



El Sector Eléctrico en Colombia: Recomendaciones de Ajuste para un Sistema Exitoso

Mauricio Santa María S.

Bogotá D.C.,
Diciembre de 2019

Contenido

Introducción	3
Historia de un sistema exitoso	4
Los 5 Pilares del sector eléctrico colombiano	8
Pilar de Medio Ambiente	10
Pilar de Confiabilidad	16
Pilar de Competitividad	27
Pilar de Acceso	45
Pilar de Generación de Recursos	48
Institucionalidad del Sector Eléctrico Colombiano	52
Conclusión	54
Referencias	

Introducción

El Gobierno colombiano ha reunido una comisión de expertos para determinar los cambios que se deben realizar en la “Misión para la Transformación Energética” del sector eléctrico colombiano. Estos cambios están divididos en 5 focos:

1. Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico
2. Rol del gas en la transformación energética
3. Descentralización, digitalización y gestión eficiente de la demanda
4. Cierre de brechas, mejora de calidad y diseño y formulación eficiente de subsidios
5. Revisión del marco institucional y regulatorio

El presente documento tiene como objetivo analizar el sector eléctrico colombiano, su historia y qué retos enfrenta el país en cada uno de sus pilares: Medio ambiente, Confiabilidad, Competitividad, Acceso y Generación de recursos. A lo largo del texto, se tratarán temas de los focos de la misión de transformación identificados con su respectivo número (F.1, F.2, F.3, F.4 y F.5), relacionados a cada pilar. Se presentarán algunas recomendaciones que tienen como objetivo mantener el funcionamiento exitoso del sector eléctrico en el futuro. Este documento consta de 4 secciones incluyendo esta introducción. Para empezar, se realizará un breve análisis sobre la historia del sector eléctrico en los últimos 25 años. En la siguiente sección, se presentarán los 5 pilares del sector eléctrico y se analizará para cada uno cómo ha evolucionado este pilar en Colombia, a qué retos se enfrenta y su respectiva recomendación. Adicionalmente, se incluirá evidencia internacional que soporte las recomendaciones. Para terminar, se presentarán la conclusión.

Historia de un sistema exitoso

Desde la reforma de 1994, el sector eléctrico colombiano ha mostrado resultados positivos, en especial en términos de confiabilidad, matriz de energías limpias, competitividad en precios y en cobertura. Por el lado del medio ambiente, Colombia cuenta con una matriz de generación bastante limpia (ver Tabla 1), e incluso, en épocas de hidrología normal, más del 80% de la energía eléctrica generada se hace con fuentes renovables.

Tabla 1. Capacidad instalada de Generación Eléctrica Total

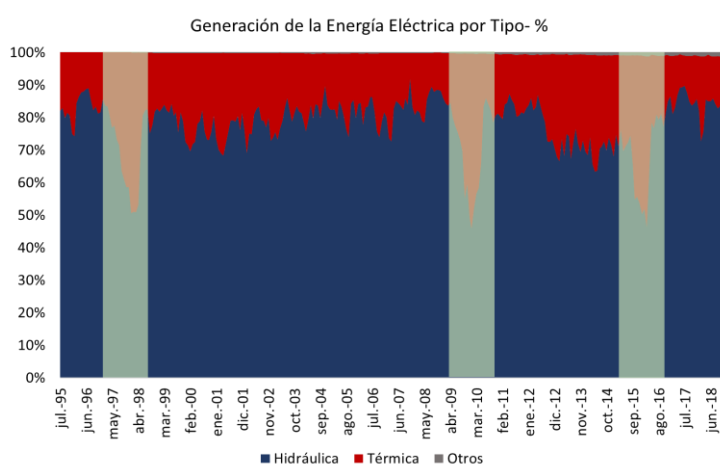
	GW	Porcentaje del total
Capacidad Instalada de Generación Eléctrica Total	17.4	100.0%
Renovable	12.0	69%
Hidráulica	11.9	68.3%
Eólica	0.02	0.1%
Solar	0.02	0.1%
Biogas	0.01	0.0%
Bagazo	0.14	0.8%
No renovable	5.3	31%
Carbón	1.7	9.6%
Gas	2.6	14.9%
Otros	1.1	6.2%

Fuente: XM.

Respecto a la confiabilidad, los mecanismos que se han planteado para asegurar el suministro de energía eléctrica han sido exitosos, aún en las épocas de escasez hídrica, como el fenómeno de El Niño. La Gráfica 1 muestra que en periodos con mayores problemas de generación hidráulica (sombras verdes), el sistema respondió ajustando el suministro faltante por medio de la generación térmica. En enero de 1997, el porcentaje de energía eléctrica generada por fuentes hidráulicas superaba el 84%, y al cabo de un año, en enero de 1998, este porcentaje se redujo al 51%, una diferencia de 1,103 GWh. Esta caída fue absorbida completamente por las fuentes térmicas, las cuales en enero de 1997 producían 488 GWh, y en enero de 1998 representaron el 49% de la generación con un nivel de 1,764 GWh. Es decir que las termoeléctricas lograron suplir 1,277 GWh más que el año anterior, lo cual es, inclusive, aún mayor que la brecha de las fuentes hidráulicas. Más adelante, en el fuerte fenómeno del niño que se presentó en 2009, sucedió lo mismo: La energía de fuentes hidráulicas pasó de representar el 84% en abril de 2009 a 46% en enero de 2010, lo cual fue suministrado completamente por termoeléctricas, las cuales aumentaron su

generación en este periodo de 692 GWh a 2,462 GWh. Finalmente, en 2015 y 2016, cuando se presentó un evento crítico de sequía, la generación de la fuente hidráulica pasó de representar el 75% en agosto de 2015, a 46% en marzo de 2016. En esta ocasión, la gran mayoría de esta brecha fue reemplazada por las termoeléctricas, quienes duplicaron su generación en tan sólo 7 meses. Vemos entonces, que un resultado de los grandes ajustes implementados en la década de los 90, no se han presentado apagones en los últimos 25 años.

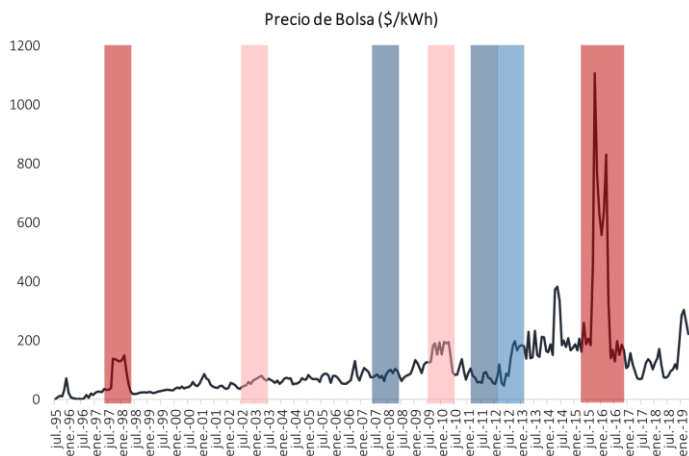
Gráfica 1. Generación de la energía eléctrica por tipo (%)



Fuente: XM.

Si se mira el sistema desde el punto de vista de los precios, este también ha funcionado adecuadamente. La Gráfica 2 muestra el comportamiento de los precios, donde las barras rojas indican período del Niño (sequías), las barras azules indican períodos de La Niña (lluvias abundantes); a mayor intensidad en el color, más fuerte el fenómeno. Ésta muestra que el comportamiento de los precios sí ha sido una señal fundamental en el mercado. Cuando hubo sequías, los precios respondieron con un aumento, en especial en el fuerte Fenómeno del Niño en 2015 cuando se alcanzó el precio máximo histórico en octubre de 2015, con un valor de 1,106 pesos/kWh. En periodos de Fenómeno de la Niña, los precios también han mandado una señal clara al mercado, debido a que se redujeron durante estos periodos. Por ejemplo, en mayo de 2012, el precio llegó hasta los 46.8 pesos/kWh, la mitad del precio que se tenía a principios del año anterior.

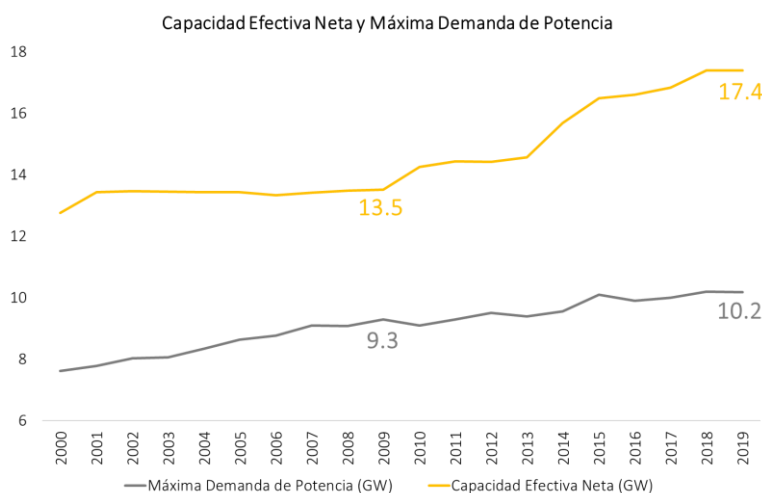
Gráfica 2. Precio de Bolsa (\$/kWh)



Fuente: XM

En temas de capacidad, el sector eléctrico colombiano ha contado con una tendencia creciente desde 2009 (ver Gráfica 3), lo cual es un buen indicador de las mayores inversiones que ha tenido el sector. En 2009, la capacidad efectiva neta era de 13.57 GW, 10 años después, el sector ya cuenta con 17.39 MV de capacidad, equivalente a un crecimiento del 28.6% en total. Además, la capacidad máxima instalada ha tenido constantemente una brecha importante con la capacidad demandada, suficiente para que, hasta en momentos críticos de Niño, no se presenten apagones.

Gráfica 3. Capacidad instalada y máxima demandada de potencia (2000 – 2019).



Fuente: UPME y XM. Cálculos EConcept

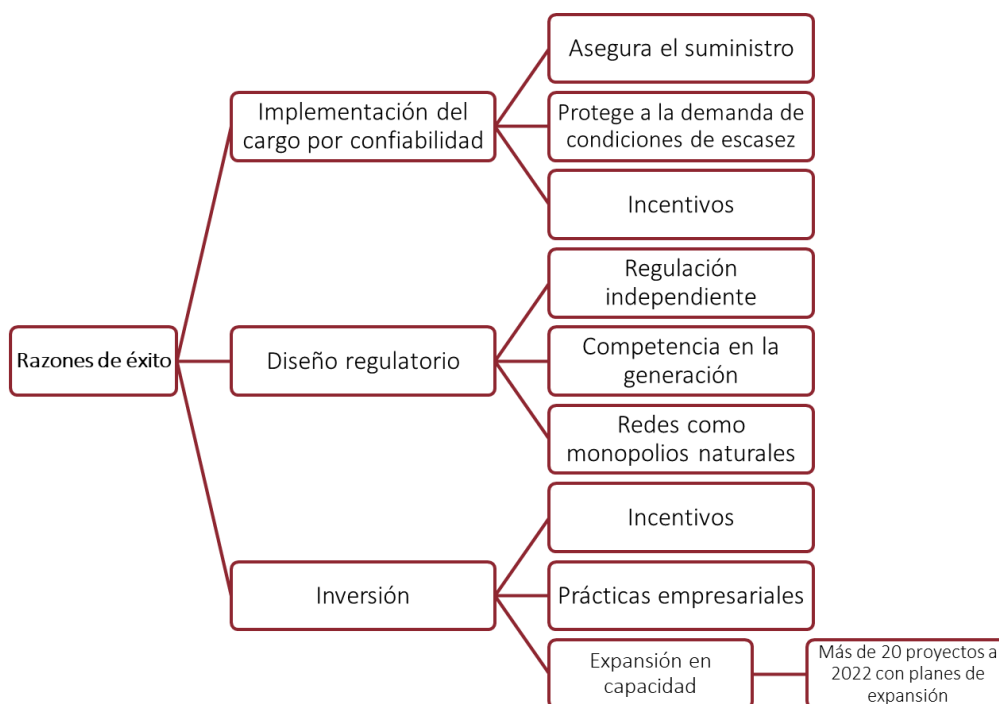
En conclusión, en esta sección se demostró que, en los últimos 25 años, el sector de energía eléctrica ha sido exitoso en temas de confiabilidad, matriz de energías limpias, competitividad en precios y en cobertura. En períodos críticos, el diseño ha probado ser adecuado para garantizar el suministro de energía eléctrica. Asimismo, el precio de bolsa ha sido una señal fundamental para el mercado spot y los usuarios en Colombia enfrentan precios de energía bajos, en comparación con países con un nivel de desarrollo similar. De manera similar, el diseño del Cargo por Confiabilidad¹, aunque requiere ajustes, ha sido adecuado en mandar señales de expansión del parque generador de largo plazo. En últimas, el avance ha sido sustancial si se compara con el sector eléctrico de los años 80 y principios de los 90. Las razones del éxito se pueden dividir en tres grandes ramas: (i) La implementación del cargo por confiabilidad, (ii) el diseño regulatorio y (iii) el aumento en la inversión (ver Gráfica 4).

- (i) La implementación del Cargo por Confiabilidad: La implementación gradual de las políticas de cargo por confiabilidad ha generado tranquilidad en el suministro, ya que ha protegido a la demanda (que es lo fundamental) en periodos en los que hay condiciones de escasez. También ha introducido incentivos importantes para los actores del mercado.
- (ii) Diseño regulatorio: El sector eléctrico colombiano tiene un diseño regulatorio que ha mejorado, pero aún le faltan varios ajustes. Primero, el sector cuenta con una comisión de regulación con cierto grado de independencia, pero ésta no es total. Segundo, las políticas regulatorias han garantizado cierto grado de competencia en la generación eléctrica y han logrado mandar señales de precios. Esto demuestra que sí hay competitividad en el sector. Tercero, los agentes de distribución y transmisión se han declarado monopolios dado que se consideran monopolios naturales, lo cual ha mejorado la cobertura gracias a las economías a escala.

¹ El Cargo por Confiabilidad es “un esquema de remuneración que permite hacer viable la inversión en los recursos de generación eléctrica necesarios para garantizar de manera eficiente la atención de la demanda de energía en condiciones críticas de abastecimiento, a través de señales de largo plazo y la estabilización de los ingresos del generador” (XM, 2019).

- (iii) Inversión: La inversión ha aumentado, lo cual muestra que el sector sí ha sido atractivo para los privados, y se ha reflejado en una expansión de la capacidad neta efectiva. Además, la inversión privada logra evitar la dependencia del presupuesto general de la nación en temas sensibles, lo cual la aísla de los vaivenes propios de la lucha en el congreso, entre ministerios y demás luchas que rodean el presupuesto general de la nación.

Gráfica 4. Razones de éxito del sector eléctrico colombiano



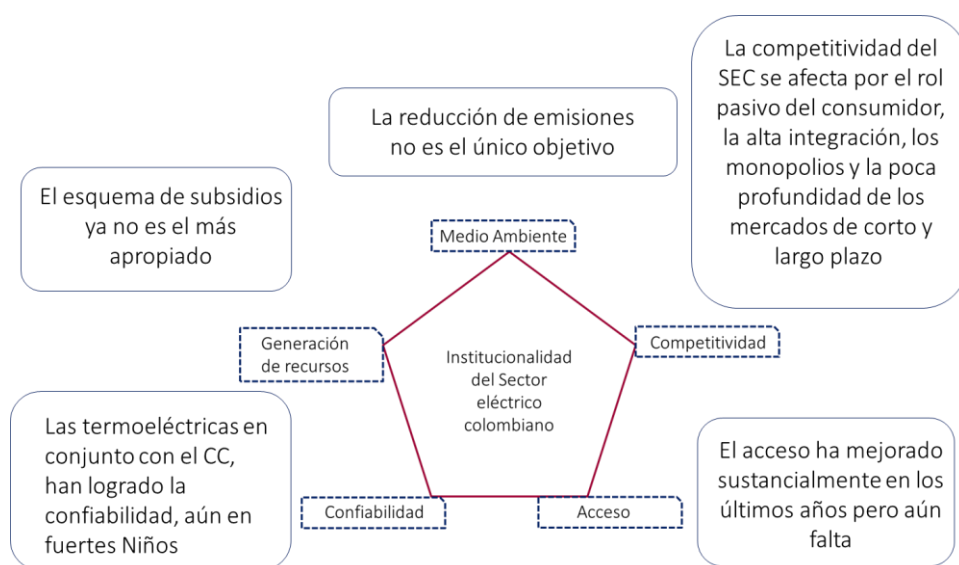
Fuente: Creación propia

Los 5 Pilares del sector eléctrico colombiano

Comúnmente, la literatura internacional habla de 3 pilares fundamentales en un sistema de energía eléctrica: la confiabilidad, la competitividad y el medio ambiente. Sin embargo, para el caso colombiano también es indispensable considerar otros dos pilares: el acceso y la generación de recursos (ver Gráfica 5). Estos 5 pilares se complementan, dado que todos deben funcionar de manera armónica para tener un sector exitoso. Adicionalmente, los pilares deben estar acompañados de una buena institucionalidad del sector. Si bien el

sistema eléctrico colombiano ha tenido resultados positivos debido a su complementariedad entre pilares, recientemente la reducción de emisiones parece ser el objetivo único del sector, lo cual puede poner en riesgo el balance entre pilares. De modo que uno de los mensajes principales del presente texto es que la problemática ambiental, que se traduce en el deseo de incorporar Fuentes No Convencionales de Energías Renovables (FNCER), no puede ser la única consideración del sector; el enfoque debe ser siempre integral para no dejar ninguno de los pilares por fuera. Cada pilar tiene oportunidades de mejora y la “Misión para la Transformación Energética” debe abarcarlos en su totalidad. Además del medio ambiente, la competitividad es afectada por el rol pasivo del consumidor, la alta integración sin regulación adecuada y la poca profundidad de los mercados en el corto y largo plazo. El acceso ha mejorado sustancialmente en las zonas urbanas en los últimos años, pero aún falta mejorar el acceso de forma equitativa en zonas rurales. La confiabilidad ha sido adecuada gracias a los mecanismos del sistema que permiten que las termoeléctricas sean capaces de suplir la energía faltante de las hidroeléctricas en tiempos de sequía. Finalmente, es importante tener en cuenta el pilar de la generación de recursos, sobre todo por el contexto fiscal colombiano en los últimos 40 años. Se considera que el esquema de subsidios ya no es el más apropiado para el sector eléctrico y es un gasto muy grande e insostenible para el Gobierno. Con esta breve introducción, a continuación, se analizarán cada uno de los sectores de forma más detallada.

Gráfica 5. Los 5 pilares del sector eléctrico colombiano

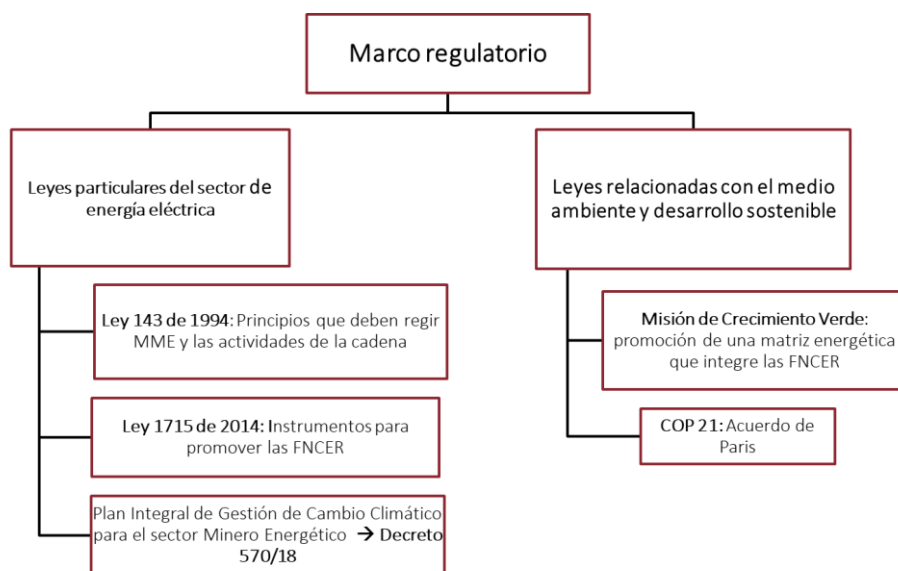


Fuente: Creación propia.

Pilar de Medio Ambiente

Bajo la coyuntura global, en la que las acciones para luchar contra el cambio climático han tomado protagonismo, Colombia no se mantiene ajeno a la problemática. Reflejo de lo anterior es el hecho de que los nuevos elementos de política y regulación se han enfocado principalmente en el pilar de medio ambiente, dejando parcialmente de lado demás pilares (F.5). A grandes rasgos, este marco regulatorio relacionado con el medio ambiente se puede dividir dos ramas: aquellas leyes que surgen directamente para el sector eléctrico y aquellas leyes sobre reducción de emisiones de carbono que influyen sobre sector indirectamente (ver Gráfica 6). En la primera rama mencionada se destacan la Ley 142 y 143 de 1994, la Ley 1715 de 2014, que determina los instrumento para promover las fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER), y el Decreto 570/18 en el cual se impulsa el plan integral de gestión del cambio climático para el sector minero energético. En la segunda rama se destacan la “Misión de Crecimiento Verde”, la cual promociona una matriz energética que integre las FNCER, y el “COP 21”, que hace referencia al acuerdo de París para la reducción de emisiones de carbono.

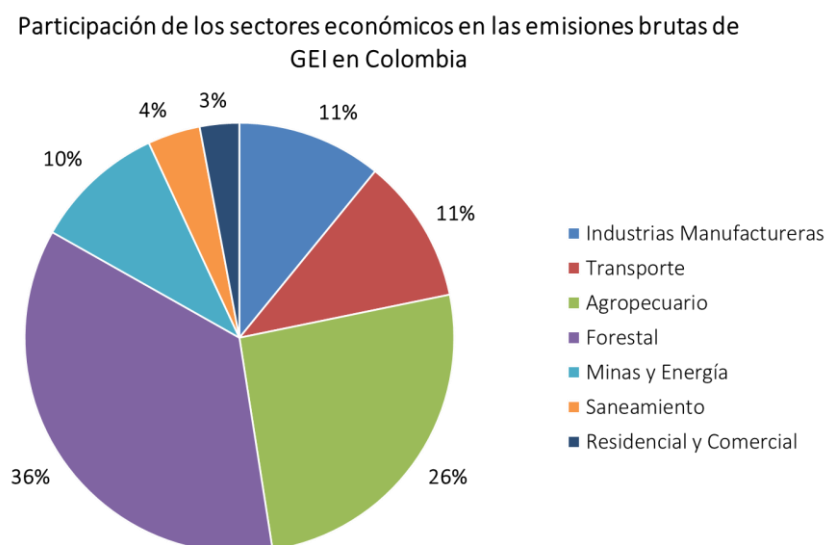
Gráfica 6. Marco regulatorio del sector eléctrico colombiano



Fuente: Sumatoria, pe3, 2018. Creación propia.

Como se puede observar, en general el marco regulatorio impulsa el aumento de las FNCER como solución para disminuir las emisiones de carbono y diversificar la matriz energética. La Gráfica 7 muestra la participación de los sectores económicos en las emisiones brutas de GEI, mostrando que el rubro de Minas y Energía representa el 10%. Sin embargo, se debe tener en cuenta que este incluye actividades extractivas y refinación de petróleo, además de la generación térmica, por lo que menos de la mitad pertenece a la generación térmica. Como resultado se puede afirmar Colombia tiene ya una matriz de generación eléctrica bastante limpia, de modo que no debería ser el principal punto para atacar, en especial cuando el objetivo es la reducción de emisiones. En contraste, el sector agropecuario, forestal, de transporte y de industrias manufactureras tienen mayores emisiones de carbono y no en todas se está imponiendo la misma rigurosidad en el marco regulatorio relacionado con la reducción de emisiones.

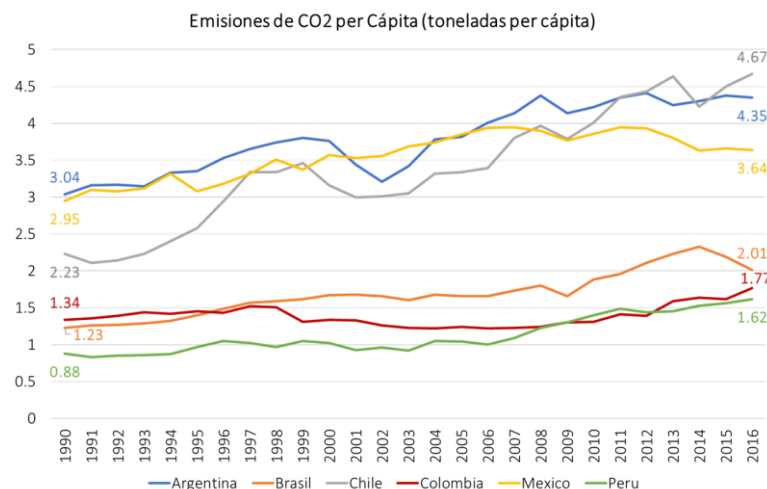
Gráfica 7. Participación de los sectores económicos en las emisiones brutas de GEI en Colombia (2012)



Fuente: IEA, IDEAM

La matriz eléctrica en Colombia es bastante limpia, hasta tal punto que el país no tendrá problema en cumplir las metas del COP21: incluso generando al 100% de la capacidad hasta 2030, Colombia llegaría a emitir 270 millones de toneladas de CO₂, teniendo una meta de 335 millones. Más aún, el Ministerio de Energía y Minas se comprometió a cumplir con una meta de reducción de emisiones del 16.7% del total de la meta nacional fijada, objetivo que se cumple incluso ante la ocurrencia del Fenómeno del Niño. Esto refleja que la matriz eléctrica ya cuenta con una generación limpia, inclusive si se compara con los países de la región: mientras la emisión de CO₂ per cápita en Colombia es de 1.77 toneladas para 2016, las emisiones de Chile, Argentina y Brasil ascienden a 4.67, 4.35 y 3.64 toneladas por persona (ver Gráfica 8).

Gráfica 8. Emisiones de CO2 per Cápita. En toneladas per cápita

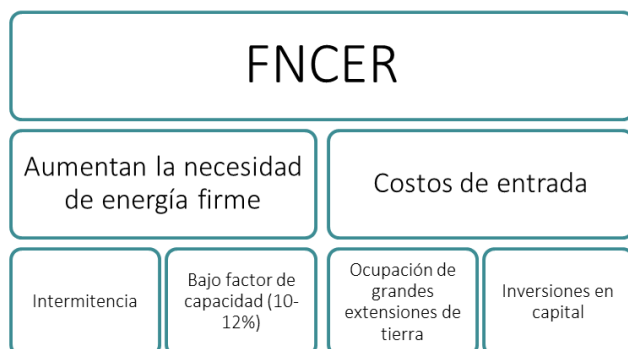


Fuente: XM, World Energy Balancer (2018)- IEA

Adicional a esto, vale la pena anotar que se han creado tecnologías para reducir las emisiones de CO2 como la Tecnología de Captura, Uso y Almacenamiento de Dióxido de Carbono (CCUS por sus siglas en inglés). Según la WEO (2019), “la inversión en CCUS será fundamental para garantizar que la flota de carbón joven sea compatible con los objetivos climáticos, al tiempo que su reorientación hacia la flexibilidad puede reducir las emisiones de CO2 y de contaminantes, y ayudar a integrar las energías renovables”.

A pesar de estos resultados satisfactorios, el marco regulatorio impulsa fuertemente las FNCER (eólica, solar, etc.) como solución para reducir aún más las emisiones de carbono (F.1, F.5). Empero, es importante tener en cuenta que las FNCER también cuentan con costos ambientales y sociales, aún inciertos en su magnitud total (ver Gráfica 9). Estos se reflejan, por ejemplo, en los costos de entrada, ya que se necesita ocupar grandes extensiones de tierra y se requieren grandes inversiones de capital para la generación de a partir de estas fuentes. Además, existen costos ambientales que se reflejan en la necesidad de aumentar la energía firme para darle confiabilidad y respaldo a las FNCER. Esto implica reconsiderar la relación que se está desarrollando con el uso del carbón y el gas en la generación, pues la disyuntiva está en que, al promocionar tecnologías más amigables con el ambiente, que necesariamente son menos confiables, se soporta aún más el sistema en la generación térmica.

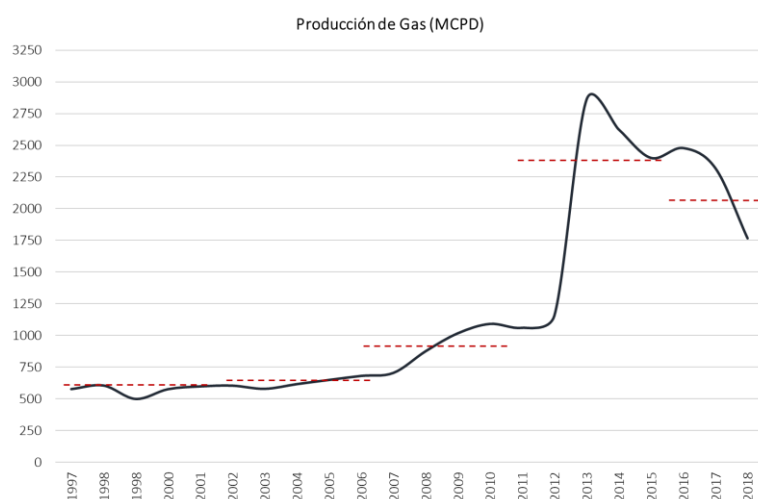
Gráfica 9. Costos ambientales y sociales de la introducción de las FNCER.

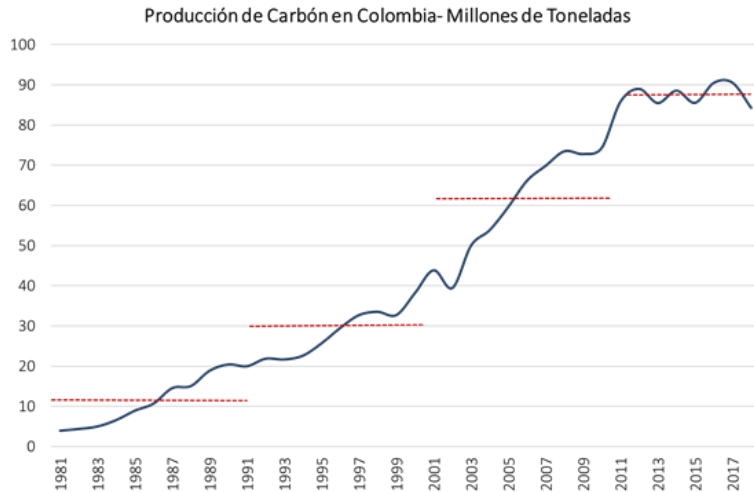


Fuente: EY, DNP. Creación propia.

Dicho esto, no cabe duda de que el carbón y el gas tienen roles importantes en el proceso de transición energética (F.2). Como se observa en la Gráfica 10, la producción del gas y el carbón han sido crecientes y significativas para la nación. Colombia cuenta con más de 9.8 años de reservas de gas y 180 años de reservas de carbón (Fenalcarbón, 2019). Estos recursos pueden asumir el rol clave de brindarle confiabilidad al suministro, con la entrada de fuentes de energía intermitentes y con un bajo factor de capacidad, además de ser una fuente irremplazable de riqueza y bienestar para el país.

Gráfica 10. Producción de Gas y de Carbón en Colombia





Fuente: BP Statistical Review of World Energy

Además, existen importantes tendencias en las tecnologías para la generación de carbón que vale la pena destacar dadas sus implicaciones en el contexto de confiabilidad, de respaldo para la integración de renovables y reducción de emisiones. Actualmente, las generadoras a base de carbón cuentan con el 8.2% de la capacidad instalada y las de base a gas el 10.2% (UPME, 2018). A nivel mundial, se estima que el carbón continúe participando de manera significativa y sostenida (EIA, 2018). En especial, este uso del carbón es impulsado por las nuevas tecnologías que se han implementado o que se implementarán en cada etapa productiva de la generación de energía con carbón. En la extracción, existen diferentes tecnologías como la extracción subterránea, a cielo abierto, el aprovechamiento del metano, etc., en la etapa del beneficio, existen diferentes técnicas, por ejemplo el lavado que sirve para disminuir el impacto ambiental negativo. En la etapa de generación, se han desarrollado tecnologías que mejoran la eficiencia y reducen las emisiones, al modificar las variables de presión y temperatura. Como resultado, se ha avanzado de la tecnología sub-crítico, que tiene una eficiencia menor al 38% y unas emisiones por encima de 880 g CO₂/KKWh, a la tecnología Ultra-super-crítico, con una eficiencia entre el 42 y el 50% y con una emisión entre 740 y 800 gCO₂/KWh. Finalmente en la etapa de residuos, la cual es muy importante para la tendencia de energías limpias, se han desarrollado controles de emisiones atmosféricas, tales como la mencionada anteriormente CCUS. Estas tendencias muestran el rol importante que las generadoras a gas y carbón tienen en la

generación y en el cumplimiento de menos emisiones, al mismo tiempo que apoyan las fuentes intermitentes.

Recomendaciones

La recomendación principal es que, si bien el medio ambiente es una prioridad, este pilar debe balancearse con los demás pilares. Ante esto, se recomienda que:

1. Se debe modificar la referencia el evento del Niño para evaluar los objetivos de política. Esta referencia debe ser en términos de emisiones promedio esperadas. De lo contrario, la referencia en casos extremos puede conducir a una matriz de generación ineficiente, que supone que el país se mantiene en estado de hidrología crítica.
2. En cuanto a la entrada de FNCER en Colombia, se recomienda hacerlo sin poner en riesgo la confiabilidad. No se puede desconocer el stock de recursos naturales con los que se cuenta, como el carbón, y que pueden convertirse en una fuente importante de desarrollo. Se aconseja fuertemente no darle tratamientos diferenciales a las FNCER, tal como subastas de energía separadas.
3. Incluir dentro la política energética del país el desarrollo de tecnologías HELE, Clean Coal y Carbon Storage.

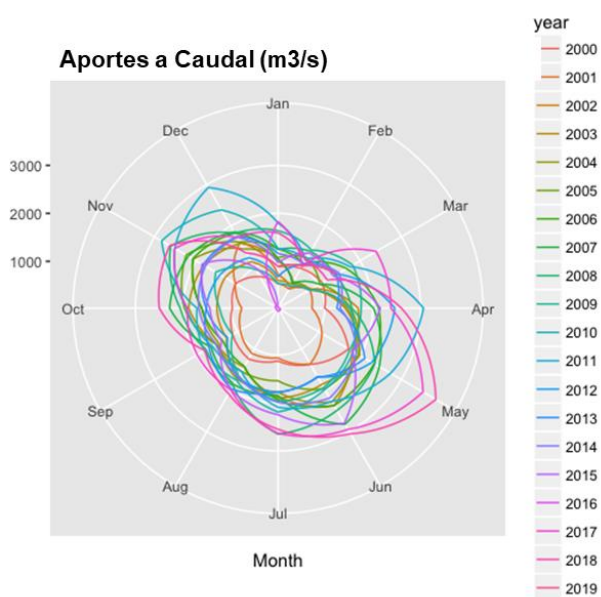
Pilar de Confiabilidad

Para empezar, es importante recordar que, desde el gran apagón de 1992, el sector eléctrico colombiano se ha destacado por su confiabilidad, aún durante fuertes Fenómenos del Niño como se evidenció en la Gráfica 1 (F.1). Esto se ha logrado gracias a los mecanismos que ha implementado el Gobierno para dar soporte a esta confiabilidad. Por un lado, las obligaciones de energía firme (OEF), que son compromisos de los generadores respaldados por activos de generación, han sido exitosos para producir energía firme en momentos de

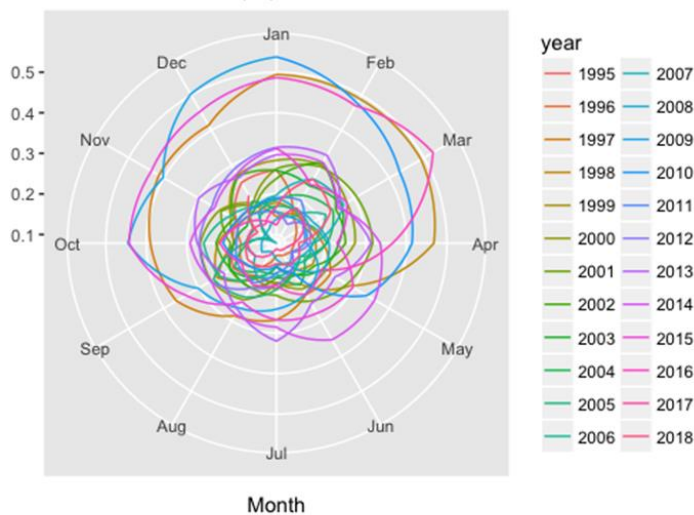
escasez. Complementado este mecanismo, el cargo por confiabilidad tiene como objetivo dar las señales de largo plazo para la expansión del parque de generación eléctrico y asegura el suministro en momentos de escasez con un precio eficiente. En contraposición al esquema de Cargo por Capacidad, el Cargo por Confiabilidad sí genera obligaciones concretas a los generadores, asociadas a una remuneración, y por lo tanto ha logrado ser más exitoso para el objetivo de confiabilidad.

La Gráfica 11 evidencia el adecuado funcionamiento del Cargo por Confiabilidad, reflejado en el comportamiento de las plantas térmicas en épocas de sequía severa (F.1). Tal y como se esperaba, las plantas de generación a base de carbón, gas y combustibles líquidos, son las encargadas de soportar la demanda en momentos de escasez hídrica. De este modo, en conjunto con el cargo por confiabilidad, la generación térmica se vuelve un pilar del sector eléctrico colombiano. Adicionalmente, las plantas de generación a base de carbón juegan un papel fundamental como complemento a la hidrología en periodos de poca lluvia, en donde también actúan como respaldo aunque no se presente un escenario de escasez.

Gráfica 11. Aportes a Caudal y Participación de la energía térmica



Participación de la energía térmica (% del total)



Fuente: XM.

Ahora bien, aunque la confiabilidad ha sido un éxito en los último 25 años, es posible que se vea comprometida debido a que el objetivo de reducir costos y emisiones ha antagonizado a las termoeléctricas, las cuales son fundamentales para la confiabilidad del sector. Por ejemplo, medir la reducción de emisiones con base en eventos climáticos extremos llevaría a una matriz ineficiente y poco flexible ante escasez de agua. Adicionalmente, se han realizado fuertes críticas al Cargo por Confiabilidad, el cual es el principal mecanismo para evitar los apagones en Colombia. Este cargo tiene como objetivo mantener un nivel de capacidad termoeléctrica elevada para que, en momentos de escasez, estas generadoras puedan suplir la demanda energética faltante de las hidráulicas. Es importante entender que este cargo es un pago que se hace a los generadores termoeléctricos por la disponibilidad de las plantas durante el mes anterior para cubrir costos fijos que incluyen las inversiones en expansión, optimización y actualización tecnológica, mantenimientos mayores, pólizas de seguros, pago de impuestos, tasas y contribuciones, nómina y programas ambientales y sociales (Castañeda, 2018). Cabe anotar que el cargo por confiabilidad no es un seguro, ya que no es un pago por adelantado sino vencido, de modo que se gira únicamente después de que se ha realizado la venta de la energía. Como consecuencia, la única forma en que las plantas de generación reciban este

cargo es cuando efectivamente tienen la energía disponible, de lo contrario son penalizadas y se les disminuye el cargo o inclusive deben devolver el dinero recibido hasta la última vez que haya operado efectivamente la planta (Castañeda, 2018). Como consecuencia, las termoeléctricas han llevado a que, en periodos de sequía, cuando el precio de la energía alcanza el “precio de escasez”, las termoeléctricas tienen la disponibilidad de aumentar su producción en gran medida.

No obstante, este mecanismo ha tenido múltiples críticas por ser un gasto para el sistema. Por ejemplo, Wolak en su documento “Transformation and Modernization of the Wholesale Electricity Market in Colombia” (Transformación y modernización del mercado eléctrico mayorista en Colombia) recomienda que el Cargo por Confiabilidad debería ser reemplazado por los contratos de largo plazo. Su principal argumento es que el cargo no es el mecanismo de confiabilidad de largo plazo más adecuado para Colombia, dadas las condiciones y además este es costoso para la Nación mientras que los contratos no. No obstante, Wolak deja lado las consideraciones de la experiencia pasada y el efecto para el consumidor que representaría su alternativa de contratos.

Primero, establece que el cargo basado en la capacidad no es adecuado para un mercado de energía mayorista dominado por las fuentes hidroeléctricas. Para empezar, el cargo no está basado en la capacidad instalada sino en la energía que el sistema necesita, de modo que no se les paga a las generadoras por su capacidad instalada sino por la disponibilidad de su energía. Además, justamente un sistema eléctrico tan dependiente de las lluvias es aquel que necesita un mecanismo que garantice energía suficiente ante fuertes sequías. Las condiciones climáticas no son algo que se pueda predecir fácilmente día a día y por lo tanto los contratos de largo plazo no son suficientes para asegurar que una hidroeléctrica entregue la energía pactada, aún si esto significa tener una fuerte multa, en caso de un Fenómeno del Niño que elimine la posibilidad de generar energía con el agua. Evidentemente, el uso de contratos bilaterales entre generadores para asegurar el suministro de energía, en contraposición a un mecanismo centralizado- como el Cargo por Confiabilidad que se usa en Colombia actualmente- puede tener consecuencias negativas

tanto en el corto como en el largo plazo. Por un lado, la falta de *enforcement* de los contratos genera condiciones adicionales de incertidumbre que incrementa los costos de transacción en el mercado. Asimismo, también se produce un riesgo de que no se suministre la energía cuando se requiera, de acuerdo con lo pactado en los contratos, que pone en riesgo la confiabilidad misma del servicio.

Segundo, afirma que un cargo basado en la capacidad tampoco es adecuado para un mercado mayorista que tiene una porción significativa de fuentes renovables intermitentes, ya que “el mayor desafío de confiabilidad ya no es la suficiente capacidad instalada para cumplir picos de demanda del sistema, sino la energía inadecuada para satisfacer la demanda durante todo el sistema futuro posible condiciones” (Wolak, 2019). Nuevamente, es importante aclarar que el cargo no está basado en la capacidad instalada sino en la energía. Y finalmente, las fuentes intermitentes ponen en riesgo la confiabilidad por su intermitencia, como su nombre lo dice. De modo que entre más se aumente la porción de energías renovables intermitentes, más importante es un cargo por confiabilidad que asegure el posible aumento de las fuentes no intermitentes en caso de escasez. Un contrato no puede cumplirse si la intermitencia es elevada por factores externos, no controlables por las generadoras.

En tercer lugar, Wolak argumenta que los contratos de largo plazo estandarizados representan la mínima intervención regulatoria para garantizar la suficiencia de energía. Si bien los contratos son capaces de balancear la oferta y la demanda en el largo plazo, en los momentos críticos, los contratos no son suficientes. Por lo tanto, si bien estos reducen al mínimo el nivel de intervención, este mecanismo también aumenta el riesgo de confiabilidad afectando a los generadores y a los usuarios.

Finalmente, el autor afirma que en general, el mecanismo del cargo por confiabilidad y el precio de escasez aumentan los costos a los usuarios y además significan un gran gasto para la nación, en contraste de los contratos, que no necesitan este pago. En este argumento se presentan varios aspectos inciertos. Para empezar, Wolak afirma que el mecanismo de contratos es sustancialmente menos complejo de administrar que el cargo por

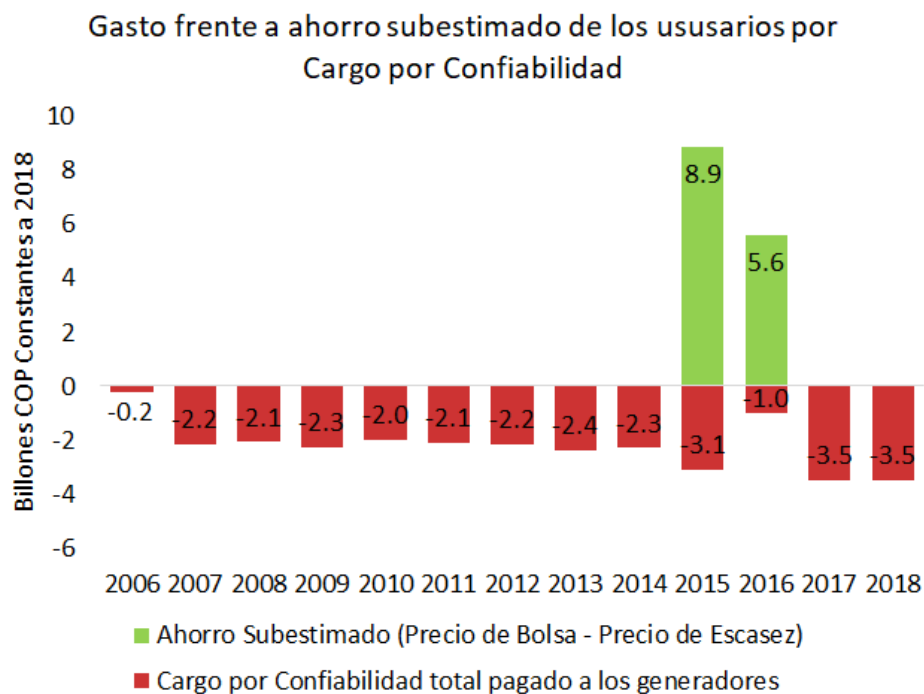
confiabilidad, por lo tanto, significa un costo menor para el usuario y la nación. Sin embargo, el autor no incluye en su análisis los costos de transacción que implicaría tener un sistema de contratos y lograr una alta confiabilidad. Dentro de estos costos se encuentran los de información, de contratación, de monitoreo, de *enforcement*, entre otros, los cuales no son insignificantes en un país como Colombia, donde la calificación de “Hacer cumplir los contratos” es muy baja. El Doing Business de 2020, Colombia recibió una calificación de 34.4 sobre 100 en este rubro, lo que lo ubica en el puesto 177 sobre 190 (Banco Mundial, 2019). Y para agravar más la situación, el mercado mayorista de energía ni siquiera tiene experiencia para funcionar estrictamente por contratos.

Adicional a los costos de transacción, Wolak también deja de lado los costos para el usuario ante la inexistencia del precio de escasez. Según el autor, la existencia de este “umbral” aumenta los costos de energía para los usuarios debido al constante extra que pagan en las facturas. No obstante, si se analiza el costo de este cargo frente al ahorro que ha generado en eventos de alta escasez hídrica, como lo son los fenómenos de El Niño, se puede evidenciar que el ahorro sí ha significado una gran parte del gasto. La Gráfica 12 muestra cuánto fue el gasto desde que se implementó el Cargo hasta el fenómeno del Niño más grande en la última década, por año. Si se hace una suma de los valores constantes con base 2018, el gasto ha significado \$ 28.1 billones de pesos. Ahora bien, si se cuantifica el ahorro de los usuarios como aquel diferencial de precio que los generadores han asumido por encima del precio de escasez en momentos críticos², se evidencia que este ha sido de \$ 14.5 billones (constantes a 2018). Este número se calculó como el 80% de la demanda que se presentó en el Fenómeno del Niño, cuando el precio de bolsa superó de escasez, de modo que se puede expresar con la siguiente fórmula:

$$\text{Ahorro} = 80\% \text{ demanda mensual KWh} * (\text{Precio bolsa} - \text{precio escasez}) .$$

² La brecha entre el precio de bolsa de energía y el precio de escasez, no es transferida a la demanda, sino que es asumida por los generadores, a quienes se les pagó el cargo por confiabilidad a cambio de sus Obligaciones de Energía Firme, remuneradas hasta máximo el precio de escasez.

Gráfica 12. Gasto en Cargo por Confiabilidad y Ahorro de los usuarios



Fuente: XM, Acolgen

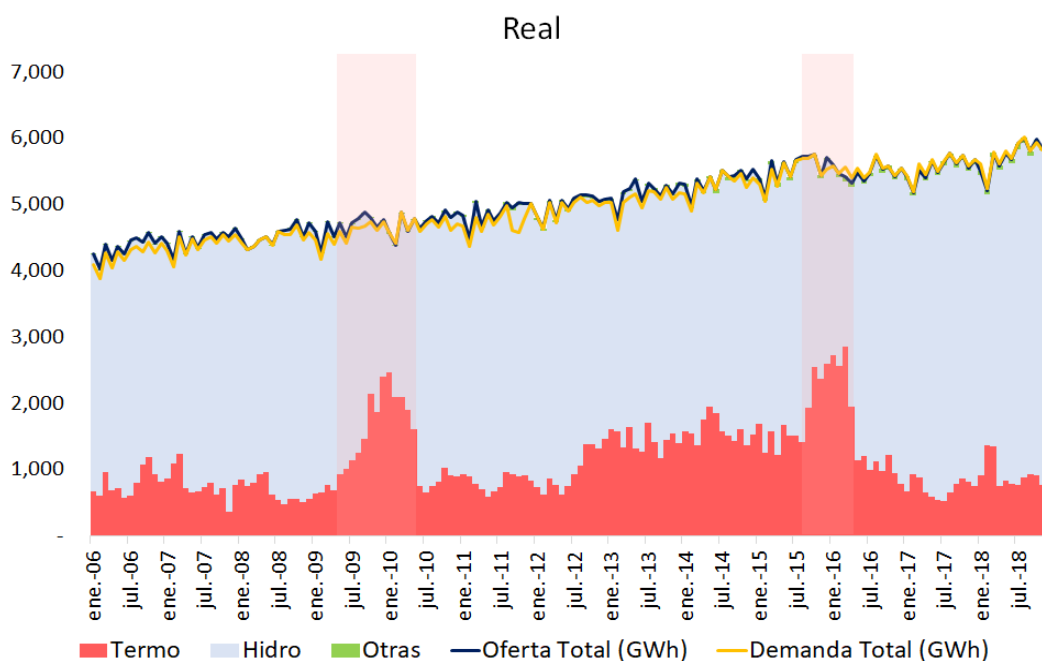
Ahora bien, este ejercicio ejemplifica los gastos y ahorros en los cuales se ha incurrido por el uso del cargo por confiabilidad. En ese sentido, el ahorro representa lo que se hubiera podido perder de no haber asegurado el suministro eléctrico. Por ejemplo, este podría ser el caso si, de haber existido contratos bilaterales y no un mecanismo central, y con cierta probabilidad, los acuerdos de generación no se hubiesen cumplido cabalmente.

Este ahorro está subestimado, por dos grandes razones. Primero, porque ante la ausencia del cargo, es indiscutible que la capacidad instalada no sería la misma hoy en día y, por lo tanto, ante un Fenómeno del Niño, la termoeléctricas no serían capaces de duplicar su generación en cuestión de meses e inclusive días. De modo que, si asumimos que las termoeléctricas mantienen su nivel de generación promedio en momentos de Niño, la oferta no cubriría toda la demanda y se generaría costos por racionamientos en el suministro. La Gráfica 13 muestra, en el panel A la demanda de energía y cómo la oferta se ajusta en Fenómenos del Niño para cubrirla completamente. En cambio, el panel B se

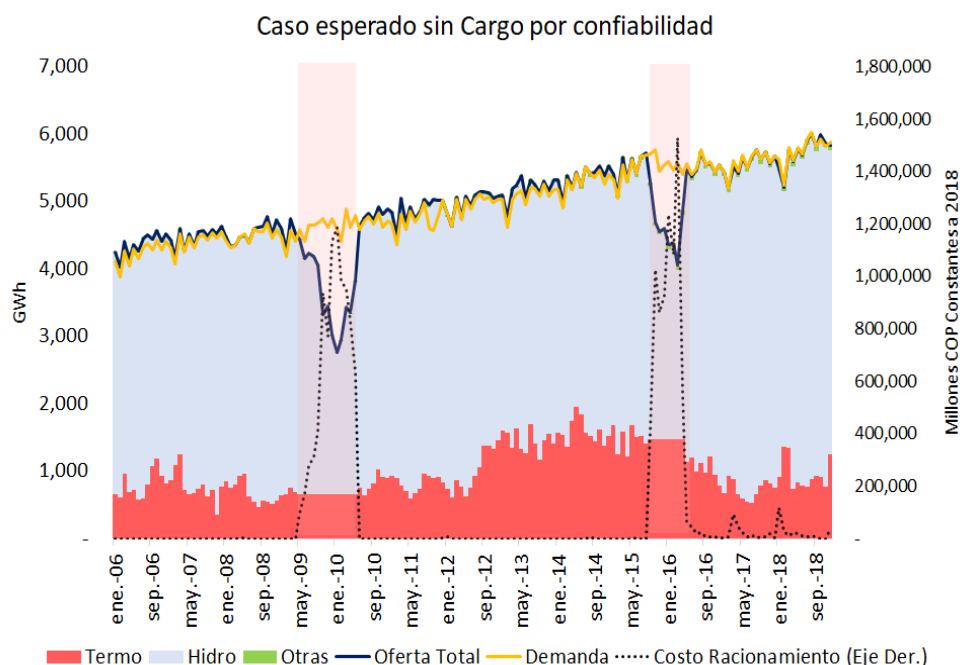
presenta una situación en ausencia del Cargo por Confiabilidad, donde a pesar de que la generación de la energía hídrica se reduce por épocas de sequía, la generación termoeléctrica no puede aumentar su oferta sustancialmente dado que no cuenta con el cargo para mantener una capacidad instalada sin utilizar. De este modo, la oferta no es suplida ni por las hidroeléctricas ni por las termoeléctricas, y en consecuencia la demanda es mayor que la oferta, es decir el sistema tiene que entrar en racionamiento. El costo que se produce por dicho racionamiento se muestra en el eje derecho y es calculado como la demanda sin satisfacer (demanda total - oferta total) multiplicado por el costo de racionamiento por cada unidad demandada, calculado por la UPME para cada mes.

Gráfica 13. Costos de Racionamiento ante ausencia de Cargo por Confiabilidad

Panel A)



Panel B)



La suma simple de los costos de racionamiento en el Panel B llega a un valor de \$ 16.99 billones de pesos a valores constantes de 2018. Este valor debe tenerse en cuenta como parte del ahorro que ha generado el Cargo por Confiabilidad. Consecuentemente, hasta ahora el análisis muestra que el ahorro del Cargo ha sido de \$ 14.5 billones por concepto de brecha de precios asumidos por las generadoras, más \$ 16.99 billones por evitar el racionamiento, es decir un total de \$ 31.49 billones a precios constantes de 2018. En contraste, el gasto que ha significado para la sociedad este Cargo, desde su existencia en 2006 hasta el 2018 ha sido de \$ 28.1 billones, indiscutiblemente menor que el ahorro. De este modo, se concluye que el Cargo tiene una relación costo beneficio positiva para la sociedad, para los usuarios y para el sector eléctrico colombiano.

Por último, este ahorro también podría estar subestimado porque el cargo no sólo impacta la capacidad instalada sino también la oferta final y por lo tanto mantiene los precios relativamente bajos. En caso de que el Cargo no existiera, frecuentemente los precios de bolsa subirían por encima del nivel de precio de escasez, porque no habría un mecanismo

que regule la demanda sin suplir. No obstante, el cálculo de cuánto subiría el precio es incierto y por lo tanto no se incluirá en este análisis.

En conclusión, Wolak propone eliminar el Cargo por Confiabilidad y reemplazarlo por contratos de largo plazo. Sin embargo, dicho autor no toma en cuenta que el Cargo por Confiabilidad ha sido el mecanismo con el cual el sector eléctrico colombiano, que depende principalmente de una fuente hídrica, ha sido capaz de reaccionar ante fuertes fenómenos del Niño. Asimismo, Wolak critica el Cargo por ser un gasto para la nación y los usuarios, no obstante, no sustenta sus argumentos con valores reales y tampoco toma en cuenta el ahorro monetario que ha traído también este cargo. Es fundamental tener en cuenta que lo realmente importante es el abastecimiento de la demanda, y no implementar el castigo mediante contratos. Si bien los contratos bilaterales no requieren el mismo nivel de gasto, el cargo por confiabilidad asegura que la demanda se cubra. En contraste, bajo la propuesta de sustituir el cargo por confiabilidad por un esquema de contratos, el cumplimiento efectivo de los mismos se pone en duda, lo que atentaría contra la confiabilidad misma del sistema. Adicionalmente, se impondrían costos adicionales sobre el sistema, dado un incremento sobre la incertidumbre de hacer cumplir lo acordado en los contratos. En conclusión, la confiabilidad del sector no debería ser opacada por el objetivo de reducir costos ni reducir emisiones.

Evidencia Internacional

El centro de investigación del MIT para las políticas de energía y medio ambiente, realizó recientemente un estudio sobre la experiencia de Estados Unidos en cuanto a la introducción de FNCER y las implicaciones que esto significa para el mercado de energía mayorista. Joskow, autor del documento, menciona un gran número de retos en el diseño del sistema que deben tomarse en cuenta cuando se introducen FNCER, entre los cuales están:

- Un sistema de energía eléctrica con despliegue a gran escala de generación intermitente con los atributos de energía eólica y solar discutidos anteriormente necesitará una capacidad de generación altamente flexible con costos de capital

relativamente bajos, bajos costos iniciales y la capacidad de responder rápidamente a las instrucciones de despacho.

- Existe la necesidad de que la generación pueda aumentar o disminuir muy rápidamente para responder, a muy corto plazo, a las fluctuaciones en la producción de instalaciones solares y eólicas, tanto para suministrar energía para equilibrar la demanda variable, como para estabilizar fluctuaciones de frecuencia y voltaje no deseadas.
- Se necesita una capacidad de generación (y almacenamiento) suficiente que pueda suplir energía durante el pico de las tres o cuatro horas al final del día a medida que el sol se pone.
- Es indispensable también tener tecnologías que permitan compensar, además de los diferentes niveles de producción intradiarios, la variabilidad estacional. A lo cual el autor afirma que “Los generadores de gas pueden proporcionar este producto fácilmente si tienen los incentivos adecuados”.

En conclusión, la evidencia de Estados Unidos demuestra que es indispensable que el mercado mayorista sea modificado ante los retos que trae la introducción de las FNCER. “Los mercados mayoristas deberán adaptarse creando nuevas categorías de productos que permitan a los operadores del sistema programar, despachar y pagar la capacidad de generación que satisfaga estas necesidades de respuesta de manera eficiente” (Joskow, 2019). En Colombia, sin duda, esta categoría son las termoeléctricas evidentemente.

Recomendaciones

El cargo por confiabilidad ha demostrado ser un mecanismo de remuneración adecuado para el sector eléctrico colombiano, por lo cual la recomendación gira en torno a su fortalecimiento y ajuste.

1. No se recomienda la implementación de un mercado de contratos de energía firme. En Colombia existen problemas históricos de “*enforcement*”. Sin un esquema de señales y penalizaciones claras, los agentes pierden incentivos para cumplir con sus OEF, si estas son pactadas en acuerdos.

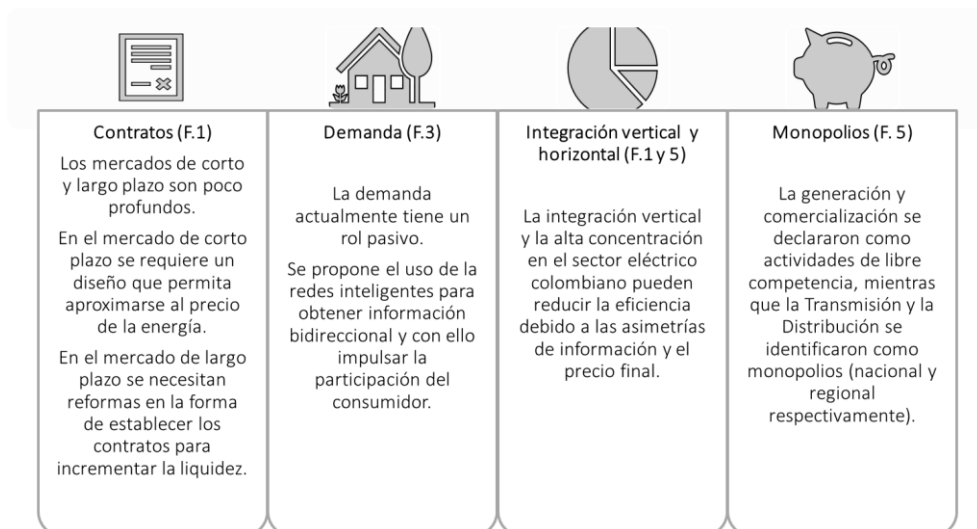
2. Bajo el diseño propuesto, con el desarrollo de nuevos mercados es indispensable escoger el mercado de referencia. Se recomienda que sea el mercado diario, cuyo precio refleja condiciones de escasez relacionadas con la suficiencia del sistema.
3. La entrada de FNCER introduce la necesidad de mayor confiabilidad, por lo tanto, se recomienda fortalecer el esquema, para darle confiabilidad al suministro de las nuevas fuentes, que presentan problemas de intermitencia y bajo factor de capacidad de planta, teniendo en cuenta los retos que muestra la evidencia internacional de Estados Unidos (Joskow, 2019).
4. A la luz de las recomendaciones presentadas por Oren y García en el documento “Apoyo al Gobierno Colombiano para realizar el análisis económico de las medidas adoptadas en el marco del Fenómeno del Niño 2015-2016 y Lecciones Aprendidas”, y teniendo en cuenta que el Precio de Escasez ya fue ajustado, se recomienda trabajar en el fortalecimiento y profundización del mercado de contratos bilaterales, y en las reformas a la operación del Mercado Mayorista, sobre las cuales se profundiza más adelante.
5. La clave para el buen funcionamiento del cargo por confiabilidad es una adecuada formación de los precios de la energía con un mercado spot. En este punto, la recomendación es la implementación de una secuencia de mercados de corto plazo que contenga un mercado diario con compromisos vinculantes, un mercado intra-diario, un mercado de balances, y un mercado de servicios auxiliares.

Pilar de Competitividad

La competitividad del sector eléctrico colombiano ha funcionado bien, como se demostró en las secciones anteriores. Los precios se han ubicado en márgenes razonables si se compara con otros países y además el cambio de los precios son una señal clara para el mercado. Sin embargo, aún hay varias oportunidades de mejora que aumentarían la competitividad del sector. Estas oportunidades se pueden dividir en 4 ramas: la profundidad

de los mercados de corto y largo plazo (F.1), la demanda (F.3), la integración vertical y horizontal (F.1 y F.5) y los monopolios (F.5), y se resumen en el Gráfico 14.

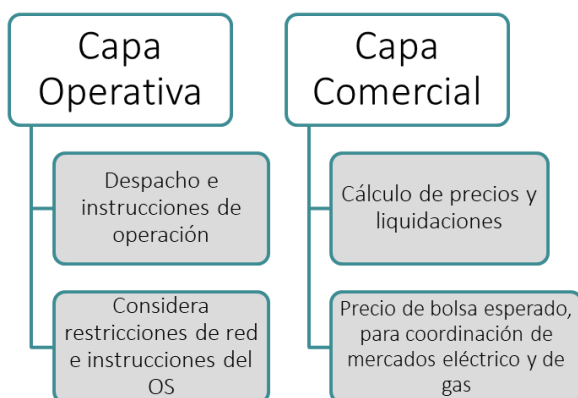
Gráfico 14. Las oportunidades de mejora para la competitividad del sector eléctrico



(i) Mercados de corto y largo plazo

El sector eléctrico colombiano se compone de un mercado spot, conocido como la bolsa de energía, y un mercado de largo plazo, caracterizado por contratos de acuerdo bilateral y el Cargo por Confiabilidad. Como veremos, ambos segmentos del sector carecen de profundidad y liquidez, lo que redundaría en ineficiencias.

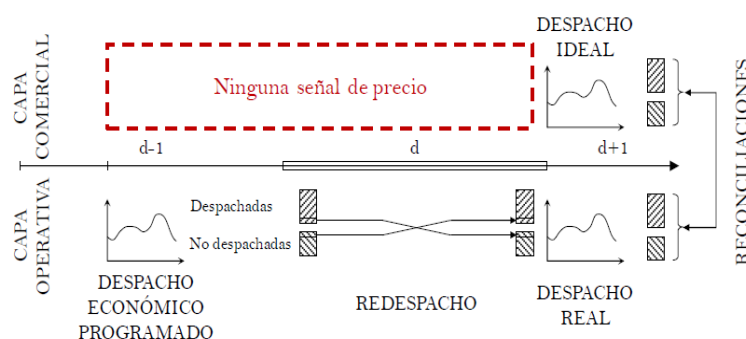
Gráfica 15. Capas en el mercado de corto plazo



El mercado de corto plazo se compone de dos capas: la capa operativa y la capa comercial. En la primera, en el día anterior a la operación, se hace el cálculo de despacho económico

programado con base en el cual el Operador del Sistema (OS) da instrucciones a los agentes. Para su cálculo, el despacho minimiza costos considerando las ofertas diarias enviadas por los generadores, los costos de arranque y parada, la previsión de la disponibilidad de las centrales y las proyecciones de demanda. Este despacho considera las restricciones de red e incorpora criterios de confiabilidad. No obstante, las instrucciones enviadas por el OS no generan ningún compromiso vinculante, y no se utiliza para la estimación de los precios de la energía. Por otro lado, se tiene la capa comercial, en la que, en el día anterior a la operación, se estima un pre-despacho ideal con base en la información de la operación del día anterior. Este replica y adelanta el despacho ideal, que se utiliza ex-post para la estimación del precio de bolsa. El objetivo de la estimación del precio es coordinar el mercado eléctrico y el de gas, al tiempo que puede señalar alarmas para la posible activación del cargo por confiabilidad. Sin embargo, al igual que en la capa operativa, este precio tampoco da lugar a compromisos vinculantes. Finalmente, las capas funcionan de manera desacoplada, lo que da lugar a la necesidad de hacer reconciliaciones y la casación se hace de manera ex-post. (IIT, CREG, 2018)

Gráfica 16: Funcionamiento de las capas del mercado de corto plazo.



Fuente: Instituto de Investigación Tecnológica, CREG 2018

En resumen, el mercado spot de energía eléctrica se caracteriza por la falta de compromisos vinculantes que se basen en los despachos estimados en el día anterior. Asimismo, los agentes no tienen la posibilidad de ajustar sus posiciones comerciales en el horizonte intradiario. Por otro lado, los precios se estiman de forma uniforme, lo que no deja incorporar las restricciones de red. Así, el diseño actual de este segmento no permite aproximarse de manera precisa al precio de la energía.

Evidencia internacional

En América Latina, Chile en particular, también existe el elemento de casación ex-post en el mercado de corto plazo. En el futuro, pueden aparecer ineficiencias si se da una alta penetración de FNCER (CREG, 2018).

El cálculo de un precio uniforme, en contraposición a precios nodales o zonales (presentes en países latinoamericanos), es característico del mercado colombiano. También se encuentra en varios mercados europeos, sin embargo, en estos sí existe una coordinación entre las capas operativa y comercial en el día anterior a la operación. Además, surgen compromisos vinculantes de la interacción entre operadores y el sistema, lo que permite incluir restricciones de red en los procesos de casación. El redespacho en los mercados europeos tiene como objeto hacer factible la casación.

Recomendaciones

La recomendación para el segmento de corto plazo se centra en generar una secuencia de mercados para la adecuada formación del precio de la energía y una gestión de riesgos eficiente por parte de los agentes participantes. Primero, un mercado del día anterior, donde se realice la introducción de compromisos vinculantes que permita calcular un precio con base en el despacho económico programado del día anterior. Segundo, un mercado intradiario que brinde mayor flexibilidad a los agentes para ajustar sus posiciones comerciales. Y tercero, un mercado de balances y de servicios auxiliares que equilibre y procure una operación eficiente, segura y confiable del sistema. Adicionalmente se recomienda la consideración de las restricciones de red por medio del empleo de precios nodales.

Por el lado del mercado de largo plazo, existen contratos- acuerdos bilaterales- que tienen como principal objetivo proteger a los agentes de la volatilidad de la bolsa. Estos se caracterizan por no tener impacto en el despacho real o la operación diaria. Además, los contratos suelen ser OTC (Over The Counter), lo que significa que son muy poco

estandarizados; actualmente existen 58 tipos de contrato de precios y 32 de cantidad. Lo anterior redundo en una baja liquidez del mercado, e impide la formación de un mercado secundario, pues la energía se convierte en un bien no homogéneo. Como consecuencia, a los agentes les es imposible ajustar sus posiciones comerciales posterior al contrato y no pueden gestionar de manera adecuada el riesgo de contraparte (IIT, CREG, 2018; ANDEG, 2017).

Otro tema importante que afecta la competitividad son las restricciones de red, que se constituyen como un obstáculo para los proyectos de expansión y conexión. La conexión entre oferta y demanda de energía se hace a través del Sistema Interconectado Nacional (SIN, compuesto por el STN y el STR). Sus limitaciones se pueden agrupar en geográficas, atraso de proyectos y fallas en transferencia a otros voltajes (STR y SDL). Además, se requiere de expansión del STN para minimizar la existencia de restricciones y la generación fuera de mérito. En la zona sur occidental hay una carencia de líneas de alta tensión y en la zona norte faltan de líneas de menos voltaje y de conexión con otras fuentes de energía no convencionales planeadas (ver mapa 1).

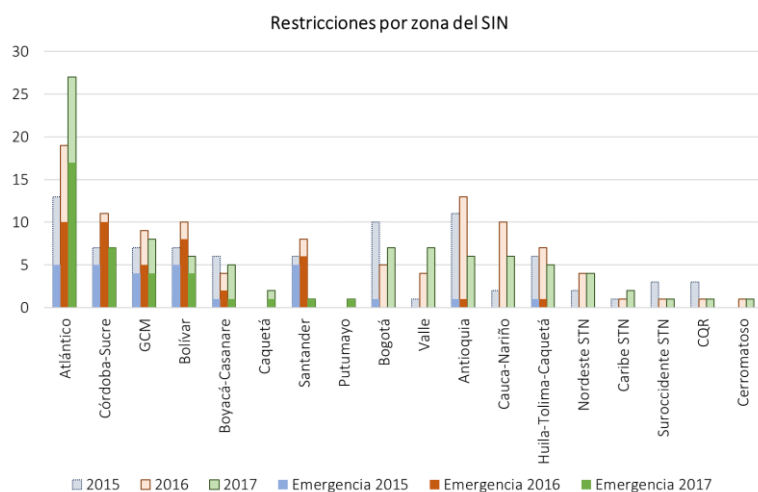
Mapa 1. Sistema Interconectado Nacional- Redes



Fuente:UPME

Las restricciones se traducen en atraso de proyectos de expansión del SIN, y en muchos casos terminan siendo restricciones de emergencia que afectan de manera más frecuente la zona Caribe y Antioquia (ver gráfico 16).

Gráfico 16. Restricciones por zona del SIN



Fuente: UPME, PHC

Evidencia internacional

En Estados Unidos, los contratos de largo plazo le permiten a vendedores y compradores el cubrimiento del precio de la energía. Además, permiten gestionar el riesgo y asegurar el suministro, mejoran la estabilidad del precio y mitigan el riesgo de abuso de poder de mercado. Cuentan con una plataforma para nuevas inversiones en transmisión y generación, y logran tener una separación entre contratos forward “financieros” y “no-financieros”. Estos últimos son transacciones comerciales cuyo objetivo es la transferencia del producto en físico, y no la transferencia del riesgo del precio. Es decir, se hace la distinción entre forwards sobre *commodities* no financieros, y los contratos que ellos definen como swaps. Estos últimos tienen el objetivo de ajustar las posiciones comerciales de los agentes, para cubrir el riesgo, y no hacen entrega física del producto. La clave en la regulación estadounidense es la disponibilidad sobre las transacciones y los precios.

Otra evidencia internacional que vale la pena analizar es el mercado de contratos en la Unión Europea. Esta conglomeración de países utiliza varios elementos para fomentar la

competencia, entre ellos están: (i) la liquidez (competencia transfronteriza) y transparencia (información transaccional de los derivados financieros), (ii) el acceso no discriminatorio a la red de distribución, (iii) la competencia minorista- asignación de responsabilidades a las empresas de transmisión, distribución y comercialización frente a acuerdos contractuales, intercambio de información y (iv) el flujo de información es clave, pero no debe generar cargas administrativas ni costos adicionales (ANDEG, 2017).

Asimismo, la Unión Europea cuenta con diversos contratos disponibles: Contratos de corto plazo, dentro de los cuales se dividen en intra-diarios, diarios, a dos días y de fin de semana. También contratos para el suministro de electricidad o gas natural a una sola unidad con capacidad de consumo de 600GWh + anuales. Y finalmente contratos de largo plazo, los cuales se basan en opciones, futuros, swaps y otros derivados (ANDEG, 2017).

En cuanto a la mejora en restricciones, también la evidencia internacional permite ver buenas políticas. En muchos estados de Estados Unidos (California, NY, Nueva Inglaterra, Pensilvania, Nueva Jersey, Maryland), los generadores fijan sus tarifas por nodos, pero la comercialización se hace a nivel zonal. Estos funcionan de la siguiente manera:

- Los precios zonales se calculan como un promedio ponderado de los precios en cada nodo (la carga de cada nodo siendo el peso).
- Un esquema zonal se implementa por cuestiones políticas, para hacer más fácil la transición hacia los precios nodales.
- Igualmente, es útil en muchos casos para generar condiciones óptimas de competencia puesto que no todos los nodos tienen el mismo nivel de demanda, agregar a nivel de zonas “estandariza” un poco la oferta.
- Liquidación múltiple: los compromisos de oferta y las curvas de demanda se establecen el día anterior a la operación, pero el balance del mercado se hace en tiempo real. Las cantidades y precios determinadas en $t-1$ se usan para balancear el mercado en tiempo real en t .

- Es un esquema de operación útil en sistemas con redes de transmisión que no son tan extensas.
- Útil para mercados con objetivos de uso de energía renovable.

Otro ejemplo es el caso de Nueva Zelanda, donde se utiliza un esquema completamente nodal y en tiempo real. Aquí, el operador de la red de transmisión se encarga de gestionar la generación para balancear la oferta y la demanda en tiempo real y en intervalos de media hora. Pasado el intervalo, se usan las ofertas y cargas de despacho reales para liquidar el mercado. Por su parte, en Australia el sistema se divide en cinco mercados regionales, con poca congestión y poca interconexión. La demanda y las ofertas se actualiza cada cinco minutos, por lo que los despachos se planean casi que en tiempo real. La liquidación financiera se hace en intervalos de media hora y el consumidor también juega un rol importante que puede decidir cuándo “salir” del mercado si el precio pasa un punto de corte techo determinado (ANDEG, 2017).

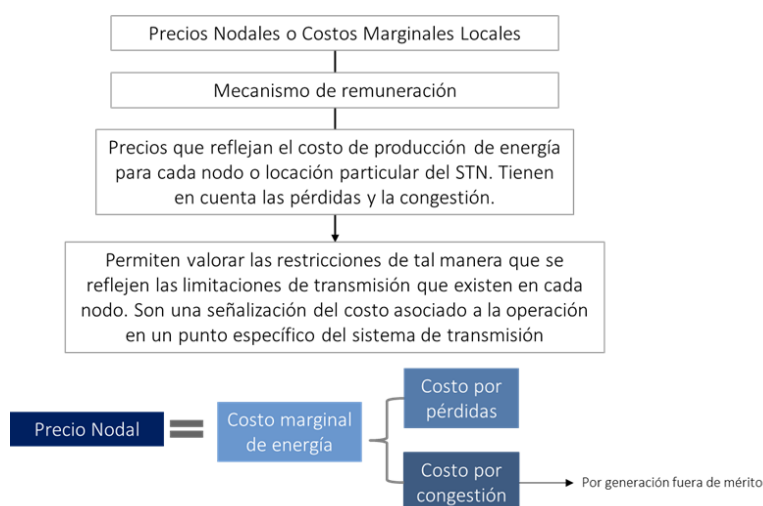
Recomendaciones

Con base en la evidencia internacional se hacen las siguientes recomendaciones

1. Se debe adoptar la definición de contratos de largo plazo aplicada en EEUU (swaps).
2. Proveer cierta flexibilidad en los contratos Swap, pero estandarizar la provisión de información.
3. Se propone, en pro de la transparencia en la formación de precio y la concurrencia entre oferta y demanda, que todas las transacciones de energía eléctrica en el mercado regulado deban ser ejecutadas en un sistema de negociación y registro.
4. Para mejorar el tema de las restricciones, se recomienda el uso de precios nodales o zonales (ver Gráfica 17), es decir tener precios que dependan del costo marginal por zonas. Para esto se debe:
 - a. Realizar una introducción de precios zonales con el fin de lograr una transición suavizada y facilitar la implementación.
 - b. Implementar un modelo de negociación en tiempo real y de mercados auxiliares.

- c. Utilizar proyecciones del costo de restricción o las negociaciones del día anterior para evitar volatilidades drásticas en la tarifa.
- d. Acelerar la ejecución de proyectos de expansión del SIN.
- Los precios nodales traen numerosas ventajas: Es una forma de fijar precios casi en tiempo real, se puede evitar el redespacho y los costos asociados a este, envían una señal clara al mercado sobre las restricciones de operación en cada zona y por ende el consumo puede también responder con cambios en el uso de la energía. Sin embargo, en su implementación se presentan varios retos que deben ser tenidos en cuenta durante la implementación. Entre estos retos se encuentran:
 - La discriminación de precios puede ser política y socialmente complicada, por lo cual se recomienda transicionalmente liquidar precios ponderados uniformes para la demanda.
 - No elimina el redespacho, pero sí lo facilita, haciéndolo más transparente y eficiente. Aunque no evita completamente que el costo de pérdidas y congestión se siga transfiriendo al usuario, sí permite la implementación de esquemas de cobertura que con una arquitectura de mercado uninodal no sería posible.
 - Se requiere un diseño cuidadoso del esquema financiero, de tal manera que al dividir el mercado en múltiples mercados más pequeños no se afecte la liquidez del mercado.

Gráfica 17. Funcionamiento de precios nodales

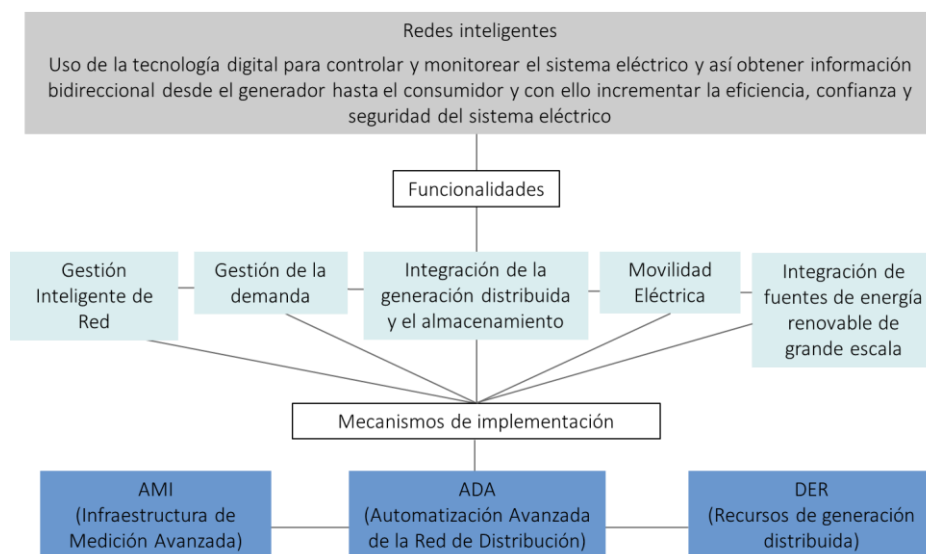


Fuente: Elaboración propia

(ii) Demanda

Actualmente, la demanda de energía tiene un rol pasivo, que reduce la competitividad al eliminar la posibilidad de tener un sector balanceado entre la oferta y la demanda. Por este motivo, se deben utilizar redes inteligentes para darle un rol activo al consumidor y tener un sector más eficiente (F.3). La implementación de redes inteligentes se entiende como la utilización de la tecnología digital para controlar y monitorear el sistema eléctrico y así obtener información bidireccional desde el generador hasta el consumidor y con ello incrementar la eficiencia, confianza y seguridad del sistema eléctrico. Como se puede observar en el Gráfico 18, las redes inteligentes pueden tener varias funcionalidades y tres principales mecanismos para su implementación: La Infraestructura de Medición Avanzada (AMI), la Automatización Avanzada de la Red de Distribución (ADA) y los Recursos de generación distribuida (DER).

Gráfica 18. Funcionalidades y mecanismos de implementación de las redes inteligentes.



Fuente: USDOE (2010, 2016), UPME(2016), Comisión Nacional de Energía de Chile (2012). Elaboración propia

La AMI impulsa la integración de diferentes herramientas tecnológicas y el uso de contadores inteligentes que permiten la lectura remota para generar información bidireccional en tiempo real entre consumidores y empresas sobre el consumo y estado de funcionamiento de la red, incrementar la eficiencia del sistema y que los consumidores desplacen (reduzcan) su demanda y la ajusten a las condiciones de la red generando así beneficios medioambientales. La ADA se basa en el uso de tecnologías que permiten automatizar el funcionamiento de la red para así incrementar la eficiencia de la operación. Se logra a través de interruptores y seccionadores de telemando, instrumentos de self-healing (auto recuperación) y de localización remota de fallas. Finalmente, los DER son sistemas que se ubican dentro de la red de distribución donde se consume la energía y permiten generar o almacenar energía desde este punto. Esto reduce costos y permite a los usuarios tener control sobre la energía que usan.

Evidencia internacional

Son múltiples los casos internacionales que se pueden utilizar como ejemplo de los consumidores con un rol activo en el sector eléctrico.

En **Estados Unidos**, se instalaron medidores inteligentes y sistemas de detección de fallas y auto corrección. Los costos fueron cubiertos por entidades públicas y por el aumento en las tarifas a los usuarios. Además, se han probado diferentes tipos de tarifas dinámicas, de las cuales las que resultaron en mayor reducción de la demanda en horas pico fueron los “precio en puntos críticos”, es decir un cobro más alto en horas de alta demanda, y el “*peak-time rebate*”, donde se les da un crédito a los usuarios por disminuir consumo en horas pico (USDOE, 2012).

En **Canadá**, el despliegue de infraestructuras inteligentes se ha hecho a través del trabajo seccionado de diferentes entidades en tres grupos: uno que coordina las políticas y plan de acción de las redes inteligentes, otro encargado de la innovación y el desarrollo de esta tecnología y el tercero asociado a la parte normativa. Particularmente, en Ontario se realizaron proyectos piloto en comercio y hogares con tres regímenes tarifarios: tiempo de uso, contratos al detal y precios escalonados. Los costos del proyecto se cubrieron con recaudo tributario, programas de ayuda financiera a familias de bajos ingresos y planes de ajustes a las empresas involucradas (USDOE, 2010; USDOE, 2016)

En **Brasil**, el Gobierno lanzó un programa de investigación y desarrollo dirigido especialmente a estudiar las oportunidades de las redes inteligentes en el país y las condiciones necesarias para su implementación. También se plantea crear mecanismos de ayuda financiera para incentivar a las empresas a trabajar hacia la consolidación de las tecnologías de RI (Gangale, Vasiljevska, Covrig, Mengolini, Fulli, 2017).

Recomendaciones

Evidentemente, la recomendación principal es la implementación de redes inteligentes para promover el rol activo del consumidor. Para esto, se recomienda específicamente:

1. Crear una comisión o grupo de expertos encargada de definir los pasos a seguir en materia de implementación de redes inteligentes. Esto incluye también capacitar

personal que se especialice en cada una de las funcionalidades de las redes inteligentes.

2. Diseñar líneas de ayuda financiera para incentivar a todos los agentes involucrados a modernizar el sector.
3. Educar a la población acerca de los beneficios de hacer una transición hacia una red inteligente y explicar el rol de los consumidores dentro de este contexto. Esto también incluye educar sobre otras formas de innovación de red y que tienen beneficios medioambientales (vehículos eléctricos y electrodomésticos inteligentes que se conecten con la red eléctrica).
4. El Gobierno debe liderar una pronta evaluación sobre el sistema actual y los vacíos normativos y de infraestructura que se deben llenar para empezar a desplegar las tecnologías de redes inteligentes.
5. Es necesario que se creen mecanismos de financiación para impulsar los programas piloto para poner a prueba diferentes tipos de tarifa dinámica para así determinar el más idóneo para el contexto colombiano.
6. Definir el despliegue de redes inteligentes, no como una estrategia aislada y segmentada, sino fomentarla como una iniciativa de carácter nacional con criterio beneficio/costo
7. Incentivar la utilización de alternativas de movilidad eléctrica. Esto requiere incentivos tributarios y el despliegue de la infraestructura requerida.

(iii) Integración vertical y horizontal

A partir de las Leyes 142 y 143 de 1994, el sector eléctrico colombiano entró en un proceso de desintegración vertical con el fin de aumentar la eficiencia. De ese modo, la generación y comercialización se declararon actividades de libre competencia, mientras que la transmisión y la distribución se identificaron como monopolios (nacional y regional respectivamente). No obstante, en Colombia se permiten integraciones verticales para la

participación que puede tener un agente en un eslabón competitivo (generación y comercialización) en las actividades monopólicas (transmisión y distribución) y viceversa, aunque con límites de participación. Por el lado de la distribución, ninguna empresa generadora podrá tener acciones, cuotas o partes de interés social que representen más del 25% del capital social de una empresa distribuidora y viceversa. Por el lado de la transmisión, los generadores, distribuidores y comercializadores no podrán tener acciones cuotas o partes de interés social que representen más del 15% del capital social de una empresa de transmisión. Las ventajas de estas integraciones verticales son numerosas debido al efecto de las economías de escala: Evita la doble marginalización, reduce costos de transacción y coordinación, mitiga el poder de un mercado monopolista, facilitar el aseguramiento del suministro e internaliza el riesgo. Sin embargo, si no existe una regulación adecuada, la posición dominante de empresas con integración vertical podría crear el mayor obstáculo para la competencia de contratos bilaterales (F.5). Algunas desventajas de esta posición dominante serían la discriminación de precios, el control estratégico de insumos, las barreras de entrada y de expansión y las restricciones a los insumos o a los clientes. Por estas razones, la integración vertical puede llegar a reducir la relación costo-eficiencia del mercado.

Evidencia Internacional

En **Noruega**, las transacciones entre compañías integradas verticalmente son reguladas para que estén basadas en condiciones de mercado competitivo. Inclusive, el regulador puede imponer métodos específicos para la asignación de costos entre las áreas de operación en las compañías integradas (NVE, 2008).

Recomendaciones

Como lo muestra la evidencia internacional, la integración vertical puede ser muy buena para el sector siempre y cuando sea regulada fuertemente. Sin embargo, entre mayores sean los límites de integración, más difícil es controlar y regular. Por lo tanto, se recomienda lo siguiente:

1. No se deben aumentar los límites ya existentes, ya que Colombia no cuenta con la institucionalidad suficiente para controlar en su totalidad a las empresas integradas.

2. El regulador debe evitar que las compañías verticalmente integradas tengan una ventaja competitiva frente a las demás empresas:

Los precios internos deben ser los mismos que para los competidores.

Garantizar el libre acceso a la infraestructura (las redes).

Extenderse a cláusulas contractuales y otras medidas que le puedan dar ventaja no justificada en eficiencias en el eslabón competitivo.

3. Contar con instancias de vigilancia y control robustas que lleven a cabo una tarea de supervisión activa enmarcada en un contexto institucional adecuado.

Ahora bien, con respecto a la integración horizontal o concentración, el análisis es muy parecido. La Resolución 060 de 2007 estableció la regulación diferencial según la participación del agente en la actividad de generación eléctrica y la concentración del mercado: “cuando la participación de un generador en la actividad de generación eléctrica, sea mayor o igual a 25% e inferior a 30%, y, el Índice Herfindahl Hirschman (IHH) sea mayor o igual a 1800, la CREG pondrá dicha situación en conocimiento de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (...) cuando la CREG establezca que la participación de un generador en la actividad de generación sea mayor o igual a 30% y el IHH sea mayor o igual a 1800, el agente deberá implementar el esquema de oferta de energía establecido en el Artículo 5 de esta resolución” (CREG, 2007). Actualmente EPM, Enel y Electricaribe están cerca de este límite de, sin embargo, Electricaribe fue liquidada por el Gobierno para ser ofrecida como 3 empresas diferentes, y varios de los posibles compradores se pasarían de este límite. Como respuesta, en el PND, que ya fue aprobado por la Cámara de Representantes y el Senado, se propone aumentar el tope de participación mediante la Ley 1955 de 2019:

“Las Empresas de Servicios Públicos Domiciliarios que tengan por objeto la prestación del servicio público de energía eléctrica y que hagan parte del Sistema Interconectado

Nacional, podrán desarrollar las actividades de generación, distribución y comercialización de energía de manera integrada.

(....)

Parágrafo 2°. Ninguna empresa de servicios públicos domiciliarios que desarrolle en forma combinada la actividad de generación de energía, y/o la de comercialización y/o la de distribución, que represente más del 25% del total de la demanda del Sistema Interconectado Nacional, podrá cubrir con energía propia o con energía de filiales o empresas controladas, más del 40% de la energía requerida para atender la demanda de su mercado regulado. Esta restricción no aplicará a los contratos bilaterales que sean asignados en procesos competitivos en los que expresamente el Ministerio de Minas y Energía o la Comisión de Regulación de Energía y Gas en ejercicio de las funciones delegadas, dispongan que están exceptuados de esta restricción. El Gobierno nacional o la Comisión de Regulación de Energía y Gas en ejercicio de las funciones delegadas, podrá establecer un porcentaje inferior a este 40%” (SUIN, 2019).

Esto puede afectar fuertemente la competitividad del país, ya que Colombia no cuenta con los mecanismos de regulación y control lo suficientemente fuertes para prevenir las desventajas de una alta concentración. Por ejemplo, si tres empresas suben al nuevo tope, abarcarían todo el mercado, y ante cualquier falla de alguna de estas empresas, se generaría un impacto muy negativo, con riesgo sistemático en el sector. Además, entre mayor la concentración, menos espacio para pequeños competidores, lo cual puede traducirse en que las grandes empresas con poder de mercado exijan precios por encima del precio eficiente.

Evidencia Internacional

En **California** se realizó un estudio que demostró que el poder de mercado potencial es mayor en las horas de mayor demanda. Los niveles de producción de energía y la elasticidad de la demanda son los dos factores más importantes en la gravedad y magnitud del poder de mercado (Borenstein and Bushnell, 1999).

Por otro lado, en una investigación sobre el mercado eléctrico de **Suecia**, se demostró con una simulación, que los precios del mercado, cuando no existe ningún tipo de regulación (de concentración, entre otros), pueden llegar a ser 36% más alto que los precios actuales del mercado (Andersson and Bergman, 1995). De modo que la desregulación del mercado no es una condición suficiente para que los precios de equilibrio se acerquen a los costos marginales, y por lo tanto es importante tener topes de participación para reducir el poder de mercado (Andersson and Bergman, 1995).

En un estudio realizado por el centro de investigación económica europea (ZEW por sus siglas en alemán) sobre el mercado eléctrico en Alemania, se demostró que si bien existen beneficios para las empresas verticalmente integradas, estos beneficios no necesariamente son trasladados al usuario. Los autores afirman que “Si bien se espera un efecto positivo de la integración vertical en los cargos de distribución debido a las posibles economías de alcance (actividad minorista y distribución), no se encontró respaldo para este argumento (...) Este resultado proporciona evidencia de que las economías de alcance potenciales no disminuyen los cargos de distribución” (Nikogosian & Veith, 2012)

Recomendaciones

1. Es necesario regular el mercado, de tal forma que, sin importar la concentración, se logren precios eficientes y se disminuyan las barreras de entrada para los minoristas a través de mecanismos de mercado neutrales y competitivos.
2. Complementario a lo anterior, es indispensable lograr un mercado con competencia minorista, inclusive, antes de cualquier otra acción como desregular los términos de las integraciones verticales o concentración horizontal.
3. Se deben implementar programas que fomenten la participación minorista para llegar a precios más eficientes.
4. La CREG debe considerar los límites de participación en el mercado de generación (especialmente para agentes integrados) ante el riesgo de mayor concentración, lo cual no parece haberse considerado en la reglamentación del D.570/18.

5. Para mejor análisis, se considera necesario implementar nuevos indicadores de concentración además de la ENFICC: El índice Herfindahl-Hirschman (IHH) es un indicador que no necesariamente es evidencia de comportamientos no competitivos en mercados dinámicos.

(iv) Monopolios

A partir de las Leyes 142 y 143 de 1994, la Transmisión y la Distribución en Colombia se reconocieron como monopolios naturales. Ambos con libre acceso a las redes y con tarifas reguladas. A pesar de sus beneficios por ser monopolios naturales, existen fuertes asimetrías de información entre los distribuidores y los demás agentes de la cadena de valor. Además, la integración vertical sumada a los monopolios regionales propicia la competencia desleal y la discriminación de precios o servicios contra los competidores y consumidores finales. Como consecuencia, los monopolios naturales imposibilitan que el consumidor escoja qué empresa transporte o distribuya la energía que demanda, lo que hace que el consumidor tenga un rol completamente pasivo. Además, las asimetrías de información permiten comportamientos oportunistas y consecuentemente rentas monopólicas y mayores precios al consumidor final. Finalmente, el poder de mercado general que el precio final no sea el precio más eficiente que se tendría en competencia libre.

Recomendaciones

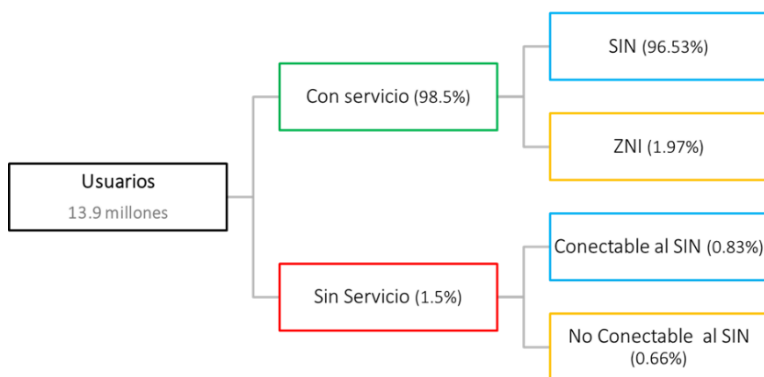
1. Es necesario eliminar las asimetrías de información y nuevas regulaciones:
 - Creación de mecanismo para conocer la estructura de costos de cada empresa que tenga el reconocimiento de monopolio, para medir su eficiencia y cuánto sería el precio en competencia libre ☐ Contabilidad regulatoria.
2. El mecanismo debe aprovechar la tecnología para tener rápida respuesta y completa transparencia.

3. Es importante mantener y ampliar la competencia en todos los eslabones de la cadena del sector eléctrico, especialmente en la generación y comercialización. En aquellos eslabones que por definición son menos competitivos, como la transmisión, deben buscarse mecanismos que por lo menos incentiven la formación de precios más eficiente, particularmente agilizando la regulación. En este sentido, medidas como la ampliación de los límites de integración no parecen apropiadas.

Pilar de Acceso

El pilar de acceso es uno de los pilares del sector eléctrico colombiano con mayor avance en los últimos años, ya que actualmente el 98.5% de los hogares cuentan con este servicio. Sin embargo, el Gobierno aún tiene como meta del cuatrienio cubrir a 100 mil nuevas familias colombianas que aún no tienen acceso a este servicio (ver Gráfica 19) (DNP, 2018).

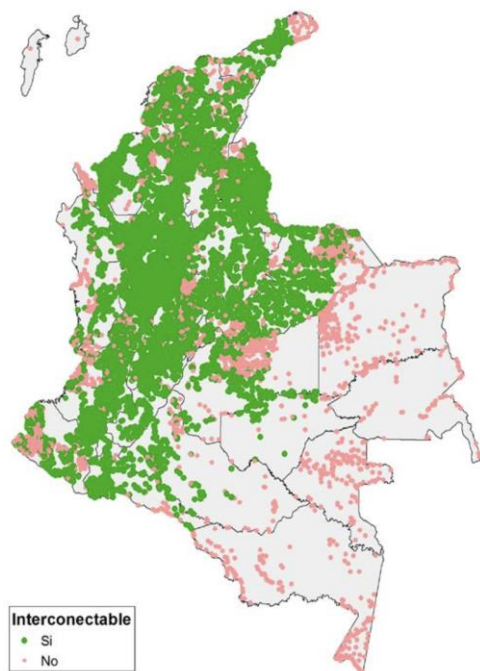
Gráfica 19. Porcentaje de usuarios sin y con servicio de energía eléctrica.



Fuente: UPME, Banco mundial. Cálculos propios

Si se analiza con más detalle estas diferencias, se evidencia que, aunque la cobertura ha aumentado, son los más vulnerables son los que aún sufren de inaccesibilidad a energía eléctrica. En el mapa 2, se muestra en verde los usuarios que sí cuentan con este servicio y en rojo aquellos que no tienen acceso. Es indiscutible que las zonas con mayor cantidad de puntos rojos son aquellas zonas con mayor pobreza en Colombia, por ejemplo, la Guajira, el Amazonas, el Chocó y los Llanos Orientales.

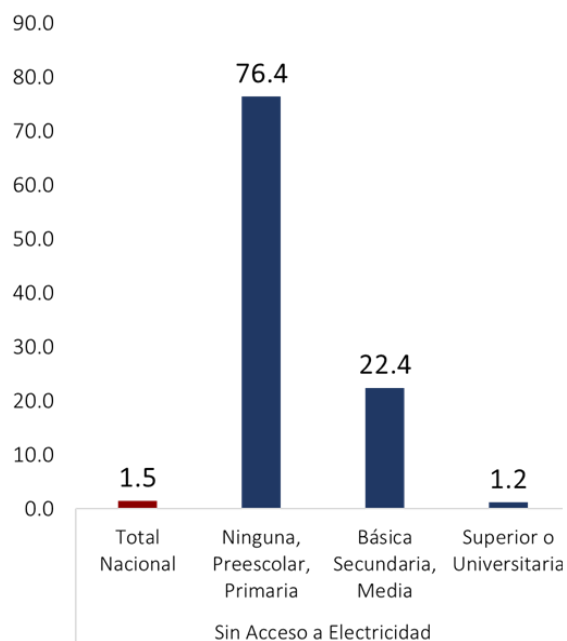
Mapa 2. Ubicación de usuarios con y sin servicio de energía eléctrica



Fuente: UPME

Adicionalmente, el acceso a energía eléctrica y gas natural es muy heterogéneo entre niveles de educación y entre zonas urbanas y rurales, afectando otra vez a los más vulnerables. Los Gráficos 20 y 21 evidencian estas diferencias. El porcentaje de la población que no tiene acceso y que cuenta con estudios de educación superior es de 1.2%. En contraste, el porcentaje para los que no tienen ningún nivel de educación por encima de la educación básica aumenta hasta el 76.4%.

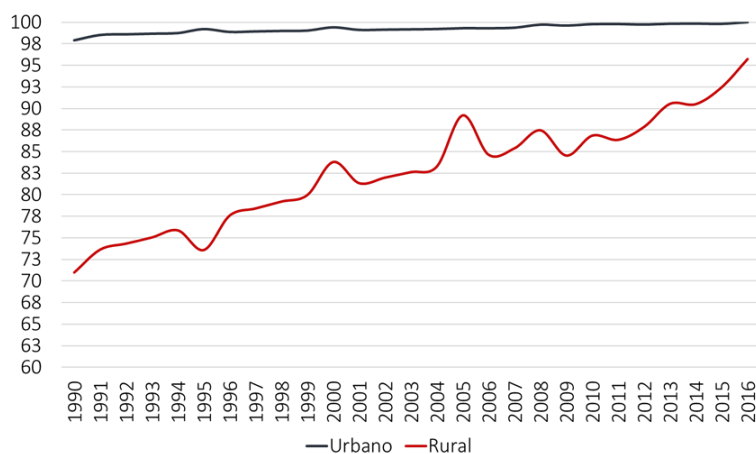
Gráfica 20. Población sin acceso a electricidad por nivel de educación.



Fuente: GEIH 2018

Las diferencias entre las zonas urbanas y rurales sin duda se han mejorado desde hace tres décadas, pero aún existe una brecha importante que debe ser prioridad para el Gobierno cerrarla.

Gráfica 21. Porcentaje de la población con acceso a energía eléctrica por zona

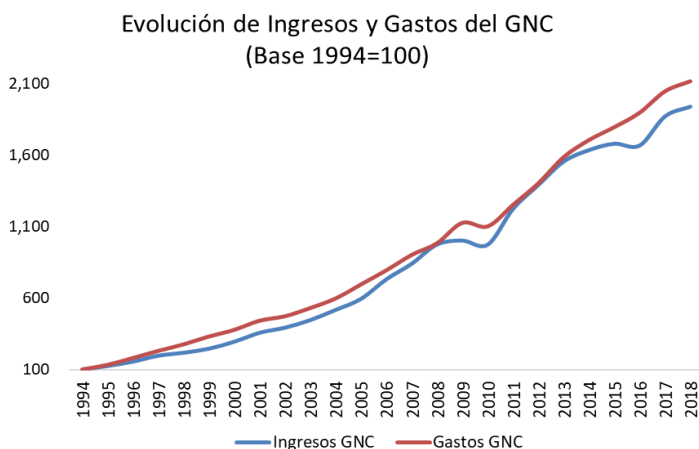


Fuente: Banco Mundial

Pilar de Generación de Recursos

Con base en el pilar anterior, está claro que el país debe mejorar la cobertura de las 200 mil familias que aún no tienen acceso a la energía eléctrica, lo que sin duda se traducirá un incremento del gasto. Dada esta necesidad, se debe tener en cuenta el contexto fiscal colombiano: El déficit fiscal del Gobierno Nacional Central (GNC) es cada vez más grande e insostenible. Como se muestra en el Gráfico 22, desde 1994 el gasto ha crecido cada vez más respecto al ingreso, sobre todo en la última década. Actualmente, los gastos del GNC representan el 18.5% del PIB, mientras que los ingresos sólo representan el 13.9% del PIB; es decir que existe una brecha más grande de los 4 puntos porcentuales.

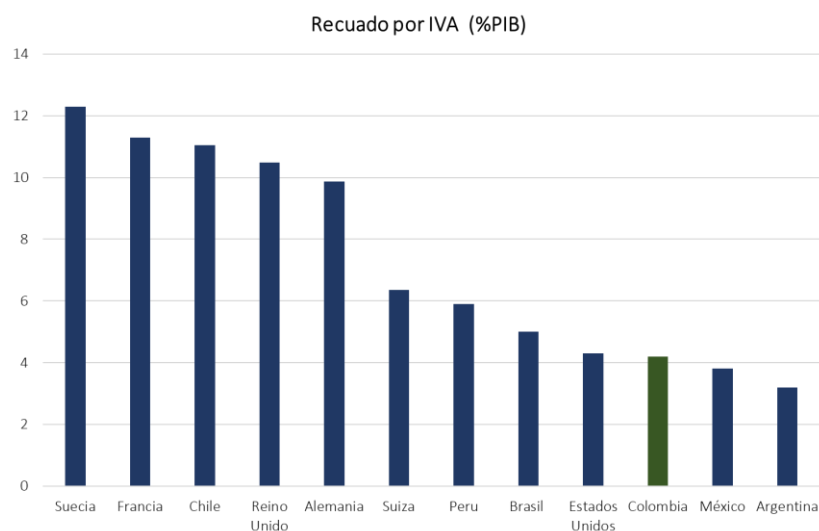
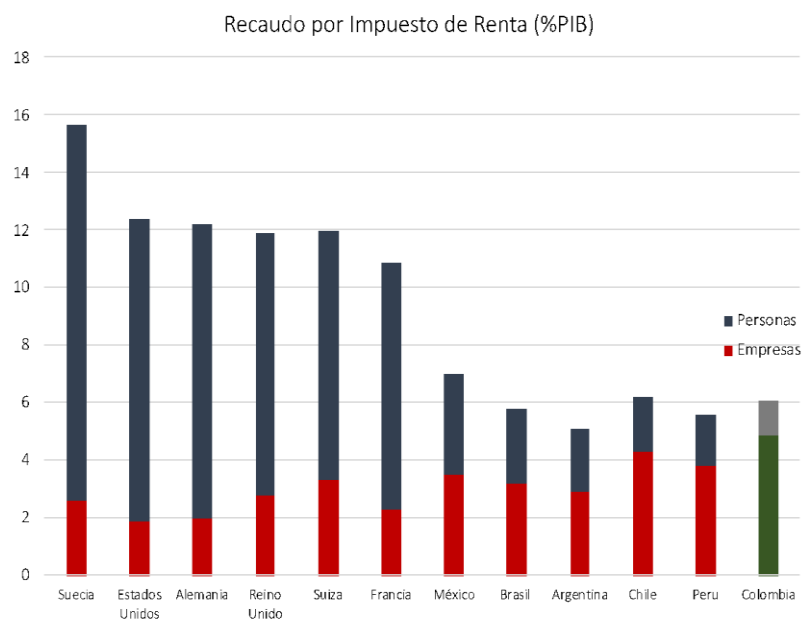
Gráfico 22. Evolución de los Ingresos y los Gastos del GNC. Base 1994 = 100



Fuente: Ministerio de Hacienda. Cálculos EConcept.

Por otro lado, Colombia es un país con bajas tasas de tributación en comparación con países con un desarrollo similar o superior, como se muestra en el Gráfico 23. Por esta razón, es necesario considerar la reducción de gastos tales como los subsidios de energía eléctrica (F.4) y asegurar fuentes de riqueza seguras, tales como la producción de carbón y de gas natural (F.2) que se mostraron anteriormente en la Gráfica 10.

Gráfico 23. Recaudos tributarios en diferentes países como porcentaje del PIB.



Fuente: OCDE

Los subsidios a la energía eléctrica fueron introducidos con el fin de aumentar la demanda y la cobertura, que como ya se ha demostrado, se ha logrado en gran medida. Sin embargo, el sector eléctrico ya ha evolucionado y los subsidios actuales representan un gasto desbordado que no tiene un impacto social tan grande para su sustentación. Para entender mejor la dimensión de estos subsidios, cerca del 85 % de los hogares colombianos se

benefician de subsidios para la energía que consumen, lo que le costará en 2019 al Estado más de \$3.1 billones (ver tabla 2).

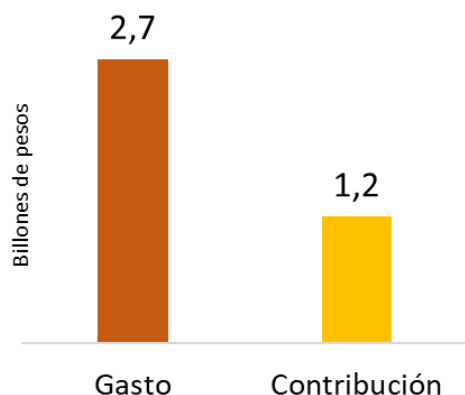
Tabla 2. Sistema actual de subsidios por estrato.

Estrato	Estructura tarifaria	Precio del kWh (\$COP/kWh)
Estrato 1	CU-60%	198.35
Estrato 2	CU-50%	247.93
Estrato 3	CU-15%	421.48
Estrato 4	CU	495.86
Estrato 5	CU+20%	595.04
Estrato 5	CU+20%	595.04

Fuente: XM.

Sin embargo, este gasto es tan grande que del Presupuesto General de la Nación (PGN), sólo se alcanzaron a destinar 1.19 billones de pesos, que representando más de 0.1% del PIB, no cubren la totalidad de los subsidios. Como consecuencia, si bien la regulación actual ha definido el costo financiero por retraso en el giro de los recursos por parte del Gobierno Nacional, las empresas prestadoras del servicio han asumido la responsabilidad de financiar los subsidios no cubiertos con contribuciones sectoriales cuando el giro de los recursos del presupuesto se demora o cuando los montos apropiados son inferiores a las necesidades (ver gráfica 24).

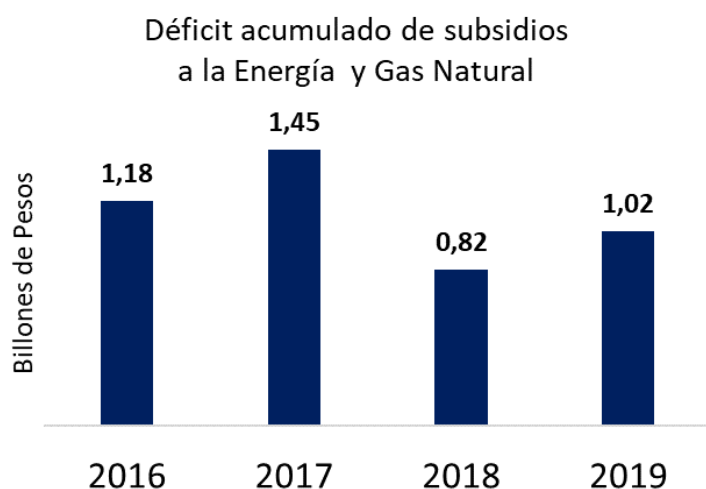
Gráfica 24. Gasto en subsidios a la energía eléctrica y las contribuciones del Gobierno para 2018.



Fuente: Ministerio de Hacienda. Cálculo EConcept

Se estima que el déficit acumulado al cierre de 2019 sin apropiar es de \$793 mil millones para energía eléctrica y \$230 mil millones para gas natural (ver gráfica 25). Según el Presupuesto General de la Nación de 2020, se destinarán \$1.19 billones para el subsidio de servicio domiciliario de energía para 11.5 millones de hogares de estratos 1, 2 y 3. Esto demuestra que el esquema de subsidios y sobretasas no se cubre a sí mismo, y por lo tanto el déficit seguirá presionando fiscalmente las finanzas públicas.

Gráfica 25. Déficit acumulado de subsidios a la energía y el gas natural (2016-2019).



Fuente: Ministerio de Hacienda. Cálculo EConcept

Por estas razones, se considera que el gasto de subsidios a la energía eléctrica es insostenible y podría afectar fuertemente la liquidez de las empresas prestadoras del servicio. Asimismo, según la teoría económica, un subsidio se justifica si y sólo si el hogar eligiera desconectarse del sistema en ausencia del subsidio. Bajo este criterio se podrían revisar los porcentajes de subsidio para cada estrato. Además, considerando el contexto fiscal y la evolución de las familias de los primeros quintiles de ingreso en los últimos años, la reducción de los porcentajes de subsidios también aliviaría al sistema incorporando las nuevas tendencias. Es importante tener en cuenta que el nivel de subsistencia establecido como base del subsidio es alto para el equipamiento de electrodomésticos requerido, por lo tanto, sí hay margen para reducir estos valores. Finalmente, los avances en cuanto a

eficiencia energética junto con las diferencias regionales en los patrones de consumo plantean nuevas realidades que cuestionan los límites fijados de subsistencia.

Recomendaciones

Ante esta situación se proponen las siguientes recomendaciones:

1. Reevaluar el grupo poblacional a ser subsidiado de acuerdo con los nuevos patrones de ingreso y el nivel de consumo de un hogar respecto al nivel de subsistencia. Específicamente se considera adecuado continuar con la propuesta anunciada por el Ministerio de Minas y Energía sobre eliminar el subsidio de energía al estrato 3 y reducir los porcentajes de subsidio para los estratos 1 y 2, lo cual ahorraría más de \$700 mil millones de pesos (F.2).
2. Revisar los niveles de consumo de subsistencia, según las consideraciones de eficiencia energética, con la posibilidad de ser actualizado periódicamente.
3. Habilitación de un mecanismo de garantía de pago por parte del Gobierno que proteja a las empresas prestadoras de servicios en los casos de demoras o apropiaciones inferiores a las necesidades. Este puede ser un incentivo tributario descontable de los impuestos.
4. Aplicar un doble filtro -por estratificación y SISBÉN- para mejorar la focalización del subsidio. Establecer los errores de inclusión y exclusión admitidos.
5. Se recomienda el aprovechamiento del subsuelo (carbón, gas y petróleo) para combatir el déficit y reducir el precio de la energía eléctrica subsidiada.

[Institucionalidad del Sector Eléctrico Colombiano](#)

Finalmente, para tener un sistema eficiente en el cual funcionen bien todos los pilares, es indispensable aumentar la capacidad de las entidades del Gobierno y mejorar su institucionalidad. El sector eléctrico en Colombia cuenta con diferentes entidades que se encargan de la planeación, la operación, la vigilancia, la regulación y el acceso (ver Gráfica 26). A pesar de que cada una cuenta con funciones distintas, en la práctica algunas entidades transgreden las funciones de las demás.

Gráfica 26. Entidades del sector eléctrico en Colombia



Fuente: Agencia Nacional de Minería. Elaboración Propia

La baja institucionalidad se puede ver reflejada en que la CREG, que se encarga de la regulación del sistema, es la segunda institución con calificación más baja en el índice de independencia del regulador al compararla con diferentes países (ARIAE, 2019). Es por esta razón que se debe mejorar la coordinación entre los diferentes agentes a través de determinar y hacer cumplir las funciones de cada entidad. La evidencia internacional muestra que la clara distinción entre la formulación y conducción de la política energética de un país es la mejor práctica internacional para un sector eléctrico, según la ARIAE y la OCDE (CREG, 2019). Otro buen ejemplo que muestra la evidencia internacional es el “Sunshine Act” de Estados Unidos, en la cual se establecieron ciertos requerimientos a las entidades gubernamentales con el fin de incrementar la transparencia de sus decisiones. Para esto, se les obligó divulgar abiertamente las reuniones, hoy en día por medio de streaming vía internet. Asimismo, las obligaron a hacer públicas las fechas en que se tomarían las decisiones importantes y publicar los documentos relacionados.

Recomendaciones

Teniendo en cuenta lo anterior, se recomienda:

1. Realizar una política integral sobre el mercado en el mediano y largo plazo.
2. Reducir burocracia y acelerar procesos internos.
3. Cumplir los lineamientos de la OCDE de claridad de funciones.
4. Nuevos mecanismos del Ministerio de Energía y Minas que deben ser integrados de tal forma que no afecte otras áreas u otros mecanismos.
5. Adaptar el *Sunshine Act* al caso colombiano: registro y flujo de la información.
6. Sesiones públicas del regulador.
7. Implementación de evaluaciones de impacto normativo.
8. Separación de ISA y XM.

Conclusión

A lo largo del texto, se ha demostrado que, en términos generales, el sistema ha demostrado ser bueno o aceptable en los 5 pilares. Por esta razón, debemos construir sobre lo construido. Implementado los ajustes clave, se pueden lograr impactos significativos y positivos, no se considera necesario que la “Misión para la Transformación Energética” se realicen grandes revolcones en el sistema

Referencias

- Acolgen, 2017. ANÁLISIS DE LA EVOLUCIÓN DEL CARGO POR CONFIABILIDAD. Recuperado de: https://www.acolgen.org.co/wp-content/uploads/2019/08/ACOLGEN_ANALISIS-DE-LA-EVOLUCIO%CC%81N-DEL-CARGO-POR-CONFIABILIDAD.pdf
- Admin. (1970, May 13). CARBÓN PARA RATO. Retrieved from <https://fenalcarbon.org.co/carbon-para-rato-2/>
- ANDEG, 2017. El Mercado de Contratos Financieros de Energía Eléctrica. ANDEG
- Andersson and Bergman, 1995. Market Structure and the Price of Electricity: An ex ante Analysis of the deregulated Swedish Electricity Market. Recuperado de <https://econpapers.repec.org/paper/hhshastef/0047.htm>
- ARIAE, 2019. Estudios comparativos regulación del transporte de energía en los países miembros de ARIAE. Recuperado de: <https://www.ariae.org/documentos-aprobados-por-asamblea-general>
- Banco Mundial, 2019. *Economy Profile Colombia*. Doing Business 2020. Recuperado de: <https://www.doingbusiness.org/content/dam/doingBusiness/country/c/colombia/COL.pdf>
- Bases del Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022, Bases del Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022 (2018). Bogotá. lea. (n.d.)
- Borenstein and Bushnell, 1999. *An Empirical Analysis of the Potential for Market Power in California's Electricity Industry*. Recuperado de https://econpapers.repec.org/article/blajindex/v_3a47_3ay_3a1999_3ai_3a3_3ap_3a285-323.htm
- Castañeda, 2018. El cargo por confiabilidad es sensato, lógico y efectivo. Portafolio. Recuperado de : <https://www.portafolio.co/opinion/otros-columnistas-1/el-cargo-por-confiabilidad-es-sensato-logico-y-efectivo-522389>

CREG, 2018. Estudio para la modernización del despacho y el mercado spot de energía eléctrica - despacho vinculante y mercados intradiarios. Instituto de Investigación Tecnológica. Recuperado de:

[http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/81bf4938da2e76b805258352007a69c7/\\$FILE/Circular092-2018%20Anexo2.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/81bf4938da2e76b805258352007a69c7/$FILE/Circular092-2018%20Anexo2.pdf)

NVE, 2008. Report on regulation and the electricity market. Norwegian Water Resources and Energy Directorate. Recuperado de:

https://www.ceer.eu/documents/104400/3741275/E08_NR_Norway-EN.pdf/6e38371f-8104-1f0d-5202-562f592766aa?version=1.0

Nikogosian & Veith, (2012). Vertical Integration, Separation and Non-Price Discrimination: An Empirical Analysis of German Electricity Markets for Residential Customers. ZEW Centre for European Economic Research, L7,1, D-68161 Mannheim

LEY 1955 DE 2019. (n.d.). Retrieved from <http://www.suin-juriscol.gov.co/viewDocument.asp?ruta=Leyes/30036488>.

Resolución. (n.d.). Retrieved from <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resolución-2007-CREG060-2007>.

Sumatoria, pe3, 2018. Análisis de los nuevos elementos de política y regulación relacionados con la expansión de la generación.

Superintendencia de Competencia, 2016. Estudio sobre la distribución y comercialización de energía eléctrica en El Salvador Superintendencia de Competencia Elaborado por Mercados Energéticos Consultores, S. A.", por medio de los señores Carlos Antonio Costa y Carlos Fernando Ceballos Revisión por Superintendencia de Competencia Junio 2016 http://www.sc.gob.sv/uploads/est_24_inf.pdf

UPME, 2016. PROYECCIÓN DE PRECIOS DE LOS ENERGÉTICOS PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA. Subdirección de Hidrocarburos. Recuperado de: https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Proyeccion_de_los_precios_de_los_combustibles_junio_2016.pdf

UPME, 2019. Histórico Costo Incremental Operativo de Racionamiento de Energía.

Recuperado de: http://www.upme.gov.co/Historico_Costos.asp?pag=1

USDOE, 2010 Smart Grid System Report. Report to Congress February 2012. United States

Department of Energy. Washington, DC. Recuperado de:

<https://www.energy.gov/oe/downloads/2010-smart-grid-system-report-february-2012>

Wolak, 2019. Transformation and Modernization of the Wholesale Electricity Market in Colombia. Recuperado de

https://web.stanford.edu/group/fwolak/cgi-bin/sites/default/files/wolak_August_iadb_v1.pdf

World Energy Outlook 2019 – Analysis. Retrieved from <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019>.EIA. (2017, September 14). Retrieved from

[https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/0484\(2017\).pdf](https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/0484(2017).pdf).

XM, 2019. Precio Máximo del Cargo por Confiabilidad. Recuperado de:

http://www.xm.com.co/Divulgacin%20informacin%20primera%20subasta%20SRCFV%20201820/Precio_M%C3%A1ximo_Cargo_x_Confiabilidad_Publicado.pdf

XM, 2017. Precio Máximo del Cargo por Confiabilidad. Recuperado de:

http://www.xm.com.co/Divulgacin%20Informacin%20Primera%20Subasta%20SRCFV%202017%202/Formato_Publicacion_PrecioMax_CxC_Publicado.pdf