

DOCUMENTO DE ASOCIACIONES LATINOAMERICANAS DE GRANDES CONSUMIDORES DE ENERGÍA

Argentina
Chile
Colombia
Panamá
Costa Rica

FEBRERO 2026

TABLA DE CONTENIDOS

Introducción	03
<hr/>	
Importancia y Rol del Cliente en el Sector Energético	04
<hr/>	
Argentina	06
<hr/>	
Chile	11
<hr/>	
Colombia	15
<hr/>	
Panamá	20
<hr/>	
Costa Rica	24
<hr/>	

01

INTRODUCCIÓN

En un esfuerzo conjunto y de carácter sistemático, cinco asociaciones latinoamericanas que representan a la demanda industrial electro-intensiva de distintos países del continente han trabajado de manera coordinada durante cerca de dos años, con el objetivo de estrechar relaciones, compartir conocimientos y experiencias, generar contenido y, especialmente, emitir documentos de posición sobre temas relevantes.

En este contexto, a continuación, se presentan algunos de los avances y conclusiones en los que se ha trabajado, con el propósito de compartirlos con la comunidad energética.





02 IMPORTANCIA Y ROL DEL CLIENTE EN EL SECTOR ENERGÉTICO

El desarrollo de los pueblos y el bienestar de su población están asociados al crecimiento de la demanda eléctrica, por lo que las políticas energéticas de las naciones deben centrarse en el bienestar de sus habitantes.

El sector eléctrico tiene como su objetivo final de abastecer a la demanda. La capacidad de generación, transmisión, distribución, comercialización y almacenamiento tienen como fin construir una cadena de producción que permita llevar la energía hacia los puntos de consumo. No hay oferta de energía si no hay demanda.

Para los sectores productivos el costo y disponibilidad segura y confiable de la energía eléctrica tiene un gran impacto en la competitividad y en la creación de empleo directo e indirecto, lo que impacta en la productividad y el desarrollo económico de cada país.

La transición que se está produciendo en el sector energético ha impulsado cambios en el rol del cliente. A diferencia de lo que podía observarse en el antiguo paradigma del cliente pasivo, donde la demanda era conceptualizada como un mero usuario receptor, esto cambió y hoy el usuario no sólo es activo en cuanto a consideraciones de autoproducción o gestión eficiente de sus consumos de energía, sino que a la vez exige participar en la definición de objetivos y acciones de política energética.

Los clientes demandan un suministro energético que sea seguro, confiable y sostenible a precios competitivos, de calidad, y bajo en emisiones. Para alcanzar una oferta e infraestructura energética con estas características, existen clientes que cada vez más tienen interés en participar de diferentes maneras

En el ámbito de la seguridad de suministro, los clientes hoy pueden contribuir autogenerando, y no sólo en horas de punta del sistema, sino también con gestión eficiente de la demanda aportan con flexibilidad. La gestión eficiente e integral de los consumos permite reducir generación en base a combustibles fósiles y participar en la optimización y en el desarrollo de infraestructura costosa en materia de oferta, redes, y/o almacenamiento.

En el ámbito de precios eficientes, los clientes demandan mercados eléctricos competitivos, donde tengan acceso a información oportuna y completa para tomar decisiones de crecimiento, contratación, participación y donde el poder de negociación se encuentre balanceado entre oferta y demanda.

En el ámbito de suministro de bajas emisiones, los clientes buscan tener la opción de contratar suministro renovable con el fin de reducir su huella de carbono, mejorar su gestión de riesgo y contribuir con el futuro, lo que permite apalancar mejores inversiones y financiamiento para el desarrollo de infraestructura renovable.

Adicionalmente, los objetivos de descarbonización nacionales sólo son alcanzables a partir de la electrificación de buena parte de los consumos energéticos. Para que ello sea viable, es necesario que el suministro eléctrico renovable, y de base, sea accesible a precios competitivos.

En general, los clientes eléctricos han estado alejados de estos conceptos, dado que no es su rol o función principal, por lo que la

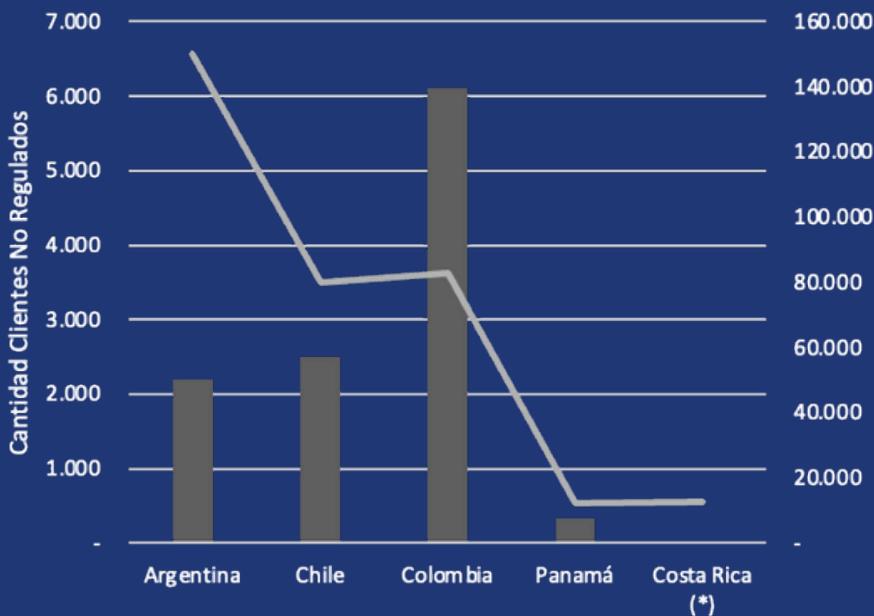
normativa sectorial debe tener especial deferencia en cómo incorporar a la demanda como parte fundamental del sector energético, en esta nueva dimensión de su papel sectorial.

En ese sentido, entendemos, además, que las innovaciones tecnológicas, el uso intensivo de datos, el valor agregado de la información, la ciberseguridad y la inteligencia artificial con la digitalización del sector, abrirían oportunidades en las que el mercado, con apoyo del regulador, podrá interactuar con las organizaciones y con los usuarios de otra manera, ganando eficiencia operativa y transparencia.

En conjunto, estas ideas enfatizan la importancia de abordar la transición energética de manera completa, con la

participación activa de los consumidores, la búsqueda de precios competitivos y la promoción de fuentes de energía más limpias. Este enfoque integral es esencial para forjar un futuro energético más sustentable.

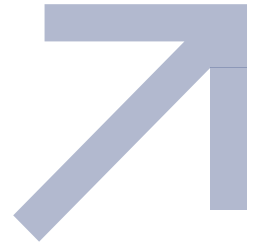
Bajo este panorama, a continuación, se presenta el contexto de los sectores energéticos de Argentina, Chile, Colombia, Panamá y Costa Rica, con foco en la demanda y su consumo energético, la explicación de la regulación aplicable a los grandes clientes de energía, así como las principales preocupaciones asociadas al desarrollo del sector en cada país, al crecimiento de la industria y a la mejora de la competitividad de la región.



En los cuatro países incluidos en este documento se suman cerca de 11.000 clientes o usuarios eléctricos no regulados, los cuales representan una participación significativa en las demandas eléctricas de sus respectivos países.

■ Demanda (GWh)
 ■ Clientes o Usuarios no Regulados
 *(En Costa Rica todos son usuarios regulados)

ARGENTINA



En Argentina, los clientes no regulados, también conocidos como "Grandes Usuarios" (GUMAs, GUMEs, Autogeneradores), se caracterizan según su nivel de tensión y potencia y son aquellos que tienen la capacidad de negociar libremente sus contratos de suministro de energía eléctrica directamente con generadores o comercializadores en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

Clientes No Regulados
2.200

El mercado eléctrico mayorista se creó mediante la Ley 24.065, promulgada en 1992, liberalizando la industria eléctrica en las actividades de generación, transmisión y distribución. Este marco permitió reducir el rol del Estado, promover la creación y fortalecimiento de la competencia, y ampliar las opciones disponibles para los consumidores.

En los inicios de la década del 2000 y prácticamente hasta la fecha, el mercado sufre las consecuencias de los ciclos económicos del país llevando al mercado a regular su actividad y con mayor presencia estatal.

Desde inicios de 2025 el sector eléctrico ha estado expectante ante una nueva propuesta de desregulación en toda la cadena de suministro. En octubre, la Secretaría de Energía de la Nación emitió la Resolución SE N°400, la que plantea una transición de desregulación a partir del mes de noviembre de 2025.

Se entiende que exigirá a toda la cadena, desde la oferta a la demanda, de los mejores esfuerzos para adaptarse y responder a las nuevas señales para la inversión en la infraestructura que se requiere para el corto, mediano y largo plazo.

La capacidad instalada de generación eléctrica en Argentina al 31 de

diciembre de 2024 es de 43.351 MW, de los cuales más de 6.670 MW corresponden a capacidad renovable (excluyendo hidroeléctricas de más de 50 MW). En el mix eléctrico de 2024, las centrales térmicas aportaron aproximadamente 50% de la generación, mientras que la generación hidroeléctrica representó cerca de 25%, la energía nuclear sobre el 9%, y la Energía Renovable No Convencional (ERNC) cerca del 16%.

En cuanto a su institucionalidad, la Secretaría de Energía de la Nación (SEN), dependiente del Ministerio de Economía, es el responsable de la política energética nacional. CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico) es la empresa encargada de la operación del sistema eléctrico interconectado nacional (SADI). CAMMESA es una sociedad mixta, con participación de la Secretaría de Energía, generadores, transportistas, distribuidores y grandes usuarios.

El servicio público de electricidad está integrado por un mercado mayorista y competitivo en generación y comercialización, con transporte y distribución bajo régimen de servicio público regulado.

El ENRE (Ente Nacional Regulador

de la Electricidad) es el órgano regulador y fiscalizador, que supervisa el cumplimiento del marco legal por parte de empresas de transporte y distribución, y aprueba tarifas y fiscaliza la calidad del servicio en algunas áreas concesionadas. A su vez, cada provincia tiene jurisdicción sobre su servicio eléctrico fuera del SADI, por lo cual existen entes reguladores provinciales con facultades normativas y de control. Incluso algunas provincias (como Buenos Aires, Córdoba y Santa Fe) tienen empresas distribuidoras públicas.

La demanda eléctrica argentina exhibe un marcado patrón estacional, con picos en verano (por el uso intensivo de aire acondicionado) e invierno (por calefacción residencial). Se estima que para 2025, la demanda anual de energía se encuentre en el rango de los 145.000 a 150.000 GWh, compuesta por la demanda residencial de ~47%; comercial ~25% e industrial ~28%.

El pico de demanda de potencia de verano se presenta típicamente entre los meses de diciembre y febrero.

ARGENTINA

Para 2025, alcanzó los 30.000 MW. El pico de demanda de potencia de invierno ocurre generalmente entre junio y agosto. Al cierre de 2025, se espera que la potencia máxima de invierno se sitúe entre 28.000 y 29.000 MW.

En Argentina, los clientes no regulados, también conocidos como "Grandes Usuarios" (GUMAs, GUMEs, Autogeneradores), se caracterizan según su nivel de tensión y potencia, son aquellos que tienen la capacidad de negociar libremente sus contratos de suministro de energía eléctrica directamente con generadores o comercializadores en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). La cantidad de clientes no regulados ronda los 3.560. Se pueden separar en 19 Autogeneradores, 396 GUMAs y 3.164 GUMEs, quienes representan el 20% y los GUDis regulados el 8% (3.320), respectivamente de la demanda total del SADI (Sistema Argentino de Interconexión).



La distribución de la demanda de energía en Argentina se concentra principalmente en tres grandes sectores:

- Residencial (aprox. 47%): Es el sector de mayor peso en la demanda total. El consumo está muy influenciado por factores climáticos (invierno y verano).
- Industrial (aprox. 28%): Representa el segundo mayor segmento de la demanda. Los principales subsectores incluyen:
 - Siderurgia y Metalmecánica: Grandes consumidores de energía para procesos productivos.
 - Petroquímica y Química: Demanda intensiva en procesos industriales.
 - Alimentos y Bebidas: Consumo constante en producción y refrigeración.
 - Cementeras: Alto consumo energético en la producción de materiales de construcción.
 - Comercial y Servicios (aproximadamente 25%): Incluye oficinas, centros comerciales, hospitales, hoteles y alumbrado público. Su consumo está relacionado con la actividad económica general y el uso de climatización.

La tasa de crecimiento de la demanda es heterogénea entre los distintos sectores económicos, reflejando sus dinámicas particulares. El Sector Residencial, pese a que representa el sector de la demanda del SADI con variaciones estacionales muy marcadas, ha mostrado un crecimiento sostenido impulsado por el aumento de artefactos eléctricos y la electrificación de servicios (calefacción, cocina, etc.). Para 2025, se espera un crecimiento moderado, entre 1,5% y 2,5% anual.

El Sector Industrial, pese a ser el sector de la demanda más estable frente a la estacionalidad del año, es el sector más volátil, directamente ligado al nivel de actividad económica del país. El crecimiento 2025 podría esperarse cercano al 2% anual, con sectores como el automotriz, metalmecánico y alimenticio siendo los principales motores.

Finalmente, el Sector Comercial y Servicios está ligado al consumo interno. Se proyecta un crecimiento del 2% al 2,5% anual, impulsado por el sector minorista, hotelería y nuevos desarrollos de oficinas y servicios.

43,3
GW de capacidad

150
TWh de demanda

30
GW de demanda máxima

2%
Tasa crecimiento de demanda

ARGENTINA

Quienes son los clientes

La regulación de los clientes no regulados en Argentina está principalmente establecida por la Ley N°24.065 (Marco Regulatorio Eléctrico), y su normativa complementaria. Para ser considerado un "Gran Usuario" (GU) y poder operar como cliente no regulado en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), debe ser autorizado como Agente del MEM y el principal criterio de categoría de GU, es la demanda de potencia y energía.

- **Gran Usuario Mayor (GUMA):** son agentes activos ya que cuentan con sistemas automáticos de alivio de carga ante contingencias en el sistema y podrían ver la transacción horaria mediante el sistema de medición comercial (SMEC). Deben contar con una demanda de potencia y energía mínima para consumo propio de 1 MW y 4.380 MWh anuales. Estos usuarios pueden operar directamente en el MEM, comprando energía y potencia a través de contratos bajo condiciones libremente pactados con generadores o comercializadores y/o transaccionan en el mercado spot.
- **Gran Usuario Menor (GUME):** son agentes pasivos de transacción mensual ya que no cuentan con el sistema de medición horaria SMEC, ni el dispositivo de alivio de cargas. Son GU con una demanda de potencia entre 0,3 MW y 2 MW. También participan en el MEM con las alternativas de compra por medio de contratos y/o transaccionan en el mercado spot.
- **Gran Usuario de Distribuidor (GUDI):** Usuarios atendidos directamente por las empresas de distribución, deben cumplir con los criterios de potencia para ser considerados GU. Es decir, que superen los 0,3 MW de potencia. Pueden recibir señales y estímulos para participar como Agentes GU del MEM. Para ser Agente GU del MEM, el GUDI debe solicitar autorización a ser presentada ante la Secretaría de Energía de la Nación, con la intervención de CAMMESA.



Derechos

Los clientes no regulados gozan de ciertos derechos específicos

- Libertad de Contratación: les permite negociar libremente sus contratos de suministro de energía y potencia con generadores, comercializadores o autogeneradores. Esto les permite buscar mejores precios y condiciones de servicio y abastecimiento.
- Acceso a la Información del MEM: Tienen derecho a acceder a la información relevante del mercado mayorista (precios spot, disponibilidad de generación, etc.) para la toma de decisiones y estudios de mercado.
- Participación en el MEM: Pueden participar activamente en el Mercado a Término o en el Mercado Spot, según su estrategia de compra, esquemas de alivio de cargas y las Ofertas voluntarias de reducción de carga ante restricciones de la oferta en el SADI.
- Servicio de Transporte y Distribución: Acceso libre al uso de las redes de transporte y distribución a tarifas reguladas para llevar la energía desde el punto de generación hasta su consumo.

Obligaciones

Los clientes no regulados están sujetos a obligaciones específicas

- Registro en el MEM: Deben inscribirse y cumplir con los requisitos del Mercado Eléctrico Mayorista.
- Cumplimiento de Contratos: Honrar los contratos de compra de energía y potencia que hayan celebrado.
- Pago de Cargos y Peajes: Abonar en tiempo y forma los cargos por potencia, energía (si compran en el spot), peajes de transporte y distribución, y otros cargos regulatorios y transaccionales del MEM.
- Medición y Monitoreo: Contar con sistemas de medición de energía eléctrica que cumplan con los estándares técnicos exigidos por CAMMESA y el ENRE, para la correcta liquidación de sus consumos. (Solo para los GUMAS).
- Cumplimiento Normativo: Acatar la normativa vigente emanada de la Secretaría de Energía, el ENRE y CAMMESA, incluyendo aspectos operativos, técnicos y económicos.



Bajo todo este contexto regulatorio y de mercado, los grandes clientes consumidores de energía presentan una serie de retos y preocupaciones en cuanto al abastecimiento, seguridad energética, precios y demás factores que son expuestos a continuación:

a.- Seguridad y calidad de suministro

En cuanto a la calidad de la operación del SADI destaca su buen desempeño ya que se considera que una gran oferta se encuentra lejana a la demanda, por lo que su seguridad y confiabilidad no se ve alterada. Se observan algunas faltas de calidad a medida que se aproxima a las redes de distribución, las que continuamente son tratadas de mejorar con programas de contingencias debido a la estacionalidad de la demanda.

b.- Precios y costos de suministro

Los costos del sistema llegan prácticamente al 100% de la demanda de los Grandes Usuarios y se encuentran encaminados a reducir los subsidios a la energía eléctrica enfocados a sectores que realmente los necesitan. Asimismo, se avanza en el establecimiento de nuevos esquemas de incentivos a capitales privados para la ampliación de infraestructura en redes de alta tensión y gasoductos, que permitan atender la expansión de la oferta y el crecimiento de la demanda, con el objetivo de reducir los costos de suministro en el mediano y largo plazo.

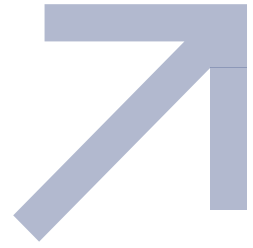
c.- Relación con el sector eléctrico

El mercado eléctrico mayorista de Argentina se encuentra administrado por la CAMMESA y el Organismo Encargado del Despacho (OED) que depende de ella. Entre otras, cuenta con la función de coordinar y realizar el despacho técnico y económico del MEM. Asegurando el equilibrio entre la oferta y demanda al menor costo, respetando las restricciones del SADI. Los Grandes Usuarios son agentes activos en estas funciones, en el control de la determinación de los precios y en la estabilidad del sistema.

d.- Transición energética

Argentina cuenta con las leyes que han establecido un sendero de incentivos para el uso de energía eléctrica de fuentes renovables, de eficiencia energética y ayudar a dar cumplimiento de las metas de reducción de GEI. Con la publicación de las leyes 26.190, la Ley 27.191 y La Ley 27.424. La Industria ha respondido a los incentivos con diversas acciones y actualmente se encuentran realizando acuerdos de suministros con la oferta existente y bajo esquemas de autogeneración renovable. Actualmente la participación de la generación de energía renovable ocupa una porción cercana al 18% de la demanda total del SADI.

CHILE



Chile cuenta con tres sistemas eléctricos: el principal, el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) —resultado de la unión del SIC y SING— y los sistemas aislados de Aysén y Magallanes. El SEN concentra más del 99 % de la capacidad instalada del país y abastece a la vasta mayoría del territorio.

Cientes no regulados

2.500

A finales de 2024, la capacidad instalada del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) alcanzó alrededor de 36.778 MW. Las energías renovables representaron aproximadamente el 70% de la generación eléctrica del país, de los cuales la energía solar y eólica explicaron cerca del 33% del total anual, alcanzando un récord de 42% en diciembre de 2024.

La institucionalidad del sector está gobernada por el Ministerio de Energía, quien diseña y coordina las políticas energéticas del Estado desde su creación en 2010. La Comisión Nacional de Energía (CNE) es un organismo técnico descentralizado encargado de fijar tarifas, normativas técnicas, analizar precios y asesorar al Ministerio en materia energética.

Por su parte, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) es la autoridad fiscalizadora que supervisa la seguridad, calidad y precio de los servicios eléctricos y de combustibles. Finalmente, existe el Coordinador Eléctrico Nacional, entidad técnica autónoma sin fines de lucro que opera el SEN, garantizando un despacho eficiente y seguro del sistema eléctrico.

En Chile, la demanda de energía en 2024 fue de 79.582 GWh. El 61% de ese consumo corresponde

ca clientes eléctricos no regulados. Asimismo, la demanda máxima en 2024 fue de 12.190 MW, la cual ha tenido una tasa de crecimiento de 2% promedio anual desde el 2020. La cantidad de clientes libres es de aproximadamente 2.500.^[1]

Los principales sectores económicos que demandan energía son el sector minero (35% de la demanda eléctrica), donde la minería del cobre es la más importante (32% de la demanda total). Le siguen el sector industrial que representa un 19%, mientras que el sector forestal un 7%. El sector comercial representa un 11%, mientras que el sector residencial un 20%. El sector transporte, sólo un 1,5%.

Los clientes eléctricos con potencia conectada superior a 5.000 kW son clientes no regulados.

Los clientes con potencia conectada entre 300 kW y 5.000 kW pueden optar a estar en el régimen libre o en el régimen regulado. Para ejercer esta opción, los clientes deben notificar su intención a la empresa distribuidora con al menos 12 meses de anticipación y, una vez ejercido este derecho, se debe permanecer por un período mínimo de 4 años en el régimen escogido.

La principal característica de este

tipo de clientes es la libertad con la que cuentan para, por una parte escoger la empresa que les suministrará electricidad y, por otra, negociar directamente con esta el precio de la energía, la cantidad y los plazos asociados al suministro de electricidad, entre otros.

En cuanto a derechos y obligaciones, las cláusulas de los contratos entre clientes libres y suministradores no se encuentran reguladas en la normativa vigente de Chile, por lo que ambas partes cuentan con cierta flexibilidad para adaptar esos acuerdos a sus requerimientos. Sin embargo, esta libertad también conlleva una mayor responsabilidad para los clientes, ya que estos deben gestionar sus contratos, monitorear el comportamiento del mercado eléctrico para tomar decisiones informadas, pagar las tarifas de transmisión y distribución y dar cabal cumplimiento a la normativa eléctrica.^[2]

Todos los clientes conectados a la red eléctrica pueden ser suministrados de electricidad, sin importar su categoría.

A diferencia de los clientes regulados, los clientes libres pueden pactar un estándar igual o superior al establecido en la normativa de calidad de servicio, en el respectivo contrato de suministro.

[1] Informe de Ventas de 2024, Coordinador Eléctrico Nacional, disponible en: <https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/transferencias-economicas/ventas-mensuales/2024-ventas-mensuales/>.

[2] "Guía Indicativa: Principales consideraciones sobre el cambio de régimen de cliente regulado a cliente libre" (2025) Ministerio de Energía, Gobierno de Chile.

CHILE

En cualquier caso, todo evento no autorizado o falla ocurrido en instalaciones eléctricas que no están destinadas a prestar el servicio público de distribución, que provoque indisponibilidad por encima de los umbrales permitidos por la normativa en el suministro a usuarios finales, incluidos clientes libres, dará lugar a la aplicación de compensaciones. En el caso de clientes libres, la compensación corresponderá al equivalente de la energía no suministrada durante ese evento, valorizada a 15 veces la componente de energía del precio medio de mercado.

En materia de responsabilidades, los clientes libres tienen la responsabilidad de gestionar y mantener un contrato de suministro eléctrico con una empresa suministradora con el fin de contar con acceso a energía eléctrica. No es posible acceder a suministro sin un contrato en Chile.

La ley eléctrica chilena permite que los clientes regulados generen su propia electricidad a partir de fuentes renovables no convencionales o instalaciones de cogeneración eficiente y, en caso de generar excedentes, la inyecten a la red de distribución a cambio de un precio regulado. Es lo que se conoce como “netbilling”. En el caso de los clientes libres, no está permitido el netbilling, aunque sí la autogeneración.

En Chile, además del precio de energía que se pacta en el contrato de suministro ^[3], el cliente no regulado debe pagar una serie de cargos regulados: el pago por potencia (la que puede definirse de forma unitaria o diferenciada por periodos de horas de punta y fuera de punta), el cargo por uso de la transmisión (lo cual puede ser transmisión nacional y zonal, dependiendo de dónde el cliente se encuentre ubicado), el cargo por infraestructura para proveer servicios complementarios (como control de tensión, plan de defensa contra contingencias y plan de recuperación del servicio) y el cargo por servicio público, que financia el presupuesto del Coordinador Eléctrico Nacional, el Panel de Expertos Eléctrico y los estudios de franjas para líneas de transmisión que realiza el Ministerio de Energía.

Asimismo, en caso de que el cliente libre se encuentre conectado en una zona de concesión de distribución, debe pagar el peaje de distribución.

36,8

GW de capacidad

80

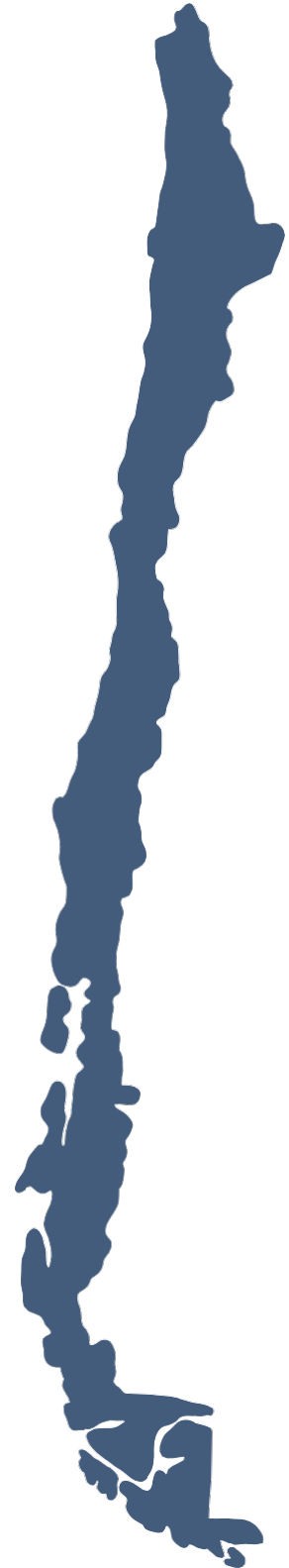
TW de demanda

12,2

GW de demanda máxima

2%

Tasa de crecimiento de demanda



[3] Generalmente, los contratos contienen cláusulas de indexación periódica de estos precios en función de distintos indicadores, con el objetivo de incorporar variaciones tales como la inflación, diferencias en el tipo de cambio o la fluctuación del precio de los combustibles.

CHILE

Adicionalmente, en el mercado de contratos libres generalmente se traspasan los cargos sistémicos o pagos laterales que la regulación indica que los generadores deben pagar “a prorrata de sus retiros” para abastecer dichos contratos. Estos cargos sistémicos incluyen el pago por uso de servicios complementarios, sobrecostos de operación (como operación a mínimo técnico), la compensación para mantener el precio estabilizado que reciben pequeños medios de generación (PMGD), costos de formación de reserva hídrica en caso de decretos de racionamiento de energía eléctrica y compensación para que el impuesto a las emisiones de gases efecto invernadero no afecte el costo marginal del sistema. Los cargos sistémicos han pasado de ser un 5% del costo de la energía en 2020 a alcanzar un promedio de un 30% en los últimos años.^[4]

Finalmente, desde 2022 y hasta 2032 se ha agregado el cargo para el Fondo de Estabilización de Tarifas (FET), que financia la deuda que los clientes regulados adquirieron con las generadoras por el congelamiento de tarifas que se aplicó en 2019, así como el subsidio eléctrico para hogares vulnerables.



[4] Barómetro de Precios y Costos del Sistema Eléctrico en Chile (2025), ACENOR A.G.



Bajo todo este contexto regulatorio y de mercado, los grandes clientes consumidores de energía presentan una serie de retos y preocupaciones en cuanto al abastecimiento, seguridad energética, precios y demás factores que son expuestos a continuación:

a.- Seguridad y calidad de suministro

En materia de seguridad y calidad de suministro, Chile está experimentando una serie de desafíos importantes para abastecer la demanda en forma confiable. El último racionamiento eléctrico se produjo en 1999, pero desde entonces han existido diferentes momentos de dificultad que han llevado a instaurar decretos preventivos de racionamiento, estando el último vigente hasta septiembre de 2023.

Estas situaciones están relacionadas con escasez hídrica, aún cuando la participación de la generación hidráulica ha disminuido considerablemente, alcanzando un 32% en 2024.

Respecto de calidad de suministro, los indicadores de interrupciones tipo SAIDI, en los últimos años venían promediando las 13 horas de interrupciones anuales,

donde aproximadamente 7 horas corresponden a fallas en el segmento de distribución. En 2024, esto tuvo un alza relevante, a partir de fenómenos climáticos que elevaron el SAIDI en el segmento de distribución sobre las 9 horas. Finalmente, cabe señalar que el 25 de febrero de 2025 se produjo el mayor blackout de la historia del sistema eléctrico chileno, donde 99% de los clientes quedaron sin suministro por al menos 6 horas.

b.- Precios y costos de suministro

En materia de precios de suministro eléctrico a clientes no regulados, el precio final (incluyendo todos los pagos y cargos promedio) alcanzaba los 87 USD/MWh en 2020, llegó a un máximo de 128 USD/MWh en 2023 y durante el año 2024 bajó a un promedio de 107 USD/MWh. A pesar de esta mejora en los últimos años, en términos comparativos,

Chile tiene precios de suministro final más altos que países vecinos como Perú y Brasil, o incluso países europeos como Francia, Alemania y España. Las alzas de tarifas a clientes regulados y no regulados en los últimos años han puesto el tema en el centro de la discusión política sectorial chilena.

c.- Relación con el sector eléctrico

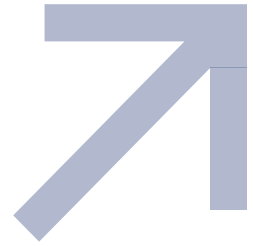
En materia de relación con el sector eléctrico, los clientes libres son considerados por la regulación chilena como entes “coordinados”, lo que significa que estos asumen una serie de obligaciones dentro de las cuales destaca cumplir con indicaciones del Coordinador Eléctrico Nacional y proporcionarle oportunamente la información que este requiera para la correcta operación del sistema. En caso de divergencia con las acciones que tome el Coordinador o en los

procesos tarifarios y de expansión de la transmisión, los clientes no regulados pueden acudir al Panel de Expertos del Sector Eléctrico, instancia independiente que dirime controversias en el sector. Incluso, este Panel también puede dirimir controversias entre clientes no regulados y sus suministradores. No existe en la regulación chilena la figura de ombudsman u oficina del cliente, como existe en otras regulaciones.

d.-Transición energética

Respecto de la participación de energía renovable en el suministro de clientes libres, la encuesta de percepción de la transición energética en clientes libres (realizada en 2024 para ACENOR AG) indica que el 71% de los clientes libres encuestados señala que su empresa sí tiene contratado suministro eléctrico renovable. Cabe señalar que, en 2024, el 68% de la energía generada fue renovable en Chile.

COLOMBIA



El sector eléctrico colombiano está conformado principalmente por dos sistemas: el Sistema Interconectado Nacional (SIN), que abarca a la mayoría de los usuarios y del territorio nacional; y las Zonas No Interconectadas (ZNI), que se encuentran principalmente en lugares aislados donde llevar la interconexión es más costoso o no se hace viable por diversos factores. Sin embargo, Colombia cuenta con un cubrimiento de 92,7% de la demanda para 2023 en el total del territorio nacional.

Usuarios no regulados

6.109

Asoenergía, tras 11 años de operación como gremio que busca la competitividad de los Usuarios No Regulados (UNR) en términos de precios, calidad y confiabilidad, ha contribuido con la visión de la demanda en el desarrollo de mercados sectoriales competitivos y en el impulso a la gestión integral de la demanda.

El Sistema Interconectado Nacional (SIN) opera de manera coordinada y administrada por el Operador del Sistema XM, bajo un modelo estructurado desde 1994 con actividades separadas regulatoriamente en cuatro actividades principales: generación, transmisión, distribución y comercialización, todas ellas realizadas por empresas que pueden ser de carácter público, privadas o mixtas, con algunos agentes con integración vertical, ya que, aunque está establecido que la transmisión debe ser independiente, la integración completa vertical está permitida para quienes estaban así antes de la ley.

El modelo actual separa igualmente las responsabilidades en la política pública, la regulación, la vigilancia y control y la planeación en diferentes instituciones. La política reflejada en el marco legal es desarrollada normativamente por el Ministerio de Minas y Energía (MME);

la regulación está a cargo de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG); la vigilancia y el control están a cargo de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) y la planeación a cargo de la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME). Finalmente, la empresa XM es la encargada de operar el sistema y liquidar las cuentas de todo el mercado.

La generación de energía eléctrica es realizada por diferentes empresas que están en competencia y ofertan su energía en el Mercado de Energía Mayorista (MEM): que consiste en la bolsa diaria, los contratos bilaterales entre generadores y comercializadores, y las Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE's). La demanda minorista está dividida entre Usuarios regulados (UR) y Usuarios No Regulados (UNR), estos últimos pueden negociar su generación y comercialización, pero limitada a un solo suministrador y en una sola frontera comercial, lo que limita su optimización.

Actualmente, el sistema tiene una capacidad instalada de 21,02 GW, de los cuales 62,8% corresponden a energía hidráulica, 29,5% a energía térmica y la energía solar representa cerca del 7,5%. Con una generación de cerca de 83.262,92 GWh en el 2024, con un 70,64% de

generación renovable y un 29,36% de generación no renovable.

Los principales sectores de consumo en la demanda no regulada son: industria manufacturera con 9.855,77 GWh-año en el 2024, seguido por el sector de explotación de minas y canteras con 7.580,66 GWh-año, y con una participaciones del 39,3 y 30,23%, respectivamente, entre la demanda no regulada del país; con menos participación se encuentran sectores como construcción, alojamiento, información y comunicaciones; que se agrupan en un mismo subsector, con una participación del 6,85% y un consumo de 1.408,1 GWh-año, representando estos tres sectores más del 76,38% de la participación de la demanda no regulada.

La demanda crece en promedio vegetativamente, con picos o valles a veces impredeciblemente. El crecimiento solo es empujado por la demanda regulada, mientras el crecimiento de la demanda no regulada se debilita. El crecimiento de demanda comercial total del sistema es heterogéneo entre regiones. Se debe considerar además que el crecimiento está enmascarado dentro de la autogeneración. Finalmente, los escenarios de crecimiento no contemplan la presión proveniente de la escasez de gas natural.

COLOMBIA

El resultado es una restricción de competitividad:

La limitada capacidad de generación y transmisión eléctrica aumenta los precios y reduce la confiabilidad del servicio, lo que impacta directamente en la competitividad de la industria nacional.

Menor productividad industrial: La falta de energía firme obliga a las empresas a frenar líneas de producción, a usar sustitutos costosos o a retrasar proyectos de expansión.

Inhibición de inversión: La incertidumbre frente a la disponibilidad futura de electricidad desincentiva la inversión en sectores intensivos en energía, afectando la diversificación de la economía.

Los UNR en Colombia son usuarios con grandes consumos de energía eléctrica. Un usuario debe tener instalada una potencia de mínimo 0,1 MW o registrar una energía consumida superior a 55 MWh-mes como promedio de los últimos seis meses facturados para optar por ser Usuario No Regulado.

El servicio de energía eléctrica en Colombia se cobra mediante el Costo Unitario (CU), el cual está compuesto por las principales actividades de la prestación del servicio: Generación (G), Transmisión (T), Distribución (D) y Comercialización (C). Adicionalmente, se tiene un componente de Pérdidas (P) y un componente asociado a las restricciones del sistema (R). Para los usuarios en general, estos componentes son regulados y tienen una metodología de remuneración regulada; sin embargo, para los UNR, la negociación de los componentes de G y C es libre, es decir, estos pueden acordar estos precios con su comercializador.

Solo algunas clasificaciones industriales de UNR están sujetos a la contribución de solidaridad, que es un cobro adicional del 20% del valor del consumo mensual destinado al Fondo de Solidaridad y Redistribución de Ingresos, que sirve para financiar subsidios para los usuarios de los estratos 1, 2 y 3. Los sectores exentos son ^[6]: industria manufacturera, explotación de minas y canteras, agropecuario, construcción, información y comunicaciones y suministro de electricidad, gas y agua.

Sin embargo, esto está en evaluación por parte del Ministerio de Hacienda y Crédito Público que plantea el retorno de este cobro adicional que en principio se implementó como incentivo a la industria colombiana ante la fuerte competencia internacional que está teniendo, sumado al propósito del fortalecimiento económico para incentivar la generación de empleo y mejorar la competitividad.

Las principales preocupaciones para los usuarios de energía eléctrica en Colombia se agrupan en seguridad energética, precio de la energía eléctrica y la calidad del servicio. Si bien tradicionalmente, Colombia tenía suficiente potencia instalada, y solo debía enfrentar ciclos energéticos críticos asociados a la hidrología en periodos del fenómeno climático de El Niño; esto ha cambiado.



20,5

GW de capacidad

83

TW de demanda

13

GW de demanda
máxima

2%

Tasa de crecimiento
de demanda

[6] Decreto 2860 de 2013, donde se especifica que las actividades de los códigos 011 a 360, 581 y 411 a 439 serán beneficiarios del tratamiento tributario consagrado en el parágrafo 2 del artículo 211 del estatuto tributario. Los usuarios industriales tendrán derecho a descontar del impuesto de renta a cargo por el año gravable 2011, el cincuenta por ciento (50%) del valor total de la sobretasa y que a partir del año 2012 dichos usuarios no serán sujetos del cobro de esta sobretasa. Y que el gobierno establecerá quien es el usuario industrial beneficiado del descuento.

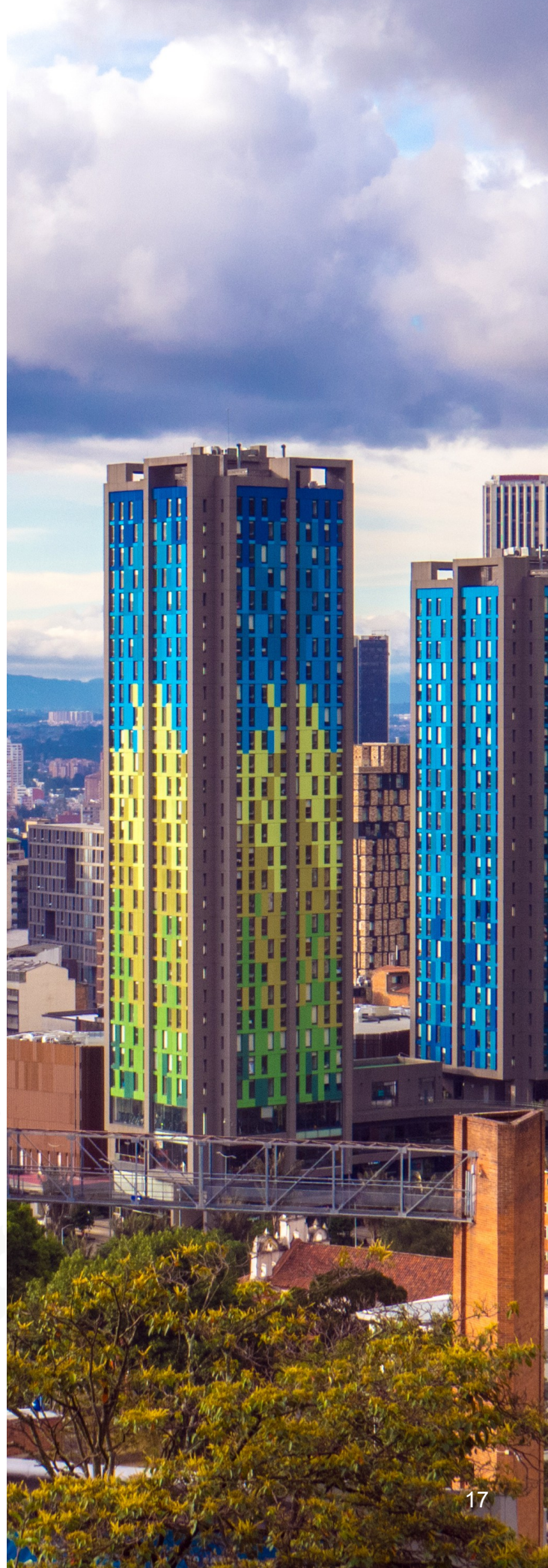
COLOMBIA

Se está experimentando un proceso de incertidumbre en la expansión, enmarcado principalmente por el retraso en la entrada de proyectos de generación, transmisión y distribución, ante un continuo incremento de la demanda.

Entre el 2020 y el 2024, la demanda nacional creció cerca de un 12%, con promedios anuales de crecimiento del 2%, superando las expectativas de crecimiento de las estimaciones oficiales y con periodos de crecimiento que han sido considerablemente altos, como el fenómeno de El Niño 2023 – 2024, que puso al sistema en alerta y obligó a implementar estrategias en varios sentidos para garantizar el abastecimiento.

Esto se ha reflejado, en parte, por la poca incorporación de energía al sistema, donde para el 2020 se esperaba que entraran 2.299 MW de nueva capacidad de generación y solo entraron 361 MW, generando retrasos que han seguido hasta la fecha, cuando en 2024 solo se puso en operación el 25% de la capacidad esperada; de los 5.720 MW esperados, solo entraron 1.447 MW y para 2025 se espera que se incorporen a la matriz de generación 3.517 MW y hasta mayo de 2025 solo han entrado 50 MW, sumado que para el próximo año se espera que ingresen 7.025 MW. En este contexto además se observa un sesgo hacia expansión solar mayoritariamente, que reduce la confiabilidad global del SIN.

A la poca incorporación de energía al sistema se le puede añadir el retraso en el crecimiento de la infraestructura de transmisión, que ha impedido que se incorporen nuevos proyectos de demanda y energía al sistema, con el 55% de los proyectos que actualmente se encuentran en construcción con retrasos, tanto en el Sistema de Transmisión Nacional (STN) como en el Sistema de Transmisión Regional (STR). Según XM, operador del sistema, actualmente se cuenta con 241 desarrolladores que adelantan 350 proyectos de transmisión, pero los avances son limitados. Desde 2019, el ingreso de nuevos proyectos al SIN no ha superado el 28% de lo esperado. Finalmente, el rezago en los planes de expansión de los distribuidores denominados Operadores de Red, está reflejado en las pérdidas y baja calidad de algunas zonas del país, y en inversiones atrasadas que limitan la capacidad de conexión y expansión de nueva demanda en prácticamente todo el territorio nacional.



COLOMBIA

35%

de la demanda eléctrica
corresponde a UNR

La regulación tarifaria está igualmente rezagada y la CREG, como entidad de regulación se ha debilitado institucionalmente. Los periodos tarifarios del Costo Unitario (CU) esperados de 5 años legalmente, no se cumplen, debilitando la señal de inversión y de eficiencia. Tras 30 años de historia de la regulación actual, solo se han tenido dos periodos tarifarios de la fórmula general del CU de energía eléctrica, uno en 1997, que duró 10 años, y el otro en 2007, que es el que continúa vigente. Sumado a esto, los periodos tarifarios de la remuneración regulada de sus componentes se han manejado con un desacople tarifarios al interior del CU, preocupante y difícil de gestionar para la demanda. Con solo dos metodologías tarifarias para el componente de transmisión, la última de 2009 y vigente por más de 15 años; la metodología para remunerar la actividad de comercialización con dos periodos, la última vigente desde 2014 (11 años); la metodología de distribución ha presentado cuatro periodos tarifarios, la última en 2018 (7 años). Todo esto ha representado que no se reflejen factores como la productividad, que no se interiorice la eficiencia, que no se decida y controle la expansión, que la calidad se deteriore y que no se tenga una señal de control tarifario real, y mientras esto continúe, los usuarios no recibirán el servicio pleno por el cual están pagando.

Los precios de la energía se han incrementado considerablemente para toda la demanda, principalmente por la falta de oferta competitiva y por la presión durante periodos de poca hidrología y acrecentados por el fenómeno de El Niño. El último año se registraron los precios más altos de la historia en la bolsa de energía, lo que repercutió directamente en los precios de los contratos y el CU. Luego del fenómeno de El Niño 2023 – 2024, el precio promedio de los contratos registrados no volvió a estar cerca de los valores presentados previo al fenómeno climático, ya que, en periodos de hidrología alta, el precio promedio de los contratos se ha estabilizado un 20% por encima del promedio de los precios de los contratos registrados a principios del 2023. Pero durante los periodos secos de final del 2024 e inicios del 2025 se presentaron incluso incrementos superiores al 90% con respecto a los contratos registrados a inicios del 2023. Lo que evidencia un real crecimiento en el componente de generación que sí es transmitido a la demanda, además de enfrentar una alta volatilidad a los expuestos en la bolsa de energía.



Otro factor que afecta considerablemente a los Usuarios No Regulados (UNR) es la calidad del servicio de energía eléctrica. En Colombia, esto se mide en los Operadores de Red (OR) principalmente a través de dos indicadores, SAIDI, que indica la duración de las interrupciones, y SAIFI, que indica la frecuencia de las interrupciones. Aunque, según los distribuidores, ambos indicadores han mejorado en los últimos años, la realidad muestra todo lo contrario, evidenciado en el estudio realizado por **Asoenergía**, en el que evalúa la calidad del servicio con datos de la SSPD y encuesta de percepción a los asociados.

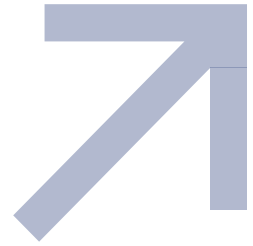
El estudio mostró que el indicador SAIFI presenta incrementos año a año desde 2019 hasta 2023, donde el promedio de veces pasó de menos de 50 en el 2019 a casi 300 en el 2023, mostrando un evidente aumento en la cantidad de eventos que se presentan. Mientras que el indicador SAIDI pasó en 2019 de menos de 2 horas a 2023 a presentar 2 horas

de interrupciones, con su pico más alto en el 2020, donde se superaron las 8 horas. Sumado a que la percepción para los usuarios no mejoró, y esto se debe a la cantidad de excepciones en los eventos que se consideran (cerca del 86% en SAIDI y 98% en SAIFI) que se presentan en el registro de las interrupciones.

En conclusión, desde la demanda se ha esperado una señal de eficiencia en energía eléctrica para todo el parque de generación disponible, cuyo desarrollo y expansión debe responder a un portafolio de recursos energéticos y tecnologías, ya que la pérdida de reserva eficiente que lleva a una estrechez entre la oferta y la demanda sigue enfrentando a los usuarios a una distorsión de precios en el mercado de energía mayorista actual. Estamos en una situación de desacople entre el crecimiento de la oferta, y el crecimiento de la demanda, que limita a esta última en su productividad y expone al SIN a una condición vulnerable a aportes hidrológicos extremos, y con

reservas en los embalses que no tienen larga duración en el tiempo. Esta situación hace que la oferta limitada de generación de energía eléctrica en el mercado de corto plazo (la bolsa de energía) se eleve en términos de precios y se llegue a niveles cercanos al precio de escasez o a intervenciones como las recientes que solo han subido aún más los precios de la bolsa al incentivar precios altos, o alterar las proyecciones de precios de contratos.

PANAMÁ



La legislación vigente panameña permite a los Grandes Clientes (GC), con una demanda máxima por punto de conexión a partir de 100 kW, abastecerse de sólo energía y acceder al mercado de contratos con un generador que la tenga disponible.

Usuarios no regulados

339

Anterior al año 2018, y con el nacimiento de la ley que dicta el marco regulatorio para el servicio público de electricidad, la Ley N° 6 de febrero de 1997, estaba abierta la posibilidad de adquirir también la potencia a través de un PPA con el generador. Desde 2018 y gracias a los acercamientos de AGRANDEL con el regulador, la normativa del Reglamento de Distribución en lo referente a medición aplicable a las distribuidoras las obligó a realizar los cambios para mejorar los niveles de precisión del consumo, especialmente en los medidores de los Grandes Clientes (GC). Esto marcó un hito importante para los GC porque a partir de este momento, y al eliminarse la barrera de inversión inicial en este sistema de medición, se permitió el acceso inmediato de los mismos al mercado de contratos con generadores y el crecimiento fue exponencial pasando de ser apenas 24 empresas en el 2017 a unas 326 empresas hoy al 2024.

Del consumo nacional, los grandes clientes habilitados o no regulados representan aproximadamente el 20% en Demanda máxima con 410 MW de 2.235 MW en total. La mayor actividad de consumo de los GC, unos 170 GWh al mes se concentra en industria cementera, manufactura de materiales de construcción y de alimentos, puertos de contenedores y trasiego de petróleo.

La mayor cantidad de puntos de medición se concentra en comercio al por menor e industria manufacturera, con un aproximado de 338 de un total de 605.

El nuevo pliego tarifario para los años 2023-2026 impone un nuevo costo de 12,00 USD/kW-mes para la demanda de potencia de generación que es cobrada a los GC no regulados en la tarifa del uso de red que se paga a la distribuidora de su área de concesión. En muchos casos, y ante esta actualización de precios, disminuye el potencial de ahorro que obtienen en sus PPA con el generador. Como asociación que busca aportar a la mejora del sector, se han presentado propuestas al regulador que implica la posibilidad de volver a contratar la potencia de los GC directo con el generador a través de un mecanismo gradual que mitiga el riesgo de traspaso de sobrecosto a los clientes regulados.

Si nos situamos en el contexto actual, para una GID eficaz tenemos claros ya cuáles son los mecanismos que están brindando esta posibilidad en otros mercados, como lo es el caso colombiano y chileno que están marcando la pauta a través de las figuras como Demanda interrumpible, licitaciones para la contratación de demanda interrumpible y los justos reconocimientos que incentiven la inversión y participación de los

Grandes Clientes.

Existen en la normativa panameña las metodologías y reglamentos que lo permiten pero que requieren ajustes y modificaciones a la realidad del sector. Los Grandes Clientes ya se han abocado al uso de autoabastecimiento a través de sus plantas de emergencia ante las fallas constantes del suministro en el sector oeste del país. También, en miras de cumplir con objetivos de sostenibilidad, han invertido en la instalación de paneles solares, aunque tengan la limitante y el desincentivo de no poder inyectar a la red y recibir la remuneración en el caso de que tengan un PPA con el generador.

La agenda de transición energética, impulsada por el Estado a través de la Secretaría de Energía, tuvo el tiempo en contra y el reto climático frente a las puertas, cuando fue presentado a consulta pública y al debate ante la Asamblea de las modificaciones a la Ley 6 del sector eléctrico. Se observa con buenas luces las modificaciones que se proponen en el Proyecto de Ley N° 1119, que modifica la ley del sector eléctrico y en la que se vislumbra una GID encaminada a través de la aparición de nuevas figuras como el comercializador, actividad que hasta el momento es exclusiva de las distribuidoras, las nuevas figuras de prosumidor, almacenador que integran la

PANAMÁ

participación de la demanda en roles más activos. No ha sido posible la participación de los Grandes Clientes en este periodo crucial 2022-2024 en el Comité Operativo por la falta de cohesión y ante la gran cantidad de empresas que deben ejercer su voz para designar su representación. Ante esto, también se ha presentado una propuesta de permitir la participación de los GC interesados, sin embargo, ha faltado la voluntad de realizar las modificaciones o las medidas transitorias que lo permitan realizar de una manera más expedita y menos complicada.

En Panamá, la demanda de energía en 2024 alcanzó 12.360 GWh y la demanda máxima registrada fue de 1.921 MW. Al cierre de 2024, los clientes no regulados en Panamá fueron alrededor de 339.

La tasa de crecimiento de la demanda en Panamá ha visto una recuperación post – COVID de aproximadamente 2% anual. La demanda de energía en Panamá se correlaciona principalmente con el sector comercial, siendo este responsable de alrededor de un 42% del total.

Cualquier persona natural o jurídica con una demanda máxima igual o mayor a 100 kW por sitio, puede ejercer su opción de compra de energía como cliente no regulado en Panamá.

El Gran Cliente tiene derecho de acogerse a precios acordados libremente con otros agentes (Gran Cliente Pasivo) a través de contratos de suministros con Agentes Generador o de optar por la compra directa en el Mercado Ocasional (Gran Cliente Activo). También tiene derecho a ser representado en el Mercado Mayorista de Electricidad a través del Agente con el que suscribe su contrato de suministro o en su defecto ejercer su propia representación si se habilita como Gran Cliente Activo.

4,9
GW de capacidad

12,3
TW de demanda



2,3
GW de demanda
máxima

4%
Tasa de crecimiento
de demanda

En cualquiera de los casos, el gran cliente tiene las siguientes obligaciones:

- Comunicar su decisión de habilitarse como Gran Cliente a la empresa distribuidora que le presta el servicio, con una antelación no menor de 30 días calendario a la fecha en que ejercerá la opción.
- Cumplir con lo solicitado por el Centro Nacional de Despacho en el reglamento de operación y seguir lo indicado en la metodología de detalle (Metodología para la verificación del sistema de medición comercial (SMEC)).
- Suscribir un Contrato de Uso de Redes con la empresa distribuidora a la cual se encuentra conectado, de acuerdo con lo establecido en el régimen de suministro del reglamento de distribución y comercialización.
- Constituir una garantía de pago a favor del Mercado Mayorista de Electricidad, conforme el volumen de energía a transar.

PANAMÁ

Adicional al pago de los productos potencia y energía que se comercializan en el mercado eléctrico panameño, los grandes clientes pagan adicionalmente por:

- Servicios auxiliares generales: requerimiento para mantener la calidad y confiabilidad del sistema eléctrico en el corto plazo.
- Servicio auxiliar de seguimiento de demanda: cargo asociado a los costos de arranque y parada de un Generador que se amerite para cubrir la demanda con el mínimo costo de operación diario dentro de los requisitos de calidad y seguridad que no están incluidos el precio de energía del mercado ocasional (spot).
- Generación obligada: sobrecostos y/o cobro de compensaciones por parte de agentes llamados al despacho por requisitos técnicos de operación segura y con calidad en la red, por requerimiento de la demanda.
- Pérdidas de transmisión.





Bajo todo este contexto regulatorio y de mercado, los grandes clientes consumidores de energía presentan una serie de retos y preocupaciones en cuanto al abastecimiento, seguridad energética, precios y demás factores que son expuestos a continuación:

a.- Seguridad y calidad de suministro

Los indicadores de calidad del suministro eléctrico en Panamá son deficientes especialmente a nivel de distribución. Las estadísticas al cierre de 2024 demuestran que las 3 compañías distribuidoras incumplen los indicadores de frecuencia y duración de interrupciones (Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, ASEP, 2024). Algunas presentan mayor cumplimiento en las regiones urbanas, pero conforme se desglosan las áreas suburbanas y rurales, los índices empeoran.

En cuanto a seguridad del suministro, se presenta una oferta de generación suficiente ante las proyecciones de demanda de al menos los próximos 4 años.

b.- Precios y costos de suministro

De forma estadística, la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos presenta un gráfico del Precio

Promedio Global de la Electricidad en Panamá (Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, ASEP, 2025). Esta referencia sitúa a Panamá en torno a los 20 centavos de dólar por kilovatio hora (0,20 USD/kWh). Sin embargo, los costos de usuarios de más de 100 kW de demanda usualmente superan este promedio ya que los costos asociados a potencia son considerables, esto hace poco competitivas actividades como la industria.

c.- Relación con el sector eléctrico

En el aspecto operativo, el gran cliente tiene algún nivel de injerencia en el sector eléctrico panameño a través de su representación en el Comité Operativo del Mercado Mayorista de Electricidad. Sin embargo, desde el periodo 2020 hasta lo que reste a mediados de 2026, esta representación no pudo ser ejercida por una forma de votación que solicitaba mayoría absoluta para la ocupación de las 2

plazas para los Grandes Clientes; aspecto que resultaba cada vez más complejo conforme la cantidad de clientes no regulados aumenta. En situaciones como esta o también las concernientes a la restricción de compra de potencia por parte los Grandes Clientes, no hemos encontrado el nivel de apertura y diálogo antes como el Operador del Mercado y Sistema (OS/OM) y el regulador.

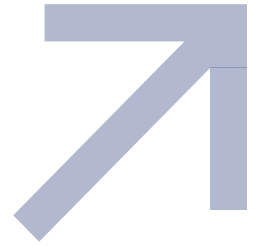
d.- Transición energética

Panamá registra importantes avances en cuanto a su transición en la oferta de la matriz de generación eléctrica, con una capacidad instalada superior a los 4.900 MW. De este total, cerca de un 60% de las tecnologías instaladas son renovables con una importante base hidroeléctrica y adiciones desde el año 2015 en energías renovables no convencionales como eólica y solar fotovoltaica.

También desde el año 2015, el país apostó por la inserción del gas natural, y hoy día compone el 20% de los 4.9

00 MW instalados. Precisamente, la sobreoferta del sistema de generación eléctrico permitió que la oferta de renovable se tradujera en mayores oportunidades de contrato de suministros para los grandes clientes. A la fecha, muchos proyectos solares se apalancaron con contratos de suministro de energía.

COSTA RICA



En Costa Rica todos los sistemas de la cadena de suministro de electricidad: generación, transmisión, distribución y alumbrado público están regulados por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP). No hay clientes no regulados.

En Costa Rica es este organismo, el cual establece las tarifas de las ocho empresas distribuidoras de energía eléctrica que poseen concesiones territoriales, de las cuales, el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) fue el responsable del 75,9% de la generación eléctrica nacional en el año 2024 y la única autorizada para adquirir electricidad a generadores privados con dos esquemas:

- BO: en donde las plantas deben tener una capacidad inferior a 20 MW y pertenecen a empresas privadas.
- BOT: en donde una empresa privada construye u opera una planta con una capacidad máxima de 50 MW y después de un periodo de 20 años, le transfiere la planta al ICE (Instituto Costarricense de Electricidad).

Las plantas BO y BOT solo pueden utilizar fuentes renovables de energía y aportaron el 6,7% y el 7,9% de la generación eléctrica nacional del año 2024.

El ICE también es el único agente de mercado que puede participar en el Mercado Regional de Electricidad (MER), en el cual se utilizan las líneas del Sistema de Interconexión Eléctrica de los países de América Central (SIEPAC), para realizar importaciones y exportaciones de electricidad.

La ARESEP establece a cada empresa distribuidora varios tipos de tarifas entre las cuales se tienen:

1. Usuarios directos del Sistema de Generación: son empresas electro intensivas que se conectan a la red de transmisión en 230 kV.
2. Mediana Tensión: consiste en consumidores que están conectados a la red primaria de distribución en voltajes de 34,5 kV principalmente.
3. Comercial e Industrial.
4. Residencial.

El principal componente de las tarifas eléctricas nacionales corresponde a las tarifas del sistema de generación que se calculan tomando en cuenta dos fijaciones:

- Ordinaria: considera los costos fijos del sistema de generación.
- Costo Variable de Generación: que toma en cuenta el balance de importaciones, exportaciones, costo del combustible requerido para la generación térmica y los ajustes por liquidación de los ingresos.

Las tarifas de cada empresa distribuidora se establecen con base en el principio de servicio al costo, de tal forma que, cada empresa le presenta a la ARESEP una solicitud de ajuste en las tarifas de cada uno de sus

Consumo Industrial
60%
de la demanda

sistemas basada en una proyección de gastos recurrentes y no recurrentes para el siguiente año.

La ARESEP revisa y corrige las proyecciones que le presentan y después de fijar y aplicar las tarifas nuevas por un año, procede a realizar una liquidación con el fin de, ya sea, reconocer los gastos no cubiertos a las empresas distribuidoras o devolver a los usuarios los excedentes que se hayan acumulado de más debido a diferencias entre las proyecciones consideradas al momento de establecer las tarifas y la situación real que se presentó durante el año, lo cual, generalmente, se traduce en una reducción en las tarifas de todos los consumidores.

Las tarifas de mediana tensión, históricamente, han sido superiores a las residenciales, por lo que, ante la presión de ACOGRACE, se estableció una tarifa b (TMT-b), a la cual aplican las empresas que consuman más de 1 GWh y 2 MW por mes, o aquellas empresas que cuenten con una certificación ISO 50001 que verifique el uso eficiente de la energía. Esta tarifa es alrededor de un 20% más baja que la tarifa ordinaria TMT (tarifa media tensión).

COSTA RICA

A nivel nacional, el 2,1% de la demanda corresponde al alumbrado público, el 39,4% corresponde al sector residencial, mientras que el sector general (comercial e industrial en baja tensión), y el sector industrial (mediana tensión y usuarios directos en alta tensión), consumen el 36,8% y el 21,6% respectivamente.

La demanda máxima del año 2025 fue de 1.940 MW, se presentó en el mes de abril y corresponde a un 50,7% de la capacidad instalada del país, de la cual un 61,51% es hidro, un 10,52% es eólica, un 6,86% es geotérmica, un 13,62% es térmica (con derivados del petróleo), un 1,86% utiliza biomasa y un 5,64% emplea energía solar, principalmente en la generación distribuida que para el año 2024 tenía 200 MW instalados.

La demanda eléctrica nacional aumentó un 4,1% en el año 2024 alcanzando los 12.790 GWh y a octubre del 2025 se reporta un crecimiento en el consumo de electricidad del 1,14%, sin embargo, es conveniente indicar que estos datos no toman en cuenta el aporte la generación distribuida.

La confiabilidad y la calidad del suministro eléctrico es bastante buena con una cantidad de interrupciones al año entre 7 y 10 que representan una duración total entre 8,4 y 10,8 horas anualmente.

Costa Rica es el segundo exportador de electricidad de América Central después de Guatemala y si bien, la generación eléctrica de los años 2023 y 2024 fue muy afectada debido a que se presentó un efecto de El Niño muy atípico, anteriormente, se había logrado exportar hasta 1.000 GWh al año producida en su totalidad con energía renovables.



3,8

GW de capacidad

1,94

GW de demanda
máxima

12,8

TW de demanda

4,1%

Tasa de crecimiento
de demanda

COSTA RICA

Para el año 2026 se proyectan tarifas de 0,046 US\$/kWh para los usuarios directos del sistema de generación y cerca de 0,075 US\$/kWh para los que tienen acceso a la tarifa TMT-B y a pesar de que las tarifas eléctricas de Costa Rica han sido las más bajas de Centroamérica durante muchos años, existe una fuerte presión por parte de grupos de poder que desean establecer un mercado de generación eléctrica, pero con fuertes restricciones para la participación de los consumidores que deben estar conectados en 230 KV para poder actuar como agentes del mercado.

Entre los principales argumentos para proponer el cambio de modelo se menciona que el ICE ha sido ineficiente en el desarrollo de nuevos proyectos de generación eléctrica, los cuales terminan costando el doble o hasta el triple de los presupuestados. Por ejemplo, la última planta de generación hidroeléctrica que desarrolló el ICE (Reventazón), tuvo un costo de casi 5.000 US\$/kW instalado.

A pesar de esta situación, ACOGRACE ha mantenido la posición de que el cambio propuesto aumentaría las tarifas por lo que es preferible realizar ajustes al modelo actual.

En cuanto a la transición energética, Costa Rica tiene más de 30 años de producir alrededor del 95% de su energía eléctrica utilizando fuentes renovables y en la actualidad, los esfuerzos están dirigidos al fomento del transporte eléctrico en donde actualmente, el 18% de las importaciones de autos nuevos corresponde a vehículos eléctricos, los cuales gozan de una serie de beneficios fiscales como la exención de impuestos y del cobro del derecho a la circulación, adicionalmente, no contribuyen con el mantenimiento de la red vial del país, beneficios que vencerán en el año 2026.



DOCUMENTO DE ASOCIACIONES LATINOAMERICANAS DE GRANDES CONSUMIDORES DE ENERGÍA

Argentina
Chile
Colombia
Panamá
Costa Rica

FEBRERO 2025