

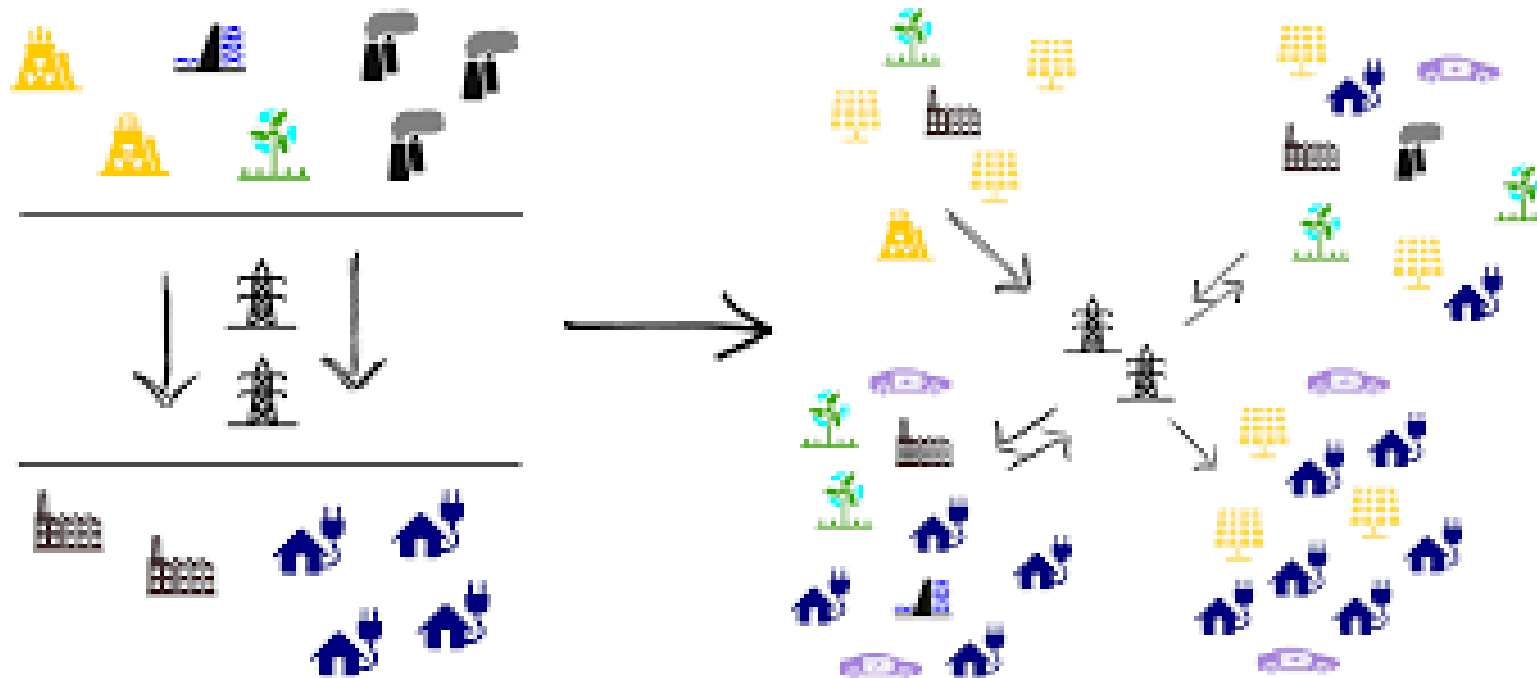


ANÁLISIS DE LAS
PLANTAS MENORES
EN EL CONTEXTO
ACTUAL Y FUTURO
DEL MERCADO DE
ENERGÍA MAYORISTA
COLOMBIANO



CARMENZA CHAHÍN ÁLVAREZ





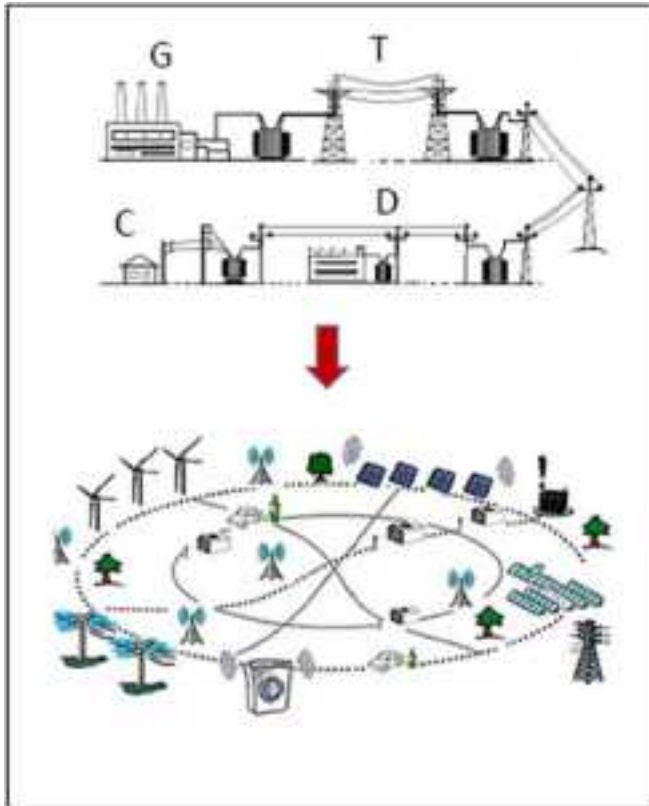
“La Arquitectura del Mercado debe adecuarse más allá de lo propuesto por la Misión de Transformación Energética”

Existe riesgo de cambio regulatorio para Plantas Menores

- La regulación tiene hoy dos problemas a solucionar con respecto a las centrales de generación denominadas Plantas Menores o Plantas No Despachadas Centralmente – PNDC.
 - ✓ La homologación de los mecanismos de comercialización y remuneración de las plantas del sistema.
 - ✓ La necesidad de controlar y supervisar la operación de estas plantas debido a la intermitencia de su generación.
- La Agenda Regulatoria 2021 propone la revisión de las reglas de las PNDC, con el propósito de alinear su remuneración según los compromisos de energía firme que estas plantas puedan ofrecer al sistema, evitando tratamientos diferenciales en el mercado de energía mayorista.
- Aplicaría a las PNDC futuras y a las existentes, estas últimas con un período de transición.

La Arquitectura del Mercado debe adecuarse más allá de lo propuesto por la Misión de Transformación Energética

Más allá de analizar la casuística de las Plantas Menores, debe evaluarse el estado actual del mercado eléctrico colombiano y las perspectivas futuras, por lo cual se realizan una serie de recomendaciones respecto a su arquitectura actual con cambios puntuales, o reformas significativas a la luz de los cambios derivados de la descarbonización de la oferta, la descentralización de la producción, la digitalización del sector y la electrificación y extensión de usos de la energía; y el protagonismo de la demanda y los consumidores como participantes activos con acceso a nuevas fuentes renovables a pequeña y mediana escala.



Descarbonización: Fuentes intermitentes

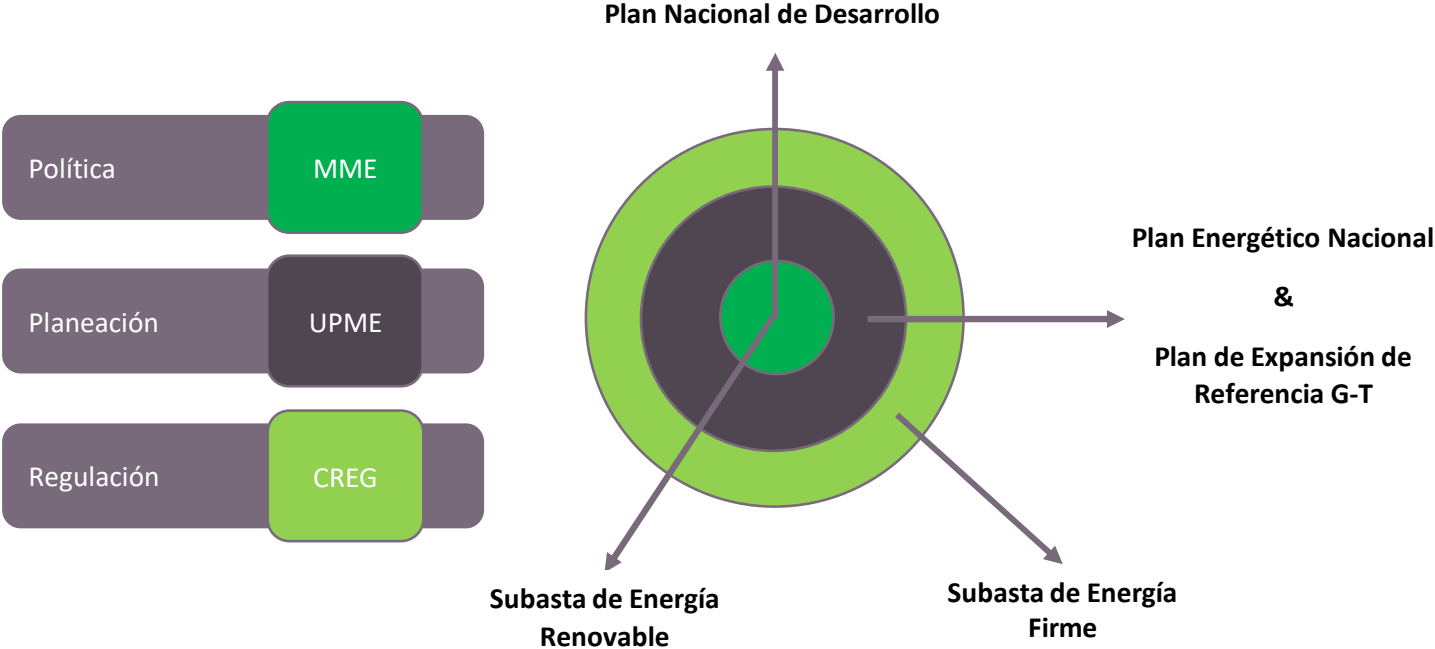
Descentralización: Coordinación consumidor activo

Digitalización: Operación en tiempo real, automatización

Electrificación: Desarrollo limpio, recursos distribuidos

Tendencias disruptivas en el sector eléctrico

Retos de la Expansión de la Capacidad de Generación



Retos de la Expansión de la Capacidad de Generación

Grandes Hidroeléctricas ?

Cuestionadas a nivel nacional e internacional por sus impactos en materia ambiental (CH₄) y social, sumado a los efectos que ha tenido el desarrollo de los últimos proyectos en el país, como El Quimbo, Sogamoso e Hidroituango.

Parques Eólicos ?

Este tipo de tecnología se hace atractiva por sus costos, pero su desarrollo en Colombia se está viendo limitado debido a que dificultades en la interacción con las comunidades aledañas a los proyectos, en su mayoría etnias indígenas. Intermitente.

Pequeñas Hidroeléctricas?

Alto potencial hídrico en el país, baja complejidad en su ejecución, inclusive desde el punto de vista social y ambiental. Tiempo de desarrollo relativamente corto. Amenaza de cambios regulatorios en PCH con capacidad menor a 20 MW.

Centrales Térmicas a Carbón ?

Combustible no incluido en los procesos de transición energética hacia generaciones más limpias. Inversionistas y financiadores no lo ven como una opción aceptable por sus emisiones de CO₂ y CH₄.

Parques Solares ?

Colombia, debido a su posición geográfica, es favorecida con disponibilidad moderada de recurso solar en todas las regiones del país. Significativo fraccionamiento de proyectos. Intermitente.

Geotermia ?

Potencial limitado para el desarrollo de proyectos geotérmicos en zonas volcánicas y geotermales (2.210 MW). Sin incentivos explícitos.

Centrales Térmicas a Gas ?

Requeridas en los procesos de transición energética en el mediano y largo plazo. Incertidumbre sobre abastecimiento de gas. Algunos inversionistas y financiadores no lo ven como una opción aceptable por sus emisiones de CO₂ y CH₄.

Medianas Hidroeléctricas?

Alto potencial hídrico en el país, baja complejidad en su ejecución, inclusive desde el punto de vista social y ambiental. Tiempo de desarrollo relativamente corto. Bajos incentivos regulatorios en términos de Energía Firme.

Hidrógeno y Nuclear?

Sin incentivos explícitos.

Característica/Recurso	Hidro > 100 MW	Hidro < 100 MW	Solar	Eólico	Térmica GN
Preinversión (años)	2-3	1-2	1	1	1
Preinversión (\$)	Alta	Media	Baja	Alta	Media
Período de Construcción	Alto	Medio	Bajo	Medio	Medio
Costo de Inversión	Alto	Medio	Bajo	Medio	Medio
Costos de Operación	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Medio
Vida Útil	Alta	Alta	Baja	Media	Media
Factor de Planta	Alto	Alto/Medio	Bajo	Bajo	Medio
Firmeza	Media/Alta	Media/Baja	Baja	Baja/Media	Alta
Flexibilidad	Alta	Media	Baja	Baja	Alta
Complementariedad vs. Hidrología	Función del Embalse	Baja	Media	Alta	Alta
Resiliencia	Baja	Baja	Baja	Baja	Alta
Emisiones GEI	Baja	Baja	Baja	Baja	Media
Producto Reconocido	Energía Firme Media/Alta	Energía Firme Baja/Nula	Energía Media	Energía Media	Energía Firme Alta

Caracterización y Atributos de las Tecnologías de Generación

- La expansión de la capacidad de generación debe aprovechar la complementariedad de los diferentes recursos tecnológicos y energéticos disponibles.
- La neutralidad tecnológica no es sostenible.

Diferenciación de Productos

- **Desde el punto de vista del mercado, es claro que existen dos productos claramente diferenciados: Energía Firme y Energía Media**, los cuales requieren tener mecanismos de transacción diferentes que reconozcan los atributos de cada tecnología y su aporte al cumplimiento de los objetivos de política energética.
- **Las plantas de generación, dependiendo de los atributos de cada tecnología, deberían comercializar su energía con mecanismos que se adecuen a su atributo y no pretender que el atributo se adecue a un único mecanismo.** Es decir, las fuentes intermitentes o que no garantizan firmeza medida esta última en términos de su capacidad instalada y que son todas ellas renovables, tienen como atributo principal la producción de energía media y no de energía firme. En contraste hidroeléctricas con significativa capacidad de embalse y las térmicas, tienen como atributo principal la capacidad de producir energía firme. La no diferenciación de estos atributos a llevado al sector a establecer dos (2) subastas: Subastas de Energía Firme (CREG) y Subastas de Energía Media o Subastas de Largo Plazo (MME).
- **Tanto la Subasta de Energía Firme, como la Subasta de Energía Media tienen errores de inclusión/exclusión.** La Subasta de Energía Firme remunera recursos que no cuentan con ese atributo como atributo principal. La Subasta de Energía Media excluye recursos renovables convencionales con el mismo atributo de las fuentes renovables denominadas no convencionales.
- **Los mercados spot no son compatibles con recursos de generación intermitentes o con baja capacidad de regulación.** La incorporación masiva de fuentes renovables intermitentes deprime el precio spot y conduce a precios de electricidad negativos (operación por debajo de estructura de costos). La descarbonización tiene límites en términos de la sostenibilidad de la arquitectura del mercado.

Mecanismos de Expansión

- La existencia de subastas y de las reglas que las rigen constituyen una barrera a la entrada, lo que limita las decisiones de inversión en el contexto de la libertad de empresa. Con excepción de proyectos con capacidades inferiores a 20 MW, proyectos de autoproducción y proyectos de cogeneración, los inversores potenciales esperan los anuncios de subasta para considerar la posibilidad de desarrollar proyectos de expansión de la capacidad instalada del parque de generación del país.
- La existencia de dos subastas es prueba de las diferencias tecnológicas que se han puesto de manifiesto con la incorporación significativa de las denominadas FNCER. La separación de subastas evidencia que el regulador institucional del sector eléctrico se opone a la diferenciación de atributos de las distintas tecnologías de generación y al filtro artificial que se impone al caracterizarlas únicamente en términos de energía firme. Lo anterior desconoce que el atributo predominante del parque de generación del SIN es su capacidad de producción de energía media y no de energía firme.
- Lo anterior implica la existencia simultánea de dos políticas sectoriales, cuyos objetivos y metas difieren sustancialmente: mientras la CREG tiene como objetivo incorporar tantos recursos de generación como se requieran, para contar con energía firme suficiente para abastecer la demanda en condiciones hidrológicas críticas, lo que incentiva la incorporación de recursos normalmente contaminantes y a la sobreinstalación de potencia en el sistema; el MME busca la incorporación de fuentes de energía limpia en aras de la descarbonización, fuentes que se caracterizan por estar en capacidad de aportar energía media al sistema y solo marginalmente energía firme. En medio de tal divergencia se encuentran los usuarios finales del servicio y la competitividad productiva del país.

Implicaciones de la diferenciación de atributos

- Se evitaría o se optimizaría la sobreinstalación de potencia que necesariamente se registra con los mecanismos actuales de expansión: mientras la UPME prevé un escenario de demanda de potencia máxima de 12.223 MW para el 2026, al cierre de 2020 el país contaba con una capacidad instalada de 17.261 MW entre plantas despachadas centralmente y plantas no despachadas centralmente.

$$\text{Excedente potencia} = \frac{17.261 \text{ MW}}{10.432 \text{ MW}} - 1 = 65\%$$

$$\text{Factor de carga} = \frac{70.422.150 \text{ MWh}}{(17.261 \text{ MW} \times 366 \text{ dias} \times 24 \text{ horas})} = 46\%$$

Como resultado de la incorporación de los nuevos proyectos de generación, producto de las subastas, aunado a la tendencia creciente de la autoproducción y la cogeneración de energía, que reducen la demanda, aumentará el excedente de potencia del sistema y se reducirá aún más el factor de carga del parque de generación. Al cierre de 2023 se tendría:

$$\text{Excedente potencia}_{2023} = \frac{17.261 \text{ MW} + 19,9 \text{ MW} + 5.538 \text{ MW}}{11.628 \text{ MW}} - 1 = 96\%$$

$$\text{Factor de carga}_{2023} = \frac{78.129.470 \text{ MWh}}{(22.819 \text{ MW} \times 365 \text{ dias} \times 24 \text{ horas})} = 39\%$$

Implicaciones de la diferenciación de atributos

- Se evitaría que en el mediano y largo plazo se registren costos negativos de electricidad, como se están registrando en otros mercados.
- El mercado diferenciaría dos productos: energía firme y energía media, productos que podrían ser adquiridos en el mercado de contratos en procesos de comercialización diferenciados, sean dichos procesos centralizados o negociados over the counter.



PRIMER MECANISMO DE EXPANSIÓN

CXC Y OEF

DEFICIENCIAS IDENTIFICADAS EN EL CXC

Fechas Límite para la
Entrada en Operación
de los Proyectos y
Respaldo de OEF

Con relación a las plantas y/o unidades de generación nuevas, la CREG impone fechas y plazos máximos de entrada en operación comercial de los proyectos que la realidad ha mostrado que son difíciles de cumplir. Prevista por parte del regulador una fecha de entrada en operación de un proyecto, al desarrollador no se le debería declarar incumplimiento y, por ende, ejecución de garantías, en tanto dicho desarrollador presente contratos de respaldo adquiridos en el mercado secundario redefinido.

Condiciones Normales

- Mercado Secundario en el que se tranza ENFICC no comprometida en OEF.

Condiciones Críticas

- Mercado de Desviaciones en las que OEF en defecto se cubren con Energía No Firme.

DEFICIENCIAS IDENTIFICADAS EN EL CXC

Ejercicio de OEF

El despacho ideal durante la «condición crítica» (precio de bolsa > precio de escasez), sigue definiéndose con las mismas reglas que se aplican durante la «condición normal». Se despachan los recursos en orden de mérito de precios de acuerdo con su disponibilidad declarada. Se supone que el diseño básico del Cargo por Confiabilidad, que opera como una opción, es que durante la «condición crítica» se ejerce la OEF, y esta se remunera a precio de escasez.

Lo anterior implica que un recurso, al declarar su disponibilidad y tener un precio de oferta < precio de bolsa, saldrá despachado con una energía igual a su capacidad efectiva neta. Saldrá despachado en una cantidad superior a su OEF y logra despachar su OEF y su energía no firme. Esta energía no firme desplaza en la misma magnitud las OEF de otros agentes. El incumplimiento de las OEF está predefinido. Lo paradójico del mecanismo es que los agentes con energía firme desplazados del despacho ideal deben adquirir la energía no firme que los desplazó en el mercado de desviaciones a un precio igual a precio de bolsa – precio de escasez.

Si las reglas del despacho ideal en «condición crítica» fueran coherentes con las bases conceptuales con las que se diseñó el Cargo por Confiabilidad, cuando el precio de bolsa supere el precio de escasez, se debería:

- Reemplazar el precio de oferta de las OEF por el precio de escasez. Cantidades ofertadas en exceso de las OEF mantendrían el precio de oferta original.
- Todas las OEF asignadas a las plantas saldrían en el despacho ideal al precio prometido (precio de escasez) y la energía no firme se despacharía en orden de mérito del precio ofertado, únicamente para suplir las plantas y/o unidades de generación que no estén en capacidad física de cumplir con sus OEF.

1

El NEP asignado a las plantas hidroeléctricas indican que el regulador da por cumplidas las OEF de las plantas asociadas a los recursos relacionados, con niveles de embalse inferiores al 10% en muchos meses a lo largo del año, incluso durante la estación de verano (diciembre-abril).

Las OEF de las plantas hidroeléctricas que remunera el regulador solo las obliga a tener como nivel máximo del embalse agregado el 38% (diciembre de cada año). Cuando se presume que el sector podría enfrentar “condiciones críticas”, el regulador quiere que el nivel del embalse agregado sea superior al nivel de embalse que remunera. Como instrumento de intervención la CREG introduce un nuevo concepto de pago a las plantas hidráulicas, denominado Energía Vendida y Embalsada (EVE), con el propósito de modular los niveles de embalse que requiere el sistema, partiendo del supuesto de una generación termoeléctrica de base.

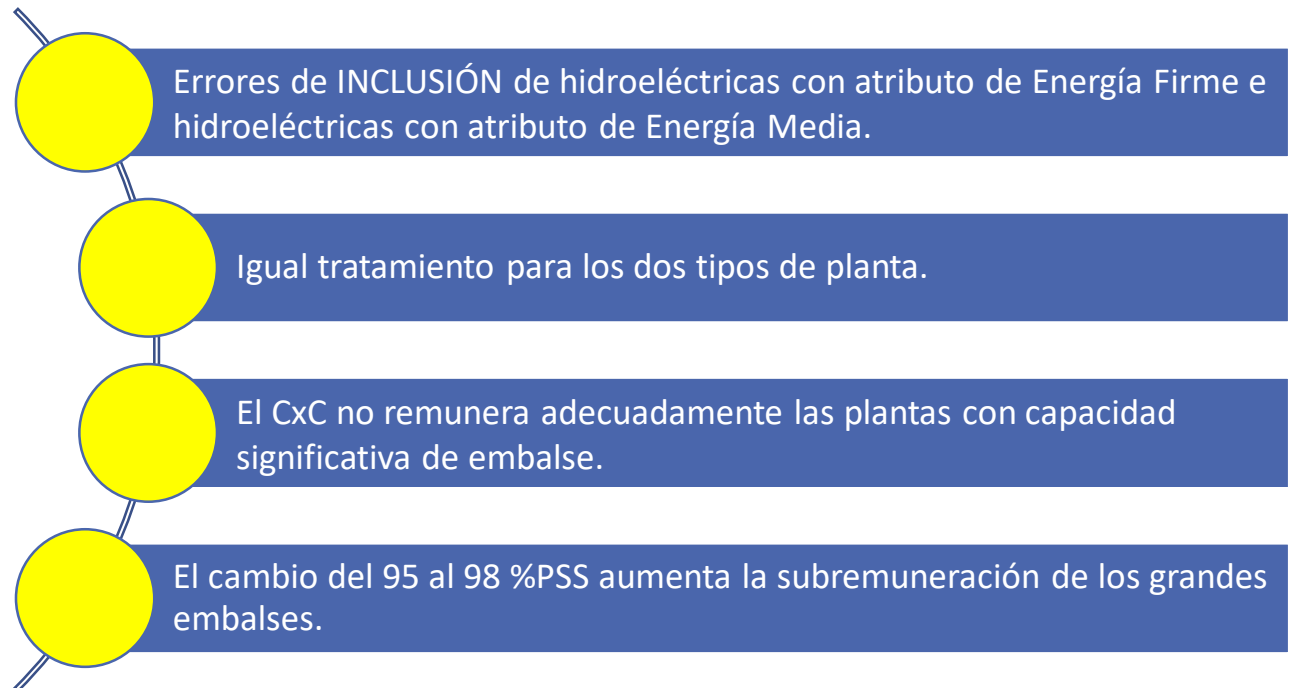
Este desacoplamiento tiene su origen en:

2

DEFICIENCIAS IDENTIFICADAS EN EL CXC

3

NEP y 98 %PSS



DEFICIENCIAS IDENTIFICADAS EN EL CXC

Vigencia del CxC
Nuevos Proyectos

Un factor a considerar es el hecho de que el mecanismo vigente de subastas de OEF compromete la remuneración de Cargo por Confiabilidad por períodos típicos de veinte (20) años para los proyectos que resultan con asignaciones. Este horizonte de ingresos garantizados resulta incompatible con las metas que se ha trazado el país en términos medioambientales, y limita la posibilidad de que los usuarios sean servidos con plantas tecnológicamente y/o económicamente más eficientes, resultado de la investigación y desarrollo. Así, los compromisos que se adquieren en las subastas no deberían superar los 10 años.

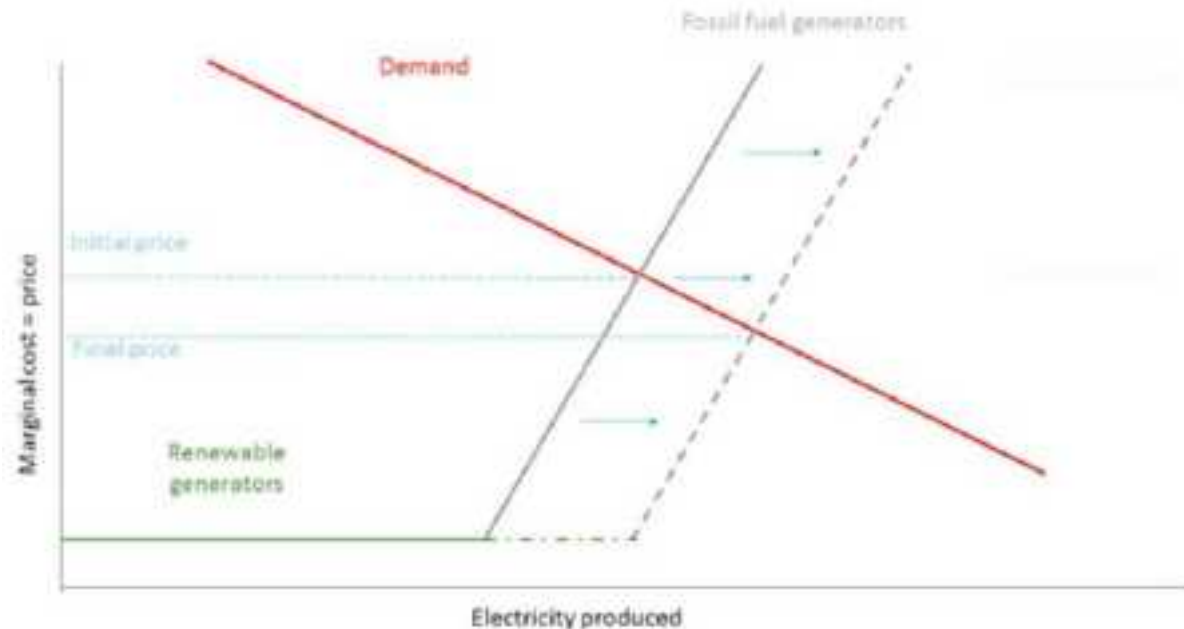
The background of the image is a blurred financial market data display. It features various stock tickers and price movements in shades of blue and red. A prominent line graph is visible in the center, showing a sharp upward trend followed by a slight dip. The overall aesthetic is high-tech and data-driven.

SEGUNDO MECANISMO DE EXPANSIÓN

SUBASTA DE LARGO PLAZO - FNCER

Impacto de la Incorporación de FNCER y las Subastas de Largo Plazo

El diseño actual del mercado que nos conduce a la sobreinstalación de potencia debido a la amplia cobertura de los ingresos fijos que garantizan las Obligaciones de Energía Firme asignadas y a una confiabilidad aparente que parece no ser tan fuerte en condiciones críticas del sistema, cuando se combina con el despliegue de tecnologías renovables a gran escala y con el incremento en la autoproducción, necesariamente se traduce en una disminución en los precios del mercado spot y un aumento en la volatilidad de dichos precios.



- Las nuevas instalaciones renovables desplazan la curva de oferta, lo que a su vez disminuye los precios. Dada la intermitencia de estas tecnologías, la curva de oferta aumentará y disminuirá dependiendo de las condiciones climatológicas, lo que incrementa aún más la volatilidad inherente a los mercados eléctricos. A mayor penetración de las energías renovables, mayor es el cambio en la curva de oferta y mayor es la volatilidad de los precios. Esto conduce a una divergencia entre el costo real del sistema y la evolución del precio de la electricidad en el mercado spot, en mercados con alta penetración de energía renovable.
- Gradualmente invertir en nueva capacidad de energías renovables será menos atractivo en la medida en que los precios de la electricidad se reduzcan y las ganancias esperadas disminuyan. Además, los inversores privados probablemente exigirán tasas de rendimiento más altas a medida que la volatilidad aumente la incertidumbre sobre la sostenibilidad financiera de los proyectos.
- La penetración de renovables en los mercados liberalizados tiene un límite, y la descarbonización total del sector eléctrico no es alcanzable, a menos de que se replanteen los mecanismos de expansión. Sin tecnologías convencionales o un mecanismo que capture señales de precios adecuados, los precios serían cero o negativos.
- Otras alternativas estarían dirigidas a rediseñar los mecanismos de compensación del mercado para acomodar las energías renovables. El tercer enfoque consistiría en subsidiar a los generadores de combustibles fósiles, a través de pagos de capacidad, por ejemplo. Sin embargo, subsidiar los costos fijos de las tecnologías convencionales llevaría a replantearse la pregunta sobre la relevancia práctica del mercado de la electricidad.

Impacto de la Incorporación de FNCER y las Subastas de Largo Plazo

The background of the image is a blurred digital display of financial market data. It features various stock tickers, price values, and percentage changes in shades of blue and green. A prominent line graph is visible in the center, showing a sharp upward trend. The overall aesthetic is high-tech and data-driven.

TERCER MECANISMO DE EXPANSIÓN

PLANTAS MENORES

Expansión de Plantas Menores

- El umbral establecido por la CREG, de 20 MW, es arbitrario. Inicialmente, cuando se definió este límite, todos los recursos no despachados centralmente correspondían a proyectos hidroeléctricos de *pasada o filo de agua*. Es decir, proyectos sin capacidad de regulación del recurso hídrico dentro de límites razonables. Solo el 30 de diciembre de 1999 se incorpora a las plantas no despachadas centralmente la primera termoeléctrica: Termopiedras, de 3,75 MW.
- Si bien las termoeléctricas están en capacidad de aportar energía firme al sistema, no sucede lo mismo con las tecnologías de generación restantes, que solo están en capacidad de aportar energía media, medida sobre períodos más extensos que el definido por los mercados spot.
- Se considera si no un error, al menos una equivocación, medir la contribución al sistema de las plantas hidráulicas, solares y eólicas, que no son despachadas centralizadamente, en términos de Energía Firme. Calcular, medir, o inferir su ENFICC desconoce que el atributo de estas plantas es su capacidad de producir energía media y no energía firme.

El CxC y las Plantas No Despachadas Centralmente

El desarrollo y puesta en marcha de estos proyectos es a riesgo del inversionista y no tienen garantía de ingresos mínimos.

La ENFICC de las PNDC se calcula en la práctica de acuerdo con su factor de carga. La ENFICC de las PCH se calcula con base en su energía media y no con base en su energía firme. Aquí el regulador mezcla explícitamente los dos conceptos. Si una planta menor no declara su ENFICC, el regulador asume un factor de carga del 35%. No obstante, no son sujetas de asignación de OEF, y para efectos de calcular la demanda objetivo que debe ser cubierta con OEF de las plantas que participan en el despacho centralizado, se descuenta de esta las ENFICC declarada o asumida por/para las plantas menores.

Frente a una condición crítica del sistema todos los generadores no despachados centralmente, que tengan contratos de venta de energía, deben producir la ENFICC declarada o asumida por el regulador y el no cumplimiento implica el cálculo y cobro de desviaciones. Muchos agentes están optando por declarar una ENFICC = 0 toda vez que las desviaciones que lleguen a causarse deben ser pagadas por el agente al valor del CERE.

La forma en que la CREG asocia y aplica parcialmente el mecanismo del Cargo por Confiabilidad y las OEF a las PNDC implica lo siguiente:

- Les impone OEF a los respectivos agentes y estas no son asignadas ni remuneradas.
- En condición crítica les cobra desviaciones con base en compromisos que implican obligaciones, pero no derechos.
- Les acota el precio de los contratos al precio de escasez, cuando los precios pactados son iguales al precio de bolsa.
- Las obliga a recaudar el CERE sobre las ventas en bolsa, trasladando un subsidio directo desde las plantas no despachadas centralmente hacia los compradores de energía en bolsa.

Efectos de los Proyectos de Resolución de la CREG en las Plantas Menores

- La CREG insiste en cambiarle el marco regulatorio a estas plantas, haciéndolas pasar por el cedazo de la energía firme y todas sus reglas, único atributo que reconoce el regulador. Los propósitos de la comisión se reflejan en resoluciones que han sido derogadas y en un número plural de proyectos de resolución.
- De adoptarse los cambios que el regulador propone en los proyectos de resolución, es necesario que a los agentes propietarios de estas plantas les sean reconocidos explícitamente stranded costs. No basta con plantear transiciones que solo significan pérdida del valor de la inversión a lo largo del tiempo, durante el período que se defina.
- Las 133 plantas no despachadas centralmente con que cuenta el sistema se encuentran instaladas en 20 departamentos, son operadas por 44 compañías y agregan 1.060,9 MW al mercado, lo que representa el 6,1% de la capacidad instalada total.
- La tabla evidencia que la concentración de estos recursos, en términos de capacidad, se encuentra entre los 19 MW y los 20 MW. Esta concentración no resulta casual en la medida en que responde al umbral de 20 MW impuesto por la CREG y que define si un recurso de generación se somete a las reglas del mercado centralizado o permanece al margen.

Este umbral, que es artificial, ha llevado de manera particular, a la desoptimización del recurso hídrico con que cuenta el país para emprender pequeños desarrollos energéticos. Proyectos cuyo aprovechamiento del recurso llevaría a la construcción de plantas de 25 MW o 30 MW terminan subdimensionados para evadir el límite que establece la regulación.

Rango de Capacidad	# Plantas	MW	%
Capacidad \leq 5 MW	73	141,39	13,3%
5 MW > Capacidad \geq 10 MW	17	137,89	13,0%
10 MW > Capacidad \geq 15 MW	9	121,80	11,5%
15 MW > Capacidad > 19 MW	5	89,92	8,5%
19 MW \geq Capacidad \geq 20 MW	29	569,87	53,7%
TOTAL	133	1.060,90	100,0%

La variabilidad de la fuente primaria de generación con la que operan estos proyectos los llevaría, de vincularse al despacho centralizado, a:

- Recaudar más Cargo por Confiabilidad del que recibirían.
- Cancelar más desviaciones con respecto al despacho programado de las que pueden asumir.
- Aceptar responsabilidades de firmeza que no es su principal atributo.
- Pagar por un servicio de AGC prestado por terceros, servicio al que ellas en muchas ocasiones contribuyen y no es remunerado.

Con base en la participación de las 44 empresas en el mercado, se calcula el Índice de Herfindahl y Hirschman (IHH), arrojando un valor de 912. Si el entorno es competitivo y las plantas no pueden predefinir con certeza ni precios (son tomadoras de los precios de bolsa) ni cantidades, debido a la variabilidad con la que el recurso primario de generación está disponible (salvo el caso de los 107,2 MW térmicos), no existen razones para que la CREG regule estos recursos en los mismos términos en que regula los restantes recursos del sistema.

Efectos de los Proyectos de Resolución de la CREG en las Plantas Menores

LOS COSTOS DE LA EXPANSIÓN



Costos de las tecnologías «convencionales» vs. costo de las tecnologías «no convencionales»

El agregado de costos del parque de generación del país es relevante, más aún si se tiene en cuenta la evolución del excedente de potencia y el factor de carga que está registrando el sistema. Situación que puede volverse insostenible si permanece la dicotomía en materia de política energética de los reguladores sectoriales (CREG, MME; energía firme vs. energía limpia). El costo por kW instalado de las distintas tecnologías a precios de 2019, según fuente, se muestra en la siguiente tabla

Valores Mínimos (USD/kW)											
Fuente de Datos	Solar PV	Solar Concentrada	Eólica Onshore	Eólica Offshore	Gas CC	Gas GT	Geotérmica	Hidráulica	Carbón	Nuclear	Biomasa
LAZARD	900	6.000	1.100	2.350	700	700	3.950	NA	3.000	6.900	NA
EIA	1.331	7.191	1.319	5.446	1.017	710	2.680	2.752	3.661	6.317	2.831
IRENA	618	3.704	1.039	2.677	NA	NA	2.020	680	NA	NA	422
IEA	1.005	3.831	1.287	3.973	673	536	1.602	1.282	1.072	2.805	630
NREL	1.142	6.574	1.678	3.145	944	937	4.557	3.974	3.867	6.460	3.988
Valores Máximos (USD/kW)											
Fuente de Datos	Solar PV	Solar Concentrada	Eólica Onshore	Eólica Offshore	Gas CC	Gas GT	Geotérmica	Hidráulica	Carbón	Nuclear	Biomasa
LAZARD	1.100	9.100	1.500	3.550	1.300	950	6.600	NA	6.200	12.200	NA
EIA	1.331	7.191	1.319	5.446	1.017	710	2.680	2.752	3.661	6.317	2.831
IRENA	2.794	7.127	2.482	5.551	NA	NA	7.280	4.138	NA	NA	8.742
IEA	2.750	8.735	3.217	6.365	1.383	1.001	7.108	NA	3.290	6.668	9.298
NREL	1.142	6.574	1.678	5.318	944	937	NA	7.418	4.225	6.460	4.182

Para estimar el costo que el usuario debería asumir para cubrir los costos fijos de inversión por concepto de la Energía Media, se toma el costo de la tecnología más económica, es decir, el costo de las turbinas a gas (810 USD/kW). Se asumen los siguientes supuestos:

- Se supone un período de recuperación de la inversión de 15 años
- Se supone una tasa de descuento del 12%
- Se adopta la proyección de energía de la UPME para el año 2023, es decir, 78.129.470 MWh, equivalentes a 8.919 MW
- Se calcula el costo anual equivalente de la energía media a suministrar al sistema en el 2023

$$\text{Costo energía media}_{2023} = \frac{1.060.866.088 \text{ USD}_{2023}}{78.129.470 \text{ MWh}_{2023}} = 13,6 \text{ USD/MWh}$$

Costos de las tecnologías «convencionales» vs. costo de las tecnologías «no convencionales» - ENERGÍA MEDIA

Simplificando la estimación del costo o tarifa por concepto de energía firme, se tiene en cuenta la relación entre la potencia máxima que requiere el sistema y la potencia media:

$$\textit{Relación potencias}_{2023} = \frac{11.628 \text{ MW}_{2023}}{8.919 \text{ MW}_{2023}} = 1,30$$

El resultado de esta aproximación sería:

$$\textit{Costo energía firme}_{2023} = 13,6 \text{ USD/MWh} \times 1,30 = 17,7 \text{ USD/MWh}$$

Los costos así obtenidos no constituyen una propuesta, sino una aproximación. Es el parque de generación el que debe adaptarse a los requerimientos de la demanda de energía y potencia del sistema, con independencia de los enfoques de política energética que se adopten, pues, ante todo, estos últimos deben ser viables y costo eficientes.

Costos de las tecnologías «convencionales» vs. costo de las tecnologías «no convencionales» - ENERGÍA FIRME

RECOMENDACIONES



Recomendaciones Principales

- La remuneración que establezca el regulador (MME o CREG, según el caso) **no** deberían **mezclar los atributos de las tecnologías**. Mientras el MME precalifica a los participantes de sus subastas en función de energía limpia, aunque excluía inicialmente a las PCH del catálogo, está alineando requisitos con metas. Por el contrario, la CREG no establece ninguna precalificación en sus subastas, ni en los mecanismos de asignación de OEF que las complementan, obteniendo como resultado una mezcla de tecnologías disímiles en cuanto atributos. De allí que cada que el sistema entra en condición crítica, la búsqueda de Energía Firme se convierta en una búsqueda de argonautas.
- Si se simplifican y no adjetivamos anticipadamente las subastas, se concluye que el objetivo de la CREG es afín con remunerar a un parque que provea energía firme (contaminante o semicontaminante por naturaleza), lo que llevaría a circunscribir las OEF y su remuneración al parque termoeléctrico que se requiera y a no más de cinco plantas hidroeléctricas con capacidad de embalse suficiente para superar condiciones críticas. Así mismo, el objetivo del MME es afín con la necesidad de conseguir en el mediano y largo plazo la «descarbonización» del parque de generación, hasta donde ello sea factible sin comprometer la sostenibilidad del sistema. Esto llevaría a la remuneración de un parque que se caracteriza por tener como atributo predominante la producción de energía media (baja en carbono por naturaleza de la fuente primaria), sin excluir plantas que cumplan con este requisito.

Recomendaciones Principales

Lo anterior requeriría de la **CREG**:

1. Realizar los ajustes pertinentes al CxC de tal manera que se minimicen las intervenciones en el mercado.
2. Realizar subastas de energía firme, precalificando a los participantes en función de este atributo.
3. Asignar un cargo por energía firme administrado a las plantas existentes (no participantes en subastas) que tengan este atributo.
4. Permitir que por iniciativa privada se incorporen al sistema plantas cuyo atributo sea la energía firme, sin necesidad de que participen en subastas, en cuyo caso serían receptoras del cargo por energía firme administrado. Siendo este el caso, las subastas se realizarían por *default* para cubrir faltantes de energía firme.

Lo anterior requeriría que el **MME**:

1. Realizara subastas de energía media, precalificando a los participantes en función de este atributo, lo que incluiría pequeñas y medianas hidroeléctricas sin capacidad de regulación, es decir, sin embalse.
2. Asignar un cargo por energía media administrado a las plantas existentes (no participantes en subastas), que tengan este atributo.
3. Permitir que, por iniciativa privada, se incorporen al sistema plantas cuyo atributo sea la energía media, sin necesidad de que participen en subastas, en cuyo caso serían receptoras del cargo por energía media administrado. Siendo este el caso, las subastas se realizarían por default para cubrir faltantes de energía media.

En la práctica uno solo de los reguladores podría asumir las dos competencias, lo que permitiría mayor coordinación y el logro eficiente de ambos objetivos.

Recomendaciones Principales

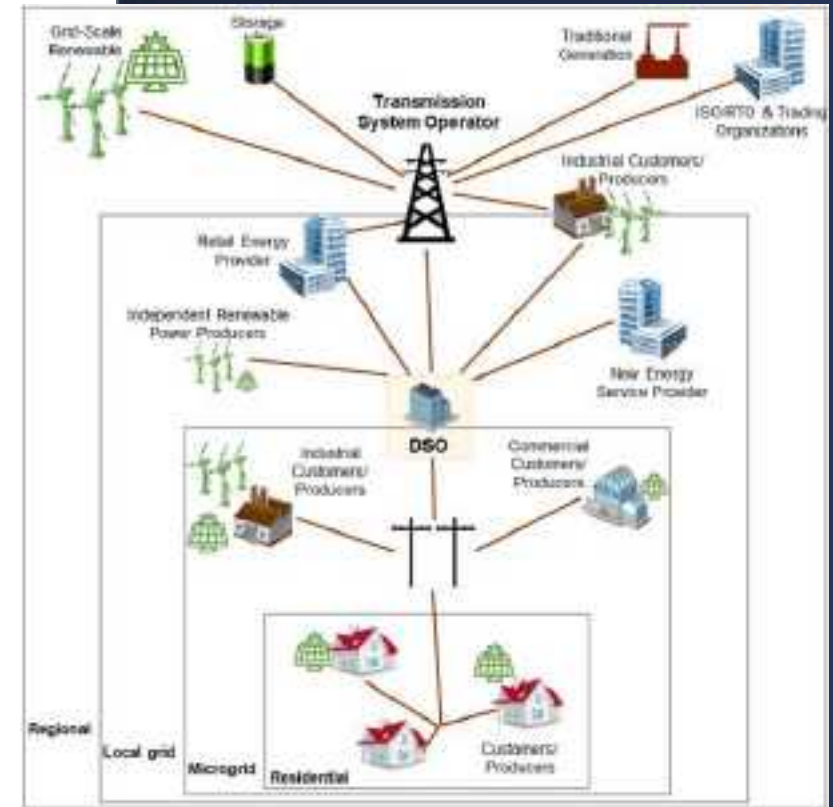
- Abstenerse de someter al despacho centralizado tecnologías incompatibles con la estructura del mercado spot y reevaluar el umbral cualitativo o cuantitativo de las PNDC.
- La regulación debe incentivar múltiples mecanismos de mercado para aumentar la liquidez y permitir a los agentes una mejor gestión del riesgo. La estandarización de contratos debe ser uno de tales mecanismos.

El mercado o mercados de contratos deben establecerse mediante plataformas accesibles a todos los agentes, que permitan el establecimiento de transacciones diarias, con diferentes modalidades de contratos, tanto estandarizados como OTC.

La regulación lo que debe ofrecer son los instrumentos para crear un portafolio amplio de productos en el mercado, que este mismo se encargará de decantar con el tiempo por parte de los agentes.

- El operador de red debe también adaptarse a los retos del nuevo mercado, permitiendo su descentralización y su adaptación frente a la incorporación de grandes cantidades de generación variable. A nivel mundial los operadores centrales y regionales, han cambiado sus funciones para adecuarse a las necesidades de un mercado descentralizado y distribuido, con el apoyo de sistemas de inteligencia de la red y de la operación. Se requiere replantear las disposiciones de la Resolución CREG 080 de 1999 que define las jerarquías para el control de la operación del sistema.

Con el fin de resolver los problemas de carácter técnico que se deriven de la variabilidad en la generación, se debe acudir a soluciones de tipo técnico y operativo. El Rol del Operador que hoy tenemos está concebido en un contexto donde no se tenía este tipo de retos en el momento que se emitió la Ley Eléctrica 143 de 1994.



La discusión planteada en este estudio es diferente a la forma en que estos temas están siendo analizados en el país y difiere de las conclusiones a las que han llegado los hacedores de política y regulación en relación con lo que está ocurriendo.

A nivel global se habla de los riesgos que enfrenta la sostenibilidad del mercado y de los bajos precios, incluso precios negativos de la electricidad, el país suele ser más optimista, muestra de ello son las proyecciones de precios publicadas por la UPME en el documento *Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia*.

Se necesitan reformas en los mercados de capacidad y mecanismos de fijación de precios de escasez si los responsables de la formulación de políticas buscan adaptar los diseños tradicionales del mercado mayorista para acomodar la generación intermitente a escala. Sin embargo, si continúa el rápido crecimiento de la planificación integrada de recursos, los subsidios para algunas tecnologías, pero no para otras, los contratos obligatorios a largo plazo y otras normas de la regulación estatal, es probable que se requieran cambios más fundamentales en las reglas que determinan las decisiones de entrada y salida de generadores y almacenamiento.

El suministro de generación eólica y solar intermitente con costo marginal operativo igual a cero se viene incrementando a nivel mundial. Estos cambios están creando desafíos para los mercados mayoristas en dos dimensiones: los mercados de energía y servicios auxiliares a corto plazo, que por ahora funcionan razonablemente bien, deben adaptarse a la variabilidad del suministro y los impactos en los precios del mercado de la energía asociados con la generación intermitente a escala. Estos desarrollos plantean preguntas sobre si los diseños actuales del mercado pueden adaptarse para proporcionar buenas señales de precios a largo plazo, que respalden la inversión en una cartera eficiente de capacidad de generación y almacenamiento consistente con los objetivos de las políticas públicas.

Conclusiones Principales

Si a la descarbonización de la oferta eléctrica no se le ponen límites, se deberá replantear la arquitectura del mercado de corto plazo y evaluar la conveniencia de remunerar los costos fijos de las tecnologías que aportan firmeza para evitar su retiro anticipado del mercado.

Un tren acelerado e inopinado de descarbonización somete al sector a una vulnerabilidad significativa en un contexto de cambio climático (\pm agua \pm viento \pm sol) y a una vulnerabilidad significativa en términos de sostenibilidad financiera del portafolio de oferta.

Los procesos de descarbonización acelerada tienen las siguientes implicaciones: i) producen costos hundidos en la infraestructura del sector; ii) conducen a la sobreinstalación de potencia y a bajos factores de carga en el sistema; iii) deprimen los precios del mercado spot y reducen las rentas inframarginales que coadyuvan a la cobertura de los costos fijos del parque de generación; iv) la proliferación de autoproducción con FNCER que resulta inevitable, reduce o estanca el crecimiento de la demanda, exacerbando los efectos mencionados; y v) pueden llevar al sector a eventos de racionamiento.



ANÁLISIS DE LAS
PLANTAS MENORES
EN EL CONTEXTO
ACTUAL Y FUTURO
DEL MERCADO DE
ENERGÍA MAYORISTA
COLOMBIANO



CARMENZA CHAHÍN ÁLVAREZ

