



CONTENIDO

La anatomía del Decreto: Entre el papel y la realidad	2
La guerra de los costos: LCOE Vs LAE (Modelo TIMES)	3
El obstáculo del “Exceso de Oferta” y la capacidad de reserva	4
La inflación reprimida: El Factor oculto	5
Recomendaciones para un Reglamento viable	7
Balance final: Viabilidad y perspectivas	8
Glosario Técnico-Económico	9
Referencias bibliográficas	10



Análisis Técnico-Económico del DS 5549: Generación Distribuida y precio subsidiado a la electricidad en Bolivia

Javier Aliaga Lordemann



Fuente: <https://www.ende.bo/noticia/mas-energia-solar>

La promulgación del reciente Decreto Supremo 5549 no es un evento aislado; es la respuesta inequívoca de un sistema que enfrenta la ruptura de su modelo de rentabilidad basado en el gas barato. Este decreto institucionaliza la Generación Distribuida (GD) de Media Escala (1 a 6 MW), es decir, convierte al consumidor en un “prosumidor” (productor y consumidor al mismo tiempo).

La GD es un modelo en el que la electricidad se produce muy cerca del lugar donde se consume, en lugar de traerla desde grandes centrales lejanas. En términos sencillos, es pasar de un sistema “centralizado” (una sola planta gigante para todos) a uno “descentralizado” (muchas plantas pequeñas en techos de fábricas o casas). Se instala en el mismo sitio de consumo (como los paneles solares de una industria o un hospital): Si la planta produce más energía de la que el dueño necesita, ese sobrante se “inyecta” a la red eléctrica para que otros lo usen. Al generar la energía in situ, se evitan las “pérdidas de transporte”.

La anatomía del Decreto: Entre el papel y la realidad

El DS 5549 se estructura sobre la modificación de los límites de potencia, permitiendo que industrias y comercios no solo autogeneren, sino que inyecten excedentes a la red de media tensión (Art. 2). En teoría, esto crea un ecosistema de “prosumidores” industriales; es decir, productores-consumidores. No obstante, el Artículo 3 introduce figuras como el

Autoconsumo Industrial que chocan frontalmente con la realidad financiera: para instalar 6 MW de potencia solar, se requiere una inversión de capital (CAPEX) intensiva en dólares, en un momento donde la brecha cambiaria y la escasez de divisas actúan como un arancel implícito muy alto sobre cualquier importación tecnológica. En la Tabla 1, se presenta toda la anatomía del decreto que iremos desarrollando a lo largo de este documento.



<https://www.enei.com/es/learning-hub/redes/>

Tabla 1. Análisis técnico-económico del DS 5549

Pilar del Decreto	Concepto Técnico	Impacto Macro / Financiero	Riesgo de Implementación	Viabilidad Real
Inyección de Excedentes (Art. 2)	LACE (Costo Evitado)	Cada MW inyectado ahorra gas de exportación, generando un beneficio neto para el BCB.	Sin una Feed-in Tariff atractiva, el excedente se paga a precio subsidiado y el retorno de inversión se alarga.	Requiere que el reglamento valore el ahorro de divisas.
Autoconsumo Industrial (Art. 3)	LCOE (Costo Nivelado)	El costo de generar (LCOE) sube por el dólar paralelo, mientras la tarifa de red sigue baja por subsidios.	Efecto Desincentivo: Es más barato seguir usando la red subsidiada que invertir en tecnología propia cara.	Baja: Solo funciona si hay un ajuste tarifario o incentivo fiscal.
Límite de 6 MW	Economía de Escala	Reduce el costo por watt instalado en comparación con la micro-generación doméstica.	Bancabilidad: Proyectos de este tamaño (\$5M+) requieren créditos que la banca local hoy restringe por falta de dólares.	Moderada: Atractivo para grandes industrias con capital propio.
Conexión en Media Tensión	Estabilidad de Red	Reduce pérdidas técnicas en el transporte al generar energía cerca del punto de consumo.	Prioridad de Despacho: Riesgo de que el CNDC desconecte al privado ante sobreoferta estatal (Capacity Overhang).	Crítica: El reglamento debe garantizar el "Must-Run" (despacho preferente).
Importación de Tecnología	CAPEX en Divisas	La escasez de dólares actúa como un freno al "Acelerador de Inversión".	Inflación Reprimida: Los costos de mantenimiento (OPEX) suben, pero la tarifa de venta de excedentes se mantiene fija.	Muy Baja: Sin mecanismos de compensación tributaria o indexación al dólar.

Fuente: Elaboración propia

La Guerra de los costos: LCOE Vs. LACE (Modelo TIMES)

El principal enemigo del DS 5549 es el subsidio. El LCOE (Levelized Cost of Energy) es el costo medio de producir electricidad, en este caso renovable; bajo este decreto se sitúa entre 38 y 46 USD/MWh. En un mercado sano (sin subsidios), esto sería altamente competitivo; pero en Bolivia, el LCOE térmico está artificialmente deprimido por un gas natural entregado a las termoeléctricas a precios de regalo. Esta distorsión hace que, financieramente, la energía solar “parezca” más cara que la térmica, desincentivando la inversión privada.

Debemos separar la ficción contable (precio con subsidio) de la realidad económica (precio sin subsidio o costo de oportunidad): la generación termoeléctrica a gas presenta un LCOE subsidiado de 28-32 USD/MWh debido a un precio de insumo de 1.30 USD/MMBtu,

cifra que saltaría a un estimado de 75-90 USD/MWh si se valorara el gas a precio de oportunidad de exportación (8-10 USD/MMBtu); revelando que la térmica real es el doble de cara que la solar. Por su parte, la generación fotovoltaica de mediana escala (1-6 MW) oscila entre un LCOE ideal de 38-45 USD/MWh con acceso al dólar oficial, pero en la realidad del mercado paralelo y la crisis de divisas, el costo medio se dispara a los 60-75 USD/MWh debido al encarecimiento de la tecnología importada y el latente aumento de las tasas de interés por el riesgo país; que ha pesar de haber bajado, sigue siendo alto cuando toca poner los números para analizar financieramente una inversión.

El gran problema del DS 5549 es que el inversionista privado se enfrenta a un LCOE de \$65 (por la crisis de dólares) y debe competir contra un sistema que le ofrece energía a USD 30 (por el subsidio al gas). Sin el subsidio, la energía solar ganaría por goleada. Con el subsidio, la solar solo es viable si el reglamento del

Art. 4 obliga al Estado a pagar un precio basado en el LACE (el ahorro de esos 85 USD que el Estado deja de quemar), y no basado en el precio de nodo actual de 30 USD.

Aquí es donde el regulador debe mirar el LACE (Levelized Avoided Cost of Energy), que es el valor que el Estado “ahorra” al dejar de quemar gas (que podría exportarse si tuviéramos suficiente gas para exportar) o diésel, el cual supera los 130 USD/MWh. Existe, por tanto,

El gran problema del DS 5549 es que el inversionista privado se enfrenta a un LCOE de \$65 (por la crisis de dólares) y debe competir contra un sistema que le ofrece energía a USD 30 (por el subsidio al gas.)

una renta de eficiencia masiva que el Estado se está quedando, pero que no está trasladando al inversor privado. Si el reglamento no crea un mecanismo para que el LACE compense el LCOE del privado, la inversión simplemente no ocurrirá.



Reflexión: La Trampa del CAPEX en Dólares versus Ingresos en Pesos. El DS 5549 fomenta la generación de hasta 6 MW. Un proyecto de esta escala requiere una inversión (CAPEX) de aproximadamente \$4,5 a \$5,5 millones de dólares. En el contexto actual de Bolivia, el inversor enfrenta un riesgo de convertibilidad: importa tecnología en dólares (a tipo de cambio paralelo o con comisiones bancarias altísimas) pero recibe pagos de la distribuidora en bolivianos. Sin un mecanismo de indexación, el proyecto nace con un descalce de monedas que lo hace inviable para cualquier comité de riesgos bancario.

El obstáculo del “Exceso de oferta” y la capacidad de reserva

La paradoja energética de la matriz eléctrica parte de un desequilibrio estructural: para el cierre de 2025, el Sistema Interconectado Nacional (SIN) reporta una capacidad instalada nominal de aproximadamente 3.650 MW frente a una demanda máxima que apenas roza los 1.720 MW. Esta Reserva de Potencia del 112%, controlada en más del 80% por la estatal ENDE, excede los estándares internacionales de seguridad (15-20%) y rompe el acelerador de inversión, ya que el sistema no emite señales de escasez de oferta que justifiquen la entrada de nuevos capitales, dejando al sector privado sin un incentivo de mercado real para expandir la frontera eléctrica.

Técnicamente, este escenario de sobrecapacidad distorsiona el Costo Marginal del Sistema. Al haber un exceso de fierros termoeléctricos e

hidroeléctricos, el costo de oportunidad de despacho tiende a ser bajo en los modelos de simulación (Plexos, TIMES, Osemosys), lo que desincentiva la inversión en activos de Generación Distribuida de Media Escala (1-6 MW) bajo el DS 5549. El inversor privado se encuentra con un sistema que “aparenta” no necesitarlo, ignorando que gran parte de esa reserva térmica estatal consume un gas natural que el país ya no produce en volúmenes suficientes, ocultando una crisis de insumos tras una robustez de infraestructura.

El riesgo más crítico para la viabilidad financiera es el desplazamiento operativo por orden de mérito. Sin una normativa de Prioridad de Despacho (Must-Run) explícita en el reglamento, el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) priorizará el despacho de plantas estatales con contratos de potencia ya establecidos para proteger la estabilidad financiera de la empresa pública. Esto significa que, ante caídas en la demanda o



gestión en las redes de media tensión, las plantas privadas de 6 MW serían las primeras en sufrir el Curtailment (recorte de inyección), deteniendo la generación de ingresos de manera discrecional.

Esta incertidumbre operativa destruye la bancabilidad de los proyectos renovables. Los modelos de flujo de caja para energía solar dependen de un factor de planta constante; si la probabilidad de despacho se ve amenazada por el excedente estatal, la Tasa Interna de Retorno (TIR) cae por debajo del costo de capital. En el contexto de 2026, con un WACC (Costo Promedio Ponderado de Capital) elevado por el riesgo país y la escasez de divisas, ningún banco/inversor otorgará financiamiento a un proyecto que no garantice por contrato que cada fotón convertido en electrón será efectivamente comprado por la red.

Desde la perspectiva del LACE (Costo Evitado), la paradoja se vuelve fiscalmente insostenible. Aunque Bolivia “tenga” 1.900 MW de sobra, operarlos requiere quemar combustible que el Estado subsidia o importa; y además necesita inversión para reponer reservas que le permitan continuar con este sin sentido. El DS 5549 debería forzar el desplazamiento de las termoeléctricas más ineficientes (aquellas con un heat rate elevado) por generación solar privada. Sin embargo, el esquema actual de despacho no valora el ahorro de combustible líquido, sino que se limita a la estabilidad técnica, lo que bloquea el acelerador de inversión.

Imagina que una industria de cemento decide instalar una planta solar de 6 MW bajo el DS 5549 para reducir su dependencia de la red; cada mediodía, su generación limpia permite que una vieja termoeléctrica de ENDE deje de quemar miles de metros cúbicos de gas natural que el país podría haber vendido a Brasil. Sin embargo, como el reglamento actual no reconoce este LACE (Costo Evitado)

y solo le paga a la cementera un precio ínfimo basado en el gas subsidiado, la empresa descubre que tardará 15 años en recuperar su inversión, lo que termina por bloquear el acelerador de inversión: el empresario cancela el proyecto, el Estado sigue perdiendo divisas al quemar gas que no le sobra, y el beneficio macroeconómico que pudo haber aliviado las reservas del Banco Central de Bolivia (BCB) se desvanece por una distorsión regulatoria que prefiere proteger la ineficiencia técnica sobre el ahorro financiero real.

Para que el decreto trascienda el papel, el reglamento técnico debe establecer un Contrato de Compra de Energía (PPA) estandarizado que incluya garantías de inyección fija. La viabilidad del DS 5549 depende de transformar la reserva excedente de un muro de entrada en una red de respaldo; esto requiere que el gobierno admita que su capacidad instalada es un “costo hundido” y que la eficiencia del sistema hoy depende de la generación privada que no consume gas. Solo asegurando el despacho y sincerando el valor del combustible evitado, se podrá reactivar la inversión en un sector eléctrico que hoy está técnicamente sobrepoblado, pero económicamente asfixiado.

La viabilidad del DS 5549 depende de transformar la reserva excedente de un muro de entrada en una red de respaldo; esto requiere que el gobierno admita que su capacidad instalada es un “costo hundido” y que la eficiencia del sistema hoy depende de la generación privada que no consume gas.

La inflación reprimida: El factor oculto

La tarifa eléctrica en Bolivia se ha convertido en una “olla a presión” debido a la insostenible brecha entre los costos reales de producción y los precios de venta al consumidor. Con una inflación que roza el 25% y una emisión monetaria del 32% anual, el costo de los insumos, repuestos importados y la logística operativa ha escalado violentamente, mientras que el Estado sigue asumiendo la diferencia mediante un déficit fiscal que erosiona las reservas internacionales. El DS 5549 actúa como una admisión tácita de agotamiento financiero: el Gobierno central ya no posee la caja necesaria para costear por sí sola la expansión de la infraestructura



energética; y necesita, con urgencia, que el sector privado asuma el riesgo y la inversión del CAPEX necesario para la transición hacia fuentes renovables.

Sin embargo, esta intención colisiona con una paradoja de incentivos económicos denominada “represión tarifaria”. Al mantener los precios de la electricidad artificialmente bajos y estancados, se anula la señal de mercado más potente: el ahorro. Una industria difícilmente se sentirá motivada a invertir millones de dólares en autogeneración solar bajo el DS 5549 si el recibo de luz que paga actualmente sigue siendo barato gracias al subsidio estatal. Esta distorsión destruye la tasa de retorno de los proyectos renovables, ya que el periodo de recuperación de la inversión (payback) se vuelve excesivamente largo comparado con la comodidad de seguir consumiendo energía fósil subvencionada.

Como ejemplo para una planta de manufacturas mediana en El Alto: si su

factura eléctrica mensual es de 10.000 Bs, debido al subsidio, pero instalar un sistema solar de 1 MW le cuesta 800.000 Bs, el empresario tardaría más de 12 años en recuperar su capital, un tiempo inaceptable dada la incertidumbre económica del país. No obstante, si el Estado eliminara el subsidio al gas y la factura saltara a su costo real de 25.000 Bs, el periodo de recuperación se reduciría a menos de 5 años, transformando instantáneamente una inversión “ambiental” en una decisión de supervivencia financiera que activaría de inmediato el uso del DS 5549.

En consecuencia, la viabilidad real del DS 5549 no vendrá de la voluntad ambiental, sino del “dolor” que provocará el inevitable ajuste tarifario. Para que la transición energética despegue, el Estado deberá sincerar los precios de la energía, permitiendo que suban hasta reflejar su valor real de mercado o, al menos, el costo de oportunidad del gas natural. Solo cuando las industrias y comercios

La tarifa eléctrica en Bolivia se ha convertido en una “olla a presión” debido a la insostenible brecha entre los costos reales de producción y los precios de venta al consumidor.

sientan el impacto de facturas eléctricas elevadas, el incentivo económico para instalar 6 MW de potencia propia se volverá irresistible. Lamentablemente, este ajuste será el motor que obligue a los actores privados a adoptar la norma para proteger sus márgenes de beneficio frente a la escalada de costos operativos del sistema nacional.



Recomendaciones para un Reglamento viable

Para que el Artículo 4 del decreto sea efectivo y trascienda la “norma en papel”, el reglamento debe romper con la ortodoxia eléctrica y adoptar un enfoque de finanzas de emergencia. Aquí te detallo los tres pilares fundamentales para la viabilidad del proyecto, integrando conceptos clave de la regulación moderna:

Primero, es imperativo establecer una Feed-in Tariff (FIT), que es un mecanismo de apoyo que garantiza a los generadores de energía renovable un precio fijo por unidad de energía (MWh) inyectada a la red durante un periodo largo. En el caso boliviano, esta tarifa no debe basarse en costos marginales distorsionados, sino en el Costo Evitado de Combustible (LACE).

Por ejemplo: Si una industria instala 4 MW solares, el reglamento no debería pagarle el precio de nodo actual (28 USD/MWh), que se basa en gas subsidiado. En su lugar, la FIT debería ser de unos 60 USD/MWh. Esto reconoce que por cada MWh generado, el Estado deja de quemar gas de exportación o diésel importado con dólares escasos. Sin este incentivo de precio superior al costo de

mercado, el privado no tiene razones económicas para invertir.

Segundo, la normativa debe garantizar que el flujo de caja sea resiliente mediante la indexación al tipo de cambio real o mecanismos de compensación tributaria. En una economía con brecha cambiaria, recibir pagos en bolivianos fijos mientras los repuestos y la deuda se cotizan en dólares es una condena al fracaso financiero.

Por ejemplo: Un desarrollador que adquiere paneles solares a un tipo de cambio real de mercado no puede esperar un retorno de inversión en moneda local depreciada. El reglamento podría permitir que la energía inyectada genere “Certificados de Energía” para pagar directamente impuestos (IVA o IT). De este modo, la rentabilidad no depende de que el BCB tenga dólares físicos para pagarle, sino de que el inversor reduzca su carga impositiva en la misma medida en que le ahorra divisas al país.

Tercero, la seguridad jurídica debe blindarse mediante Power Purchase Agreements (PPA) de largo plazo con cláusulas de Despacho Preferente. Un PPA es un contrato de compraventa de energía a largo plazo entre un generador

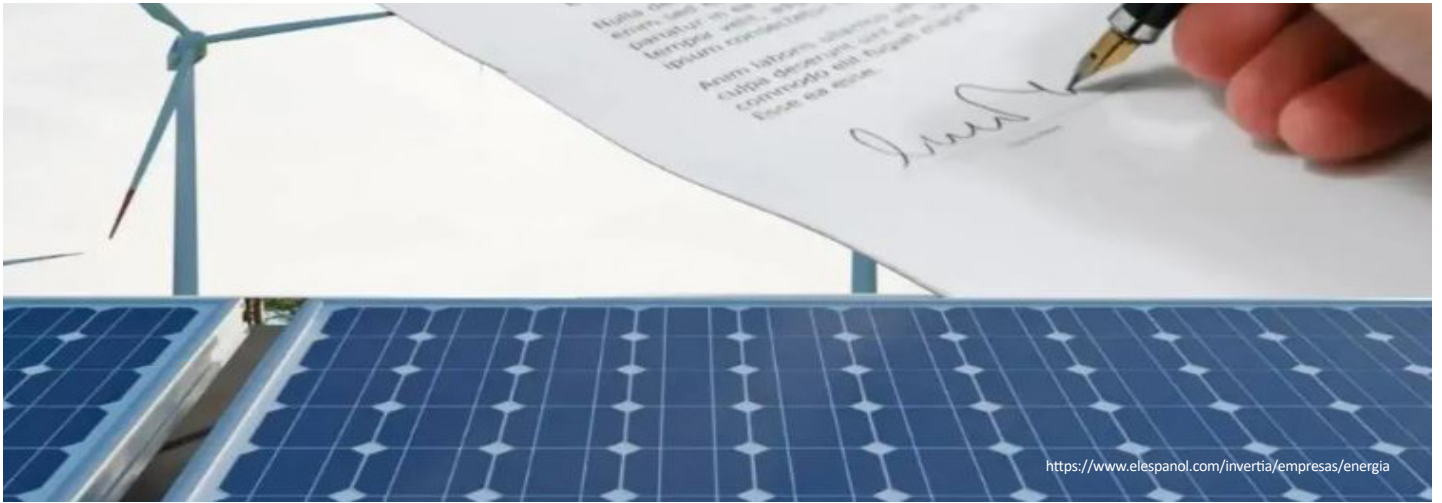
Para que el Artículo 4 del decreto sea efectivo y trascienda la “norma en papel”, el reglamento debe romper con la ortodoxia eléctrica y adoptar un enfoque de finanzas de emergencia.

y un comprador (la distribuidora) que define cuánta energía se comprará y a qué precio.

Por ejemplo: El reglamento debe obligar a las distribuidoras (como CRE o DELAPAZ) a firmar PPAs bajo la modalidad “Take-or-Pay” a 15 años. Esto asegura que, si la planta solar de 6 MW produce energía, la distribuidora está obligada a comprarla antes que la energía de una termoeléctrica estatal ineficiente. Este contrato es el “título valor” que un banco exige como garantía para otorgar un crédito, transformando un proyecto de riesgo en un activo financiero predecible que activa el acelerador de inversión.



<https://www.energiabolivia.com/>



Balance final: Viabilidad y perspectivas

La verdadera transición energética en Bolivia no ocurrirá por decreto, sino cuando el costo de oportunidad del gas sea tan alto que el Estado no tenga otra opción que pagarle al privado un precio justo por su energía limpia. La norma está en el papel; la viabilidad está en la reforma del sistema de subsidios que hoy asfixia tanto a la economía como a la innovación.

El DS 5549 es una norma reactiva, no proactiva. Intenta atraer al privado sin dismantlar la estructura que lo expulsa: el subsidio. Mientras la tarifa industrial sea más barata que el costo nivelado (LCOE) de instalar paneles (inflado por la crisis de divisas), la norma será ignorada. La viabilidad depende de un “tarifazo” o de un subsidio inverso donde el Estado premie el ahorro de divisas.

La transición energética en Bolivia no es solamente un tema ambiental, es también un tema de balanza de pagos.

El éxito del decreto radica en que el Estado entienda que comprarle energía al privado a 60 USD/MWh es más barato que importar diésel a 120 USD/MWh. Si el reglamento no monetiza el ahorro de divisas del BCB a favor del inversor, el decreto no pasará de ser un catálogo de buenas intenciones.

La viabilidad del DS 5549 se activará únicamente cuando el desabastecimiento de diésel para generación eléctrica o la caída en la producción de gas, que se usa para generación eléctrica, obliguen a las industrias a buscar autarquía energética, eso puede pasar en los próximos 18 a 24 meses. El sector privado no adoptará el decreto por convicción ecológica, sino como una estrategia de continuidad de negocio ante el colapso del modelo energético estatal.

Para que el papel cobre vida, se requieren al menos tres puentes financieros que el decreto aún no menciona:

- **Garantías Soberanas de Pago:** Para asegurar que las distribuidoras

tengan liquidez para pagar a los generadores de media escala.

- **Mecanismos de Compensación:** Permitir que la inversión en energía solar se descuenta directamente de impuestos nacionales (IVA/IUE).

- **Prioridad Legislada:** Elevar la prioridad de despacho de las renovables a rango de Ley, protegiéndolas de la discrecionalidad del CNDC.



Reflexión: El DS 5549 es el plano de un edificio moderno construido sobre un terreno pantanoso (los subsidios). La estructura es correcta, pero sin una cimentación que resuelva la crisis de divisas y el sinceramiento de precios, el edificio nunca se habitará. La viabilidad real se define en la “letra chica” del reglamento: o el Estado paga el valor real del ahorro de gas, o el decreto se queda en el escritorio.



Glosario Técnico- Económico

Acelerador de Inversión: Fenómeno económico en el que un cambio en la estructura de costos (como un alza de tarifas o escasez de insumos) dispara una inversión masiva en bienes de capital para proteger la rentabilidad a largo plazo.

AETN (Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear): Ente regulador encargado de fiscalizar a las empresas del sector eléctrico, aprobar tarifas y velar por el cumplimiento de la normativa en Bolivia.

Bancabilidad (Bankability): Nivel de certidumbre de un proyecto para asegurar financiamiento externo. Depende de contratos sólidos (PPA), flujos de caja predecibles y mitigación de riesgos cambiarios.

Brecha Cambiaria: Diferencia entre el tipo de cambio oficial y el valor de la divisa en el mercado paralelo. Impacta al DS 5549 al encarecer la importación de tecnología (paneles) frente a ingresos percibidos en moneda local.

CAPEX (Capital Expenditure): Inversión inicial de capital necesaria para la adquisición de activos fijos (paneles, inversores, infraestructura). Es el mayor peso financiero en proyectos de energía renovable.

CNDC (Comité Nacional de Despacho de Carga): Organismo responsable de coordinar la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) para garantizar el suministro al mínimo costo y con la máxima seguridad.

Costo Marginal: El costo de producir una unidad adicional de energía (1 MWh). En Bolivia, este valor está distorsionado por el uso de gas natural con precios de transferencia subsidiados.

Curtailement (Recorte de Generación): Restricción operativa donde el gestor de la red limita la inyección de energía de una planta para evitar sobrecargas o dar prioridad a otras fuentes de generación.

Despacho por Orden de Mérito: Protocolo que determina la secuencia en la que las plantas eléctricas entran en funcionamiento, priorizando usualmente las de menor costo variable.

Feed-in Tariff (FIT): Mecanismo de incentivo que garantiza un pago fijo y preferencial por cada unidad de energía renovable inyectada a la red durante un periodo determinado.

Generación Distribuida (GD): Producción de electricidad en puntos cercanos al consumo (descentralizada), como techos industriales o comerciales, conectada a la red de distribución.

Inyección de Excedentes: Acción de entregar a la red eléctrica la energía producida por un sistema de autogeneración que no fue consumida en el sitio de origen.

LACE (Levelized Avoided Cost of Electricity): Costo Evitado. Mide cuánto le ahorra al sistema (y al Estado) que un privado genere energía, evitando la quema de combustibles fósiles subsidiados o importados.

LCOE (Levelized Cost of Energy): El costo promedio por MWh de generar energía durante la vida útil de un proyecto, incluyendo inversión, operación y financiamiento.

Media Tensión (MT): Niveles de voltaje destinados al transporte y distribución a nivel regional o industrial (usualmente entre \$6.9\$ kV y \$34.5\$ kV). El DS 5549 se enfoca en este segmento.

Must-Run (Prioridad de Despacho): Garantía legal que obliga al operador de red a despachar primero la energía de fuentes renovables debido a su costo variable nulo y beneficios macroeconómicos.

OPEX (Operational Expenditure): Gastos continuos de operación y mantenimiento de un proyecto. En plantas solares, el OPEX es significativamente bajo en comparación con el CAPEX.

Payback (Periodo de Recuperación): Tiempo estimado para que los ahorros o ingresos generados por una inversión igualen el costo inicial del capital invertido.

PPA (Power Purchase Agreement): Contrato de compraventa de energía a largo plazo entre un generador y un comprador (distribuidora o industria), que define el precio y las condiciones de suministro.

Prosumidor: Agente del mercado eléctrico que tiene la capacidad técnica y legal de producir energía para su propio uso y consumir de la red cuando sea necesario.

Reserva de Potencia: Margen de seguridad entre la capacidad instalada total y la demanda máxima del sistema. En Bolivia, este excedente supera el 100%, dificultando la entrada de nuevos competidores.

Sinceramiento de Precios: Política económica orientada a ajustar las tarifas para que reflejen los costos reales de producción y escasez, eliminando distorsiones causadas por los subsidios.

WACC (Weighted Average Cost of Capital): Costo promedio ponderado del capital que refleja la tasa mínima de retorno exigida por los inversores y prestamistas, ajustada por el riesgo país.

Referencias bibliográficas

Aliaga Lordemann, J., & Herrera Jiménez, A. (2014). Escenarios de la matriz energética para Bolivia. *Revista Latinoamericana de Desarrollo Económico*, (22), 135-160.

Asociación Latinoamericana de Integración (ALADI). (2023). Tendencias de la eficiencia energética en América Latina y el Caribe: Desafíos para la integración regional. <https://www.aladi.org/sitioaladi/>

Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN). (2024). Anuario Estadístico del Sector Eléctrico Boliviano 2023. <https://www.aetn.gob.bo/>

Banco Central de Bolivia (BCB). (2025). Informe de Política Monetaria y Administración de Reservas: Perspectivas 2026. <https://www.bcb.gob.bo/>

Banco Interamericano de Desarrollo (BID). (2023). Instrumentos financieros para la transición energética: El rol de

la inversión privada en mercados con subsidios. <https://publications.iadb.org/>

Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC). (2024). Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2024-2035. <https://www.cndc.bo/>

Fundación Jubileo. (2024). Análisis de la economía energética: El costo de la subvención a los carburantes en Bolivia. <https://jubileobolivia.org.bo/>

Gaceta Oficial del Estado Plurinacional de Bolivia. (2024). Decreto Supremo Nº 5549: Régimen de Generación Distribuida para Medianas Escalas. <http://www.gacetaoficialdebolivia.gob.bo/>

International Energy Agency (IEA). (2024). World Energy Outlook 2024: Integrating Variable Renewables through Avoided Cost Analysis (LACE). <https://www.iea.org/reports/>

International Renewable Energy Agency (IRENA). (2023). Renewable Energy Statistics 2023: Solar PV costs and performance trends. <https://www.irena.org/>

Ministerio de Hidrocarburos y Energías. (2024). Política de Transición Energética Soberana: Hacia un modelo de descarbonización con inversión privada. <https://www.mhe.gob.bo/>

Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). (2024). Panorama Energético de América Latina y el Caribe: El rol de la generación distribuida. <https://www.olade.org/>

Platts, S&P Global. (2025). South American Energy Markets: Impact of currency volatility on renewable energy CAPEX.

World Bank. (2024). Bolivia Economic Update: Managing Fiscal Stress and Energy Subsidies. <https://www.worldbank.org/en/country/bolivia>

Zamora, R., & Rojas, J. (2024). Modelos de optimización para el despacho de energía renovable en sistemas eléctricos con subsidios cruzados. *Revista Boliviana de Ingeniería Eléctrica*.



Investigador

Javier Aliaga Lordemann - Investigador Senior Asociado de INESAD (jaliaga@inesad.edu.bo).

Las opiniones expresadas en este documento pertenecen a los autores y no necesariamente reflejan la posición oficial de las instituciones auspiciadoras ni de la Fundación INESAD (Instituto de Estudios Avanzados en Desarrollo).

