

SEÑORES

AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS (ASEP)

DIRECCIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD, AGUA POTABLE Y ALCANTARILLADO SANITARIO

Ciudad de Panamá

OBJECIONES Y PROPUESTAS AL NUEVO CARGO POR POTENCIA DE GENERACIÓN

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

Respetados señores:

Electricidad Solar, S.A., RUC 155667874-2-2018, como empresa del sector solar asociada a la central Mendoza Solar, ejerce su derecho de participación en la Consulta Pública No. 009-26 y expone las razones por las cuales el CPG propuesto requiere mayor justificación, gradualidad y tratamiento diferenciado para relaciones contractuales existentes.

Tema	Cargo por Potencia de Generación para Grandes Clientes
Preocupación	Impacto contractual, financiero y competitivo de una aplicación inmediata
Principio	Causalidad de costos, no duplicidad y reconocimiento de demanda residual
Propuesta	Transición gradual y protección razonable de contratos existentes

I. Comparecencia y alcance

Estos comentarios parten de una premisa sencilla: la recuperación de costos y el desarrollo competitivo del mercado no son objetivos incompatibles. Una transición razonable puede atender ambos propósitos.

II. Motivación, razonabilidad y causalidad

La Autoridad debería publicar una conciliación de potencia adquirida, potencia facturada, reserva, pérdidas y demanda cubierta por contratos propios. Ese ejercicio fortalecería la trazabilidad y evitaría superposiciones.

La documentación debe mostrar de manera accesible la relación entre el costo de potencia atribuible a los Grandes Clientes y el valor unitario propuesto. No basta con identificar el valor final; es necesario explicar la capacidad reservada, la demanda considerada y el criterio de asignación.

III. Confianza legítima y adecuación contractual

Debe distinguirse entre contratos nuevos, que pueden incorporar el CPG propuesto desde su negociación, y contratos vigentes, cuyos términos económicos fueron pactados con otra referencia. Esa diferencia justifica una regla de transición.

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.

IV. Tratamiento tarifario propuesto

La comparación adecuada no es entre B/.13.93 y B/.16.00 para todos los clientes. Deben evaluarse separadamente las cohortes de 2019 y anteriores, 2020, 2021 y 2022 en adelante.

La proporcionalidad debe evaluarse desde el punto de partida real de cada cliente. Un incremento de 14.86% y uno de 78.57% no pueden recibir idéntico tratamiento transitorio.

Registro del contrato	CPG vigente	Aumento a B/.16	Impacto anual por MW
Hasta 2019	8.96	78.57%	84,480
2020	11.25	42.22%	57,000
2021	12.50	28.00%	42,000
Desde 2022	13.93	14.86%	24,840

V. Análisis de impacto y comportamiento de los agentes

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

El cambio tarifario puede modificar la composición de los Grandes Clientes. Por ello, las proyecciones deben incluir sensibilidades de salida, no renovación y menor incorporación, en lugar de asumir que la demanda permanecerá inalterada.

VI. Contratación de energía renovable

No todos los productos de potencia y energía tienen la misma función. El diseño tarifario debe permitir que el cliente combine recursos, contratos, almacenamiento y gestión de demanda sin pagar dos veces por una misma necesidad de respaldo.

La asimetría es especialmente visible en contratos de energía renovable: el generador controla el precio de su energía, pero no el costo regulado de la potencia complementaria. Un aumento de este último puede neutralizar la competitividad de la oferta sin que exista una ineficiencia del proyecto.

VII. Seguridad económica, garantías y efecto sobre el país

La confianza legítima tiene una dimensión financiera concreta. Los proyectos en operación fueron financiados con base en contratos, proyecciones de ahorro y garantías constituidas bajo una estructura tarifaria determinada. Si el nuevo cargo altera la permanencia del comprador o la suficiencia del precio, puede disminuir el valor de la cesión del PPA y del resto del paquete de garantías que respalda la deuda.

El deterioro puede obligar a constituir reservas, aportar capital, suspender dividendos y renegociar deuda. Si el proyecto no logra reemplazar al comprador ni restaurar las coberturas, los acreedores pueden ejercer derechos contractuales de intervención, acelerar obligaciones o ejecutar garantías. La eventual pérdida de control de un activo en operación no sería consecuencia de una falla técnica, sino del debilitamiento de su soporte comercial por una modificación externa.

El usuario final tampoco permanece indemne. Para recuperar el ahorro puede imponer descuentos extremos, reducir consumo, acortar contratos, instalar soluciones propias, aplazar inversiones o mover producción. Ello puede traducirse en menor actividad económica, reducción de empleo y mayores costos unitarios para consumidores y proveedores.

Se configura así un efecto de retroalimentación negativa: menor contratación bilateral, menor bancabilidad, mayor prima de riesgo, menos generación nueva y mayor concentración. Un mercado reducido pierde capacidad para disciplinar precios y para atraer innovación.

En el caso de ENSA, aun si el cálculo del semestre vigente arroja un ahorro, el dato no puede tratarse como derecho adquirido ni como flujo cierto: la tarifa regulada y otros componentes se actualizan cada seis meses. La comparación relevante para la bancabilidad debe cubrir toda la vida del contrato y escenarios adversos de revisión semestral.

El interés general exige considerar la competitividad regional. La estabilidad contractual y energética influye en decisiones de localización industrial tanto como el nivel de la tarifa. Proteger la previsibilidad favorece inversión, empleo, recaudación, seguridad energética y cumplimiento de metas ambientales; no constituye una protección exclusiva para los generadores.

VIII. Régimen transitorio sugerido

Se recomienda evaluar un régimen transitorio que incluya:

- Establecer un régimen de transición para PPAs y financiamientos.
- Aplicar el cargo a la demanda máxima residual.
- Reconocer portafolios de potencia.
- Separar contablemente cada componente.
- Crear una instancia de participación técnica.

IX. Peticiones

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 se otorgue un plazo suficiente para adecuar PPAs, coberturas de potencia y financiamientos.
3. Que se convoque una mesa técnica con Grandes Clientes, generadores, financiadores y ENSA.
4. Que se mantenga temporalmente el esquema diferenciado o se adopte una convergencia gradual por cohorte contractual.
5. Que B/.16.00/kW-mes se aplique inicialmente a contratos nuevos celebrados con conocimiento de la nueva regla.
6. Que se publique un estudio de impacto por año de registro, incluyendo demanda, ahorro, número de contratos y costo anual adicional.
7. Que el CPG se aplique únicamente a la demanda residual no cubierta mediante contratos de potencia.
8. Que se reconozcan coberturas parciales, portafolios, almacenamiento y respuesta de demanda.
9. Que se demuestre que no existe doble recuperación con reserva, pérdidas, transmisión, distribución u otros cargos por demanda.
10. Que se reconozca en la decisión final la protección de las garantías constituidas y se otorgue un período de cura regulatoria para reestructurar contratos y financiamientos existentes.
11. Que se exija un análisis prospectivo de ahorro del Gran Cliente durante todo el plazo contractual, incluyendo escenarios adversos y, para ENSA, revisiones semestrales de la tarifa de referencia.
12. Que se incorpore una evaluación de impacto país sobre inversión, empleo, precios finales, competencia y posición regional de Panamá.

X. Cierre

Se solicita valorar el efecto completo de la medida: factura del cliente, precio contractual, financiamiento del generador y competencia. Considerar sólo el ingreso tarifario ofrecería una visión incompleta.

La proporcionalidad no se mide sólo comparando dos cifras tarifarias. Debe considerar la posibilidad de que el ajuste destruya el ahorro que sostiene el contrato, el contrato que sostiene la deuda y la deuda que permitió construir el activo. Esa cadena justifica una transición reforzada.

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: Rodrigo Palacios

Cédula: 8-837-2404

Por: Electricidad Solar, S.A.

RUC: 155667874-2-2018

Central: Mendoza Solar