

BOLETÍN # 3

Reglas bajo presión

El Fenómeno de el Niño, contratación, ahorro de energía y continuidad del servicio desde la comercialización

Colombia llega a este segundo semestre con una agenda energética marcada por la presión. El Fenómeno de El Niño volvió a poner sobre la mesa la exposición de la demanda regulada a bolsa, la necesidad de contratar mejor, activar señales de ahorro y reducir el riesgo tarifario para los usuarios, sin desconocer las necesidades de oferta de energía. A esto se suma el terremoto del 10 de agosto, que afectó territorios, usuarios y la oportunidad operativa de algunas medidas regulatorias.

En este contexto, la regulación se ha movido en relación con: contratación directa transitoria, ajustes al programa de ahorro, implementación del SICEP Transaccional y definición del Prestador de Última Instancia (PUI). Todas son medidas necesarias, pero para ACCE el análisis también debe mirar cómo se implementan, quién asume los riesgos, qué efectos generan sobre los comercializadores, los usuarios y los sobrecostos de estas medidas en la tarifa final.

En coyunturas de presión, una medida puede aliviar al sistema o trasladar cargas a quienes atienden al usuario finales, en este caso los comercializadores y por supuesto al usuario final. Por eso, este boletín lee la coyuntura desde la comercialización: contratación, demanda, continuidad del servicio y competencia.

Programa transitorio de ahorro Ahorrar energía no es solo una campaña: es facturación, datos y operación

El programa transitorio de incentivos al uso eficiente de energía busca reducir la demanda regulada en escenarios de estrechez energética, baja hidrología o riesgo para la confiabilidad del suministro. La lógica es si el sistema enfrenta presión, la demanda también debe participar en la solución.

Pero una medida de ahorro no funciona solo por tener incentivos o cobros adicionales. Funciona si el usuario la entiende, si el comercializador puede aplicarla a tiempo y si la regla diferencia el consumo ineficiente de dinámicas reales como producción, movilidad eléctrica, autogeneración o estacionalidad.

Por eso, ACCE insistió en simplificar el diseño, menos complejidad operativa, reglas trazables y una implementación viable para los comercializadores. Entre sus propuestas estuvo mantener una banda neutral entre el 90% y el 110% de la meta individual, aplicar un único factor de cobro a partir de ese umbral y distribuir los recursos a prorrata entre usuarios con ahorro reconocido positivo, siempre sujeto a los valores efectivamente recaudados, ajustes que fueron adoptados parcialmente en la medida definitiva.

Con ocasión del sismo del 10 de agosto y la declaratoria de desastre nacional, la CREG suspendió transitoriamente la entrada en operación del programa. Sin embargo, la suspensión no elimina las actividades de alistamiento: los comercializadores deben seguir preparando metas, sistemas, información y comunicaciones.

Además, el Proyecto CREG 701 144 de 2026 plantea ajustes para municipios afectados. Allí ACCE advirtió dos puntos relevantes: la exclusión debe aplicar sobre usuarios ubicados en municipios afectados, no sobre mercados completos de comercialización; y el consumo de subsistencia puede ser útil para evitar cobros adicionales, pero no debería generar reconocimientos artificiales de ahorro cuando el usuario realmente aumentó su consumo frente a su histórico.

Prestador de Última Instancia

La continuidad del servicio no puede convertirse en una ventaja estructural

La Resolución CREG 101 121 de 2026 define los criterios para la selección, operación y remuneración del Prestador de Última Instancia (PUI) en el SIN. Su objetivo es garantizar que ningún usuario quede sin servicio cuando su comercializador no pueda seguir atendiéndolo por retiro del mercado, liquidación, cancelación de frontera u otra imposibilidad operativa.

La figura responde a la necesidad de proteger la continuidad del servicio. Pero desde la comercialización independiente, el diseño debe revisarse con cuidado.

Mientras se implementa el mecanismo competitivo para seleccionar el PUI, la regulación prevé una asignación directa y transitoria al comercializador integrado con el Operador de Red en cada mercado. Esto debe revisarse con cuidado: una figura creada para proteger al usuario no debería terminar reforzando la posición de agentes integrados o incumbentes, ni dejar sin respuesta qué ocurre en mercados donde el propio agente llamado a asumir la función enfrente una situación financiera, operativa o de liquidación.

El PUI debe ser una red de protección, no un mecanismo indirecto de concentración.

Además, el esquema genera una señal asimétrica: Durante el período transitorio, los usuarios regulados atendidos por comercializadores no integrados pagarán el cargo PUI (lo que representará un aumento significativo de su tarifa de energía), mientras que los atendidos por el comercializador integrado no lo pagarán. También dispone que los comercializadores no integrados deberán facturar el valor correspondiente al PUI y girarlo al agente que ejerza dicha función, independientemente del recaudo. En la práctica, la figura del PUI creada para la continuidad del servicio, podría terminar cargando costos sobre los usuarios regulados del comercializador no integrado, lo que impactara, además de la tarifa, las finanzas del comercializador no integrado y su competitividad.

Para el usuario, el PUI significa continuidad. Para el mercado, debe significar respaldo ordenado, competencia preservada y reglas financieras aplicables para todos los agentes.

Contratación directa transitoria

Contratar más no siempre significa cubrir mejor

El Proyecto de Resolución CREG 701 138 de 2026 habilita transitoriamente la contratación directa de energía por parte de comercializadores que atienden demanda regulada, con el propósito de proteger a sus usuarios frente a altos precios de bolsa durante el Fenómeno de El Niño. La propuesta permite contratos PLC, PCEV y PLD, y constituye un mecanismo excepcional frente a las reglas ordinarias de contratación.

La intención regulatoria es pertinente al tener como objetivo aumentar cobertura contractual y reducir exposición a bolsa. Pero para ACCE, la discusión no puede quedarse en el volumen nominal contratado. El punto es si esa contratación realmente cubre la demanda, si el precio puede trasladarse de manera eficiente y si el comercializador puede anticipar su exposición residual.

El punto más sensible es el PCEV: permite al vendedor ofrecer sus excedentes de energía disponibles al momento de la contratación (lo que en principio amplía la oferta), pero no garantiza el suministro de dicha energía al Comercializador, pues la entrega efectiva dependerá de si la energía excedente contratada sigue disponible al momento de ejecutarse el contrato. Esto es: si posterior a la venta del PCEV el vendedor compromete esa misma energía en otros contratos mas lucrativos, o sus excedentes disminuyen, el Comercializador que compró, quedaría nuevamente expuesto a la bolsa. Esto genera una asimetría relevante ya que, al vendedor se le da flexibilidad para optimizar sus ingresos, mientras que el riesgo de exposición en bolsa y altos precios (que es el objeto de la contratación) queda 100% en cabeza del comercializador que atiende la demanda regulada, lo que repercutirá finalmente en los usuarios.

El proyecto también fija que los contratos deben estar suscritos, perfeccionados y registrados a más tardar el 1 de octubre de 2026 y que su duración máxima será hasta el 31 de diciembre de 2027, sin posibilidad de prórroga. ACCE propuso permitir contratos de hasta veinticuatro meses, porque un horizonte más amplio puede ayudar a combinar meses de mayor estrechez con periodos posteriores de normalización y mejorar la formación de precios.

Otro punto relevante es el precio máximo de traslado. El proyecto plantea una estructura que busca proteger al usuario, pero ACCE advierte que un techo demasiado bajo puede dejar a todos los comercializadores en una disyuntiva complicada: mantener exposición a bolsa o firmar contratos cuyo costo no pueda recuperar plenamente.

Digitalizar la contratación no debe cerrar el mercado

La Resolución CREG 101 117 de 2026 establece el régimen aplicable a las convocatorias públicas de compra y venta de energía eléctrica y desarrolla el SICEP en modalidad transaccional. Su propósito es ordenar la contratación, reducir la exposición de la demanda regulada a bolsa y fortalecer la transparencia del mercado.

La medida avanza en aspectos importantes: estandarización del procedimiento, evaluación automática de ofertas, trazabilidad de las actuaciones, convocatorias de compra y venta, y reconocimiento transitorio del costo financiero de instrumentos de cobertura de riesgo de pago.

Sin embargo, ordenar el proceso no debería traducirse en rigidez. Una plataforma transaccional puede mejorar el mercado si permite información suficiente, competencia real y capacidad de reacción frente a cambios de demanda, entrada o salida de usuarios, necesidades urgentes de cobertura o condiciones excepcionales del sistema.

La Resolución establece el uso exclusivo del SICEP para convocatorias públicas destinadas al mercado regulado, una vez entren en operación sus funcionalidades transaccionales. También prevé cuatro rondas anuales, intercaladas entre compra y venta. Esto puede mejorar la trazabilidad, pero también limitar la capacidad de los comercializadores para gestionar necesidades de cobertura entre rondas.

ACCE también pidió revisar el traslado tarifario del precio resultante. Si el SICEP Transaccional busca garantizar compras eficientes mediante un mecanismo regulado, estandarizado y competitivo, el precio que resulte de ese procedimiento debería poder trasladarse al usuario. De lo contrario, los comercializadores quedan obligados a contratar bajo reglas regulatorias, pero sin certeza de recuperar el costo eficiente que el mismo mecanismo produce.

Adicionalmente, ACCE solicitó aplazar por al menos seis meses la entrada en operación del SICEP Transaccional, manteniendo temporalmente la aplicación de la Resolución CREG 130 de 2019. En plena coyuntura de El Niño, restringir la flexibilidad del esquema vigente puede obligar a los comercializadores a contratar en plazos más cortos y bajo precios propios de la escasez, aumentando la presión financiera y tarifaria sobre la demanda regulada.

El SICEP puede mejorar la contratación, pero debe hacerlo sin cerrar espacios de flexibilidad, sin aumentar la exposición financiera de los comercializadores y sin limitar la competencia efectiva.

Demanda y comercialización

Proteger al usuario sin cerrar el mercado

Los temas de esta edición parecen distintos: ahorro de energía, PUI, contratación directa y SICEP Transaccional. Pero todos tienen una pregunta común: **¿cómo proteger al usuario y mantener la tarifa sin debilitar la actividad que convierte el mercado en servicio?**

La demanda está en el centro de estas medidas, pero no se atiende en abstracto. La atienden comercializadores que compran energía, gestionan riesgo, facturan, recaudan, responden PQR, ajustan sistemas y enfrentan exposición financiera cuando las reglas no reconocen la operación real.

Desde ACCE, la preocupación no es frenar medidas de confiabilidad, digitalización o protección al usuario. El objetivo es evitar que los instrumentos diseñados para estabilizar el sistema terminen creando cargas que solo puedan absorber agentes con mayor escala, integración vertical o capacidad financiera.

La competencia también es una condición de confiabilidad. Un mercado con menos comercializadores puede significar menos opciones, menor presión competitiva, menos innovación comercial y menor capacidad de respuesta desde la demanda.

Por eso, el reto no es producir más reglas, sino mejores señales: claras, proporcionales, aplicables y simétricas para todos.

La comercialización no es un trámite entre la generación y la factura. Es el lugar donde las decisiones regulatorias se convierten en servicio, precio, riesgo y confianza para el usuario final.