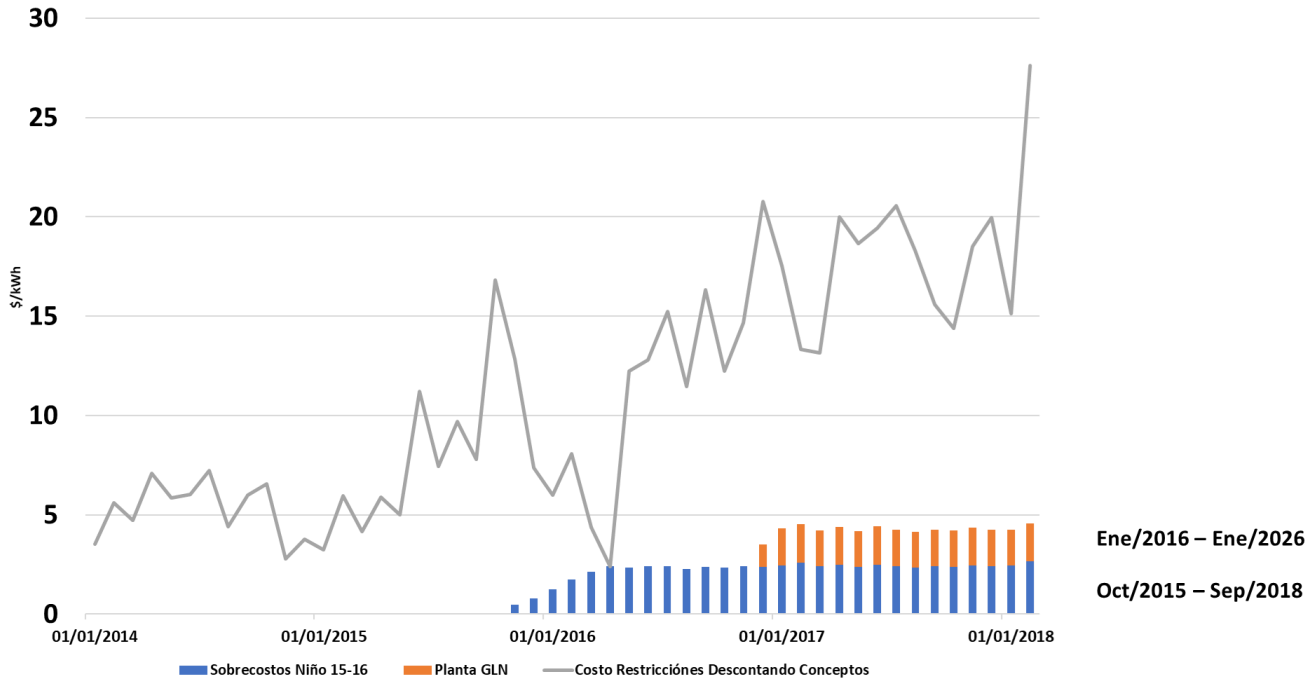
Año	Costo total restricciones	Costo total restricciones pagado por la Industria
2012	$766.957	$107.373
2013	$456.720	$67.305
2014	$315.613	$50.500
2015	$445.394	$78.842
2016	$997.770	$123.945

Fuente: XM – Elaboración propia

A continuación, se presenta la evolución de los dos conceptos mencionados anteriormente que se incluyen en el cargo de restricciones y el valor real de las restricciones.

[10] El valor unitario mensual por este concepto se encuentra en un intervalo de 1.20 $/kWh y 7,26 $/kWh, conforme a lo dispuesto en la Resolución CREG 178 del 2015.
[11] Conforme a la Resoluciones CREG 106 del 2011, 062 del 2013 y 022 del 2014.

Gráfica 16: Cargo de Restricciones y Conceptos



Fuente: XM Elaboración propia

Los sobrecostos del Fenómeno de El Niño fueron diferidos entre octubre de 2015 y septiembre de 2018 (36 meses) y el pago por la planta de regasificación de Cartagena cesa en el 2026. Ambos pagos representan para la demanda un valor mensual superior a los $20.000 millones de pesos.

A continuación, se presenta el valor mensual para un industrial promedio por nivel de tensión, tomando como referencia el mes de enero del 2018.

Tabla 7: Impacto promedio por consumidor por sobrecostos del Niño y Planta de Regasificación del Cartagena

Nivel de Tensión	Demanda (GWh)	Numero Conexiones	Demanda Promedio conexión (kWh)	Sobrecostos en restricciones ($/KWh)	Impacto por conexión *miles de pesos*
3	560,32	1102	508.461,98	4,57	2.323
4	539,64	81	6.662.291,36	4,57	30.446
STN	138,52	3	46.174.533,33	4,57	211.017

Fuente: Niveles de Demanda XM, cálculos propios

Considerando los anteriores impactos derivados de los sobrecostos, a continuación, se presenta la evolución de los precios promedio ponderado de oferta 2010 – 2016 y 2017 de las plantas que viabilizaron la construcción de la planta de GLN.

Tabla 8: Precios Oferta promedio ponderado por disponibilidad Grupo Térmico

2010-2016	2017
480 $/kWh	530$/kWh

Fuente: datos XM – Elaboración propia

El precio de oferta del grupo, ponderado por su disponibilidad, ha incrementado y al mismo tiempo el uso de la planta de GLN ha sido marginal.

PROPUESTA 4

4) Siguiendo los lineamientos OCDE es necesario que la Unidad de Planeación Minero Energética verifique y emita anualmente, un informe sobre los beneficios esperados por proyectos ejecutados mediante convocatoria para reducir restricciones, comparando los análisis costo/beneficios esperados vs los costos/beneficios reales. Lo anterior permitirá verificar la eficiencia del ejercicio de planeación y tomar los correctivos respectivos.

5) Dado el costo para la demanda eléctrica de la planta de Regasificación de la Costa Atlántica, se ha solicitado a la UPME un informe de los beneficios reales.

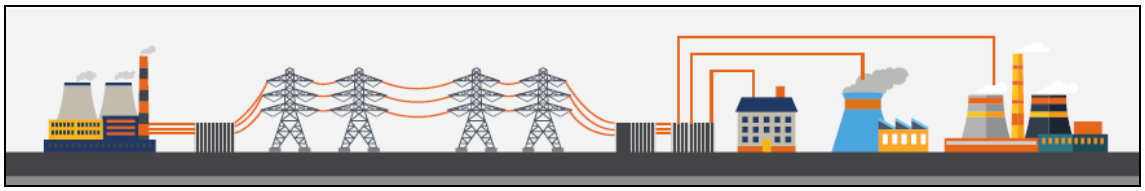
6) Considerando que los costos de la generación de seguridad son asumidos por la demanda, es necesario que la Superintendencia de Servicios Públicos verifique la eficiencia de su formación y el costo de los combustibles reportados.

7) Igualmente, es necesario la pronta expedición del marco regulatorio para permitir la respuesta de la demanda en el mercado de restricciones ANEXO.

QUINTA PRIORIDAD:
Construir una demanda flexible y participativa de energía

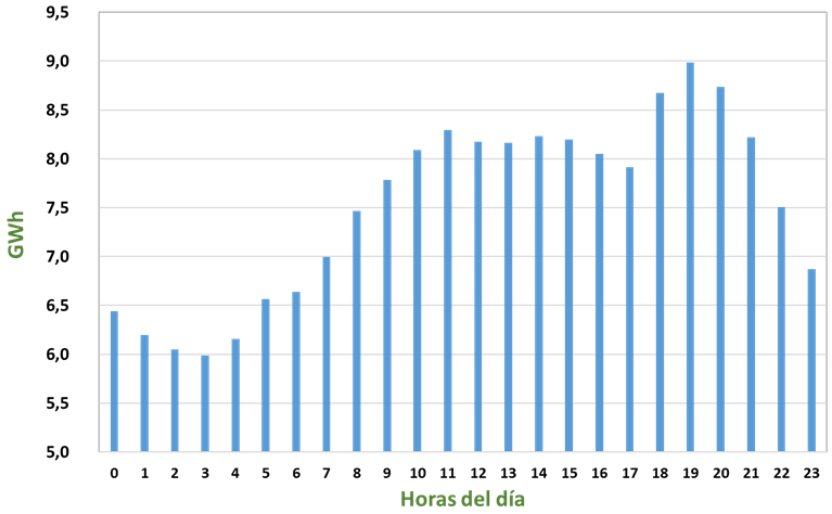
SITUACIÓN ACTUAL

Tal y como se presenta en la gráfica, el sistema de energía eléctrica es lineal, componiéndose por los eslabones de Generación – Transporte – Distribución y finalmente la demanda.



La infraestructura del sistema eléctrico nacional está dimensionada para cubrir los picos de demanda. A continuación se presenta la curva de carga[12] promedio de la demanda nacional en el 2017.

Grafico 19: Curva de carga de la demanda nacional en el 2017



Fuente: XM, elaboración Cámara de Grandes Consumidores de Energía y Gas

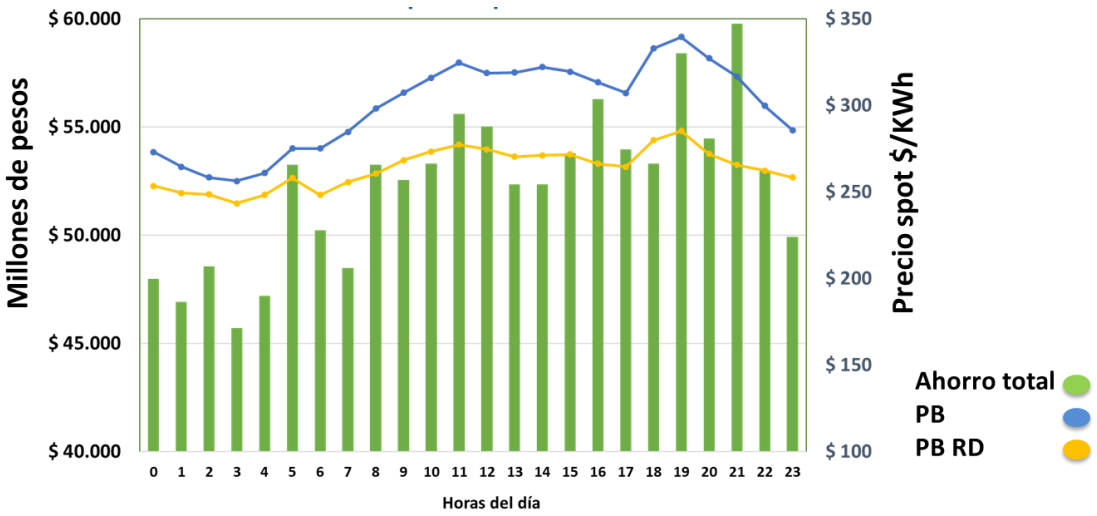
[12] La curva de carga corresponde a los niveles de consumo promedio por hora de una demanda de energía.

La gráfica anterior nos indica que los picos de la demanda nacional se forman entre las 10:00h – 12:00h y 18:00h – 20:00h. Estos requerimientos de energía son lo que determinan la infraestructura de transporte, distribución y generación que requiere el sistema, a pesar de que no sean requeridos en los periodos fuera del pico.

Algunos grandes consumidores industriales tienen la capacidad de reducir, ante incentivos económicos apropiados, significativamente su demanda en horas pico y otros horarios que requiera el sistema. Por lo que ofrecer esta reducción de la demanda a disposición de las autoridades que administran el sistema eléctrico mejora la utilización de la capacidad instalada de generación y transmisión.

En el esquema actual, la demanda es inflexible a las señales de precio de bolsa. Si incentivamos la respuesta a la demanda en el mercado spot, a través de la figura de agregador de demanda que agrupe la reducción y la represente como un agente virtual en el mercado mayorista, una pequeña reducción de la demanda, principalmente en las horas pico, puede desplazar generación costosa que impone el precio para todo el sistema y por ende, permitiría reducir el precio de bolsa e incrementar la competencia por salir despachado, como se puede evidenciar en la siguiente gráfica.

Grafico 20: Simulación de formación de precio de bolsa al descontar el generador marginal por requerimientos de picos



Fuente: Cámara de Grandes Consumidores de Energía y Gas

La anterior Gráfica nos muestra la formación del precio de bolsa considerando la no utilización de los generadores marginales en las horas pico, asumiendo la utilización de la respuesta a la demanda. Si se lograse desplazar en las horas pico (18h – 19h – 20h) el último recurso de generación a través de respuesta a la demanda, hay un

potencial de ahorro promedio horario de 336 MWh, que se ve reflejado con una reducción promedio en los precios de las horas pico equivalente al 16 %.

Igualmente, Estos beneficios han sido percibidos en otros sistemas eléctricos (ver anexo 3 antecedentes en otros países de la implementación de la respuesta de la demanda)

META

Diseñar el esquema regulatorio que establezca incentivos económicos para que la demanda pueda participar como un agente virtual en el mercado mayorista. Lo anterior, no solo permitirá una formación más eficiente del precio de energía eléctrica, sino también una planeación de infraestructura de transporte y distribución más costo efectiva para los usuarios.

ACCIONES PARA ALCANZAR LA META

PROPUESTA 5

Plantear un esquema de incentivos económicos para incentivar la respuesta a la demanda en los consumidores regulados y no regulados, de tal manera que se permita la reducción del consumo en los momentos de saturación de la capacidad de las redes de transmisión y/o de la capacidad de generación del sistema nacional.

Esquema Propuesto

Para efectos de una adecuada implementación, es necesario que los márgenes de comercialización de los agregadores de demanda sean libres, como ocurre con el margen de comercialización de energía eléctrica, y promover la competencia con la participación de agentes comercializadores independientes.

El Objetivo Principal de los Comercializadores de Energía eléctrica debe ser la comercialización de energía ya sea tomada de la red o ahorrada al Sistema Interconectado Nacional. En este sentido, si el comercializador es independiente (sin interés en la actividad de generación despachada centralmente, ni interés en la actividad de distribución) recibirá los mismos ingresos por comercialización de kilovatios hora que por la comercialización de Negavatios hora.

Al ser un comercializador independiente de la actividad de generación despachada centralmente no le afectaría la reducción del precio de bolsa ni una menor prima del Cargo por Confiabilidad. En cualquier caso, será una mejora del esquema regulatorio actual en el que los ahorros por desconexión nunca llegan a los usuarios.

SEXTA PRIORIDAD:
Optimizar procedimientos para acceder a los beneficios tributarios

SITUACIÓN ACTUAL

A través de la Ley 1715 del 2014, el gobierno nacional estableció como política incentivos tributarios para el desarrollo de proyectos de Generación con Fuentes Renovables no Convencionales y eficiencia energética. Son los siguientes:

Tabla 10: Incentivos tributarios para eficiencia energética y FRNCE

Incentivos Tributarios Ley 1715 - 2014	Aplica para	
	FRCNE	EE
Renta: Deducción del 50% en impuesto de renta, en un plazo de 5 años	X	X
IVA: Exención de IVA	X	
Depreciación acelerada: Gasto que la ley permite que sea deducible al momento de declarar el impuesto sobre la renta, por una proporción del valor del activo que no puede superar el 20% anual	X	
Aranceles: Exención de Arancel	X	

Incentivos Tributarios Estatuto Tributario	Aplica para	
	FRCNE	EE
IVA: Exclusión de IVA (artículo 424)		X
Renta: Descuento del 25% en renta		

Los afiliados a la Cámara han manifestado la necesidad de optimizar los procedimientos para acceder a estos incentivos debido a que:

- El procedimiento para acceder a los incentivos puede tardar más de 8 meses.
- Estos incentivos no son aprovechados debido al desgaste interno administrativo que representa para las compañías, generando poco aprovechamiento de la medida.
- La dificultad para obtener los incentivos afecta los cronogramas que estructuran las compañías para el desarrollo de sus proyectos. Esta situación

afecta en mayor medida a los proyectos que requieren del incentivo para el cierre financiero o para suavizar el gasto inicial de la inversión.

- No es posible efectuar el incentivo después de la compra, dificultando el acceso al incentivo.

META

Que el procedimiento para obtener los incentivos (entrega de información relacionada con los equipos, matriz energética de la empresa, soportes financieros, etc.) requiera únicamente de una entidad, que todos puedan ser gestionados de manera virtual, que tomen menos de dos meses, que puedan ser utilizados después de la compra de los equipos y que los incentivos apliquen para todas las medidas establecidas en el Plan Indicativo de Eficiencia Energética 2017 – 2022.

ACCIONES PARA ALCANZAR LA META

PROPUESTA 6

Establecer un Sistema de Información, en el cual los usuarios puedan realizar la solicitud, adjuntar los documentos y consultar en cualquier momento el estado de su solicitud.

Para las medidas que están cobijadas por los incentivos, permitir que se efectúen estos en el momento de la compra, a través de una garantía que presentará el industrial ante el proveedor y que se honrará en caso tal que el proyecto del usuario no aplique. Lo anterior, para optimizar la obtención de estos inentivos y por lo tanto facilitar el desarrollo de los proyectos.

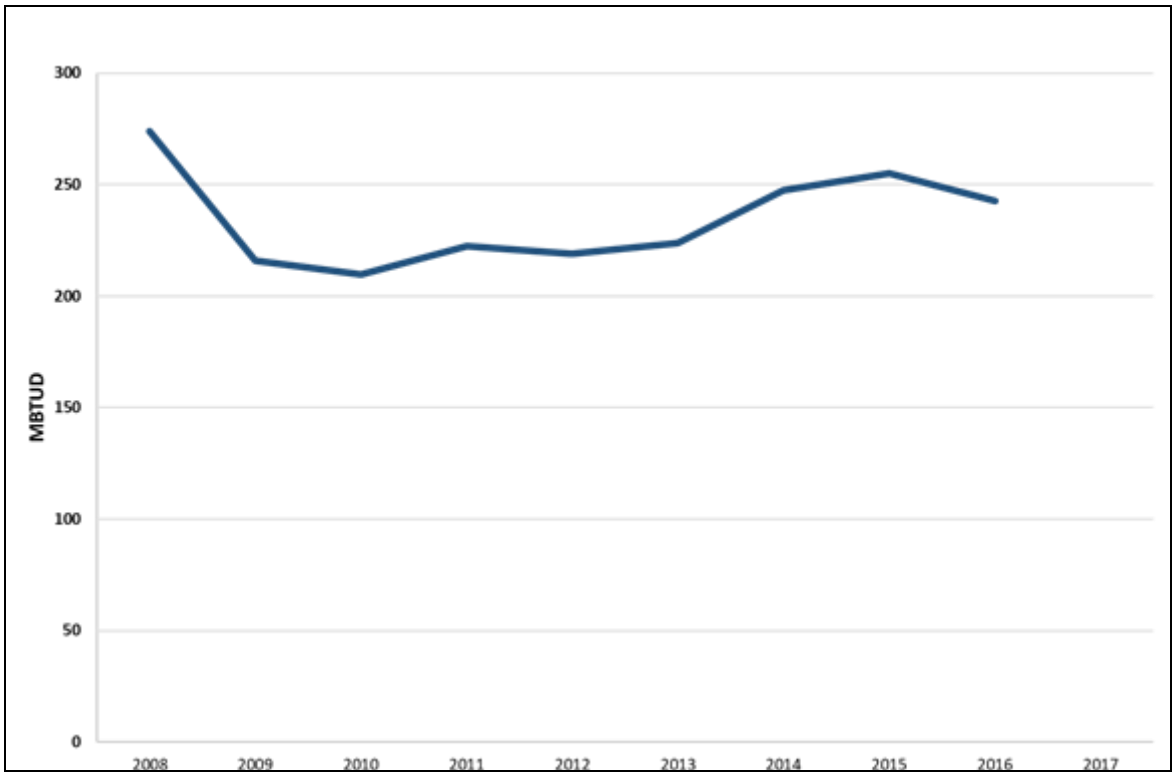
Articular al ANLA y la UPME, respecto al visto bueno y certificados expedidos, de forma tal que los conceptos se expidan conjuntamente.

CAPÍTULO II – GAS NATURAL

SITUACIÓN ACTUAL

Luego del proceso de masificación del gas natural a partir de la década de los 90, el cual incluyó a la demanda industrial, a partir del año 2008 el consumo del sector industrial ha permanecido prácticamente constante, presentando una tasa de crecimiento promedio del 1% entre 2008 y 2016, como se puede apreciar en la siguiente gráfica:

Gráfica 21: Evolución de la demanda industrial de gas natural (Cifras en MBTUd).



El estancamiento en el consumo industrial de gas natural no solo se debe a las condiciones económicas del sector industrial en la última década, sino también a que el mercado de gas ha perdido competitividad.

En el año 2013 la Cámara realizó una encuesta en la cual, los 36 afiliados reportaron un consumo de 192MPCD que corresponde al X% del consumo industrial. En noviembre del 2017, realizó nuevamente la encuesta, en la cual 22 afiliados, reportaron un consumo de 129 MPCD que, al compararlo con el consumo reportado en 2013, dio una reducción del 5%, como se puede apreciar en la siguiente gráfica.

Gráfica 22: Resultado encuesta, Evolución consumo de afiliados (Cifras en MBTUd).

Sector	2013	2017	2025
	MBTUD	MBTUD	MBTUD
Cemento y pulpa y papel	32.025	41.420	46.550
Textiles	757	674	252
Químicos / Plástico	3.743	2.590	3.375
Fertilizantes	32.686	22.925	22.912
Siderúrgico	25.185	25.779	18.056
Alimentos y Bebidas	8.096	11.748	11.114
Cerámica y Vidrio	28.989	24.372	27.052
TOTAL	133.494	129.831	131.336
Evolución>>>		**-5%**	**4%**

En la gráfica anterior, se puede apreciar que la proyección de consumo de estos mismos afiliados, muestra un crecimiento del 4% al año 2025, es decir, permanece casi constante. El principal crecimiento se da en Cemento, pulpa y papel y el sector de cerámica y vidrio. Hay reducción significativa en el sector siderúrgico.

En la encuesta se preguntó la participación del gas natural dentro de los costos de producción. Los siguientes fueron los resultados:

Gráfica 23: Resultado encuesta, participación del gas natural En los costos de producción

Participación en Costos	MBTUD
< 5%	13.249
5% - 10%	7.683
10% - 20%	43.104
20% - 25%	40.000
25%	19.778

Igualmente se preguntó el precio pagado por la industria, encontrado que el X% del gas contratado se encuentra a un precio inferior a 6 USD/MBTU, evidenciando que los grandes consumidores requieren estar conectados a nivel de transporte. Los siguientes fueron los resultados.

Tabla 11: Resultado encuesta, Precio del gas natural (Cifras en MBTUd).

Precio USD/MBTU	MBTUD
< 6	89.016
6 a 8	25.796
8 a 11	8.488
12 a 15	514

Es importante mencionar que 6 grandes consumidores están pensando sustituir gas natural por carbón, principalmente por precio del energético y por la incertidumbre en el abastecimiento. Igualmente, dos grandes consumidores informaron su preocupación respecto a la continuidad de sus plantas de cogeneración, las cuales, ante la renegociación de gas, puede hacer que sea más viable financieramente obtener la energía eléctrica de la red. Cuatro grandes industriales informaron que están revisando sustituir carbón, para reducir emisiones y por la facilidad de manejo.

Un tema relevante a nivel de consumidor, es que la regulación cataloga a la demanda en dos grupos: Demanda esencial y Demanda no esencial.

Demanda Esencial

Fueron catalogadas como demanda esencial, la demanda de usuarios residenciales, de pequeños usuarios comerciales, de gas natural vehicular y del gas requerido para el funcionamiento de las estaciones de compresión del SNT, conforme al Decreto MINMINAS 1073 de 2015.

Los comercializadores que atienden demanda esencial tienen la obligación de garantizar su abastecimiento a través de contratos de suministro en firme y realizan un pass thought al consumidor final, por lo cual el precio no es la máxima prioridad, es más importante el abastecimiento.

Demanda no Esencial

En este grupo se encuentran la demanda industrial y térmica.

Dentro de la demanda térmica hay plantas cuyo ingreso principal es la generación para cubrir restricciones del mercado eléctrico y por ende tienen un ingreso regulado por la CREG, que le permite a estos cubrir sus sobrecostos en la compra de gas, conllevando a distorsiones en el mercado. Esta demanda para generación de

seguridad, tiene como sustituto los líquidos o GLN, por lo cual está dispuesto a pagar un precio cercano a sus sustitutos, afectando la competitividad del gas, para los demás sectores, en especial el industrial.

Adicionalmente, desde el punto de vista político, tiene una mayor capacidad de motivar cambios en la política energética, como el que se propuso en el mes de febrero del 2018, cuando el abastecimiento de energía eléctrica en la costa atlántica estuvo en riesgo a raíz de atentados a las líneas de transmisión que conectan el centro con la costa. El Ministerio de Minas y Energía emitió un proyecto de decreto para incluir dentro de la demanda esencial a la demanda térmica, evidenciando que, en situación crítica del sector eléctrico, la demanda industrial tiene la última prioridad.

Ante este escenario, la demanda industrial de gas natural cuenta con pocas opciones para asegurar un suministro confiable de gas natural, de largo plazo y en condiciones adecuadas de competitividad.

Adicionalmente, la regulación permite que un consumidor no regulado pueda escoger el comercializador, sin embargo, en la práctica es casi imposible acceder a este beneficio, dado que el industrial tiene que buscar capacidad con el transportador, quien lo puede remitir con el agente que tiene contratada dicha capacidad. Es decir, es muy difícil cambiar de comercializador.

A continuación, se presentan las acciones prioritarias en gas natural, para el sector industrial.

SEPTIMA PRIORIDAD:
Actualizar el esquema de comercialización de gas natural

SITUACIÓN ACTUAL

La demanda industrial tiene dos opciones para contratar el suministro. Si decide contratar a través de un campo mayor, debe regirse al proceso de comercialización de gas el cual inicia en agosto y finaliza en noviembre. Este proceso no aplica para los campos menores (campos cuyo potencial de producción es igual o inferior a 30 MPCD), pues en cualquier momento del año se pueden suscribir contratos con estos.

A través de la Resolución CREG 114 del 2017 fue modificado el proceso de comercialización de gas natural. El proceso permite a los industriales negociar bilateralmente con un año de anticipación contratos de 3 o más años de duración, donde estos tendrán un 95% de suministro en firme y 5% variables.

Posterior a estas negociaciones, se permite la reserva de gas para los comercializadores que atiendan demanda regulada, y por último se realizan las subastas de los contratos llamados C1 y C2, contratos que cuentan con un año de duración y que se caracterizan por: **C1**= treinta por ciento en firme y setenta por ciento variables y **C2**= setentaicinco por ciento en firme y veinticinco por ciento variable.

En el proceso de comercialización del 2017 los contratos tanto C1 como C2 no presentaron demanda.

Reiterando lo manifestado con anterioridad a la CREG, la Cámara indicó que ninguno de los dos tipos de contratos se ajustaba a las necesidades de la demanda industrial, la cual se caracteriza por contar con demandas planas y continuas, siendo el contrato tipo **C2** con poca firmeza para sus características. Así mismo, se pone en desventaja a la demanda industrial al subastar en primer lugar el contrato C1, que es intermitente y variable.

Ante el escenario anterior, industriales informaron que el periodo de un año de contratación anticipada es muy corto, dado que muchos proyectos de expansión de consumo y sustitución de combustibles requieren conocer sus condiciones con al menos tres años de anticipación y garantizar el suministro de gas en el mediano plazo.

Igualmente, los industriales han manifestado la necesidad de permitir la libre escogencia del indexador de los contratos, para asociarlos a variaciones en sus respectivos mercados.

Otra de las problemáticas identificadas, a nivel de esquema de comercialización es que el industrial no cuenta con las condiciones para cambiar de comercializador y buscar competencia entre estos. Cuando el industrial procede a cambiar de comercializador y dejar de ser atendido por el *comercializador - distribuidor* incumbente, este último puede informar que no dispone de capacidad de transporte o que la capacidad liberada la tendría comprometida con otro cliente, generando un alto riesgo al industrial y evidenciando la necesidad de fortalecer las condiciones de competencia en el mercado de gas.

Finalmente, los industriales que se encuentran cercanos al tubo de transporte y pueden conectarse directamente a este para ganar eficiencias en sus costos, no pueden gestionarlo debido a una barrera regulatoria establecida en la Resolución 171 de 2011. Esta barrera también aplica para nueva demanda de plantas que hoy no existen, y vulnera los principios de libre acceso consignados en la Ley 142 de 1994.

META

Garantizar las condiciones para que la demanda industrial pueda contratar su insumo en un mercado competitivo, eficiente y libre de barreras regulatorias. Permitiéndole contratar el suministro de manera planeada y anticipada, así como contando con un esquema de contratación acorde a las características de su demanda.

ACCIONES PARA ALCANZAR LA META

PROPUESTA 7

Flexibilizar la contratación de los agentes que tienen consumo constante y colocarlos en la misma o mayor prioridad del consumo no contantes.

Ampliar el periodo de planeación y contratación anticipada, para la contratación de gas de largo plazo, permitiendo fijar bilateralmente el indexador de los contratos

Garantizar a los usuarios que vayan a cambiar de comercializador, la capacidad de transporte que fue contratada en virtud de su consumo.

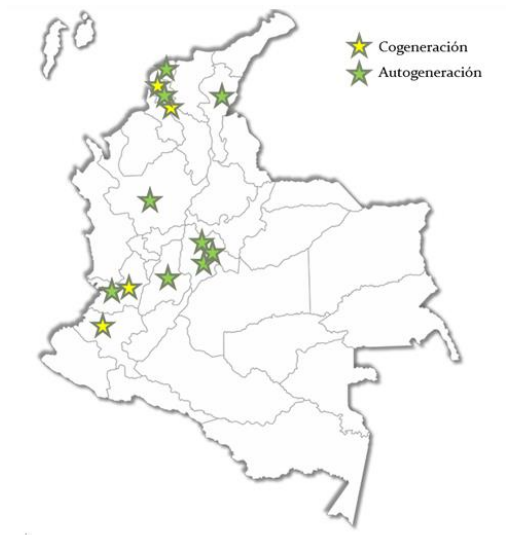
Derogar la Resolución CREG 171 de 2011, para que los consumidores se puedan conectar directamente al tubo de transporte.

PRIORIDAD EN REVISIÓN:
Incentivar la autogeneración y cogeneración (Ley 1715 – 2014)

SITUACIÓN ACTUAL

De acuerdo con el levantamiento de información realizado por la Cámara en el año 2014, la industria manufacturera tiene instalado en Colombia aproximadamente 757 MW de energía, que corresponden a 22 plantas de autogeneración y 21 plantas de cogeneración:

Tabla 9: Capacidad instalada de generación de la Industria Manufacturera a 2014

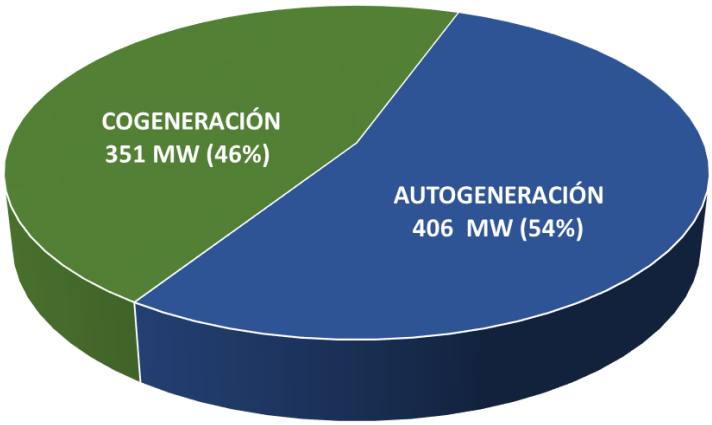


Capacidad Instalada MW y (número plantas)		
VALLE DEL CAUCA	218	**(13)**
CESAR	143	**(2)**
ANTIOQUICA	94	**(6)**
CAUCA	73	**(2)**
BOLIVAR	66	**(2)**
CUNDINAMARCA	47	**(7)**
TOLIMA	34	**(1)**
ATLANTICO	31	**(5)**
RISARALDA	20	**(2)**
BOYACA	15	**(1)**
SUCRE	11	**(1)**
META	5	**(1)**
TOTAL	**757 (43)**	

Fuente: Cámara de Grandes Consumidores de Energía y Gas 2014

Del total de capacidad instalada, el 54% corresponde a plantas de autogeneración y el 46% a plantas de cogeneración:

Gráfica 17: Participación por tipo de planta en la industria



Fuente: Cámara de Grandes Consumidores de Energía y Gas 2014

Sin embargo, desde el año 2014 la industria no ha emprendido proyectos de autogeneración y cogeneración, como consecuencia de las propuestas regulatorias que ha presentado la CREG para remunerar el respaldo que brinda la red, las cuales hacen inviable los proyectos de auto y cogeneración.

Anterior a la emisión de la metodología final del cargo por respaldo, la cual fue emitida en el mes de febrero del 2018 (Resolución CREG 015 del 2018) las propuestas regulatorias (Resolución 179 de 2014, 024 de 2016, 176 de 2016 y 019 de 2017) incrementaban casi para todos los casos el cargo por respaldo. La última propuesta, la cual es similar a la metodología final, generaba aumentos hasta del 800% frente al pago de la metodología anterior (Resolución CREG 097 del 2008).

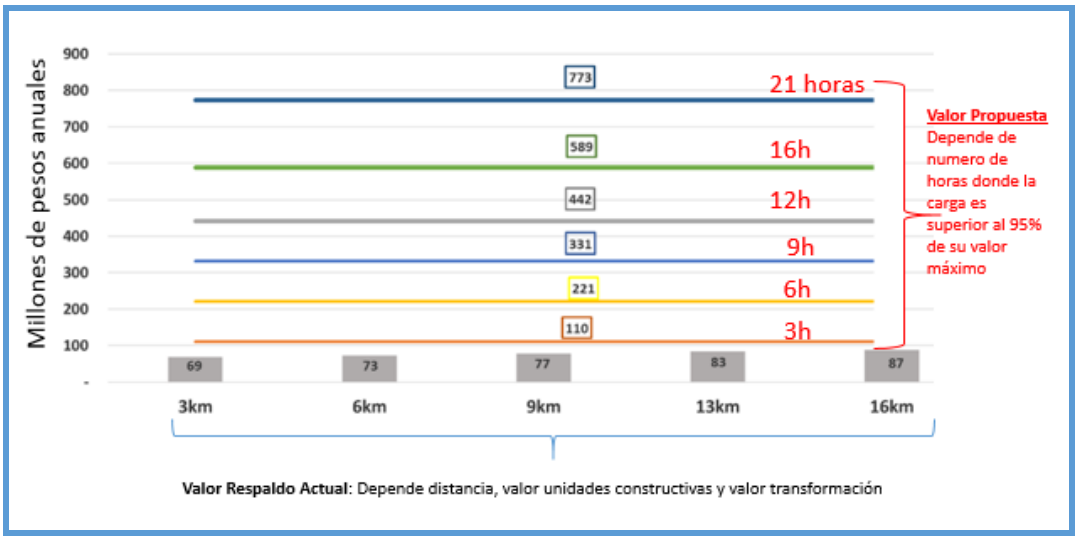
Ante esta situación, los principales agentes de la cadena que conforman la Mesa de Energía de la ANDI[13] analizaron la situación y expresaron al Gobierno Nacional la necesidad de continuar con el Cargo por Respaldo definido en la Resolución CREG 097 de 2008, dado que remunera adecuadamente la infraestructura que utiliza el distribuidor de energía para dar dicho respaldo y otorga reglas claras a las plantas de autogeneración y cogeneración y por lo tanto estabilidad financiera.

En la siguiente gráfica, se presentan los impactos de la metodología establecida en la última propuesta regulatoria y la comparación frente a la metodología anterior,

[13] La Mesa de Energía de la ANDI, es un espacio de trabajo entre las principales empresas representantes del eslabón de generación, transmisión, distribución y consumo de energía eléctrica. En esta mesa se han acordado diferentes puntos regulatorios entre los agentes, incluyendo mantener la metodología del Cargo por Respaldo establecido en la resolución creg 098 del 2008

evidenciando la desvinculación del cargo con los activos que se requieren para prestar el servicio y el riesgo de variabilidad en el valor del cargo, dado que la propuesta (la metodología final también) se encuentra en función de la evolución de la demanda del circuito en el cual se encuentra conectado el agente y no la infraestructura.

Grafico 18: Comparativo valor a pagar Cargo por Respaldo CREG 097 vs RCEG 019 ($ Millones COP) Nivel de Tensión 3



Fuente: Cámara de Grandes Consumidores de Energía y Gas

PROPUESTA 4

Mantener la metodología del cargo por respaldo establecida en la Resolución CREG 097 del 2008

ANEXO 1 Ejemplos de problemática en la información

La siguiente tabla presenta los contratos registrados por los agentes ante XM en cada uno de los meses. En el mes de febrero, se presentan contratos que posiblemente fueron suscritos en el primer semestre de 2014, dado que como se resalta en el círculo rojo, columna final, la fecha base del precio es enero de 2014 (probablemente la fecha en que dan respuesta a la convocatoria).

Febrero 2017

Fecha inicial del contrato	Fecha final del contrato	Duración del contrato (días)	Modalidad del contrato	Mercado	Precio promedio del contrato ($/kWh)	Fecha base del precio promedio
2017-02-16	2018-12-31	684	PC	N	210.59	2015-07-01
2017-03-01	2017-12-31	306	PC	N	189	2016-10-01
2017-03-01	2017-12-31	306	PC	N	182.7	2016-08-01
2017-03-01	2027-02-28	3652	PC	N	CANTIDAD O PRECIO DETERMINABLE	NA
2017-06-01	2017-09-30	122	PC	N	128	2014-01-01
[illegible]	2019-12-31	730	PC	N	206	[illegible]

Marzo 2017

Fecha inicial del contrato	Fecha final del contrato	Duración del contrato (días)	Modalidad del contrato	Mercado	Precio promedio del contrato ($/kWh)	Fecha base del precio promedio
2017-03-09	2017-12-31	298	PC	N	190	2016-11-01
2017-03-16	2019-12-31	1021	PC	N	185	2016-08-01
2017-03-16	2027-03-15	3652	PC	N	132	2012-02-01
2017-03-16	2027-03-15	3652	PC	N	CANTIDAD O PRECIO DETERMINABLE	NA

Mayo 2017

2018-01-01	2026-12-31	3287	PC	N	204.89	2016-09-01
2019-01-01	2026-12-31	2922	PC	N	218.3	2016-09-01
2017-05-18	2017-12-31	228	PC	R	161.84	2014-06-01
2017-06-01	2017-08-31	92	PC	R	CANTIDAD O PRECIO DETERMINABLE	NA

Junio 2017

Fecha inicial del contrato	Fecha final del contrato	Duración del contrato (días)	Modalidad del contrato	Mercado	Precio promedio del contrato ($/kWh)	Fecha base del precio promedio
2017-06-15	2018-06-15	366	PC	N	CANTIDAD O PRECIO DETERMINABLE	NA
2017-06-22	2017-09-30	101	PC	N	128.7	2014-02-01
[illegible]	2023-12-31	2344	PC	N	185	[illegible]
2017-12-01	2018-12-31	396	PC	N	207.98	2016-12-01
2018-01-01	2026-12-31	3287	PC	N	200.5	2017-03-01

Septiembre 2014

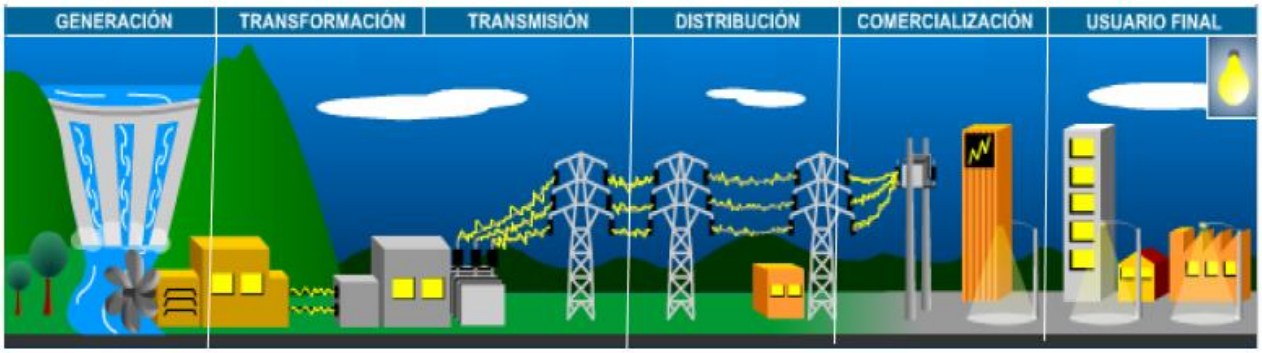
Fecha inicial del contrato	Fecha final del contrato	Duración del contrato (días)	Modalidad del contrato	Mercado	Precio promedio del contrato ($/kWh)	Fecha base del precio promedio
1/10/2014	30/04/2015	212	PC	N	133,27	1/04/2010
2/10/2014	30/04/2022	2768	PC	N	CANTIDAD O PRECIO DETERMINABLE	NA
2/10/2014	30/04/2022	2768	PC	N	CANTIDAD O PRECIO DETERMINABLE	NA
2/10/2014	31/12/3000	360220	PD	N	CANTIDAD O PRECIO DETERMINABLE	NA
1/01/2015	31/12/2015	365	PC	N	CANTIDAD O PRECIO DETERMINABLE	NA

ANEXO 2 La cadena de suministro

A través de la factura de energía, los consumidores remuneran cada una de las actividades que hace posible la prestación del servicio de energía, es decir, la generación, el transporte, la distribución y la comercialización de energía. En la tarifa también se incluye otros componentes regulados, correspondientes al costo de las pérdidas de energía y las restricciones de red que ocasionan el despacho de energías más costosas. En la siguiente Gráfica se presentan todos los componentes que se remuneran a través de la tarifa eléctrica y la cadena de suministro.

CADENA DE SUMINISTRO

Actividades complementarias



En el sistema eléctrico hay dos tipos de usuarios, los usuarios no regulados y regulados. Los no regulados, son aquellos que consumen más de 55MWh mensuales y/o superan los 0.1MW, y los regulados, como es el caso del sector residencial, son los que no alcanzan dichos consumos o niveles de demanda.

Los cerca de 6000 usuarios no regulados pueden escoger el comercializador que los atiende, mientras que los usuarios regulados son generalmente atendidos directamente por el distribuidor.

La actividad de generación y comercialización busca su remuneración en un mercado competitivo, suscribiendo contratos directamente con usuarios no regulados, otros comercializadores y/o distribuidores de energía.

Las actividades de transporte y distribución son considerados oligopolios naturales y por ende, obtienen su remuneración de forma regulada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).

Dada la necesidad que tiene la industria manufacturera de buscar incrementos en la productividad y optimizar el precio de sus insumos, la Cámara de Grandes Consumidores de Energía y Gas ha contratado diversos estudios que han identificado importantes oportunidades de mejora en la cadena eléctrica, entre ellos el Estudio de Fedesarrollo (octubre de 2009) y conjuntamente con el Programa de Transformación Productiva del Gobierno Nacional y los gremios del sector eléctrico (Acolgen, Andeg, Andesco y Asocodis) el Estudio Contratado a ECSIM.

ANEXO 3 Beneficios de la Respuesta a la Demanda Restricciones

Los programas de Respuesta a la Demanda han sido implementados en diferentes países14 debido a los múltiples beneficios en términos de eficiencia que genera en la formación de precios, confiabilidad, emergencia y protección del sistema. No solo se ha comprobado que existe una formación más eficiente de los precios, sino también como se pueden conseguir ahorros en la planeación de la infraestructura, pues la construcción de una ampliación en la capacidad de transporte para cubrir picos puede ser evitada a través del mecanismo.

De acuerdo a las experiencias cuantificadas en el mercado de los Estados Unidos, las reducciones en los picos de potencia gracias a los programas de respuesta a la demanda han superado en algunos casos el 6% desde 200915.

Reducción % de demanda en punta		
	2013	***2014***
California ISO	4.8%	5.1%
Electric Reliability Council of Texas	2.9%	3.2%
ISO New England,	7.7%	10.2%
Midcontinent Independent System Operator	10,2%	9%
New York Independent System Operator	3,8%	4.1%
PJM Interconnection	6,3%	7.4%
Southwest Power Pool,	3,5%	0,1%

Fuente: Assesment of Demand Response and Advanced Metering, Federal Energy Regulatory Commission 2015

Gracias a los diferentes programas de respuesta a la demanda, se han obtenido los siguientes beneficios:

En PJM en las subastas anuales de potencia, a partir del 2011 contrató a la demanda para acordar interrupciones por hasta 10 horas durante cualquier día en los meses de verano y 10 horas en los meses de invierno, el sistema ahorro USD $1.2 billones.

La situación para el mercado de ISO New England es equivalente, alcanzando ahorros aproximados de USD $290 millones16.

[14] EEUU, Alemania, Holanda, Brasil, Irlanda, Canada, Australia, España, Italia, México, entre otros.
[15] Assesment of Demand Response and Advanced Metering, Federal Energy Regulatory Commission 2015
[16] Demand Response as a Power System Resource, Program Designs, Performance, and Lessons Learned in the United States, SYNAPSE 2013

ANEXO 4: Antecedentes en otros países de la implementación de la respuesta de la demanda

USA - Electric Reliability Council of Texas (ERCOT):
La demanda de esta zona se caracteriza por ser estacional con fuertes picos de consumo en los días calurosos de verano. Cuenta con dos programas de reducción de demanda en pico, compensada con reducción de cargos fijos del servicio eléctrico.

4CP (Four Coincident Peak)

- Programa de reducción de picos de demanda se aplica durante los 4 meses de verano.
- Proveedor informa a clientes periodos en los cuales pueden suceder picos de consumo de la red eléctrica.
- El aviso es con días de anticipación.
- En base al consumo de la planta durante el máximo pico de consumo del sistema de cada mes, se calculan cargos fijos de distribución y transmisión del año siguiente.
- Ahorro ronda los 45 KUSD/año por cada MWH disminuido (en el pico de 15 minutos de cada uno de los 4 meses de verano).

ERS (Emergency Response Service)

- Se aplica durante los 4 meses de verano
- Al comienzo de cada mes, la planta informa su capacidad de reducción de consumo que podrá ser solicitada por el proveedor.
- Tiempo de respuesta de planta: entre 10 y 30 minutos.
- Reducción de consumo puede prolongarse por hasta 8 horas corridas.
- Ahorro ronda los 55 KUSD/año por cada MWH disminuido.
- Existen penalidades económicas por incumplimiento en reducción de consumo.

México:

- Precio diferencial por banda horaria: Base, Intermedia, Punta.
- La banda horaria Punta refleja el rango horario, día de la semana y periodo estacional de mayor demanda regional de energía eléctrica.
- Precios:
    - La Energía consumida en Punta llega hasta a triplicar el precio de la energía Base.

- La Potencia demandada en Punta se remunera 10 veces más que la de banda Intermedia y 20 veces más que la Base

Italia/España:

- Sistema de Interrumpibilidad
- La asignación del servicio de interrumpibilidad se realiza a través de una licitación gestionada por el operador del sistema.
- El objeto de la subasta es la asignación de bloques de potencia interrumpible para cada periodo de entrega, existiendo dos productos diferenciados en función del potencial de reducción posible: 5 y 90 MW
- Hay un máximo de horas anuales para la ejecución de las órdenes de reducción.
- La retribución del servicio de interrumpibilidad estará constituida por dos términos
    - cargo fijo asociado a la reducción de potencia puesta a disposición
    - cargo variable asociado a la ejecución efectiva de una orden de reducción de potencia