

SEÑORES

AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS (ASEP)

DIRECCIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD, AGUA POTABLE Y ALCANTARILLADO SANITARIO

Ciudad de Panamá

OBSERVACIONES AL TRATAMIENTO DEL CPG EN EL PLIEGO TARIFARIO 2026-2030

Ref.: Consulta Pública No. 009-26 - Pliego Tarifario de Elektra Noreste, S.A. (ENSA)

Respetados señores:

Por medio del presente escrito, Mercurio Solar, S.A., RUC 155698951-2-2020, empresa responsable de la central San Carlos Solar, participa en la Consulta Pública No. 009-26. La intervención se concentra en el CPG previsto para los Grandes Clientes y en los efectos que su modificación puede producir sobre la contratación bilateral de energía renovable.

Síntesis: La recuperación de costos eficientes debe compatibilizarse con contratos vigentes, demanda residual y continuidad de la contratación directa de energía renovable.

1. Consideración preliminar

La compareciente no pretende trasladar a terceros costos que correspondan objetivamente al consumo de los Grandes Clientes. Se solicita, sin embargo, que el cargo responda a causalidad demostrable, que no duplique otros conceptos y que su implementación no altere de forma súbita relaciones comerciales estructuradas bajo reglas distintas.

2. Necesidad de una motivación verificable

La base del CPG incorpora la demanda máxima leída, la reserva de confiabilidad y las pérdidas de potencia de transmisión. Esa ampliación de la base exige una conciliación expresa con los demás cargos por demanda, transmisión, distribución y pérdidas.

La causalidad de costos requiere identificar qué capacidad se adquiere para los Grandes Clientes, cuánto cuesta y qué parte ya se recupera mediante otros componentes tarifarios. Sin esa separación existe riesgo de recuperación duplicada.

3. Magnitud e incidencia del CPG

La modificación no produce el mismo efecto para todos. Los contratos más antiguos pasarían de B/.8.96 a B/.16.00/kW-mes, mientras que los registrados desde 2022 pasarían de B/.13.93 a B/.16.00. La diferencia de impacto exige análisis por cohorte.

Los contratos nuevos pueden incorporar desde su origen un CPG de B/.16.00. Los contratos existentes no tuvieron esa oportunidad y requieren una senda de convergencia que evite cambios desproporcionados.

4. Particularidades de la contratación solar

El incremento del CPG reduce el espacio dentro del cual una oferta solar puede producir ahorros. Para compensarlo, el cliente puede exigir una rebaja del precio de energía que lleve el contrato por debajo del nivel necesario para cubrir deuda, operación, seguros y reservas.

La transición energética requiere señales que permitan monetizar energía renovable mediante contratos de largo plazo. Un CPG que absorba el margen de ahorro puede desalentar tanto la demanda de energía limpia como nuevas inversiones.

5. Estabilidad de las relaciones contractuales

La contratación bilateral es utilizada para respaldar flujos futuros, coberturas del servicio de deuda y compromisos de operación. Si el nuevo cargo reduce materialmente el beneficio del cliente, aumenta el riesgo de renegociación, no renovación o terminación anticipada.

Para un proyecto financiado, la pérdida de un comprador directo puede traducirse en menores ingresos, reservas adicionales, restricciones a distribuciones, dificultades de refinanciamiento y, en escenarios severos, incumplimiento de covenants.

6. Señales para la competencia y la inversión

La pérdida de compradores directos reduce la diversidad del mercado. Los generadores quedan más expuestos al mercado ocasional o a procesos de contratación de distribuidoras que se realizan bajo calendarios y productos específicos.

La política tarifaria debe evaluar no sólo la recuperación inmediata, sino también su efecto sobre competencia, inversión, innovación contractual y expansión renovable.

7. Prima de riesgo, contracción del mercado y efecto acumulativo

Un incremento de esta magnitud modifica la percepción de riesgo de todo el segmento. El Gran Cliente, al no poder asegurar su ahorro, tenderá a exigir precios más bajos, contratos más cortos, salidas anticipadas y garantías adicionales. Esas condiciones reducen el flujo disponible del generador y convierten contratos que antes eran financiables en instrumentos de menor valor para bancos e inversionistas.

Los acreedores evalúan la permanencia del comprador, la cobertura del servicio de deuda y el valor de las garantías. Si el PPA se termina o pierde materialidad económica, pueden activarse cuentas de reserva, barridos de caja, restricciones, aportes extraordinarios de capital y eventos de incumplimiento. Cuando no existe una cura viable, la cadena puede culminar en aceleración y ejecución de garantías, incluyendo derechos sobre acciones, cuentas, contratos y activos del proyecto.

La consecuencia agregada es una espiral: sube el cargo, cae el ahorro, disminuyen renovaciones, aumenta la exposición al mercado ocasional, crece la volatilidad del ingreso, se encarece el financiamiento y se cancelan proyectos. La reducción de competencia que sigue puede incrementar nuevamente los costos del sistema y alimentar nuevas salidas.

La eventual ventaja económica frente a la tarifa ENSA del semestre actual no debe confundirse con estabilidad. La referencia regulada se actualiza semestralmente, de modo que el ahorro esperado queda expuesto a cambios sucesivos durante un PPA que puede durar muchos años; esa volatilidad incrementa la prima de riesgo y reduce el valor financiero del contrato.

Los clientes podrían intentar recuperar margen mediante autogeneración acelerada, almacenamiento, reducción de demanda, traslado de producción o presión sobre proveedores. Estas respuestas pueden ser racionales individualmente, pero en conjunto reducen consumo, inversión y contratación local.

La estabilidad del Mercado Mayorista es un activo de país y una condición del bien común. Su crecimiento aporta competencia, financiamiento privado, empleo, impuestos y diversificación energética. La comparación regional de oportunidades de inversión incluye tanto el precio como la previsibilidad; deteriorar cualquiera de los dos componentes resta atractivo a Panamá.

8. Medidas de menor afectación

Antes de imponer una regla uniforme, conviene considerar las siguientes opciones:

- Diferir la aplicación uniforme a contratos existentes.
- Adoptar incrementos graduales durante el período tarifario.
- Separar claramente potencia, reserva, pérdidas y uso de redes.
- Permitir portafolios de cobertura y respaldo verificable.
- Realizar una revisión posterior con datos reales.

9. Solicitudes a la Autoridad

1. Que no se sustituyan de manera inmediata los CPG vigentes por un valor uniforme de B/.16.00/kW-mes para todos los contratos existentes.
2. Que B/.16.00/kW-mes se aplique inicialmente a contratos nuevos celebrados con conocimiento de la nueva regla.
3. Que se publique un estudio de impacto por año de registro, incluyendo demanda, ahorro, número de contratos y costo anual adicional.
4. Que el CPG se aplique únicamente a la demanda residual no cubierta mediante contratos de potencia.
5. Que se reconozcan coberturas parciales, portafolios, almacenamiento y respuesta de demanda.
6. Que se demuestre que no existe doble recuperación con reserva, pérdidas, transmisión, distribución u otros cargos por demanda.
7. Que se otorgue un plazo suficiente para adecuar PPAs, coberturas de potencia y financiamientos.
8. Que se convoque una mesa técnica con Grandes Clientes, generadores, financiadores y ENSA.
9. Que se mantenga temporalmente el esquema diferenciado o se adopte una convergencia gradual por cohorte contractual.
10. Que la ASEP incorpore al expediente un análisis de riesgo financiero que examine DSCR, reservas, garantías, refinanciamiento y posibles escenarios de ejecución de proyectos en operación.
11. Que se cuantifique el efecto acumulativo sobre número de Grandes Clientes, volumen contratado, exposición al mercado ocasional y costo de capital de nuevos proyectos.
12. Que se valore expresamente el impacto sobre competitividad regional, inversión productiva y bienestar económico general antes de aprobar una aplicación uniforme.

10. Cierre

La propuesta debe reconsiderarse antes de su aprobación definitiva. La transparencia del cálculo, el reconocimiento de la demanda residual y una transición para contratos existentes son condiciones necesarias para una solución proporcional.

La recuperación de un costo eficiente no debe producir un costo económico mayor por pérdida de contratos, proyectos, empleos y competencia. La Autoridad puede evitar esa transferencia de riesgo adoptando una senda gradual, verificable y corregible con datos reales.

Documentos de referencia

- Propuesta de Pliego Tarifario de Elektra Noreste, S.A. (ENSA) para el período 2026-2030.
- Memoria explicativa e insumos publicados dentro de la consulta pública.
- Cuadro de cargos por uso de redes de distribución para Grandes Clientes vigente del 1 de enero al 30 de junio de 2026.
- Circular AG-003-2019, citada en el cuadro vigente para la aplicación por año de registro del contrato.

Atentamente,

Firma:  _____

Nombre: Daniel Hernández

Cédula: E-8-134304

Por: Mercurio Solar, S.A.

RUC: 155698951-2-2020

Central: San Carlos Solar