

ELECTRICIDAD



2022



Contenido

1. Introducción	2
2. Descripción del sector	3
2.1. Marco institucional y actividades eléctricas	3
2.2. Marco legal vigente	5
2.3. El sistema interconectado nacional	7
2.3.1. Actividad de generación eléctrica	7
2.3.2. Actividad de transmisión	9
2.3.3. Actividad de distribución	11
2.4. Regulación de precios	12
3. Evolución y estado de la situación del sector	13
3.1. El sector en la economía	13
3.2. Oferta de electricidad en el sin	13
3.2.1. Características de la demanda de electricidad en el sin	16
3.2.2. Características de la demanda de electricidad en los sa	18
3.3. El mercado eléctrico mayorista	20
3.4. Tarifa de distribución de electricidad	23
3.5. Comparación de tarifas eléctricas en países de la región	24
3.6. Tarifa dignidad	25
3.7. Fondos de estabilización	26
3.8. Desempeño	27
3.8.1. Balance de oferta y demanda	27
3.8.2. Desempeño regional	28
3.9. Tecnología nuclear	29
4. Conclusiones y perspectivas	32
5. Referencias	33

1. Introducción

El suministro de electricidad se constituye un servicio público de vital importancia para procesos industriales, comerciales y al mismo tiempo abastece el consumo energético residencial, coadyuvando en aspectos de salud, educación y otros. En este sentido, la energía eléctrica tiene un grado alto de correlación en el desarrollo económico de los países.

Por el lado de la demanda, la electricidad es uno de los productos que el usuario obtiene para mejorar su utilidad haciendo más eficiente su producción y le permite acceder a servicios básicos mejorados. En lo referente a la educación, el acceso a la electricidad permite un mayor tiempo disponible para estudiar, igualmente coadyuva al desarrollo de servicios de telecomunicaciones que facilitan el acceso a la información. Respecto a la salud, la electrificación también facilita el almacenamiento de medicamentos, la prestación de asistencia sanitaria mejorada, entre otros beneficios. Por el lado de la oferta este servicio es un factor de producción junto con el capital y mano de obra, entre otros.

En muchos países, la importancia de este sector ha determinado la intervención del Estado por medio de la regulación y empresas públicas que participan en el suministro eléctrico. En el caso boliviano, el sector eléctrico ha tenido cambios importantes. Antes de 1994, se caracterizó por tener empresas públicas y privadas, integradas verticalmente, con una importante participación del Estado. Desde el año 1994 el sector atravesó por una restructuración “capitalización”, después de la cual predominó el capital privado y se basó en las señales de precios de mercado para promover la competencia en actividades desagregadas. El Estado tuvo un papel limitado como regulador.

Desde la gestión 2009, el sector eléctrico se enmarca en la Constitución Política del Estado (CPE), la cual estableció las bases para reorganizar el sector. Establece como facultad privativa del Estado, el desarrollo de la cadena productiva energética que no puede estar sujeta exclusivamente a intereses privados ni puede concesionarse.

A partir del año 2010, se nacionalizan varias empresas eléctricas entre las más importantes, 3 empresas generadoras de electricidad Corani, Guaracachi y Valle Hermoso con el propósito de consolidar la participación del Estado en el sector eléctrico como operador, siendo el principal objetivo el desarrollar infraestructura e incrementar la cobertura nacional para lograr la universalización del servicio. Antes del 2010, el 50% de las empresas generadoras estaban en manos de las empresas privadas y, desde el 2010, el Estado compró la totalidad de las acciones privadas pasando las mismas a la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE).

Las compañías que fueron obligadas a vender sus acciones al Estado boliviano son Ecoenergy Internacional, subsidiaria de la francesa GDF Suez, que participaba en Corani; la británica Rurelec PLC, accionista de Guaracachi; y The Bolivian Generating Group, capitalista de Valle Hermoso.

El objetivo del presente documento es efectuar una descripción del sector eléctrico en Bolivia, exponiendo sus principales características, su desarrollo, situación actual y perspectivas.

El documento está compuesto por tres secciones. En la primera sección se realiza una descripción del sector, el marco institucional y legal vigente. En la segunda sección se expone la Evolución y estado de la situación del sector, el papel del sector dentro la economía y la evolución de la oferta, la demanda de energía eléctrica y los precios en el mercado eléctrico. La tercera sección presenta

variables e indicadores de desempeño del sector, incluyendo un acápite de desempeño regional. Finalmente, se presentan las perspectivas que se tiene para este sector.

2. Descripción del Sector

La electricidad posee ciertas características técnicas y económicas diferentes a otras industrias:

- La electricidad es considerada una fuente de energía secundaria, pues se genera a partir de fuentes de energía primaria disponible en la naturaleza antes de ser convertida o transformada, como energía contenida en los hidrocarburos, la energía solar, la eólica, la geotérmica y otras formas de energía.
- El almacenamiento energético consiste en conservar energía generada sobrante para liberarla cuando se requiera en la misma manera en que se almacenó o en otra forma diferente. Sin embargo, el almacenaje en gran escala no es posible a costos asequibles, en consecuencia, su consumo debe ser realizado de forma simultánea.
- En los sistemas de generación eléctrica se requiere contar con una capacidad instalada de reserva ante eventos imprevistos o indisponibilidad de alguna unidad generadora. Esta capacidad de reserva debe ser también remunerada aun si no se la utiliza.
- Finalmente, el acceso a la electricidad posibilita acceder a servicios mejorados.

2.1. Marco institucional y actividades eléctricas

Actualmente, la organización institucional de la industria eléctrica de Bolivia tiene los siguientes actores y participantes:

- **Ministerio de Hidrocarburos y Energías (MHE):** Específicamente el Viceministerio de Electricidad y Energías Renovables, encargado de la definición de las políticas sectoriales respecto a electricidad y energías renovables.
- **Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Energía Nuclear (AETN):** Está a cargo de la regulación del sector y de los operadores (empresas) desintegrados verticalmente. Esta institución fue creada en sustitución de la Superintendencia de Electricidad y está bajo tuición del MHE.
- **Comité nacional de Despacho de Carga (CNDC):** Es el administrador del Mercado eléctrico Mayorista (MEM) planifica las operaciones de generación y transmisión del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Realiza el despacho de carga (energía y potencia de generadoras al sistema) al menor costo y de la manera más eficiente y confiable. Asimismo, consolida los movimientos de electricidad, las transacciones entre operadores y calcula los precios de nodo.

Al interior del sector eléctrico boliviano existen dos sistemas: un Sistema Interconectado Nacional (SIN) y los denominados Sistemas Aislados (SA). El SIN es el sistema eléctrico Interconectado que comprende las actividades de generación, transmisión y distribución en los departamentos de La Paz, Cochabamba, Santa Cruz, Oruro, Chuquisaca, Potosí, Tarija y Beni, donde las actividades se encuentran interconectadas e integradas verticalmente. El Sistema Troncal de Interconexión (STI), corresponde a la transmisión dentro del SIN y consiste en líneas de alta tensión en 230, 115 y 69 kV y las subestaciones asociadas.

Los SA no están conectados al SIN y están constituidos por varias empresas que pueden encontrarse integradas verticalmente. En este sentido, los agentes generadores SA son considerados menos eficientes por la tecnología empleada y al consumo de diésel y gas natural para generar electricidad.

La AETN realiza el seguimiento a los SA más importantes. Los SA de cada empresa comprenden:

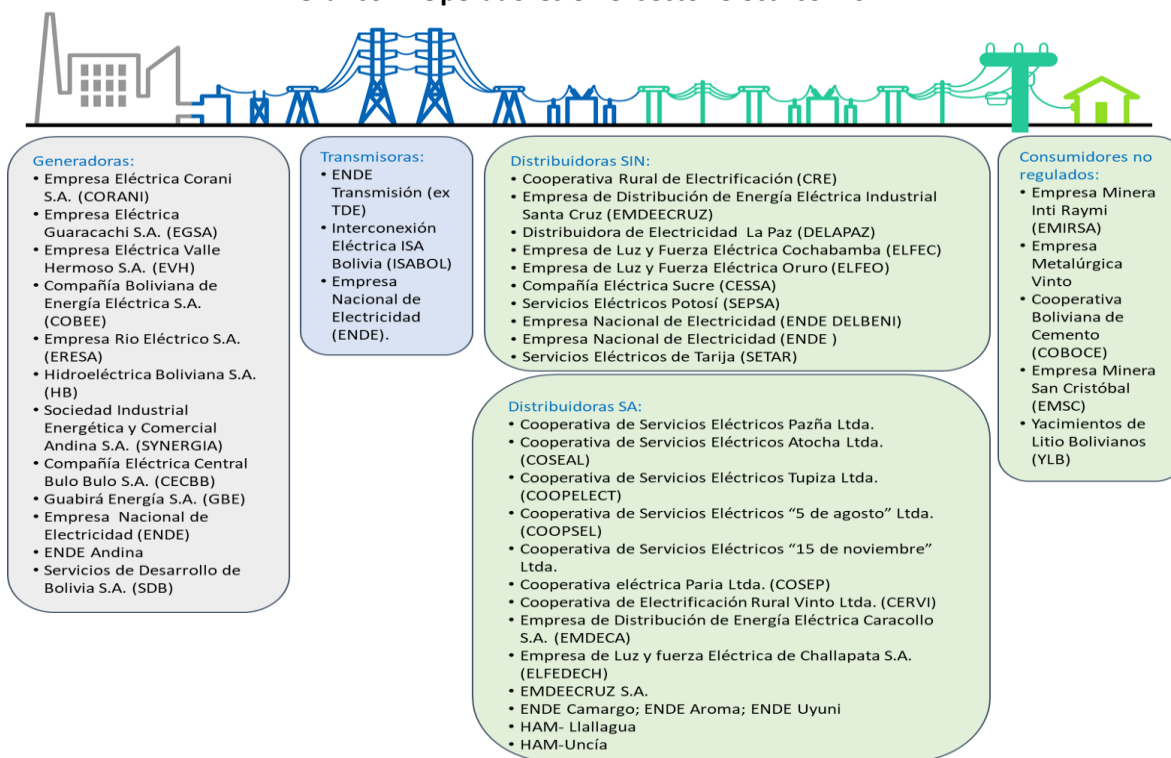
- CRE: Charagua, Chiquitos, El Espino, German Busch, Misiones, Valles, San Ignacio
- ENDE: Cobija y El Sena,
- ENDE DELBENI: Baures, El Carmen, Bella Vista, Huacaraje, Exaltacion. Asume desde el año 2019 los sistemas de Cachuela Esperanza, Guayanamerín, Rosario del Yata, Puerto Ustariz.
- SETAR: Bermejo (conectada al SIN a finales del 2022), Entre Ríos
- CER: Riberalta

El sector eléctrico se compone de tres etapas, la generación, transmisión y distribución de eléctrica en las cuales participan empresas privadas, cooperativas y la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE), esta última controla la mayor parte de la industria.

- **Generación Eléctrica:** En esta etapa se lleva a cabo la producción de electricidad en centrales termoeléctricas, hidroeléctricas o de energías alternativas, a partir de fuentes primarias de energía.
- **Transmisión:** Se compone de las líneas e instalaciones de transmisión que permiten la transformación de la tensión de la electricidad y su transporte en bloque desde el punto de entrega por un generador, auto productor u otro transmisor, hasta el punto de recepción por un distribuidor, consumidor no regulado, u otro transmisor.
- **Distribución:** Esta actividad es la encargada del suministro de electricidad a consumidores finales de electricidad, discriminando las tarifas por categoría de consumo.

A diciembre de 2022, el SIN contó con 12 empresas generadoras, 3 transmisoras y 10 distribuidoras. También forman parte del SIN los consumidores no regulados. Varias empresas distribuidoras menores forman parte de los Sistemas Aislados (SA), que acceden a la red del SIN o compran energía de distribuidoras más grandes.

Gráfico 1. Operadores en el sector eléctrico: 2022



Fuente: AETN.

TDE: Transportadora de Electricidad S.A.

Todas las empresas del SIN que realizan transacciones de energía forman parte del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y son reguladas por la AETN. Por su naturaleza, la distribución y la transmisión de electricidad son reguladas económicamente, estableciéndose un precio tope de acuerdo a procedimientos establecidos por la AETN. La generación es remunerada conforme al despacho económico, con tarifas por nodo a costo marginal para la potencia y energía.

2.2. Marco legal vigente

El sector eléctrico está regulado por la Ley N° 1604, de 21 de diciembre de 1994, Ley de Electricidad. El objetivo inicial de esta norma fue controlar el poder monopólico en manos de empresas que serían privatizadas a lo largo de la década de los 90. En esos años, la privatización de la industria tuvo como fin liberalizar al sector de la influencia del gobierno¹.

A partir de la gestión 2006, se buscó otorgar un papel protagónico al Estado y se promulgó el Decreto Supremo N° 29644, de 16 de julio de 2008, el cual establece la naturaleza jurídica de ENDE como empresa pública nacional estratégica y corporativa. Desde entonces, ENDE tiene la facultad de operar y administrar empresas eléctricas de generación, transmisión y/o distribución en forma directa, asociada con terceros o mediante su participación accionaria.

¹ El proceso de capitalización y privatización del sector eléctrico de 1994 llevó a la desintegración vertical de la industria y a la separación de la capacidad de generación de ENDE en tres nuevas empresas: Corani SAM, Guaracachi SAM y Valle Hermoso (SAM). La capacidad de transmisión de ENDE fue cedida a la empresa Transportadora de Electricidad (TDE S.A.), mientras que, en distribución, ENDE y COBEE fueron obligadas a ceder sus activos de distribución a las nuevas empresas de distribución. En este marco se promulgó la Ley 1604: Ley de Electricidad.

A partir del año 2009, la nueva CPE otorga al Estado la facultad para el desarrollo de la cadena productiva energética en las etapas de generación, transmisión y distribución a través de empresas públicas, mixtas, instituciones sin fines de lucro, cooperativas y empresas privadas. Al amparo de la norma suprema, se realizó una reestructuración al sector. En primer lugar, se sustituyó a la superintendencia de Electricidad por la AETN, mediante el Decreto Supremo N° 071, de 09 de abril de 2009. En segundo lugar, se fortaleció a la estatal ENDE transfiriéndole acciones de las empresas eléctricas, hasta entonces en propiedad de inversionistas privados.

A partir del año 2010 se procedió a adquirir paquetes accionarios de empresas de electricidad a favor de ENDE, a fin de obtener la mayoría accionaria del Estado y asegurar el control, administración y dirección del sector. En primera instancia, se transfirió el paquete accionario que poseían las sociedades capitalizadoras a las empresas generadoras Corani S.A., Valle Hermoso S.A. y Guaracachi S.A. En segunda instancia, se obtuvo a favor del Estado las acciones de la distribuidora Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica Cochabamba S.A. (ELFEC)². El año 2012, se transfirió el paquete accionario de la Sociedad Red Eléctrica Internacional SAU a la empresa Transportadora de Electricidad S.A. Finalmente, el Estado adjudicó la totalidad de los paquetes accionarios de la Empresa IBERBOLIVIA DE INVERSIONES S.A. y de terceros a las empresas ELECTROPAZ S.A., ELFEO (ahora ENDE DEORURO) S.A., EDESER S.A. y CADEB S.A. Sin embargo, algunos de estos procesos significaron arbitrajes favorables a las empresas nacionalizadas y un pago de liquidaciones por parte del Estado.

A pesar del nuevo marco normativo otorgado por la CPE, el sector se mantuvo con la Ley de Electricidad promulgada el año 1994 y con sus doce reglamentos que complementan la regulación establecida en la misma, de los cuales los más importantes son: 1) Reglamento de Concesiones, Licencias y Licencias Provisionales (Decreto Supremo N° 24043, de 28 de junio de 1995); 2) Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (Decreto Supremo N° 26093, de 2 de marzo de 2001) y 3) Reglamento de Precios y Tarifas (Decreto Supremo N° 26094, de 2 de marzo de 2001).

Otras normas importantes establecen aspectos para el desenvolvimiento del MEM, como el Decreto Supremo N° 27302, de 23 de diciembre de 2003, que crea diferentes fondos: El Fondo de Estabilización del MEM (FEM) y el Fondo de Estabilización de Distribución (FED). Estos fondos se aplican mediante factores de estabilización a las tarifas, que evitan que las mismas fluctúen de manera significativa entre semestres. Asimismo, el mecanismo de remuneración para la generación de electricidad a partir de energías alternativas en el SIN (Decreto Supremo N° 2048, de 2 de julio de 2014) creó cuentas individuales de Energías Alternativas para cada agente distribuidor, en las que se incluyen los montos destinados a cubrir la remuneración y desarrollo de dichas energías. La AETN determina factores de Energías Alternativas que serán aplicados en forma conjunta a los factores de estabilización.

Finalmente, el año 2015 se aprobó una normativa para la exportación de electricidad, mediante la publicación del Decreto Supremo N° 2399, del 3 de junio de ese año. Este es el marco normativo para las futuras actividades de la industria eléctrica respecto al intercambio internacional de electricidad, su operación y transacciones comerciales, así como las interconexiones internacionales de electricidad.

² En fecha 29/03/2012 se consiguió la titularización del 92,12% de ELFEC S.A. a favor de ENDE.

2.3. El Sistema Interconectado Nacional

El SIN tiene la función de suministrar energía eléctrica en los departamentos de La Paz, Santa Cruz, Cochabamba, Oruro, Potosí, Chuquisaca, Tarija y Beni. Esta tarea la ejecutan agentes que efectúan operaciones de compra, venta y transporte de electricidad en el SIN y conforman el MEM. La demanda total en el SIN es aproximadamente el 95% de la demanda total del país.

Actualmente las transacciones del MEM se realizan en el mercado spot³, es decir al precio vigente en el mercado al momento de la transacción. El intercambio de energía y potencia se realiza en los nodos de inyección y/o retiro del Sistema Troncal de Interconexión (STI), a los agentes que se encuentran conectados y que participan en las transacciones de compra venta en el MEM.

2.3.1. Actividad de Generación Eléctrica

En el sistema eléctrico nacional existen 13 empresas generadoras de electricidad, de las cuales 6 son filiales de ENDE Corporación, 1 empresa filial de YPFB Chaco que a su vez es empresa subsidiaria de YPFB Corporación (Bulo Bulo) y el resto son empresas privadas. El 90% de la potencia instalada provienen de empresas con mayor participación accionaria estatal y el resto son empresas privadas que cuentan con licencia de generación otorgada por la AETN.

Cuadro 1. Capacidad instalada de las Empresas Generadoras de Electricidad en el SIN, 2022 (En MW)

Nombre de Empresa	Sigla	Tipo de Empresa	Capacidad Instalada
Empresa Eléctrica ENDE CORANI S.A.	ENDE CORANI	Filial ENDE	313,7
Empresa Eléctrica ENDE Guaracachi S.A.	ENDE Guaracachi	Filial ENDE	576,1
ENDE Valle Hermoso S.A.	ENDE VH	Filial ENDE	372,3
ENDE Andina S.A.M.	ENDE Andina	Filial ENDE	1.577,8
Compañía Boliviana de Energía Eléctrica S.A.	COBEE	Privada	213,1
Compañía Eléctrica Central Bulo Bulo S.A.	CECBB	Filial YPFB Chaco	152,8
Empresa Río Eléctrico S.A.	RIOELEC	Subsidiaria ENDE Valle Hermoso	19,8
Hidroeléctrica Boliviana S.A.	HB	Privada	94,4
Sociedad Industrial Energética y Comercial Andina S.A.	SYNERGIA	Privada	7,6
Guabirá Energía S.A.	GESA	Privada	25,0
Servicios de Desarrollo de Bolivia S.A.	SDB	Privada	2,2
Aguaí S.A.	Aguaí	Privada	50,0
Empresa Nacional de Electricidad	ENDE	Publica	423,5
Total			3.828,3

Fuente: AETN.

La capacidad de generación en el SIN a diciembre del año 2022 alcanzó a 3.828,2 Mega Watts (MW), de los cuales la mayor parte proviene de centrales termoeléctricas. Las tres principales empresas generadoras son ENDE Andina, ENDE Guaracachi y ENDE, las cuales concentran el 67% del total de la capacidad instalada en el SIN.

³ Mercado donde se puede comprar y vender activos a precios al contado, que reflejan el precio del activo subyacente, en este caso el mercado de electricidad.

El parque termoeléctrico está compuesto por turbinas a gas natural de ciclo abierto, ciclo combinado, motores a gas natural y diésel oil. Las unidades termoeléctricas con mayor capacidad de generación en la hora de punta, son las de ENDE Andina (Entre Rios, Warnes y Del Sur), Guaracachi y Bulo Bulu.

Por otro lado, el parque hidroeléctrico está compuesto por las centrales de pasada (Zongo, Taquesi, Yura y Quehata), las centrales con embalse (Corani, Miguillas y Misicuni) y una central cuya operación depende del abastecimiento de agua potable en la ciudad de Cochabamba (Kanata). Las centrales hidroeléctricas con mayor potencia son las de Corani y Misicuni.

Finalmente, el parque de energías alternativas está compuesto por turbinas a vapor que operan con bagazo de caña de azúcar (Guabirá, UNAGRO y Aguaí), generación eólica (Qollpana) y plantas solares (Yunchará, Uyuni y Oruro).

Cuadro 2. Capacidad instalada de generación SIN y SA por fuente, 2022
(En MW)

Nombre de Empresa	Capacidad Instalada					Total
	Hidro	Termo	Eólica	Solar	Biomasa	
ENDE CORANI	286,7		27,0			313,7
ENDE Guaracachi	8,0	502,3		65,8		576,1
ENDE VH		372,3				372,3
ENDE Andina		1.577,8				1.577,8
COBEE	213,1					213,1
CECBB		152,8				152,8
RIOELEC	19,8					19,8
HB	94,4					94,4
SYNERGIA	7,6					7,6
GESA					25,0	25,0
SDB	2,2					2,2
Aguaí					50,0	50,0
ENDE	126,2	88,3	104,4	104,5		423,4
Total SIN	758,0	2.693,5	131,4	170,3	75,0	3.828,2
ENDE		67,2				67,2
ENDE DELBENI		23,9		0,0		23,9
SETAR		23,6				23,6
CRE R.L.		60,4		0,1		60,5
ENDE Guaracachi		4,7		5,5		10,2
G&E S.A.		1,9				1,9
Total SA	0,0	181,7	0,0	5,6	0,0	187,3
Total Bolivia	758,0	2.875,2	131,4	175,9	75,0	4.015,5

Fuente: AETN

En el año 2022, la producción bruta de energía en el SIN fue de 9.580,9 GWh, cifra menor a la producción del año 2021 que fue de 9.966,3 GWh, que representa un decrecimiento de 3%. Asimismo, la producción bruta de energía en el SA fue de 815,8 GWh, cifra menor a la producción del año 2021 que fue de 913,3 GWh, que representa un decrecimiento de 11%.

Cuadro 3. Producción Bruta de Energía en el SIN, 2022
(En GWh y Porcentaje)

Nombre de Empresa	Generación Bruta						%
	Hidro	Termo	Eólica	Solar	Biomasa	Total	
CECBB			57,8			57,8	0,6%
COBEE	918,5	937,5		150,7	118,7	2.125,4	22,2%
ENDE Corani	1.378,0	352,4				1.730,4	18,1%
ENDE Guaracachi	16,8	4.734,3				4.751,1	49,6%
RIOELEC	89,0					89,0	0,9%
ENDE Valle Hermoso		14,8				14,8	0,2%
ENDE Andina						0,0	0,0%
ENDE	131,6					131,6	1,4%
GESA						0,0	0,0%
HB	286,3				64,1	350,4	3,7%
SDB	9,2					9,2	0,1%
AGUAÍ						0,0	0,0%
Synergia	18,2	45,8	61,9	195,3		321,2	3,4%
Total SIN	2.847,6	6.084,8	119,7	346,0	182,8	9.580,9	100%
%	29,7%	63,5%	1,2%	3,6%	1,9%	100%	
CRE		178,4		0,1		178,5	21,9%
ENDE		140,1				140,1	17,2%
ENDE DELBENI		36,2		0,0		36,2	4,4%
ENDE Guaracachi		9,9		4,2		14,1	1,7%
G&E		2,9				2,9	0,4%
SETAR		19,8				19,8	2,4%
Autoproductores	4,1	171,1			249,0	424,2	52,0%
Total SA	4,1	558,4	0,0	4,3	249,0	815,8	100,0%
%	0,5%	68,4%	0,0%	0,5%	30,5%	100,0%	
Total Bolivia	2.851,7	6.643,2	119,7	350,3	431,8	10.396,7	

Fuente: AETN.

2.3.2. Actividad de Transmisión

La red de transmisión en el Sistema Troncal de Interconexión (STI) en el país está conformado por líneas de alta tensión en 500, 230, 115 y 69 kilovoltios. El año 2022 la longitud del Sistema Troncal de Interconexión fue de 7.026,6 Km de los cuales la empresa estatal ENDE y ENDE Trasmisión controlan el 89% y cuenta con líneas de transmisión en 8 departamentos del país, con excepción de Pando. Además, existen 2 empresas privadas TESA e ISABOL, que operan con el restante 11% de las líneas que se complementan con las de ENDE.

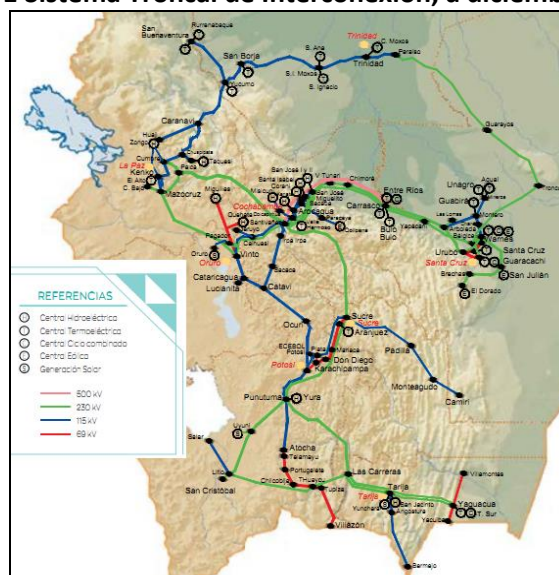
Los sistemas de transmisión que se encuentran fuera del STI alcanzan los 2.719,4 km, que representa el 29,9% del total del Sistema de Transmisión Nacional que alcanza en total los 9.747,1 Km de longitud de líneas de transmisión de electricidad.

Cuadro 4. Longitud del Sistema de Transmisión Nacional, 2021 - 2022
(En Km y Porcentaje)

Sistema	Operador o Responsable	Longitudes		%
		2021	2022	
STI	ENDE Transmisión	3.623,8	4.730,9	48,5%
	ISA Bolivia	587,0	587,0	6,0%
	San Cristóbal TESA	167,3	167,3	1,7%
	ENDE	1.541,4	1.541,4	15,8%
Total STI		5.919,5	7.026,6	72,1%
Fuera del STI	ENDE Transmisión	205,8	388,0	4,0%
	San Cristóbal TESA	7,9	7,9	0,1%
	DELAPAZ	244,3	249,0	2,6%
	CRE R.L.	583,7	583,7	6,0%
	ELFEC S.A.	56,6	80,4	0,8%
	ENDE Oruro S.A.	523,7	523,7	5,4%
	SEPSA	90,9	90,9	0,9%
	CESSA	1,5	1,5	0,0%
	COBOCE	0,9	0,9	0,0%
	EMVINTO	1,9	1,9	0,0%
	ENDE	120,6	242,6	2,5%
	SETAR	84,3	90,5	0,9%
Líneas Asociadas a la Generación	COBEE	338,5	338,5	3,5%
	HB	17,7	17,7	0,2%
	RIOELEC	65,7	65,7	0,7%
	ENDE Guarachi	0,3	0,3	0,0%
	CECBB	5,5	5,5	0,1%
	GESA	6,6	6,6	0,1%
	ENDE	14,0	14,0	0,1%
	ENDE CORANI	10,1	10,1	0,1%
Total Fuera del STI		2.380,7	2.719,4	27,9%
Total SIN		8.300,2	9.747,1	100,0%

Fuente: AETN.

Mapa 1 Sistema Troncal de Interconexión, a diciembre 2022



Fuente: Comité Nacional de Despacho de Carga (2022).

En el Mapa, se pueden distinguir cuatro áreas geográficas en el STI:

- El Área Norte donde se destacan dos líneas principales: Kenko – Vinto y el tramo Kenko – Chuspipata – Caranavi – Trinidad⁴.
- El Área Centro con los tramos: Santivañez – Sucre – Punutuma – Atocha, Carrasco – Santivañez, Valle Hermoso – Vinto – Cataricagua y Valle Hermoso – Sacaca – Catavi.
- El Área Santa Cruz donde por orden de longitud son importantes: Carrasco – Guaracachi y Carrasco – Arboleda.
- El Área Sur con los tramos: Punutuma – Las Carreras – San Jacinto, Punutuma – Uyuni – San Cristobal.

2.3.3. Actividad de distribución

Existen ocho empresas distribuidoras en el MEM del SIN y cada una atiende una determinada zona que le ha sido otorgada mediante licitación, estas zonas respetan una división espacial natural, ya que la Ley de Electricidad vigente no establece explícitamente separación propietaria por regiones. La demanda del SIN está representada por la demanda de los Consumidores Regulados, en su mayoría residenciales, que son atendidos por las empresas de Distribución y por la demanda de los Consumidores No Regulados o Grandes Consumidores. Para operar en el MEM, tanto las empresas de Distribución como los Consumidores No Regulados deben estar constituidos como Agentes del Mercado.

ENDE suministra electricidad a los usuarios del SIN y SA, mediante 5 empresas filiales que atienden a clientes de La Paz, Oruro, Cochabamba, Beni y ENDE Matriz que tiene un sistema integrado (generación-distribución) para el suministro eléctrico en Pando. Las empresas privadas atienden al restante de los usuarios de los departamentos de Chuquisaca, Santa Cruz, Potosí y Tarija. Asimismo, en los SA existen pequeñas cooperativas y empresas privadas que acceden a la red del SIN y venden electricidad a pequeñas comunidades rurales.

En la gestión 2022, las distribuidoras del SIN retiraron 10.043,5 GWh para su posterior venta a los consumidores finales (hogares, comercios, mineros, industrias, alumbrado público). Asimismo, los consumidores no regulados retiraron 582,7 GWh, quienes lo hacen directamente de la red ya que no reciben el servicio de un distribuidor. Los Consumidores No Regulados se definen como aquellos que demandan electricidad por encima de 1 MW de potencia⁵ y deben estar habilitados por la AETN.

Cuadro 5. Principales Distribuidoras Mayoristas del SIN, 2021 – 2022
(En Giga Watt hora)

Consumidores	Gestión		Variación %
	2021	2022	
CRE	3.492,3	3.743,0	7,2%
EMDEECRUZ	27,2	53,4	96,3%
CESSA	311,9	321,8	3,2%
ELFEC	1.409,3	1.472,5	4,5%
SEPSA	557,0	610,7	9,6%
DELAPAZ	1.979,9	2.032,1	2,6%

⁴ La ciudad de Trinidad, del departamento de Beni, se integró al SIN en agosto de 2010.

⁵ El megavatio (MW) equivale a un millón de vatios. La capacidad o potencia de una central energética se mide en vatios, mientras que la energía generada usualmente se mide en vatios-hora.

Consumidores	Gestión		Variación %
	2021	2022	
ENDE DEL BENI	192,0	206,5	7,6%
ENDE DE ORURO	567,8	601,1	5,9%
ENDE	56,3	53,8	-4,4%
SETAR	340,5	365,9	7,5%
NO REGULADOS	521,1	582,7	11,8%
Total SIN	9.455,3	10.043,5	6,2%

Fuente: Comité Nacional de Despacho de Carga - CNDC.

En el año 2022 el consumo de energía eléctrica de las empresas distribuidoras mayoristas presentó un aumento del 6,2% respecto al año 2021. El 72,2% del consumo de energía eléctrica se concentra en las empresas CRE, DELAPAZ y ELFEC que abastecen las ciudades más pobladas, La Paz, El Alto, Santa Cruz y Cochabamba. Solamente la DELAPAZ atendió 20,2% del total de Consumidores Regulados en el SIN. La CRE comercializa la mayor cantidad de electricidad a nivel nacional con el 37,3% en el 2022. De igual manera, existen 16 pequeñas cooperativas y empresas que acceden a la red del SIN y venden electricidad a pequeñas comunidades rurales o ciudades intermedias.

2.4. Regulación de Precios

La determinación de precios en el sector eléctrico se efectúa siguiendo las directrices establecidas en el Reglamento de Precios y Tarifas (aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094, de 2 de marzo de 2001).

En el MEM se fijan semestralmente los precios de energía y potencia para cada nodo del sistema y se determinan además los peajes de transmisión. El precio de energía corresponde al costo de producción (calculados sobre la base de las ofertas de precio del gas) de la última máquina requerida en el despacho para satisfacer la demanda. El precio de potencia se determina mediante el costo marginal de potencia, calculado en base al costo de inversión de la unidad generadora más económica que entrega potencia adicional al sistema. Los precios de transmisión se determinan como el costo medio de transmisión de un Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado (STEA), determinado como el costo anual de la inversión más costos de operación, mantenimiento y administración.

El CNDC elabora semestralmente los estudios de los Precios Referenciales del MEM, los que son revisados por la AETN para posteriormente aprobar los precios de nodo de energía y potencia, los precios de transmisión (peajes) y las respectivas fórmulas de indexación. Los precios de potencia y de energía se transfieren a las tarifas de distribución y el precio spot de energía se transfiriere al consumidor final.

Los precios máximos para el suministro de electricidad de las empresas de distribución son las tarifas base más las fórmulas de indexación (que contemplan ajustes por variaciones en costos e incrementos en eficiencia). Estas tarifas base se calculan por cuatro años considerando los costos de compra de electricidad (generación y transmisión), costos de distribución y costos de consumidores.

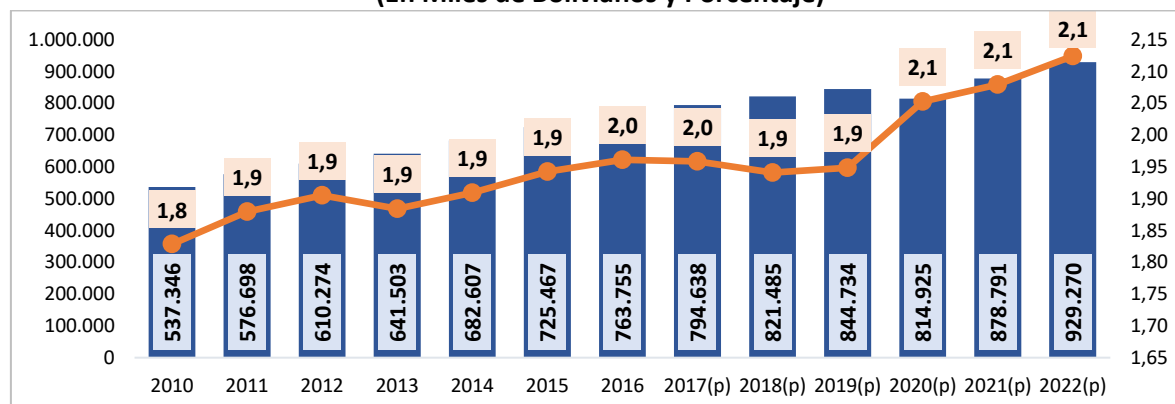
El año 2019 producto de la Revisión Ordinaria de Tarifas, las empresas titulares de distribución DELAPAZ, CRE, ELFEC, ENDE DEORURO, ENDE DELBENI y CESSA elaboraron los correspondientes estudios tarifarios, los mismos fueron revisados y aprobados por la AETN, aprobándose en consecuencia las tarifas base de distribución, la estructura tarifaria y las fórmulas de indexación respectivas para el periodo noviembre 2019 - octubre 2023.

3. Evolución y estado de la situación del sector

3.1. El sector en la economía

La participación del sector eléctrico en el PIB del año 2022 fue de 2,1%⁶, valor que tuvo poca variación en los últimos 10 años. Siendo un sector intensivo en capital, la población empleada en el sector es pequeña, representando el año 2018 menos del 0,2% de la población ocupada⁷.

Gráfico 2. Valor y Participación del sector Eléctrico en el PIB, 2010 – 2022(p)
(En Miles de Bolivianos y Porcentaje)



Fuente: Instituto Nacional de Estadística.

(p): Preliminar.

3.2. Oferta de electricidad en el SIN

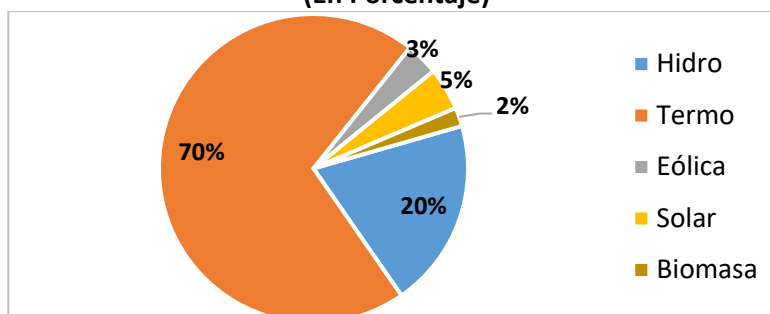
Como se mencionó anteriormente, la oferta de generación del SIN se compone principalmente de plantas de propiedad del Estado. Este, a través de ENDE, realiza la mayor parte de las inversiones y desde el año 2010 es el único que instaló nuevas plantas generadoras que incrementaron la capacidad instalada.

Respecto al total de la capacidad instalada en el SIN, hasta diciembre de 2022 se cuenta con 3.828,2 MW, de los cuales 70% son centrales termoeléctricas, 20% hidroeléctricas, 4% solar, 3% eólica y el restante 2% son biomasa. Desde el 2018 se incrementaron las instalaciones de energía solar en Uyuni, Tarija (Yunchara) y Oruro, sumando 115 MW.

⁶ Este valor se obtuvo aplicando al PIB sectorial de electricidad (gas y agua precios constantes), el ponderador de 81,4% que corresponde a la participación del sector eléctrico en el Valor Bruto de Producción de esa actividad económica.

⁷Datos en la rama de actividad económica Electricidad, gas y agua. Encuestas de Hogares 2018.

Gráfico 3. Capacidad instalada de generación por fuente en el SIN, 2022
(En Porcentaje)

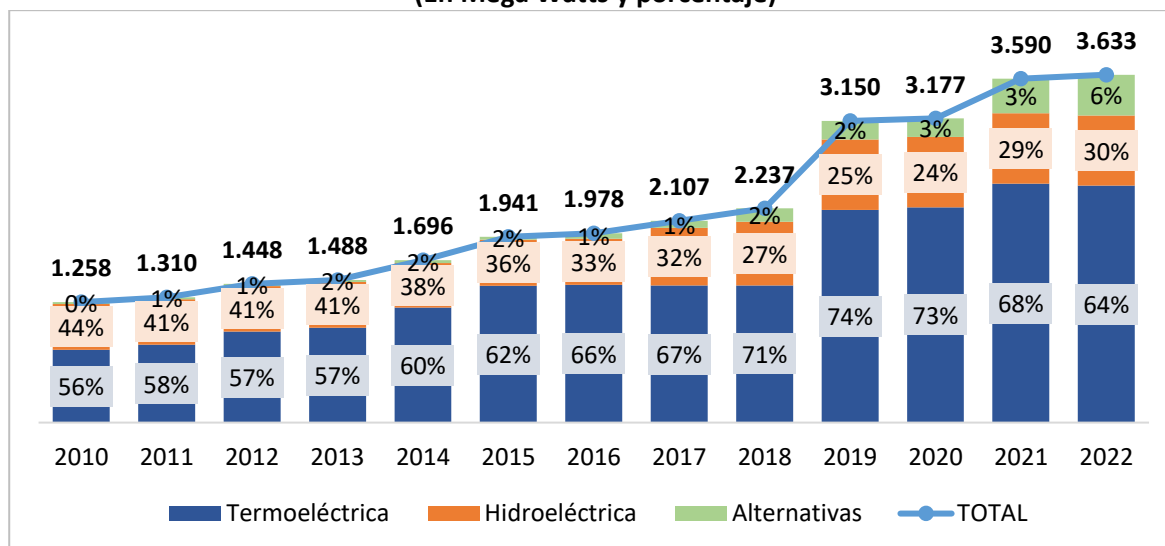


Fuente: AETN.

La generación termoeléctrica en Bolivia cuenta en su mayoría con turbinas de ciclo simple y desde el año 2019, se incrementó la capacidad térmica con tres turbinas de ciclo combinado en las plantas Warnes, Entre Ríos y Del Sur. Estas plantas son de propiedad de ENDE Andina y son las instalaciones que más capacidad tienen de todo el sistema. Las tres plantas cuentan con el 59% de la capacidad de energía termoeléctrica del año 2022 y representa el 41% de la capacidad total del sistema eléctrico.

Las centrales hidroeléctricas San José, compuestas por dos centrales hidroeléctricas, son propiedad de ENDE Corani y tienen una capacidad instalada de 124 MW, siendo la más grande de las plantas generadoras con esta tecnología. Sin embargo, como se puede observar en el siguiente Gráfico, la participación de la tecnología hidroeléctrica en la matriz energética se ha mantenido en 734,8 MW.

Gráfico 4. Capacidad Instalada* por Tipo de Fuente de Generación, 2010 – 2022
(En Mega Watts y porcentaje)



Fuente: Comité Nacional de Despacho de Carga.

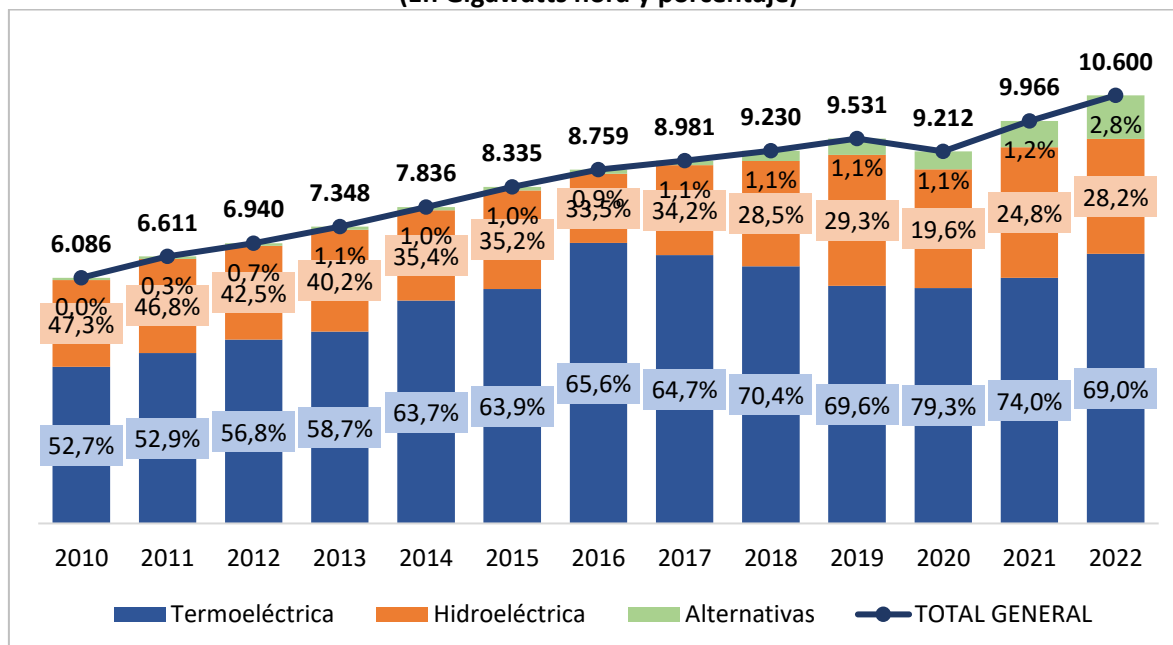
(*) Contempla la capacidad instalada a temperatura media en MW.

La generación bruta de electricidad es la energía eléctrica generada en las centrales eléctricas según la capacidad instalada que estas tengan y de acuerdo al despacho de carga. La generación bruta por tipo de fuente al 2022 está distribuida en generación termoeléctrica 69%, hidroeléctrica 28,2% y energías alternativas entre plantas de biomasa, solares y generación eólica (2,8%).

Las centrales hidroeléctricas son empleadas como unidades base en el despacho. En el período seco, que normalmente se encuentra entre los meses de mayo a octubre, la generación hidroeléctrica disminuye, lo que obliga a incrementar la generación termoeléctrica lo que causa un mayor costo en la generación de electricidad comparado con el periodo lluvioso.

A continuación, se muestra la generación bruta de energía por tipo de fuente. La generación termoeléctrica llega a su máximo en la gestión 2016 con 6.946,9 GWh (65,6%).

Gráfico 5. Generación Bruta por Tipo de Fuente de Generación
(En Gigawatts hora y porcentaje)



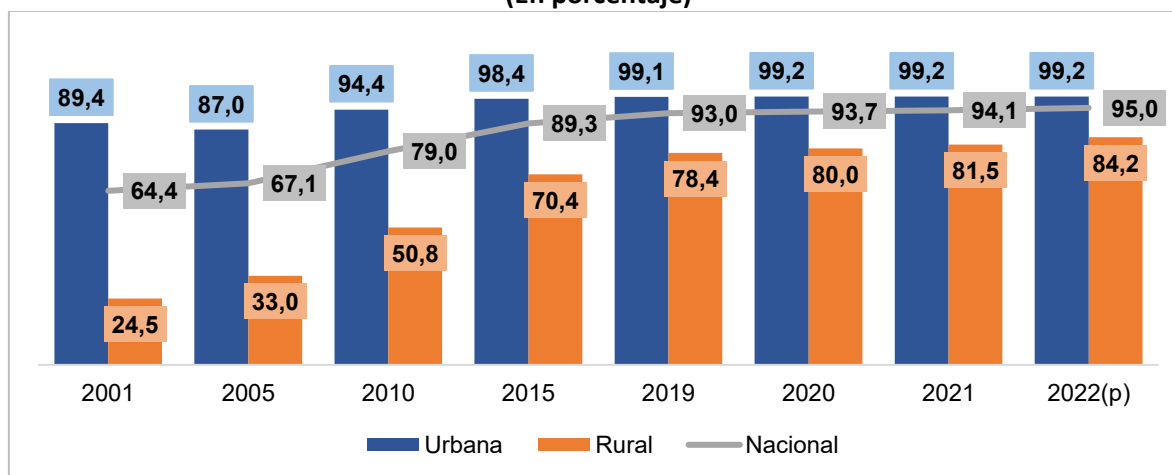
Fuente: CNCDC y AETN

En cuanto a la cobertura de electricidad, se han implementado las siguientes acciones respecto al acceso de este servicio básico como un derecho fundamental de los ciudadanos:

- Mediante Decreto Supremo N° 29635, del 9 de julio de 2008, se creó el Programa de Electricidad para Vivir con Dignidad – PEVD, el cual es la iniciativa estatal más importante en cuanto al incremento de cobertura eléctrica. En el periodo 2009-2020 se han beneficiado a más de 65.000 hogares del área rural.
- Se realizaron inversiones en la expansión del Sistema Troncal de Interconexión, logrando que en el año 2014 los sistemas del Beni y de Tarija se incorporen a la red nacional, lo cual mejoró la calidad de este servicio y facilitó la conexión de nuevos usuarios en dichos departamentos.

Como resultado, la cobertura en el área urbana aumentó de 89,4% el año 2001 a 99,2% el año 2022. De la misma manera, la cobertura del área rural aumentó de 24,5% en 2001 a 84,2% en 2022. En este sentido, la cobertura nacional aumentó de 64,4% en el año 2001 a 95,0% el año 2022.

Gráfico 6. Cobertura de Electricidad, 2001, 2005, 2010, 2015, 2020, 2021, 2022
(En porcentaje)



Fuente: MHE

3.2.1. Características de la demanda de electricidad en el SIN

Durante la gestión 2022 las ventas de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional alcanzaron a los 8.486,2 GWh, de este total, el 38,5% corresponde a CRE R.L., el 22,2% a DELAPAZ, el 16,2% a ELFEC. Las ventas de electricidad en el SIN incrementaron en 4,8% el año 2022 respecto al 2021, siendo la razón principal de ello el incremento de inversiones en infraestructura de distribución de ENDE DELBENI al asumir clientes de nuevas localidades en el Departamento del Beni.

Cuadro 6. Ventas de electricidad por Categoría del SIN, 2010 – 2022
(En MWh)

AÑO	Residencial	General	Industrial	Minería	A. Público	Otros	Total	Tasa de Crecimiento
2010	1.914.109	937.784	1.289.742	200.104	237.266	182.775	4.761.781	
2011	2.110.913	1.031.986	1.419.481	113.685	253.697	195.840	5.125.601	7,1%
2012	2.225.698	1.084.525	1.523.899	243.015	267.259	245.973	5.590.368	8,3%
2013	2.366.026	1.152.741	1.631.634	261.607	290.068	222.502	5.924.577	5,6%
2014	2.578.923	1.275.738	1.749.022	273.366	329.752	166.337	6.373.138	7,0%
2015	2.831.995	1.405.296	1.794.521	268.785	381.507	177.950	6.860.055	7,1%
2016	2.986.960	1.489.909	1.812.623	268.710	406.728	188.160	7.153.090	4,1%
2017	3.049.282	1.557.839	1.859.153	274.040	420.600	189.959	7.350.873	2,7%
2018	3.137.169	1.637.028	1.912.888	293.424	442.068	188.518	7.611.094	3,4%
2019	3.224.107	1.685.611	1.991.262	254.764	462.896	205.730	7.824.369	2,7%
2020	3.436.510	1.475.604	1.708.353	241.819	480.500	229.016	7.571.803	-3,3%
2021	3.426.225	1.600.456	2.018.029	298.381	489.604	243.134	8.075.829	6,2%
2022	3.488.990	1.743.147	2.048.771	444.741	500.716	259.823	8.486.188	4,8%
2022 en %	41,1%	20,5%	24,1%	5,2%	5,9%	3,1%	100,0%	

Fuente: AETN.

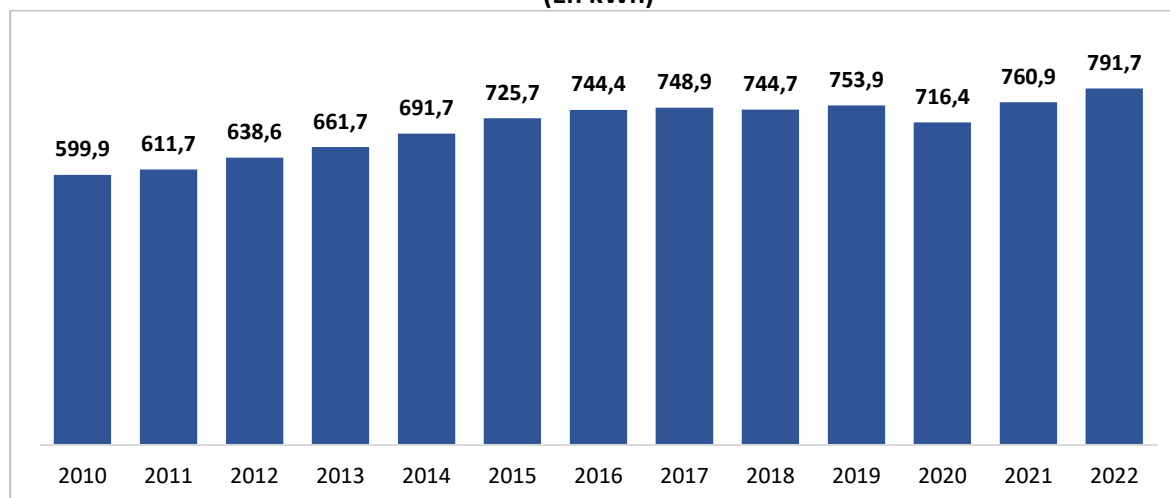
Respecto a la distribución por categorías, el SIN se caracteriza por suministrar energía a ciudades capitales, algunas localidades alejadas de las ciudades capitales y a los centros industriales, por lo tanto, cuentan con una mayor cantidad de clientes en la Categoría Residencial. En este sentido, la categoría Residencial tiene la mayor participación en el número de usuarios con un 41,1% en las ventas de electricidad.

Cuadro 7. Ventas de electricidad por Categoría y empresa del SIN, 2022
(En MWh)

Empresa	Residencial	General	Industrial	Minería	A. Público	Otros	Total	%
DELAPAZ	878.243	409.381	395.614	26.541	144.791	25.710	1.880.280	22,2%
CRE	1.444.141	843.709	846.964	-	115.362	15.229	3.265.405	38,5%
ENDE ORURO	104.073	48.193	87.531	188.087	35.006	89.524	552.415	6,5%
CESSA	116.620	43.733	102.849	-	20.964	13.555	297.721	3,5%
SEPSA	93.263	41.542	144.644	230.114	20.017	31.712	561.293	6,6%
ELFEC	592.793	252.109	340.458	-	122.696	67.070	1.375.127	16,2%
ENDE DEL BENI	103.464	37.983	10.488	0	7.974	3.952	163.861	1,9%
ENDE CAMARGO	5.985	2.789	21.810	-	1.305	2.330	34.219	0,4%
ENDE UYUNI	5.579	4.217	1.741	-	1.345	88	12.970	0,2%
SETAR	144.829	58.534	43.944	0	31.255	10.654	289.216	3,4%
EMDEECRUZ	-	955	52.727	-	-	-	53.682	0,6%
Total	3.488.990	1.743.147	2.048.771	444.741	500.716	259.823	8.486.188	100,0%
%	41,1%	20,5%	24,1%	5,2%	5,9%	3,1%	100,0%	

Fuente: AETN.

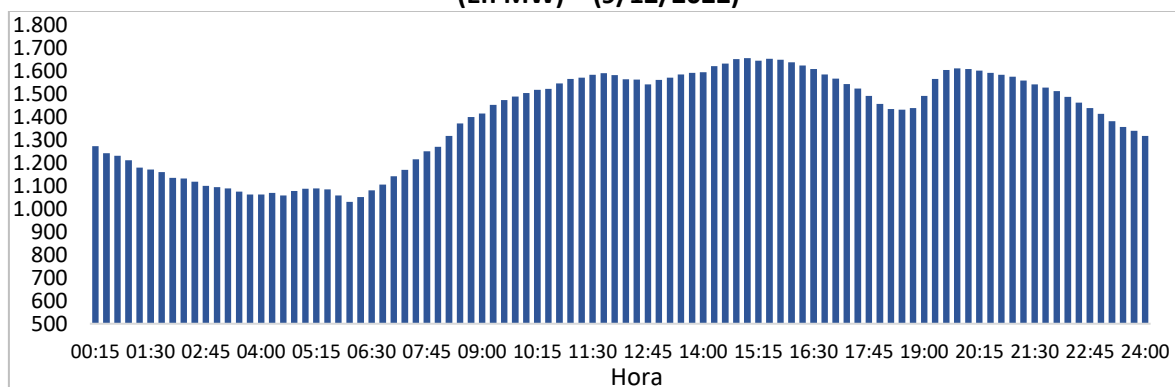
Gráfico 7 Consumo de electricidad SIN y SA per cápita
(En kWh)



Fuente: AETN e INE.

Otro elemento característico de la demanda de electricidad, es el comportamiento de la curva de carga, cuyos picos se presentan entre las 11:00 a 12:30; 14:45 a 15:00 y 19:45 a 22:00 horas, hecho que se explica principalmente por el consumo residencial y el alumbrado público. Se muestra la curva de carga del día viernes 9 de diciembre de 2022, día en el cual se presentó la máxima demanda de ese año (1.658,1 MW).

**Gráfico 8 Curva de Carga del Día de la Demanda Máxima
(En MW) – (9/12/2022)**



Fuente: CND C

El número de consumidores en el SIN ha crecido desde 1,4 millones en el año 2010 a 2,9 millones en el 2022, destacándose la tasa de crecimiento de usuarios de DELAPAZ, la cual fue de 97%. Este incremento se produjo debido a que DELAPAZ se hizo cargo del suministro de energía en El Alto y Los Yungas en lugar de las empresas EMPRELPAZ (2013) y SEYSA (2017) respectivamente. Asimismo, el crecimiento de los consumidores del SIN entre 2021 y 2022 fue de 3,2%.

Cuadro 8. Número de Consumidores por Categoría del SIN, 2010 - 2022

AÑO	Residencial	General	Industrial	Minería	A. Público	Otros	Total	Tasa de Crecimiento
2010	1.258.057	151.365	11.731	51	441	2.534	1.424.179	
2011	1.365.668	162.751	12.759	55	522	2.720	1.544.475	8,4%
2012	1.491.558	175.424	13.608	68	759	3.804	1.685.221	9,1%
2013	1.682.997	192.920	14.577	78	1.039	4.332	1.895.943	12,5%
2014	1.901.999	221.170	16.947	84	1.385	4.921	2.146.506	13,2%
2015	2.009.775	232.411	17.619	160	1.624	5.562	2.267.151	5,6%
2016	2.110.774	243.804	18.240	154	1.874	6.387	2.381.233	5,0%
2017	2.231.607	257.868	19.120	179	2.129	7.082	2.517.985	5,7%
2018	2.316.277	268.875	19.618	185	2.184	7.990	2.615.129	3,9%
2019	2.403.457	278.348	20.185	178	2.289	8.500	2.712.957	3,7%
2020	2.487.827	284.249	20.307	187	2.478	9.303	2.804.351	3,4%
2021	2.575.889	290.371	20.804	423	2.637	9.492	2.899.616	3,4%
2022	2.663.472	299.353	21.294	508	2.824	9.861	2.997.312	3,4%
2022 en %	88,9%	10,0%	0,7%	0,0%	0,1%	0,3%	100,0%	

Fuente: AETN.

3.2.2. Características de la demanda de electricidad en los SA

Durante la gestión 2022 las ventas de energía eléctrica en los Sistemas Aislados alcanzaron a los 436,1 GWh, de este total, el 58,4% corresponde a CRE R.L., el 26,8% a ENDE, el 6,8% a ENDE DELBENI, el 5,7% a SETAR y el 2,3% a ENDE GUARACACHI S.A.

Las ventas de electricidad en los SA incrementaron en 5,1% el año 2022, siendo la razón principal de ello el incremento de inversiones en infraestructura de distribución de ENDE DELBENI al asumir clientes de nuevas localidades en el Departamento del Beni.

Cuadro 9. Ventas de electricidad por Categoría del SA, 2010 – 2022
(En MWh)

AÑO	Residencial	General	Industrial	Minería	A. Público	Otros	Total	Tasa de Crecimiento
2010	190.668	79.161	52.633	0	29.938	5.892	358.292	
2011	203.366	99.654	55.328	0	32.596	7.145	398.089	10,0%
2012	221.602	98.570	60.058	0	36.084	15.503	431.817	7,8%
2013	234.837	104.919	73.335	0	38.141	15.070	466.302	7,4%
2014	226.742	105.441	70.848	0	36.770	14.459	454.260	-2,7%
2015	159.580	86.798	50.064	0	21.134	13.201	330.777	-37,3%
2016	170.075	89.761	49.981	0	21.887	15.532	347.236	4,7%
2017	176.260	93.566	42.296	0	22.709	17.495	352.326	1,4%
2018	182.661	96.194	50.362	0	24.036	18.395	371.648	5,2%
2019	194.745	102.808	50.166	0	23.996	21.066	392.781	5,4%
2020	207.372	92.755	47.468	0	23.794	24.510	395.899	0,8%
2021	211.258	101.168	51.845	0	24.632	25.199	414.102	4,4%
2022	214.822	108.098	59.070	0	24.584	29.599	436.173	5,1%
2022 en %	49,3%	24,8%	13,5%	0,0%	5,6%	6,8%	100,0%	

Fuente: AETN.

Respecto a la distribución por categorías, los SA se caracterizan por suministrar energía a localidades alejadas de las ciudades capitales y a los centros industriales, por lo tanto, cuentan con una mayor cantidad de clientes en la Categoría Residencial. En este sentido, la categoría Residencial tiene la mayor participación en el número de usuarios con un 83,4%, y en las ventas de electricidad, alcanzando un 49,3% de las ventas totales.

Entre los años 2021 y 2022, la cantidad de usuarios en los SA pasó de 193 mil a 195 mil, lo cual implica una tasa de crecimiento cercano al 1,2%. Los SA de la empresa ENDE DELBENI presentaron mayor crecimiento, debido a que desde el año 2019 esta empresa empezó a suministrar energía a los sistemas de Cachuela Esperanza, Guayanamerín, Rosario del Yata y Puerto Ustariz, que estaban anteriormente a cargo de ENDE Matriz.

Cuadro 10. Número de consumidores de electricidad por Categoría del SA, 2010 - 2022

AÑO	Residencial	General	Industrial	Minería	A. Público	Otros	Total	Tasa de Crecimiento
2010	161.016	20.837	2.005	0	83	306	184.247	
2011	174.461	23.977	2.386	0	113	946	201.883	8,7%
2012	186.594	24.753	2.438	0	190	1.161	215.136	6,2%
2013	192.035	25.980	2.688	0	254	1.157	222.114	3,1%
2014	112.998	17.610	1.441	0	179	1.081	133.309	-66,6%
2015	122.811	18.937	1.514	0	300	1.163	144.725	7,9%
2016	128.391	19.601	1.547	0	320	1.343	151.202	4,3%
2017	137.462	20.548	1.582	0	323	3.234	163.149	7,3%
2018	145.499	21.836	1.622	0	346	4.460	173.763	6,1%
2019	151.539	22.741	1.716	0	356	5.385	181.737	4,4%

AÑO	Residencial	General	Industrial	Minería	A. Público	Otros	Total	Tasa de Crecimiento
2020	157.011	22.427	1.766	0	352	5.895	187.451	3,0%
2021	161.479	22.857	1.819	0	345	6.577	193.077	2,9%
2022	162.869	23.059	1.838	0	367	7.269	195.402	1,2%
2022 en %	83,4%	11,8%	0,9%	0,0%	0,2%	3,7%	100,0%	

Fuente: AETN.

La categoría con mayor número de consumidores fue la Categoría Residencial con 2,8 millones de usuarios que representa el 88,5 % del total de los usuarios hasta diciembre de 2022, mientras que los usuarios en las Categorías General e Industrial alcanzan a 322 mil y 23 mil respectivamente. El 30% de los usuarios corresponden a la empresa DELAPAZ con 958.931 usuarios, seguido por CRE con 797.063 usuarios que corresponde el 24,9% del total de usuarios.

Cuadro 11. Número de Consumidores por Categoría y Empresa del SIN y SA, 2022

Empresa	Residencial	General	Industrial	Minería	A. Público	Otros	Total	%
DELAPAZ	871.191	80.722	4.612	106	68	2.232	958.931	30,0%
CRE	703.514	78.585	5.699		2.008	7.257	797.063	25,0%
ENDE ORURO	135.493	13.268	601	124	51	257	149.794	4,7%
CESSA	120.741	12.694	711		36	333	134.515	4,2%
SEPSA	143.772	15.573	65	278	42	116	159.846	5,0%
ELFEC	576.971	85.260	8.840		229	5.805	677.105	21,2%
ENDE DEL BENI	68.527	8.071	578		450	228	77.854	2,4%
ENDE Pando	19.947	2.749	24		121	31	22.872	0,7%
ENDE CAMARGO	17.666	1.476	7		8	89	19.246	0,6%
ENDE UYUNI	8.004	2.148	286		5	14	10.457	0,3%
SETAR	137.353	18.583	1.544		145	741	158.366	5,0%
EMDECRUZ	0	40	92		0	0	132	0,0%
ENDE RIBERALTA	19.916	2.444	71		8	9	22.448	0,7%
ENDE GUARACACHI	3.246	799	2		20	18	4.085	0,1%
Total	2.826.341	322.412	23.132	508	3.191	17.130	3.192.714	100%
%	88,5%	10,1%	0,7%	0,0%	0,1%	0,5%	100%	

Fuente: AETN.

La Categoría Residencial llega al 88,5% del total de consumidores, seguido por la Categoría General con el 10,1%, y las restantes categorías (Industrial, Minería, A. Público y Otros) llegan solamente al 1,4%.

3.3. El Mercado Eléctrico Mayorista

El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) está compuesto por los agentes que operan en el SIN (empresas de generación, transmisión, distribución y consumidores no regulados), que venden y compran energía eléctrica.

Durante la gestión 2022, las inyecciones de energía ascendieron a 10.233,9 GWh, cantidad superior en un 6,3% respecto a la energía inyectada en el año 2021 de 9.628,93 GWh. Las transacciones

totales en el MEM por generación y por transporte de Energía Eléctrica en el año 2022 ascendieron a US\$ 547,6 millones (sin IVA).

Cuadro 12. Ventas valorizadas en el mercado spot, 2021 - 2022
(En Miles de Dólares)

Concepto	2021	2022
Generación	Miles \$us	
Inyecciones de Energía	152.344	166.082
Inyecciones de Energía Renovable	15.511	30.485
Inyecciones de Potencia	185.956	183.549
Subtotal Ventas de Generadores	353.811	380.116
Transmisión		
Peaje de Generadores	4.952	5.611
Peaje de Consumidores	133.160	154.335
Ingreso Tarifario por Energía y Potencia	4.118	7.507
Subtotal Ventas de Transmisores	142.230	167.453
Total Venta	496.041	547.569

Fuente: CNDC.

El costo marginal de generación de electricidad promedio anual para el año 2022 fue de 15,91 \$us/MWh (sin Impuestos), con un promedio mensual mínimo de 15,10 \$us/MWh y un promedio mensual máximo de 18,63 \$us/MWh.

Cuadro 13. Costo marginal de generación de electricidad, 2022
(En Dólares por MWh) (sin IVA)

Mes	Previsto	Real	Diferencia
Enero	15,53	15,73	0,20
Febrero	15,13	15,35	0,22
Marzo	15,28	15,62	0,34
Abril	15,84	15,30	-0,54
Mayo	15,03	15,27	0,24
Junio	15,23	15,10	-0,13
Julio	15,09	15,23	0,14
Agosto	15,15	15,27	0,12
Septiembre	15,54	15,56	0,02
Octubre	15,98	15,79	-0,19
Noviembre	15,85	18,10	2,25
Diciembre	15,10	18,63	3,53
Promedio	15,40	15,91	0,52

Fuente CNDC.

Respecto a la remuneración en el MEM, los generadores reciben una retribución por energía y potencia de los agentes distribuidores. A diciembre 2022 estos cargos alcanzaron un promedio de \$us16,74/MWh por energía y \$us9,93/MW por potencia. Los cargos por energía y potencia varían diariamente por planta generadora según su participación en el despacho de carga, por hora (en horas de mayor demanda la energía es más cara) y por época del año (en época de lluvias la energía es más barata ya que las hidroeléctricas tienen una mayor participación).

Cuadro 14. Cargos Promedio pagados a Generadores de Electricidad en el MEM, a diciembre 2021-2022

Cargos a Generadores				
EMPRESA	2021		2022	
	Energía	Potencia	Energía	Potencia
	\$us/MWh	\$us/MW	\$us/MWh	\$us/MW
CRE	16,06	9,90	16,37	9,79
DELAPAZ	16,43	9,99	17,04	10,05
ELFEC	16,00	9,71	16,63	9,81
ENDE DE ORURO	16,33	10,05	16,95	10,18
SEPSA	17,25	10,24	17,82	10,44
CESSA	17,01	10,03	17,55	10,19
ENDE	16,34	9,69	16,73	9,89
SETAR	16,08	9,47	16,41	9,68
ENDE DEL BENI	18,25	11,55	16,54	10,04
EMDEECRUZ	16,11	9,86	16,29	9,73
EMVINTO	16,07	9,99	16,79	10,11
COBOCE	16,08	9,93	16,96	10,05
Minería San Cristóbal	16,53	9,81	16,95	10,01
YLB	16,63	9,87	17,17	10,19
LAS LOMAS	16,10	9,84	16,06	9,86
Promedio cargos	16,31	9,94	16,74	9,93

Fuente: CNDC.

El precio medio monómico es el resultado de la agregación del cargo por energía, cargo por potencia y peaje. La evolución del precio monómico muestra una tendencia decreciente entre los años 2010 y 2013 que se explica por el nivel de potencia instalada y el aumento de competencia, tendencia que posteriormente se revierte. En los años 2015 y 2020 el precio medio monómico incrementa hasta llegar a 44,7 \$us/MWh y 57,88 \$us/MWh respectivamente. Este aumento se debe principalmente a un incremento en el cargo por peaje y potencia. En la gestión 2021 existe una reducción del precio debido principalmente por la entrada de nuevos generadores más eficientes en Beni y Santa Cruz que redujeron el cargo de peaje y potencia.

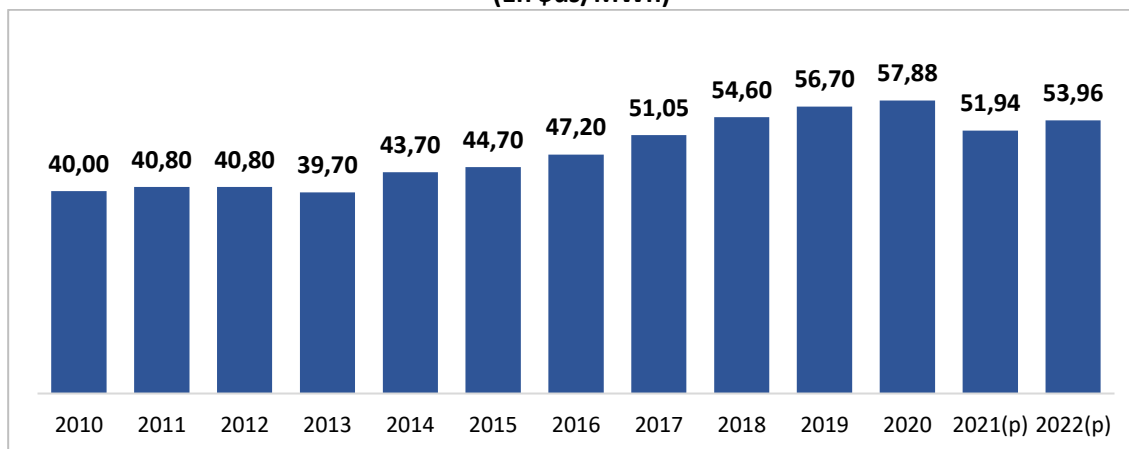
**Cuadro 15. Precio Medios Monómicos, a diciembre 2022
(En \$us/MWh)**

EMPRESA	Cargo				Total
	Energía	Energía renovable	Potencia	Peaje	
CRE	16,37	2,96	18,64	15,36	53,33
DELAPAZ	17,04	2,97	19,98	16,04	56,03
ELFEC	16,63	2,92	19,76	16,24	55,55
ENDE DE ORURO	16,95	2,89	20,14	15,96	55,94
SEPSA	17,82	2,90	17,61	13,62	51,95
CESSA	17,55	2,90	20,94	16,57	57,96
ENDE	16,73	2,89	20,33	16,59	56,54
SETAR	16,41	2,88	20,29	16,95	56,53
ENDE DEL BENI	16,54	2,91	21,42	17,22	58,09
EMDEECRUZ	16,29	3,24	9,94	8,26	37,73
EMVINTO	16,79	2,92	14,76	11,77	46,24
COBOCE	16,96	2,88	8,67	6,95	35,46

EMPRESA	Cargo				Total
	Energía	Energía renovable	Potencia	Peaje	
Minería San Cristóbal	16,95	2,93	14,53	11,71	46,12
YLB	17,17	2,98	25,64	20,44	66,23
LAS LOMAS	16,06	3,20	3,67	3,04	25,97
Promedio	16,74	2,94	18,92	15,37	53,96

Fuente: CNDC.

Gráfico 9. Precios Monómico en el SIN, 2010 - 2022
(En \$us/MWh)



Fuente: CNDC.

(p): Preliminar

3.4. Tarifa de Distribución de Electricidad

En el marco del Reglamento de Precios y Tarifas, en año 2019 la AETN efectuó la fijación de precios máximos de distribución correspondiente al período 2019 - 2023 para las empresas DELAPAZ, CRE, ELFEC, DEORURO, CESSA y ENDE DELBENI; para el periodo 2022 - 2026 para la distribuidora potosina SEPSA y para el periodo 2018-2022 para la distribuidora de Tarija SETAR. Las aprobaciones efectuadas se realizan en relación a las proyecciones de demanda de las distribuidoras; plan de inversiones; costos de suministro; tarifas base, fórmulas de indexación y estructura tarifaria; y cargos por conexión y reconexión.

Cuadro 16. Tarifa Promedio a Consumidores Finales por Empresa, 2021 - 2022
(En c\$us/kWh, sin IVA)

EMPRESA	2021	2022	Diferencia
	Energía	Energía	
DELAPAZ	12,53	13,17	0,64
CRE	9,87	10,29	0,42
ENDE DE ORURO	9,29	9,61	0,32
CESSA	10,30	10,70	0,40
SEPSA	8,29	8,93	0,64
ELFEC	11,35	11,62	0,27
ENDE DEL BENI	10,73	11,05	0,32
ENDE - Camargo	8,81	9,71	0,90
ENDE - Uyuni	11,74	12,31	0,57

EMPRESA	2021	2022	Diferencia
	Energía	Energía	
SETAR	12,23	12,75	0,52
EMDEECRUZ	7,28	6,49	-0,79
Promedio	10,22	10,69	0,38

Fuente: AETN.

En el año 2022 hubo un aumento de tarifas del 0,38% respecto al anterior año, presentando una tarifa promedio de 10.69 c\$us/kWh. Las únicas gestiones en las cuales existió una reducción en las tarifas fueron en 2020 y 2021.

Cuadro 17. Tarifa Promedio a Consumidores Finales SIN por Categoría, 2010 - 2021
(En c\$us/kWh sin IVA)

AÑO	Residencial	General	Industrial	Minería	A. publico	Otros	Promedio Ponderado	Tasa de Crecimiento
2010	7,65	10,71	5,32	4,56	8,89	4,17	7,42	
2011	8,06	11,34	5,73	5,03	9,44	4,53	7,94	6,5%
2012	8,16	11,71	5,78	5,30	9,88	4,89	8,10	2,0%
2013	8,43	12,19	6,21	5,43	10,11	4,81	8,36	3,1%
2014	8,73	12,68	6,64	5,86	10,45	5,30	8,82	5,2%
2015	9,03	13,19	7,04	6,51	10,91	5,51	9,27	4,9%
2016	9,30	13,39	7,29	7,10	11,34	5,61	9,58	3,2%
2017	9,81	14,16	7,82	7,65	11,94	7,19	10,21	6,2%
2018	10,30	14,49	8,43	8,02	12,26	6,29	10,66	4,2%
2019	10,44	14,54	8,46	8,42	12,36	6,44	10,76	0,9%
2020	10,04	15,05	8,45	9,42	12,20	7,48	10,48	-2,7%
2021	10,17	14,00	8,03	8,09	12,32	7,23	10,36	-1,2%
2022	10,58	14,41	8,07	8,86	12,61	7,28	10,69	3,1%

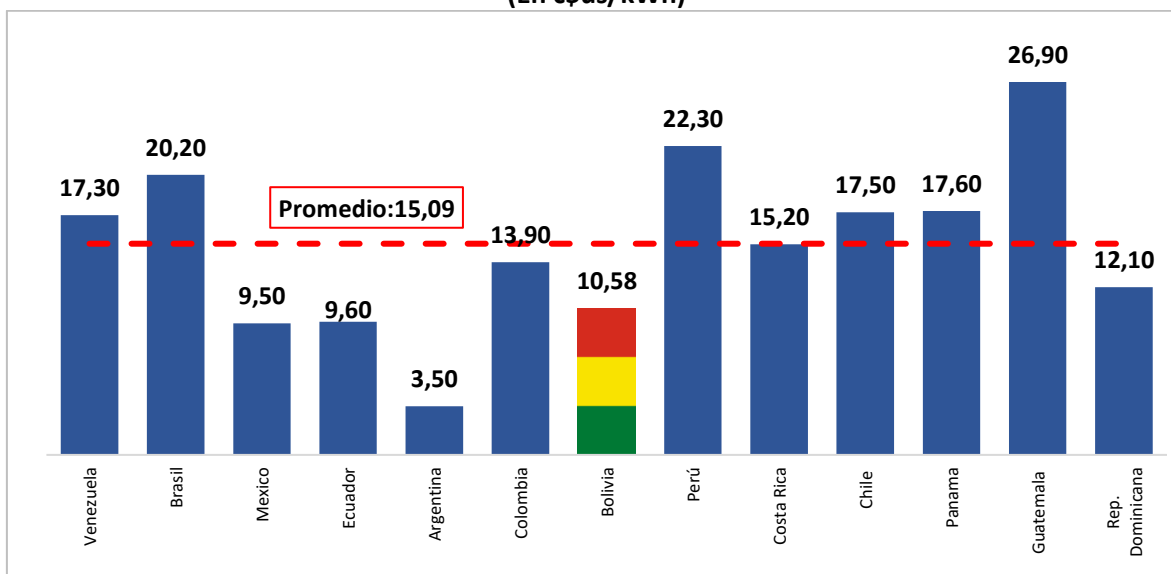
Fuente: AETN

3.5. Comparación de tarifas eléctricas en países de la región

De acuerdo a datos de la página eldinero.com, el promedio de las tarifas eléctricas en los países seleccionados de Latinoamérica es de 15,09 \$us/kWh para los Consumidor Residencial y 15,08 \$us/kWh para los clientes de la categoría comercial.

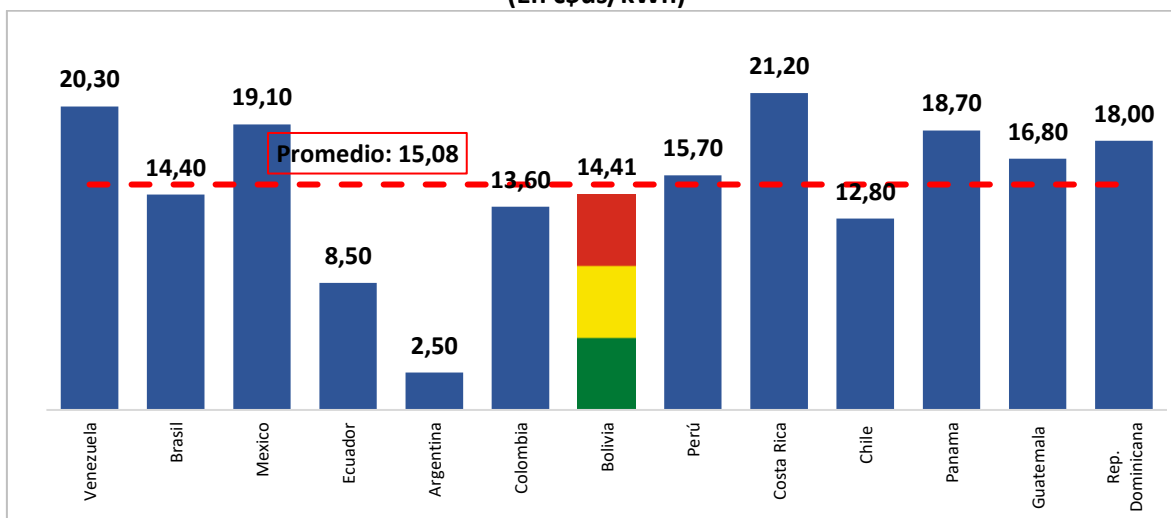
Las tarifas Residencial e Industrial de Bolivia se sitúan por debajo de la media regional. Por el contrario, la tarifa promedio de la categoría comercial se encuentra por encima del promedio regional.

Gráfico 10. Tarifas Promedio al Consumidor Residencial en la región, 2022
(En c\$us/kWh)



Fuente: globalpetrol.com

Gráfico 11. Tarifas Promedio al Consumidor Comercial en la región, 2022
(En c\$us/kWh)



Fuente: globalpetrol.com

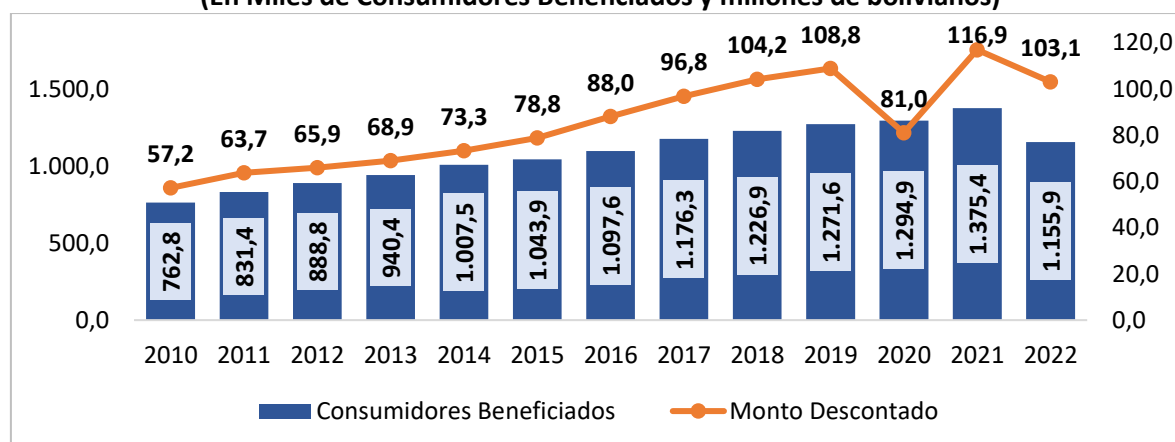
3.6. Tarifa Dignidad

El Decreto Supremo N° 28653, de 21 de marzo de 2006, crea la Tarifa Dignidad con el objeto de favorecer el acceso y uso del servicio público de electricidad a las familias de menores recursos económicos de la categoría domiciliaria. Posteriormente, el Decreto Supremo N° 0465 de 31 de marzo de 2010, dio continuidad a esta medida, estableciendo un descuento del 25% de la tarifa vigente a los consumidores domiciliarios en el SIN y en los Sistemas Aislados que consumen hasta 70 kWh/mes. Esta Tarifa es financiada con aportes que realizan solamente las empresas que operan en el MEM.

Se observa que el promedio mensual de consumidores beneficiados por la Tarifa Dignidad entre los años 2010 y 2022 pasó de 762,8 mil a 1.155,9 mil. Los descuentos por Tarifa Dignidad, que significan ahorro de las familias, han sido crecientes durante todo el período de análisis con excepción de la gestión 2022 debido a una disminución de los beneficiados por contar con consumos mayores a las 70 kwh/mes. Los montos descontados en la gestión 2010 fueron de Bs57,19 millones y llegó a Bs103,1 millones en 2022. Para el año 2022 los aportes decrecieron en 13,4% respecto al año anterior.

Las empresas operadoras del MEM cubren estos descuentos de acuerdo a la participación que tienen en los retiros e inyecciones de energía. El 2020, los aportes disminuyeron debido a las políticas aplicadas que suprimieron los descuentos durante los meses mayo, junio y julio, por lo que se registró un ahorro de Bs81 millones 34% menos que el periodo anterior. En la gestión 2021, se llega a beneficiar a 1.375 mil consumidores que representa el número más alto alcanzado de beneficiados y de monto descontado.

Gráfico 12. Tarifa Dignidad: Número de beneficiados y aportes, 2010 - 2022
(En Miles de Consumidores Beneficiados y millones de bolivianos)



Fuente: AETN

3.7. Fondos de Estabilización

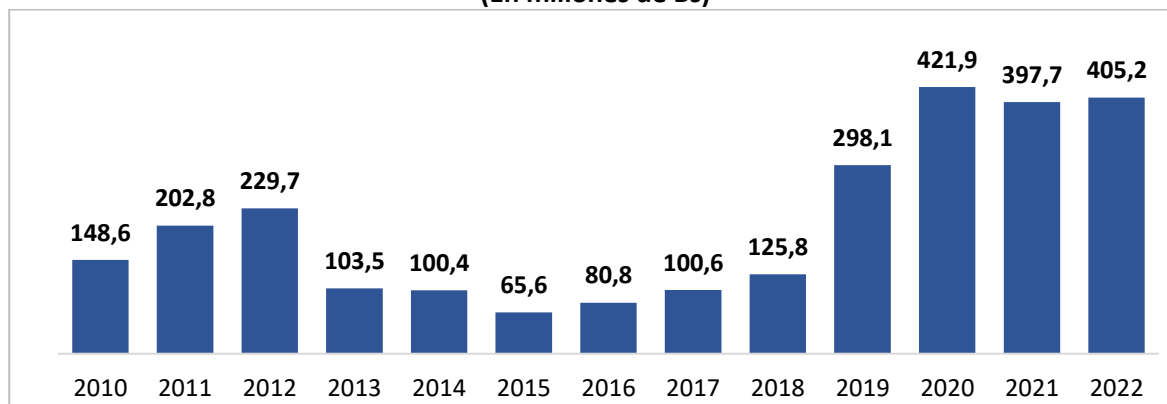
El Decreto Supremo N° 27302, de 23 de diciembre de 2003, tiene por objeto establecer medidas para estabilizar las tarifas de electricidad. Para esto se crean dos fondos:

- **Fondo de Estabilización del MEM (FEM):** Cada seis meses se determinan los factores de estabilización que se aplican a los precios de nodo vigentes para obtener los precios de energía y potencia de aplicación, que se transfieren a las tarifas de distribución. El FEM incluye los montos mensuales correspondientes a la diferencia entre los valores por venta de energía y potencia en el mercado spot del MEM y los determinados por los precios de nodo de aplicación (que son los pagados a los generadores por los distribuidores).
- **Fondo de Estabilización de Distribución (FED):** Cada seis meses se determinan los factores de estabilización que se aplican a los cargos tarifarios aprobados para obtener los cargos tarifarios de aplicación, que son facturados a los consumidores regulados. El FED incluye los montos mensuales correspondientes a las diferencias entre los valores por venta a los

consumidores regulados, determinados con los cargos tarifarios aprobados y los cargos tarifarios de aplicación.

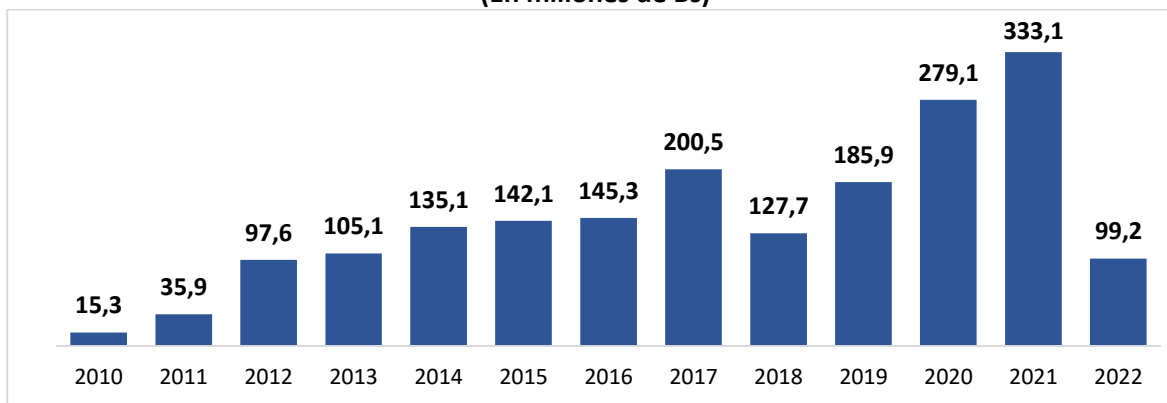
Por la configuración de los Fondos, la deuda de los consumidores finales con las distribuidoras acaba siendo deuda de las empresas generadoras. Se observa que al finalizar la gestión 2022, el monto acumulado en el FEM asciende a Bs405,2 millones y el monto acumulado en el FED fue de Bs99,2 millones.

Gráfico 13. Fondo de Estabilización del MEM Acumulados por Gestión, 2010 – 2022
(En millones de Bs)



Fuente: AETN

Gráfico 14. Fondo de Estabilización de Distribución Acumulados a diciembre, 2010 – 2022
(En millones de Bs)



Fuente: AETN

3.8. Desempeño

3.8.1. Balance de Oferta y Demanda

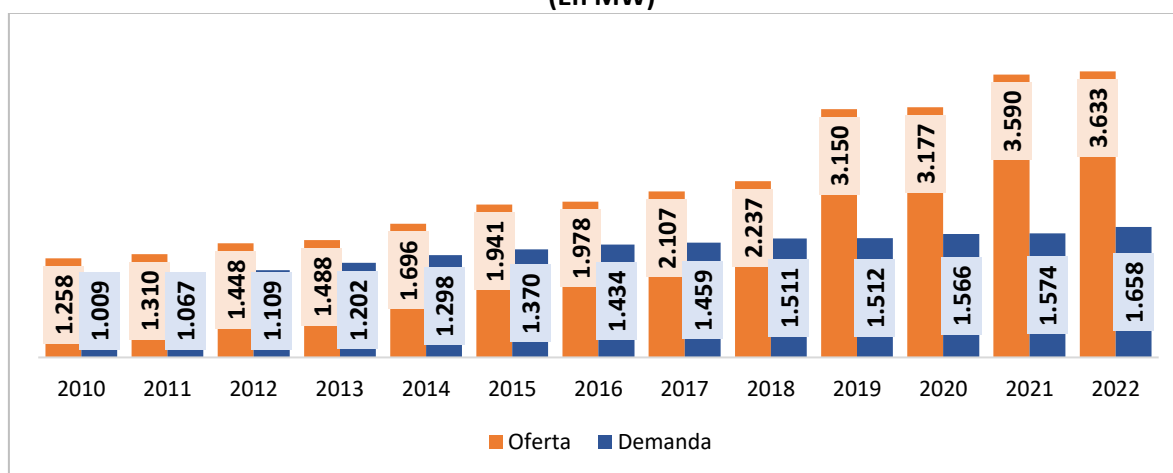
La demanda máxima de potencia del SIN⁸ en el año 2022 alcanzó los 1.658 MW, la cual fue mayor en 5,1% al año anterior. Por otro lado, el año 2022 la oferta de electricidad⁹ del SIN alcanzó a 3.633 MW, mayor en 1,2% a la capacidad del 2021.

⁸ Para la demanda de potencia se considera la demanda máxima registrada en la gestión.

⁹ Para la oferta de electricidad se considera la capacidad instalada de generación a temperatura media al finalizar la gestión.

Entre 2010 y 2019, la oferta de potencia para cubrir la demanda máxima fue excedentaria en promedio 30%. Destacan las ampliaciones al parque de generación desde el año 2015, con el ingreso en operación comercial de las unidades de ENDE Corani y las termoeléctricas Entre Ríos, Warnes y Del Sur. Durante la gestión 2019 se amplió la capacidad de estas tres termoeléctricas con turbinas de ciclo combinado, lo que representó un importante incremento de la capacidad instalada. Estas incorporaciones en conjunto han permitido contar con una capacidad adicional de 912 MW. En la gestión 2021 se incrementó la capacidad de generación debido a la entrada de las nuevas plantas de generación con biomasa en especial de Aguai y la entrada de generadoras termoeléctricas en Warnes y Entre Ríos.

Gráfico 15. Balance de Oferta y Demanda de Electricidad en el SIN, 2010-2022
(En MW)



Fuente: Comité Nacional de Despacho de Carga.

3.8.2. Desempeño Regional

La capacidad instalada en Sud América en el año 2021¹⁰ fue de aproximadamente 378,7 GW, teniendo Brasil la mayor capacidad en la región con 205 GW seguido por Argentina con una capacidad de 45,8 GW. Bolivia tiene la capacidad instalada más bajas de la región representando el 1,1% del total de América del Sur.

Respecto a la composición de la matriz energética de los países de la región, se observa que los que cuentan con una mayor cantidad de potencia instalada de energía renovable y alternativa son Paraguay, Brasil y Colombia, países que tienen grandes instalaciones hidroeléctricas la mayoría construidas hace más de 30 años. Bolivia se encuentra entre los países que tienen una mayor cantidad de energía termoeléctrica.

Los países de Latinoamérica están direccionando sus políticas al cambio de la matriz energética, en el marco de los Objetivos del Desarrollo Sostenible (ODS), que fueron elaborados por la Organización de Naciones Unidas y que los Estados Miembros se comprometieron en cumplir hasta el año 2030. Si bien la energía hidroeléctrica tiene una importante participación en la región, los países invierten en energías alternativas, por ejemplo, en México y Chile se instalaron importantes plantas de

¹⁰ datosmacro.expansion.com solo presentó datos de la gestión 2021.

energía solar y eólica en los últimos años. En el caso de Uruguay se puede notar que se realizaron bastantes inversiones en la generación de electricidad de fuentes alternativas ya que el 45% de su demanda la cubre con energía renovable.

Gráfico 18. Capacidad instalada eléctrica en América Latina, 2021
(En GW, GWh y Porcentaje)

2021	Capacidad Instalada		Capacidad Instalada Renovable		Generación	Generación Renovable	
	En MW	%	En MW	%		En GWh	%
Bolivia	3.930	1,0%	1.084	27,6%	9.966	3.881	38,9%
Argentina	45.795	12,1%	15.043	32,8%	146.566	37.779	25,8%
Brasil	204.999	54,1%	159.942	78,0%	662.595	502.506	75,8%
Chile	32.658	8,6%	15.095	46,2%	84.717	40.675	48,0%
Colombia	19.435	5,1%	12.544	64,5%	80.905	60.500	74,8%
Ecuador	9.386	2,5%	5.309	56,6%	32.340	26.089	80,7%
Paraguay	8.833	2,3%	8.832	100,0%	40.023	40.021	100,0%
Perú	15.342	4,1%	6.280	40,9%	58.136	35.128	60,4%
Uruguay	5.356	1,4%	3.741	69,8%	15.824	13.643	86,2%
Venezuela	32.956	8,7%	15.469	46,9%	94.747	61.099	64,5%
América del Sur	378.690	100%	243.339	64,3%	1.225.819	821.321	67,0%
México	94.422		29.349	31,1%	336.958	77.186	22,9%
Estados Unidos	1.176.729		887.552	75,4%	4.164.565	887.552	21,3%

Fuente: www.datosmacro.expansion.com

3.9. Tecnología Nuclear

Mediante el Decreto Supremo N° 2654, de 20 de enero de 2016, se establece la prioridad nacional al Programa Nuclear Boliviano (PNB), que tiene como objetivo potenciar los avances científicos y tecnológicos en el país, empleando la tecnología nuclear con fines pacíficos, para construir una cultura científica-tecnológica inclusiva, con aplicaciones para la salud, industria, ciencia e investigación, además de la formación y capacitación de recursos humanos.

En fecha 9 de marzo de 2016, mediante Decreto Supremo N° 2697, se crea la Agencia Boliviana de Energía Nuclear (ABEN) que administra el PNB, como una institución pública descentralizada, con personalidad jurídica y patrimonio propio, con autonomía de gestión administrativa, técnica, legal, económica y financiera bajo tuición del Ministerio de Hidrocarburos y Energía. Tiene como finalidad el desarrollo, suministro y comercialización de bienes y servicios de tecnología nuclear con fines pacíficos en el país.

En este sentido, se le dio a la ABEN la tarea de la construcción del Centro de Investigación y Desarrollo en Tecnología Nuclear (CIDTN) en la ciudad de El Alto y Tres Centros de Medicina Nuclear y Radioterapia (CMNyR) ubicados uno en El Alto, otro en La Paz y el tercero en la ciudad de Santa Cruz, proyectos para cumplir las metas establecidas en la línea estratégica de la Agenda Patriótica 2025.

Las instalaciones y actividades que se desarrollan en el país en aplicaciones industriales con respecto a la tecnología nuclear son muy variadas y contemplan plantas de irradiación industrial gamma, gammagrafía y radiografía industrial, prospección petrolera, medidores industriales fijos y móviles, etc.

En el área de medicina, se tienen instalaciones y actividades dedicadas a la medicina nuclear, radioterapia, ciclotrón radiofarmacia, importación de fuentes de radiación (material radiactivo para medicina nuclear, equipos de generadores de rayos x, aceleradores lineales de uso médico y aceleradores de partículas para la producción de radioisótopos para medicina nuclear).

La Ley N° 1205, de 1 de agosto de 2019, para las Aplicaciones Pacíficas de la Tecnología Nuclear, dispone que se consideran de interés nacional y carácter estratégico, los proyectos que se desarrollen en el ámbito nuclear, incluidos en la planificación de desarrollo económico y social del Estado, cuyo impacto implique un beneficio en el desarrollo científico, económico y/o social del país; para lo cual, todas las entidades públicas deberán otorgar el apoyo que le sea requerido, en el marco de sus competencias.

Asimismo, establece que la ABEN, es la entidad operadora del Estado para el desarrollo de la investigación, producción, comercialización y provisión de bienes y servicios en materia de tecnología nuclear, bajo tuición del Ministerio de Energías actual Ministerio de Hidrocarburos y Energías.

Sin embargo, durante la gestión 2020, las actividades e inversiones de la ABEN se paralizaron y sufrieron retrasos importantes, donde la inversión en los proyectos programados se redujo en un 68%. En cambio, en la gestión 2022 se realizaron inversiones en distintos proyectos por un total de Bs422,7 millones.

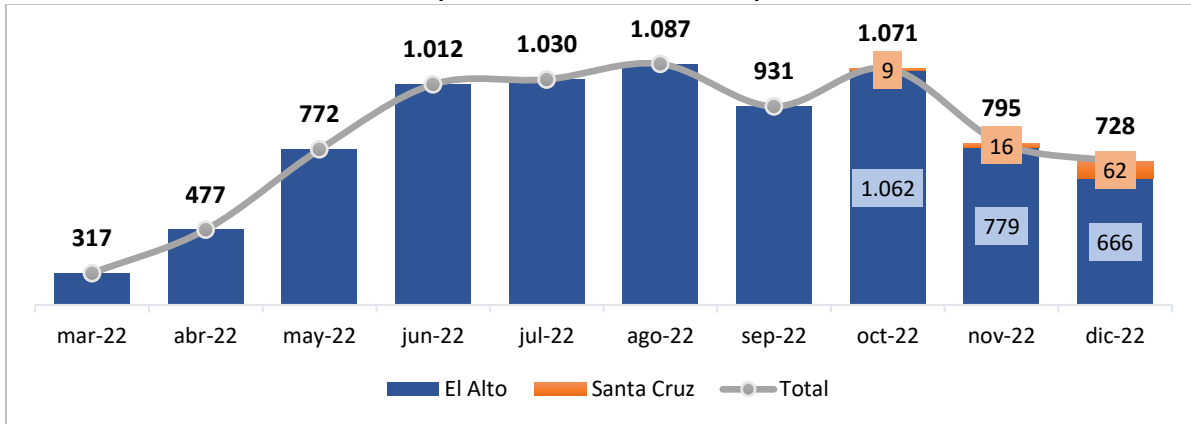
- **Centros de Medicina Nuclear y Radioterapia (CMNyR)**

El proyecto tiene por objetivo el diseñar, construir, equipar, formar recursos humanos especializados e implementar tres centros de medicina nuclear y radio terapia en las ciudades de Santa Cruz, El Alto y La Paz. El monto total de la inversión de los tres CMNyR es de Bs1.117,6 millones. El proyecto se inició en agosto de 2017 y se estima que finalice en diciembre de 2024.

Los CMNyR tienen un gran impacto en la lucha contra el cáncer en el país, ya que con la puesta en marcha de estos centros se vasca reducir la mortalidad de las personas que padecen del cáncer, otro aspecto a destacar es la ampliación de la cobertura puesto que muchas familias de escasos recursos ahora pueden acceder a la atención de los servicios prestados por los CMNyRs.

En el 2021, se iniciaron la construcción de tres centros CMNyR, en marzo 2022 se inauguró el primer centro en la Ciudad de El Alto, el segundo, en octubre de 2022 en la Ciudad de Santa Cruz y se estima que al finalizar la gestión 2023 se inaugure el ultimo centro en la ciudad de La Paz.

Gráfico 16. Atenciones realizadas en CMNyR, 2022
(En número de atenciones)



Fuente: ABEN

- **Centro de Investigación y Desarrollo en Tecnología Nuclear y laboratorios asociados nivel nacional (CIDTN)**

El CIDTN es un proyecto ejecutado por la ABEN que tiene por objeto posibilitar la aplicación de tecnología nuclear para resolver diversas necesidades de los sectores de salud, agrícola, industria, ciencia y tecnología del país.

El centro contempla la construcción y operación de varias instalaciones nucleares y laboratorios de alta complejidad tecnológica, que requiere la participación de un gran número de profesionales especializados, además del apoyo de las áreas administrativas, de seguridad, operación y mantenimiento y espacios físicos lo suficientemente amplios para implementar las instalaciones y con la posibilidad de ampliar otras instalaciones en el futuro.

La construcción del CIDTN en Bolivia, se encuentra en el marco del acuerdo entre el Gobierno de la Federación de Rusia y el Gobierno del Estado Plurinacional de Bolivia. El monto de inversión del proyecto demandará una inversión total de Bs2.447,4 millones. El proyecto se viene ejecutando desde septiembre 2017 con la empresa estatal rusa Joint-Stock Company “State Specialized Design Institute” (JSC-GSPI) y se prevé su conclusión para noviembre 2025. El proyecto se implementa en la Zona de Parcopata del Distrito 8 del Municipio de El Alto, del Departamento de La Paz.

A finales de 2022, se concluyeron varias instalaciones administrativas que comprende el Centro, el complejo administrativo y gerencial, complejo de instalaciones de tratamiento de agua, centro de capacitación y entrenamiento, complejo de alimentación pública, complejo y las oficinas de servicio de seguridad.

Asimismo, se concluyó la puesta en marcha y recepción provisional del Complejo del Ciclotrón y Radiofarmacia Preclínica (CCRP) que comenzará la producción comercial de radioisótopos y radiofármacos a partir del segundo semestre de 2023. Asimismo, la ABEN viene realizando las labores de puesta en marcha y recepción provisional del Complejo Multipropósito de Irradiación (CMI) que se prevé finalizar en el segundo semestre de 2023.

Este proyecto contará con un Complejo Ciclotrón Radiofarmacia Preclínica, que se constituye en un importante aporte a la lucha contra el cáncer con la producción de radiofármacos para la realización de estudios de diagnóstico y tratamiento.

El reactor de investigación, que será el único en el mundo construido a aproximadamente 4.000 metros sobre el nivel del mar, tendrá una potencia de 200 kW y empleará agua ligera como refrigerante. Asimismo, en el complejo donde estará asentado habrá un laboratorio de activación neutrónica y un laboratorio de producción de radioisótopos.

4. Conclusiones y Perspectivas

El sector energético está enfocando sus esfuerzos a diversificar la matriz energética, promover la producción de energía limpia mediante el uso sustentable y eficiente de los recursos, y ampliar la cobertura eléctrica para garantizar un acceso universal y equitativo al servicio básico de electricidad. A 2022, la cobertura urbana llegó a 99,2% y la rural a 84,2%, lo que evidencia avances significativos, aunque persiste el desafío de acelerar la electrificación en zonas dispersas y de difícil acceso. La meta es alcanzar cobertura total al 2025, como base para mejorar el bienestar de la población y fortalecer el desarrollo productivo.

En términos de inversión, las empresas privadas concentran sus recursos en la operación y mantenimiento del sistema eléctrico, asegurando continuidad y confiabilidad del suministro. Por su parte, el sector público, a través de ENDE y sus filiales, destina sus inversiones a incrementar la capacidad de generación con énfasis en fuentes renovables y a culminar proyectos hidroeléctricos en ejecución.

El Sistema Interconectado Nacional presenta un excedente significativo de capacidad instalada, que abre oportunidades para la integración energética regional y la diversificación de mercados. Bolivia cuenta actualmente con una reserva aproximada de 1.975 MW, lo que respalda la estrategia de exportación eléctrica. Desde 2021 se ejecutan inversiones para la interconexión con Argentina y se desarrollan estudios para futuras conexiones con Brasil, Perú y Chile, posicionando al país como un proveedor potencial de energía en la región.

La política energética atraviesa una fase decisiva de transición, orientada a reducir la dependencia de la generación termoeléctrica basada en gas natural y a incrementar la participación de energías renovables y alternativas. Las metas sectoriales plantean alcanzar una participación hidroeléctrica del 37% e incrementar las energías alternativas del 6% registrado en 2020 al 13% en 2025. La puesta en marcha de los parques eólicos en Santa Cruz y la finalización de los proyectos hidroeléctricos Miguillas e Ivirizú, previstas para 2025, aportarán alrededor de 500 MW adicionales al sistema, fortaleciendo la capacidad renovable.

Para consolidar esta transición, es necesario analizar la participación de inversiones privadas en generación, lo que requiere revisar los esquemas tarifarios y analizar la participación de los subsidios. La estructura actual favorece la generación termoeléctrica a gas natural, y se precisa avanzar hacia un sistema que incentive energías alternativas permitirá atraer capital y acelerar el cambio de la matriz energética del parque generador.

En paralelo, continúa la expansión de la electrificación rural mediante el Programa de Electricidad para Vivir con Dignidad (PEVD), priorizando soluciones basadas en energías renovables para

comunidades rurales y dispersas. En 2022 se ejecutaron Bs 36,6 millones en extensión de redes y sistemas fotovoltaicos e hídricos, contribuyendo a cerrar brechas territoriales.

Complementariamente, Bolivia impulsa la electromovilidad como parte de su estrategia de cambio de la matriz energética. En 2022 se instalaron 11 electrolineras en el eje troncal, se habilitaron estaciones de carga en Santa Cruz, Oruro y El Alto, y se aprobaron lineamientos técnicos nacionales para infraestructura de recarga, sentando las bases regulatorias para su expansión.

El desafío estratégico hacia adelante es consolidar con ayuda de empresas privadas una matriz energética diversificada, sostenible garantizando el acceso universal, la electrificación rural. Esto implica culminar los proyectos renovables en ejecución, fortalecer el marco regulatorio y fomentar un uso productivo del excedente eléctrico que impulse la industrialización y la competitividad del país. En este contexto, el sector energía se posiciona como un pilar clave para el desarrollo inclusivo y la integración regional de Bolivia.

5. Referencias

Publicaciones

- **Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear.** Memoria Institucional 2022.
- **Comité Nacional de Despacho de Carga.** Memoria Anual 2022 – Resultados de Operación del Sistema Interconectado Nacional.
- **Balance Energético Nacional 2006-2021.** Ministerio de Hidrocarburos y Energías.

Páginas electrónicas consultadas

- | | |
|--|--|
| • Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad | www.aetn.gob.bo |
| • Comité Nacional de Despacho de Carga | www.cndc.bo |
| • Instituto Nacional de Estadística | www.ine.gob.bo |
| • Ministerio de Hidrocarburos y Energías | www.hidrocarburos.gob.bo |