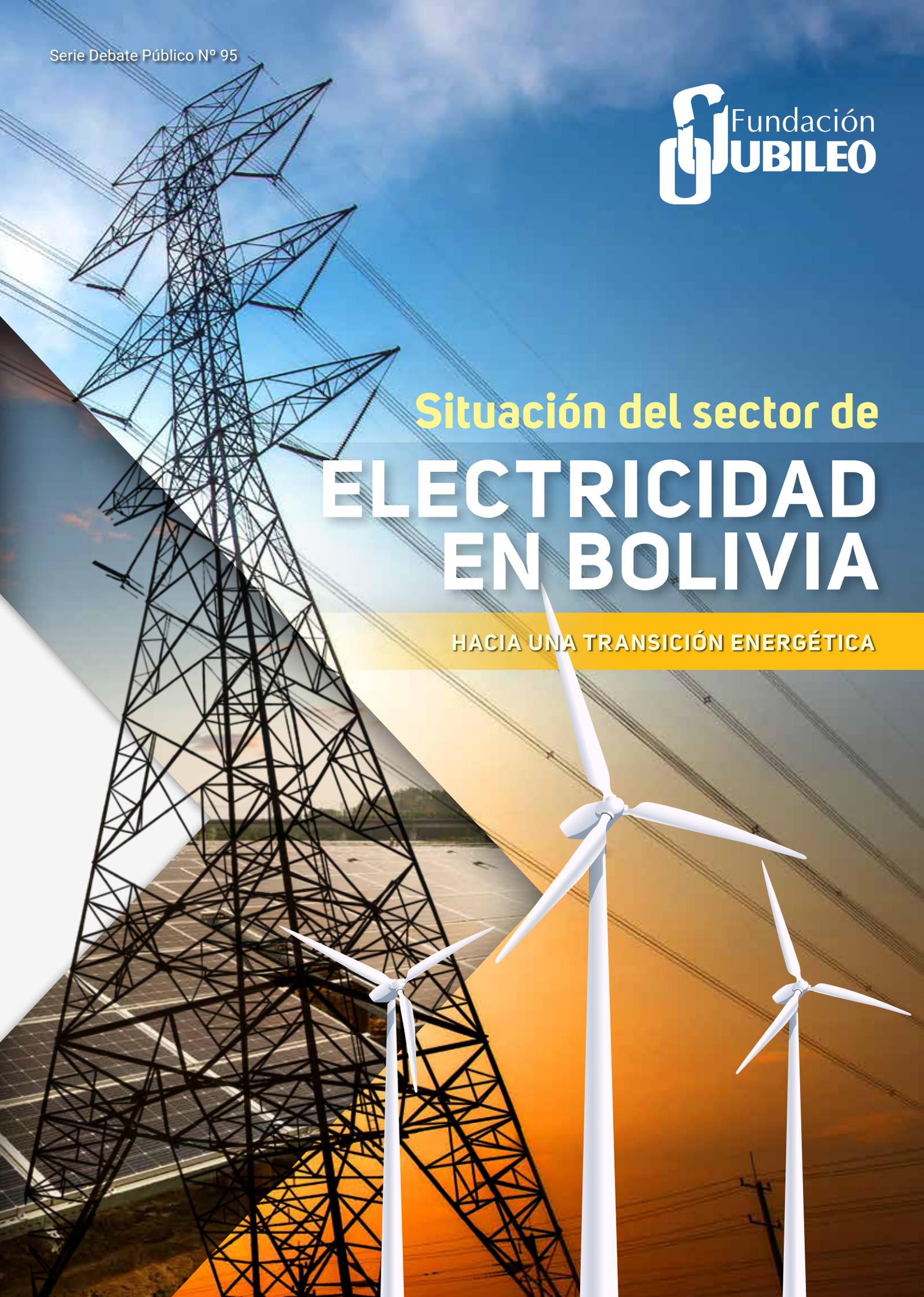


Situación del sector de **ELECTRICIDAD EN BOLIVIA**

HACIA UNA TRANSICIÓN ENERGÉTICA



CONTENIDO

- 1** Introducción
Pág. 3
- 2** Marco Normativo
Pág. 4
- 3** Marco Institucional
Pág. 7
- 4** Situación del sector eléctrico por actividad
Pág. 12
- 5** Aspectos tarifarios
Pág. 23
- 6** Generación de electricidad a partir de fuentes termoeléctricas y su efecto ambiental
Pág. 26
- 7** Generación de electricidad a partir de fuentes hidroeléctricas y proyectos de hidroelectricidad
Pág. 29
- 8** Conclusiones
Pág. 33
- 9** Desafíos
Pág. 34
- 10** Bibliografía
Pág. 36



Director Ejecutivo:

Juan Carlos Núñez V.

Coordinador General:

Waldo Gómez R.

Elaboración:

Raúl Velásquez G.

Sandra Sánchez C.

Con base en consultoría realizada por

Miguel Fernández Fuentes

Edición:

Jorge Jiménez Jemio

Dirección:

Calle Quintín Barrios N° 768

Sopocachi, La Paz - Bolivia

Telf: (591-2) 2125177 – 2154641

Correo electrónico:

fundajub@jubileobolivia.org.bo

2022

Con apoyo de:

Brot
für die Welt

Pan para el Mundo



1 Introducción

Durante las últimas dos décadas, Bolivia ha generado y profundizado una enorme dependencia de la explotación de hidrocarburos, fundamentalmente del gas natural; tanto desde una perspectiva fiscal, debido a que esta actividad es la principal generadora de rentas (regalías, participaciones e Impuesto Directo a los Hidrocarburos), como económica, por el efecto que genera en otros sectores económicos el uso de dichas rentas, ya sea en forma de subsidios, bonos, transferencias, inversión o gasto público. Esta necesidad de recursos fiscales y su vínculo con la explotación de hidrocarburos se constituye en uno de los principales obstáculos para una transición energética en Bolivia, dado que implica no solamente al Gobierno central, sino también a los subnacionales, universidades públicas y sociedad en su conjunto.

El año 2015, en un contexto mundial marcado por la caída en los precios internacionales del petróleo y el fin del superciclo de precios de materias primas, se suscribió el Acuerdo de París, como un importante avance mundial en la lucha frente al cambio climático que, a la fecha, ha sido firmado por más de 190 países (entre ellos Bolivia) con el objetivo común de limitar el aumento de la temperatura mundial por debajo de los 2 grados centígrados, estableciendo, además, compromisos y metas claras a alcanzar hasta los años 2030 y 2050.

En este contexto, el país se enfrenta a un doble desafío; por una parte, encaminarse a la transición energética, lo que implica un cambio sustancial en la matriz energética nacional, transformar y modernizar el sector eléctrico nacional a partir de una nueva política sectorial; pero, además, debatir y promover nuevos consensos sobre aspectos como la subvención, precios, tarifas, regulación y electromovilidad que requieren, sin duda, procesos de debate amplio e incluso con diferentes actores de la población nacional.

Pero, por otra parte, Bolivia requiere avanzar también en la transición económica orientada a utilizar estratégicamente los recursos que el país obtiene por la explotación de hidrocarburos para la diversificación y el desarrollo de otros sectores económicos que permitan diversificar las fuentes de ingresos fiscales y disminuir la dependencia de los ingresos por regalías e IDH. Si bien el gas natural es considerado un combustible de transición, es importante comprender que el contexto regional está cambiando, también con dirección hacia la transición energética, por lo que es previsible que se registren cambios en la demanda y oferta de combustibles fósiles.

En Bolivia se están desarrollando algunos proyectos hidroeléctricos y de energías alternativas; sin embargo, el sector eléctrico nacional aún depende, en gran medida, del gas natural y requiere de una serie de ajustes para encaminarse hacia una transición energética, cambios que deben estar plasmados en una nueva política energética y sectorial a largo plazo.

En este contexto, Fundación Jubileo presenta un análisis de la situación del sector de electricidad con el propósito de promover el debate público informado con miras a la transición energética, así como a los ajustes que requiere un sector estratégico para la economía nacional y para la población en su conjunto.



2.

Marco Normativo

El marco normativo del sector eléctrico en Bolivia está establecido por la Ley de Electricidad N° 1604 de 1994 (aún en actual vigencia), diseñada para promover la capitalización del sector eléctrico por el sector privado y minimizar el rol de la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE), principal actor estatal hasta esa fecha. Las reformas implementadas en los años 90 en el sector eléctrico boliviano consideraban al mismo como un monopolio natural, por lo que se aplicó la separación vertical de las actividades de la cadena productiva (generación, transmisión y distribución) y la regulación de la misma; todo ello con el fin de generar condiciones que simulen un mercado competitivo y hagan más eficiente la asignación de recursos.

La Ley N° 1604 norma las actividades de la industria eléctrica, establece los principios que rigen el funcionamiento del sector, la organización institucional, la estructura de la industria, el régimen de otorgamiento de derechos para el ejercicio de la industria eléctrica, los principios para la determinación de precios y tarifas, el régimen de infracciones y sanciones, y otras disposiciones sobre temas específicos. Tiene 12 reglamentos que complementan la regulación establecida en la misma¹.

De acuerdo con la norma citada, las actividades del sector eléctrico están separadas en: generación, transmisión y distribución de electricidad; y significó la prohibición a los agentes u operadores de participar en más de una actividad del sector.

¹ Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico; Reglamento de Precios y Tarifas; Reglamento de Concesiones, Licencias y Licencias Provisionales; Reglamento de Uso de Bienes de Dominio Público y Constitución de Servidumbres; Reglamento de Calidad de Transmisión; Reglamento de Calidad de Distribución; Reglamento de Electrificación Rural; Reglamento de Comercialización e Interconexiones Internacionales de Electricidad; Reglamento de Servicio Público de Suministro de Electricidad; Reglamento de Infracciones y Sanciones; y Reglamento al Artículo 15 de la Ley de Electricidad.

En la práctica, esta separación se aplica hasta ahora solamente en el Sistema Interconectado Nacional (SIN); siendo que en los Sistemas Aislados (SA), que son los que no están conectados al SIN y abastecen de energía eléctrica a poblaciones aisladas que no tienen acceso a la red eléctrica, es posible la integración vertical; así, los operadores que generan electricidad la pueden vender directamente, ya sea a los consumidores o a operadores de distribución. Asimismo, existen quienes además de generar compran electricidad y también la venden a un distribuidor y/o directamente al consumidor final.

Si bien la ley sectorial establecía al Viceministerio de Electricidad como instancia normativa, al Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) como administrador del mercado mayorista y a la Superintendencia de Electricidad como regulador, muchos de estos roles, reglas y los propios actores han cambiado sustancialmente hasta la actualidad, a tal punto que es posible afirmar que la Ley de Electricidad está completamente desfasada con relación a la transformación estatal que ha vivido el país desde el año 2006.

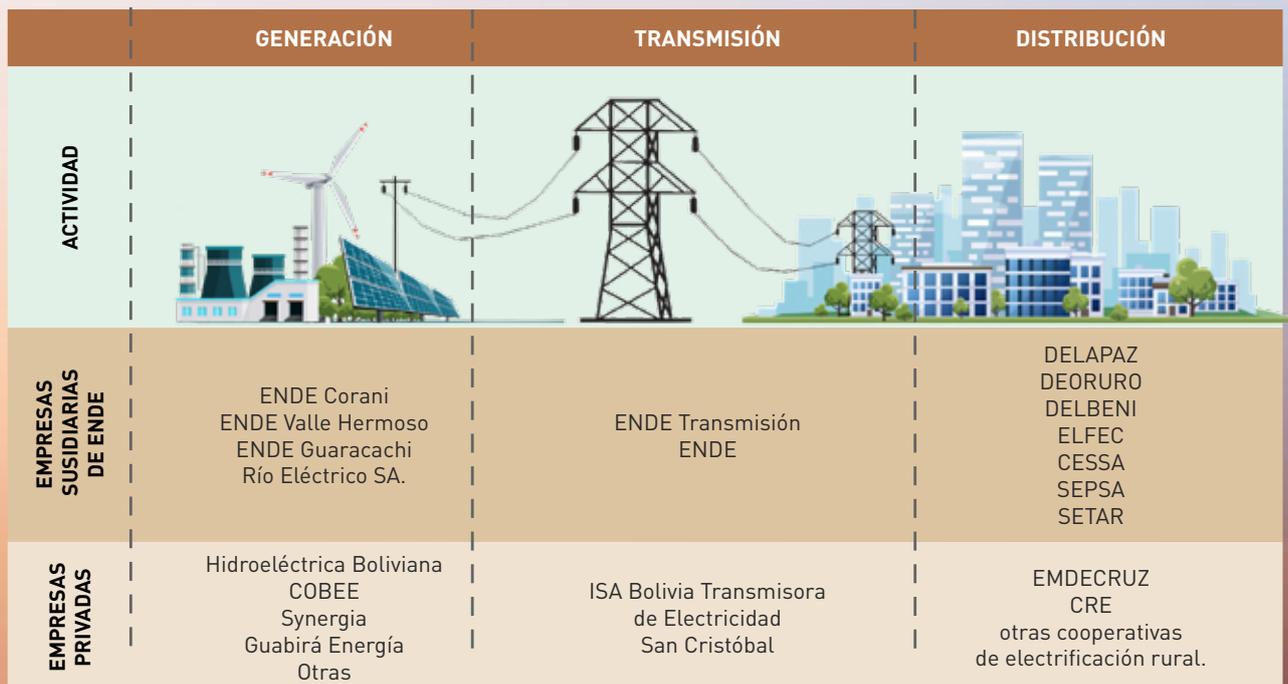
Los cambios en el marco normativo aplicable al sector eléctrico surgieron a partir del año 2006, cuando el Movimiento al Socialismo (MAS) asumió el Gobierno y estuvo orientado a consolidar la participación del Estado como principal actor en

el sector eléctrico con el objetivo de desarrollar infraestructura e incrementar la cobertura para lograr la universalización del servicio. Las políticas públicas de nacionalización relacionadas con el sector eléctrico se concretaron en la recuperación de la propiedad de las empresas que operan la industria eléctrica, recuperando la totalidad o más de 50% de las acciones de las empresas eléctricas capitalizadas.

La creación del Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas (VMEEA), el año 2007, mediante D. S. 29221, de 8 de agosto de 2007, como parte del Ministerio de Hidrocarburos y Energía, fue el inicio de la presencia formal de las energías renovables en la estructura del Estado boliviano. Asimismo, el Gobierno de entonces refundó la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE), reconstituyéndola como “una empresa pública nacional estratégica y corporativa” que integra verticalmente a todo el sector eléctrico (Decreto Supremo N° 29644, 2008).

Con base en lo anterior, surge ENDE Corporación que actualmente cuenta con 12 empresas subsidiarias: ENDE Andina, Empresa Eléctrica Corani, Empresa Eléctrica Valle Hermoso, Empresa Eléctrica Guaracachi, Empresa Subsidiaria Río Eléctrico, ENDE Transmisión, ELFEC, ELFEO, DELAPAZ, ENDE de Beni, ENDE Servicios y Construcciones, ENDE Tecnologías.

Figura N° 1. Esquema de Generación – Transmisión – Distribución de Electricidad en el SIN



Fuente: Adaptado de EPD noticias. Generación y Descontaminación, 2019.

Los decretos supremos N° 29549, de fecha 8 de marzo de 2008, y N° 29624, de julio de 2008, modificaron y complementaron el Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico. Con estos decretos se cambió la estructura, funciones y organización del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC)² asignándole como nueva función el participar de la planificación centralizada del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

La Constitución Política del Estado, del año 2009, en el artículo 20, establece que toda persona tiene derecho al acceso universal y equitativo a los servicios básicos, responsabilizando al Estado, en todos los niveles de gobierno, la provisión de los mismos, a través de entidades públicas, mixtas cooperativas o comunitarias. El servicio de electricidad es

prestado respondiendo a criterios de universalidad, accesibilidad, continuidad y cobertura necesaria, entre otros.

Asimismo, el Decreto Supremo N° 29894, en el artículo 138, estableció que todas las Superintendencias del Sistema de Regulación Sectorial (SIRESE) se extingan, y que sus competencias y atribuciones sean asumidas por los ministerios correspondientes o por una nueva entidad a crearse por norma expresa. Para el sector eléctrico, mediante Decreto Supremo N° 071, se creó la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) que sustituyó a la Superintendencia de Electricidad y cuenta con la mayoría de sus atribuciones de fiscalización, añadiendo aquellas de defensa del consumidor de manera más explícita.

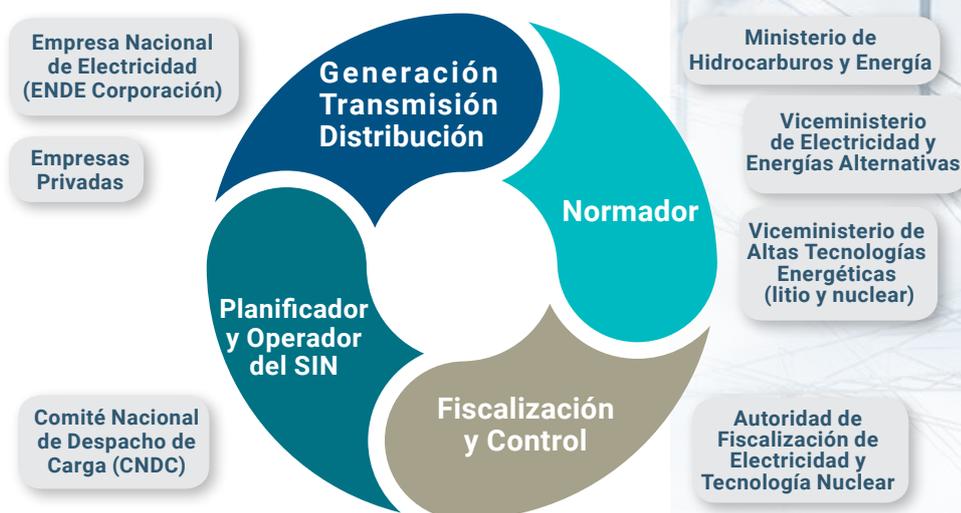
La Constitución Política
del Estado establece, en su
artículo 20,
que toda persona tiene derecho al
acceso universal y equitativo
a los servicios básicos.

2. El CNDC tiene por objeto coordinar la generación, la transmisión y el despacho de carga a costo mínimo en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), administrar el Mercado Eléctrico Mayorista y participar en la planificación de la expansión del SIN con sujeción a la Ley de Electricidad y sus Reglamentos. El CNDC está integrado por cinco miembros (1 representante de empresas de generación, 1 representante de empresas de transmisión, 1 representante de empresas de distribución, 1 representante de consumidores no regulados y un representante del organismo regulador del sector eléctrico, quien ejerce como presidente). Desde la perspectiva operativa, cuenta con tres gerencias, una operativa, otra administrativa y una de planificación.

Marco Institucional

El sector tiene como cabeza al Ministerio de Hidrocarburos y Energía que ejerce el rol normativo a través del Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas; la fiscalización y control social están a cargo de la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear. La operación del SIN a través del Mercado Mayorista (MEM) se encuentra con el CNDC, que además tiene la responsabilidad de planificar la expansión del sector. ENDE Corporación es la empresa que controla los diferentes eslabones de la cadena a través de sus divisiones de generación, transmisión y distribución.

Figura N° 2. Estructura institucional y roles



El año 2017, el Ministerio de Hidrocarburos y Energía fue dividido en los dos sectores mediante el Decreto Supremo N° 3058, creándose el Ministerio de Energía con el mandato de regir el sector eléctrico, desarrollar los proyectos de exportación de electricidad y promover el aprovechamiento de recursos estratégicos como el litio. Sin embargo, en noviembre de 2020, el Gobierno revirtió esa decisión en el marco de las medidas de austeridad asumidas como respuesta a la pandemia, por lo cual, mediante el Decreto Supremo N° 4393, volvieron a fusionarse ambos sectores en el Ministerio de Hidrocarburos y Energía, compuesto por cinco viceministerios: Exploración y Explotación de Hidrocarburos; Planificación y Desarrollo Energético; Altas Tecnologías Energéticas (litio, energía nuclear); y Electricidad y Energías Alternativas).

En un siguiente nivel están los Gobiernos Autónomos Departamentales (GAD) que, de acuerdo con la Constitución Política del Estado, tienen por competencias la realización de proyectos de generación y transporte de energía en los sistemas aislados, proyectos de electrificación rural y proyectos de fuentes alternativas y renovables de energía de alcance departamental, preservando la seguridad alimentaria. Asimismo, la Constitución establece que los Gobiernos Autónomos Municipales (GAM) pueden realizar proyectos de fuentes alternativas y renovables de energía preservando la seguridad alimentaria de alcance municipal. En la realización de proyectos eléctricos también pueden participar las Autonomías Indígenas Originario Campesinas (AIOC), aunque no como ejecutoras directas, sino como concurrentes a las iniciativas planteadas por otras instancias gubernamentales. (Ver roles instituciones en el Anexo I)

4.

Situación del sector eléctrico por actividad

El sistema eléctrico boliviano está conformado por el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y los Sistemas Aislados (SA). El SIN interconecta a las capitales y a los principales municipios de ocho de los nueve departamentos de Bolivia; los departamentos de La Paz, Oruro, Potosí, Cochabamba, Chuquisaca, Santa Cruz, Beni y Tarija. Por otra parte, están los municipios más alejados de las principales ciudades de estos departamentos y que se encuentran fundamentalmente en zona rural, y junto con el departamento de Pando están fuera del SIN; en estos lugares, son los SA los que cubren los requerimientos de electricidad de la población.

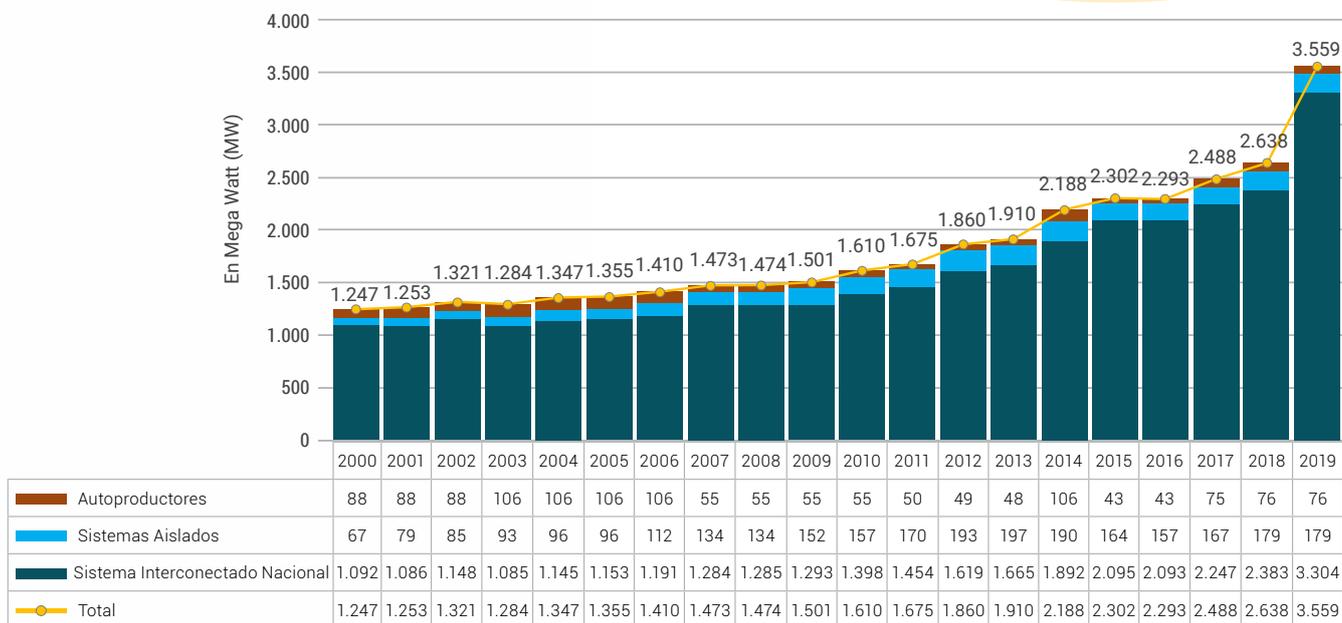
4.1 Capacidad Instalada en el Sector Eléctrico

Un primer elemento que se debe considerar, de forma previa a las actividades propiamente dichas es la capacidad instalada en el sector eléctrico. En el país existen dos grandes agrupaciones de actores en términos de generación, unos que generan electricidad para el suministro de energía a diferentes sectores de consumidores y los que producen energía para su propio consumo. En el primer caso están los generadores que aportan al Sistema Interconectado Nacional (SIN) (12 empresas que operan 26 centrales hidroeléctricas y 20 centrales termoeléctricas), y los que aportan a los Sistemas Aislados (SA) (aquí existen 8 empresas que operan 22 centrales termoeléctricas). En el segundo caso existen 11 empresas que producen electricidad para su propio consumo (3 generadores con biomasa y los restantes con gas natural).

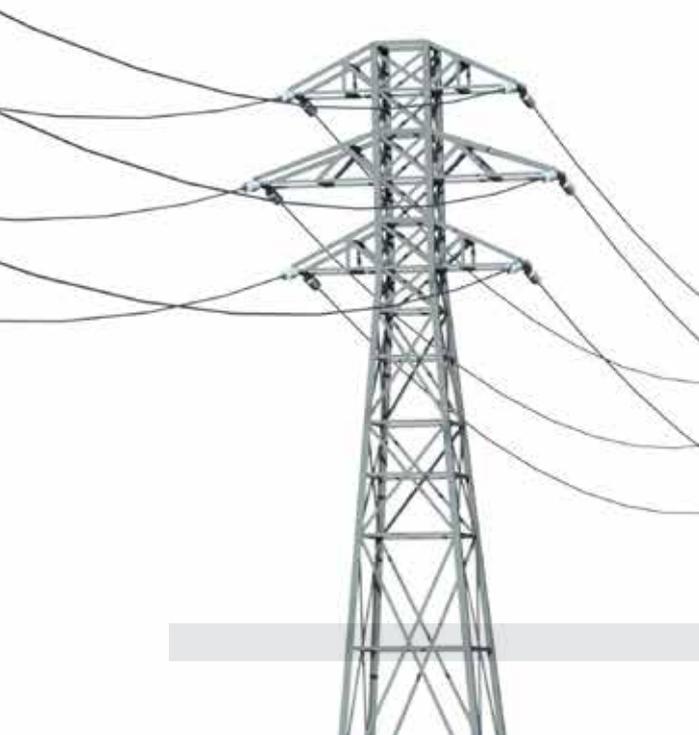
En general, considerando estos tres tipos de actores, como se muestra en el siguiente cuadro, hasta el año 2019 el país contaba con una capacidad de generación instalada de 3.559 megavatios (MW). Es importante puntualizar que, en el periodo 2000–2010 la capacidad de generación en Bolivia se incrementó

en 29%, en tanto que, para el periodo 2010–2019 el crecimiento fue de 121%; es decir, fue prácticamente durante la última década que se ha duplicado la capacidad de generación eléctrica impulsada, como se explicará más adelante, por la construcción de termoeléctricas de ciclo combinado.

Gráfico N° 1. Capacidad de Generación de Electricidad Total en Bolivia 2000–2019 (MW)



Fuente: Elaboración propia con datos de (CNDC, 2021).

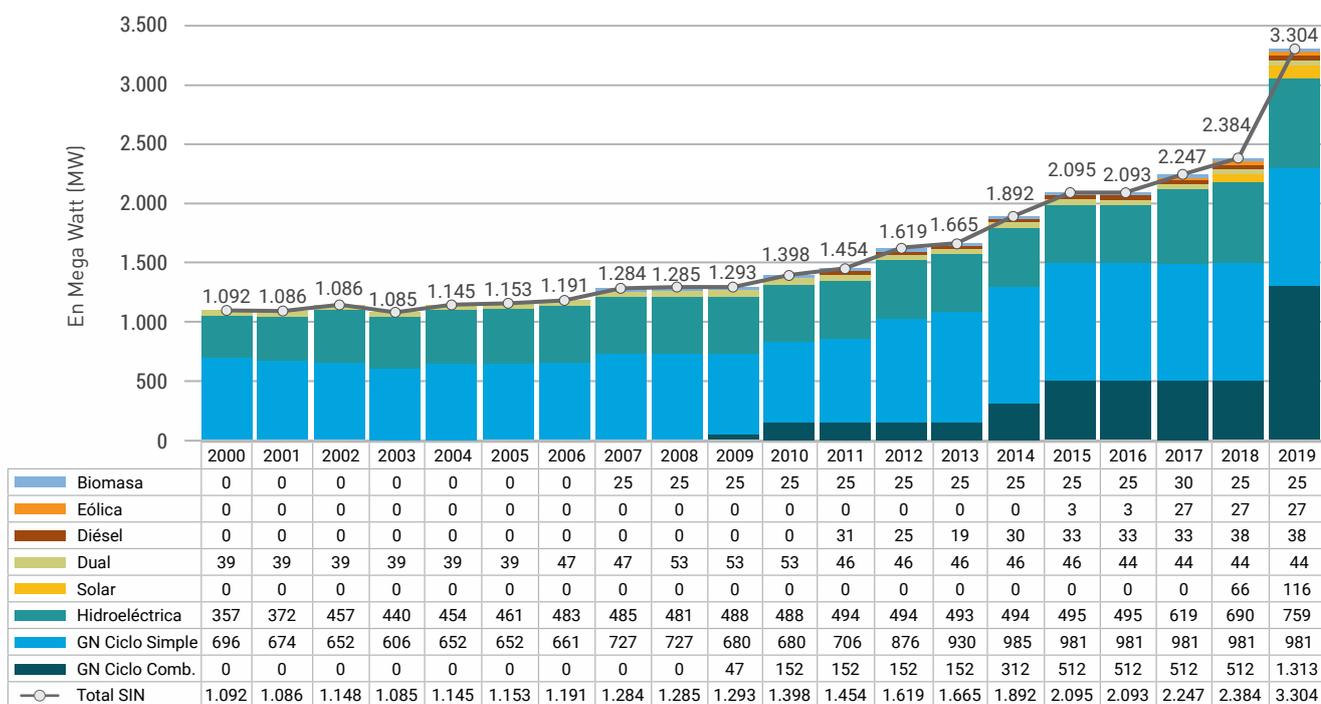


Como se observa en el gráfico anterior, el SIN representa el 93% del total de la capacidad instalada en el país, los SA alcanzan a 5% y, finalmente, los autoprodutores solo representan 2% del total. Considerando este aspecto, el análisis del sector eléctrico se concentra fundamentalmente en el SIN, tomando en cuenta que poco a poco los sistemas aislados están siendo absorbidos por el mismo a través de las empresas que operan en él y no se prevé un crecimiento de los SA. En el caso de los autoprodutores, al responder a una lógica específica de autoconsumo de electricidad, no inyectan energía en el SIN ni en los SA.

El año 2000, la capacidad instalada de generación en el SIN alcanzaba a 1.092 MW, en tanto que para el 2019 la misma alcanzó a 3.304 MW. Como se aprecia en el siguiente cuadro, el salto de generación, en casi un millar de MW, es resultado del ingreso de las plantas de ciclo combinado concebidas mediante

diferentes proyectos en el marco de las políticas gubernamentales de exportación de electricidad que, sin embargo, hasta la fecha, no se han consolidado mediante contratos concretos, a pesar de que ya existe la capacidad instalada.

Gráfico N° 2. Evolución de la capacidad instalada por tecnologías de generación 2000–2019 en el SIN



Fuente: Elaboración propia con datos de (CNDC, 2021).

Al revisar las tecnologías de generación en el SIN, se observa que el año 2000 fueron las fuentes fósiles (gas natural y diésel) y las hidroeléctricas las únicas fuentes presentes. Desde el año 2007 se incorporó la biomasa como fuente de generación y el 2015 ingresó la eólica, por primera vez, con el parque de Qollpana de 3 MW y, finalmente, el 2018, se registró la incorporación de la energía solar fotovoltaica al SIN con las plantas de Uyuni y Yunchara. Hasta el año 2019, la capacidad de las plantas que usan fuentes fósiles representa 71,1% del total, la hidroeléctrica 22,7%, la biomasa 0,7%, la solar 4,6% y la eólica 0,8%.

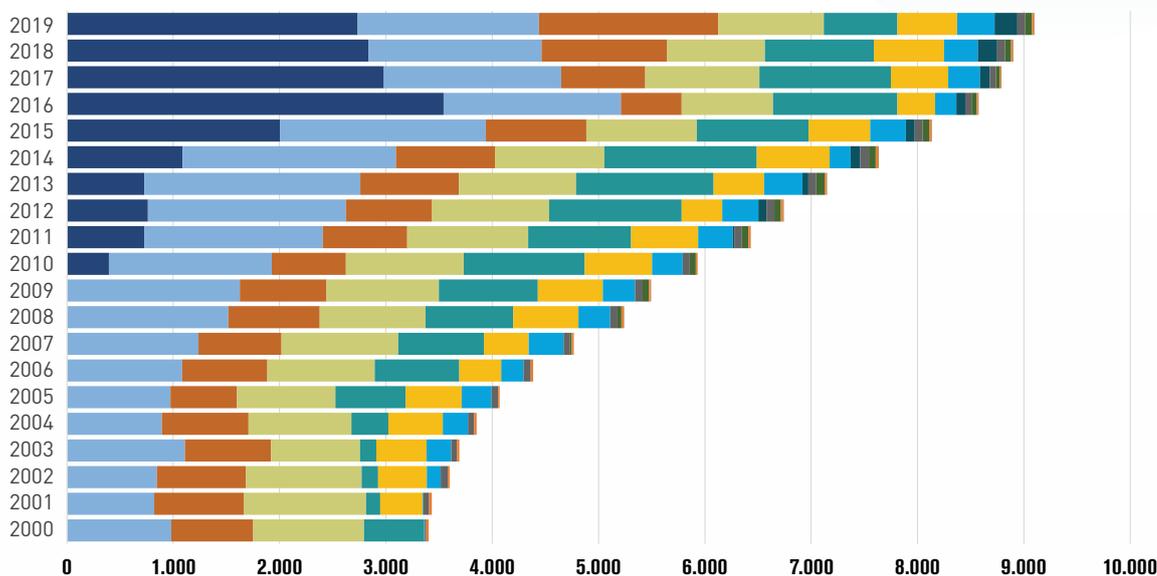


4.2 Generación

La generación de energía se obtiene al multiplicar la capacidad instalada por el tiempo de funcionamiento. De esta manera, la generación total de electricidad

en el SIN alcanzó a 9.101,8 gigavatios hora (GWh) en el año 2019. El aporte a la generación de electricidad por empresa se muestra en la siguiente gráfica.

Gráfico N° 3. Evolución de la capacidad instalada por tecnologías de generación 2000-2019 en el SIN (En GW/h)



	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
ENDE Andina SAM	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	392	729	761	725	1.085	2.002	3.541	2.980	2.838	2.734
ENDE Guaracachi SA	978	818	845	1.107	891	971	1.082	1.235	1.515	1.624	1.534	1.676	1.861	2.034	2.009	1.936	1.668	1.669	1.626	1.706
ENDE Corani SA	773	845	838	811	815	626	803	783	860	816	698	794	811	928	930	948	573	791	1.184	1.687
COBEE	1.041	1.148	1.088	837	967	928	1.008	1.099	996	1.057	1.110	1.138	1.103	1.103	1.030	1.039	860	1.075	919	994
Valle Hermoso SA	567	133	155	153	349	661	798	804	825	931	1.137	970	1.245	1.292	1.435	1.052	1.170	1.236	1.025	691
Empresa Bulu Bulu SA	0	401	458	474	512	525	392	423	614	612	632	631	383	477	686	580	354	539	661	562
Hidroeléctrica Boliviana	5	6	131	231	237	281	210	327	298	304	289	324	341	359	196	334	199	298	316	351
ENDE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16	75	57	93	84	84	94	184	215
Emp. Rio Electrico SA	15	54	66	56	59	63	70	62	68	71	68	70	74	74	81	74	60	57	72	72
Guabira Energía SA	0	0	0	0	0	0	0	14	38	59	57	63	63	78	64	61	50	32	57	66
SYNERGIA	22	25	18	21	21	16	21	17	20	15	14	19	20	16	19	17	12	11	13	17
Soc. de Desarr. de Bolivia	0	0	0	0	0	0	0	1	3	5	3	4	7	7	7	8	4	7	7	7

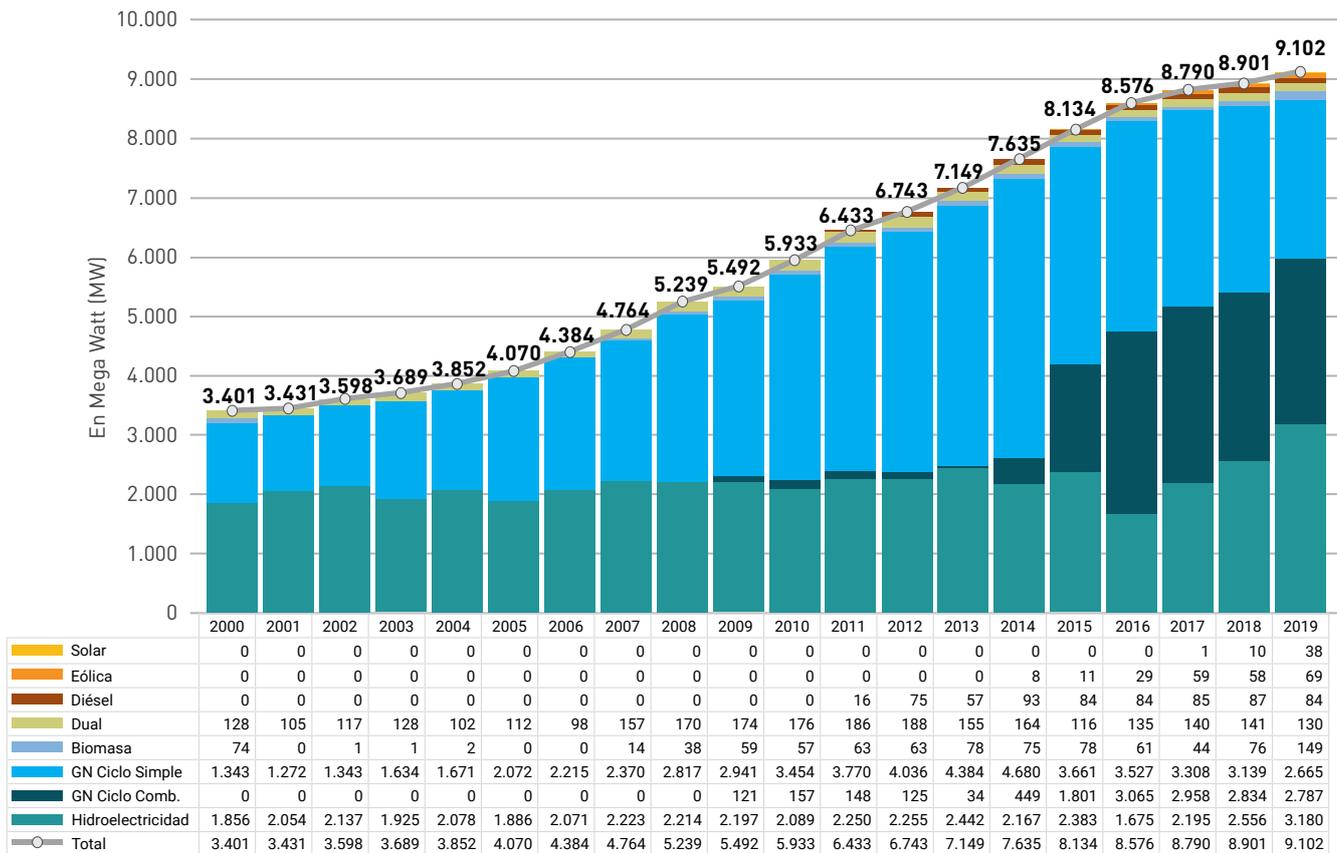
Fuente: Elaboración propia con datos de (CNDC, 2021).

Como se aprecia en la anterior gráfica, si bien existen 12 empresas, resalta la participación de cinco empresas (ENDE Andina, ENDE Guaracachi, ENDE Corani, COBEE y ENDE Valle Hermoso) que aportaron con 86% de la generación de electricidad el año 2019. Hasta este periodo, la participación del sector privado en la generación de electricidad estaba conformada por las empresas COBEE, SYNERGIA, Hidroeléctrica Boliviana, Guabirá Energía SA y Sociedad de Desarrollo de Bolivia que, en conjunto, aportaron 1.435,2 GWh, cifra que equivale a 14% del total de la generación de electricidad en el

país, siendo el mayor generador la empresa COBEE, seguida por Hidroeléctrica Boliviana.

Por otra parte, considerando la generación de electricidad por fuente, el país cuenta con hidroelectricidad, gas natural (a través de centrales de ciclo simple y ciclo combinado), plantas duales (gas y diésel), generadores a diésel, parques eólicos y energía solar a través de sistemas fotovoltaicos. En el SIN, la generación en el año 2000 alcanzó a 3.401 GWh, siendo que para el 2019 creció en 2,6 veces, llegando a 9.102 GWh.

Gráfico N° 4. Generación de electricidad en el SIN por fuente 2000–2019 (GWh)



Fuente: Elaboración propia con datos de (CNDC, 2021).

El año 2000, las energías renovables representaban 57% (hidroelectricidad y biomasa), llegando a 60% para el 2001, luego fueron descendiendo hasta llegar al punto más bajo en 2016, donde solo llegaron a aportar el 21% de la generación, desplazadas por el gas natural. Sin embargo, para el año 2019, la relación prácticamente se invirtió ya que las energías renovables (solar, eólica, hidráulica y biomasa) aportaron con 37,7% de la generación total de electricidad, en tanto que las de fuente fósil contribuyeron con 62,3%, de los cuales el gas natural representó 60% y 2,3% restante sería generación con diésel.

Durante todos estos años, la capacidad de generación en el SIN ha cubierto las demandas de energía eléctrica del país. Unos meses críticos se vivieron en 2011, cuando la capacidad de generación llegó al límite quedando un margen de reserva mínimo de alrededor de 5%. Superada esa etapa, el sector ha incrementado su capacidad de generación de manera muy rápida en los últimos años, debido a la necesidad de cubrir una demanda interna en crecimiento y sobre todo a la intencionalidad de realizar la exportación de electricidad.

4.3 Transmisión

El sistema de transmisión de electricidad en Bolivia se compone del Sistema Troncal de Interconexión (STI), en el cual la energía circula en ambos sentidos y son de acceso abierto (se puede inyectar y retirar energía por parte de cualquier agente del sistema eléctrico) y, del sistema denominado "Fuera del STI". La longitud total del sistema de transmisión es de 8.122,8 km a 2019, de los cuales prácticamente 72% corresponde al STI y 28% a fuera del STI; asimismo, 47% corresponde a líneas de tensión de 230 kV, como se observa en el siguiente cuadro.



Cuadro N° 1. Sistema de Transmisión de Electricidad al año 2019
En kilómetros por línea de transmisión

Sistema	230 kV	115 kV	69 kV	TOTAL
STI	3.754,10	1.892,20	214,2	5.860,50
Fuera del STI	62,8	863	1.336,50	2.262,30
Total (km)	3.816,90	2.755,20	1.550,70	8.122,80

Fuente: Elaboración propia con datos de la AETN 2020.

En el siguiente cuadro se presenta el desglose de las empresas que operan en cada uno de los sistemas mencionados.

Cuadro N° 2. Detalle de operadores Fuera del STI por nivel de tensión y longitud a 2019, en kilómetros por línea de transmisión

EMPRESAS EN EL STI				
Empresa	230 kV	115 kV	69 kV	TOTAL
ENDE Transmisión S.A.	1.949,4	1.401,1	214,2	3.564,8
ISA Bolivia	587,0	0	0	587,0
Transmisora de Electricidad San Cristóbal	167,3	0	0	167,3
ENDE	1.050,4	491,1	0	1.541,5
Total STI (km)	3.754,1	1.892,2	214,2	5.860,5
EMPRESAS EN EL STI				
Empresa	230 kV	115 kV	69 kV	TOTAL
ENDE Transmisión S.A.	45,9	63,9	82,8	192,6
TESA	7,9	0	0	7,9
DELAPAZ	0	71,3	165,6	236,9
CRE R.L.	0	234,7	260,1	494,8
ELFEC S.A.	0	56,6	0	56,6
ENDE DEORURO S.A.	0	61,7	462	523,7
SEPSA	0	3,7	78,2	82,0
CESSA	0	0	1,5	1,5
COBOCE	0	0,9	0	0,9
EM VINTO	0	0	1,9	1,9
ENDE	0	120,6	0	120,6
SETAR	0	0	84,3	84,3
COBEE	0	211,3	134	345,3
HB	0	17,7	0	17,7
RIOELEC S.A.	0	0	65,7	65,7
ENDE Guaracachi S.A.	0	0	0,3	0,3
CECBB	5,5	0	0	5,5
GESA	0	6,6	0	6,6
ENDE Andina S.A.M.	1,5	0	0	1,5
ENDE	0	14,0	0	14,0
ENDE Corani S.A.	2,0	0	0	2
Total Fuera del STI (km)	62,8	863,0	1.336,5	2.262,3

Fuente: Elaboración propia con datos de la AETN 2020.

El abastecimiento al Sistema Norte (La Paz, Oruro, Caranavi, San Buenaventura) se realiza a través de un anillo de transmisión que parte de la Subestación (S/E) Santivañez, pasando por la S/E Palca, S/E Mazocruz, S/E Vinto y regresa a la S/E Santivañez. De este anillo se desprenden las líneas en 115 kV que alimentan el norte del departamento de La Paz.

Existe otro anillo en 230 kV para el Sur del país con la finalidad de asegurar el suministro a las plantas de explotación del litio, empresas mineras, y la posible exportación de electricidad a Argentina, a futuro. Este anillo parte de la S/E Punutuma y pasa hacia las S/E Litio, Torre Huayco, Carreras, Tarija, Yaguacua, regresando en doble terna a Tarija, Carreras y terminando nuevamente en la S/E Punutuma.

El suministro al área integrada de Santa Cruz se realiza a través de dos líneas paralelas de transmisión en 230 kV que parten de la S/E Santivañez y desembocan una en la S/E La Bélgica y la otra en la S/E Urubó.

En términos de confiabilidad, la línea Caranavi-Trinidad es la que probablemente presenta mayor inestabilidad en la transmisión de electricidad; al encontrarse en una zona con alta frecuencia de descargas eléctricas, donde se sufre de interrupciones periódicas en el abastecimiento de electricidad a Trinidad. Esta es la razón, para que Trinidad cuente con un parque generador que permita mitigar las interrupciones de esta línea. Sin embargo, se encuentra en construcción la línea Santa Cruz-Trinidad con la finalidad de mejorar el suministro a esta ciudad.

A partir de lo descrito anteriormente, las líneas del STI en 230 kV interconectan a ocho capitales departamentales, y solamente falta el departamento de Pando para ser integrado al SIN.



Los costos de la transmisión de electricidad están regulados por la AETN y son pagados por los generadores (25%) al inyectar energía en los nodos respectivos y, por los consumidores (75%) al efectuar el retiro de energía de los nodos. La forma de pago es un peaje que se ajusta semestralmente. En el siguiente cuadro se presentan los peajes aprobados hasta el año 2019.

Cuadro N° 3. Peajes aprobados por la AETN para el STI 2019

Empresa	Peaje atribuido a los generadores Bs/kWh	Peaje atribuido a los Consumidores Bs/kW-mes
ENDE TRANSMISIÓN SA	18,64	36,8
ISA BOLIVIA	4,98	9,48
ENDE	5,77	11,35
TESA	0,91	1,74

Fuente: Elaboración propia con base en datos de la Autoridad de Electricidad y Tecnología Nuclear.

4.4 Distribución

La distribución de energía se realiza a través de las empresas distribuidoras y se encuentran reguladas por la AETN. A fines de 2019 se tienen registradas 23 empresas que realizan la distribución de energía,

que operan en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), o en los Sistemas Aislados (SA); de estas empresas siete son públicas, 15 privadas y una es mixta, como se muestra en el siguiente cuadro.

Cuadro N° 4. Empresas distribuidoras en el SIN y SA reguladas por la AETN 2019

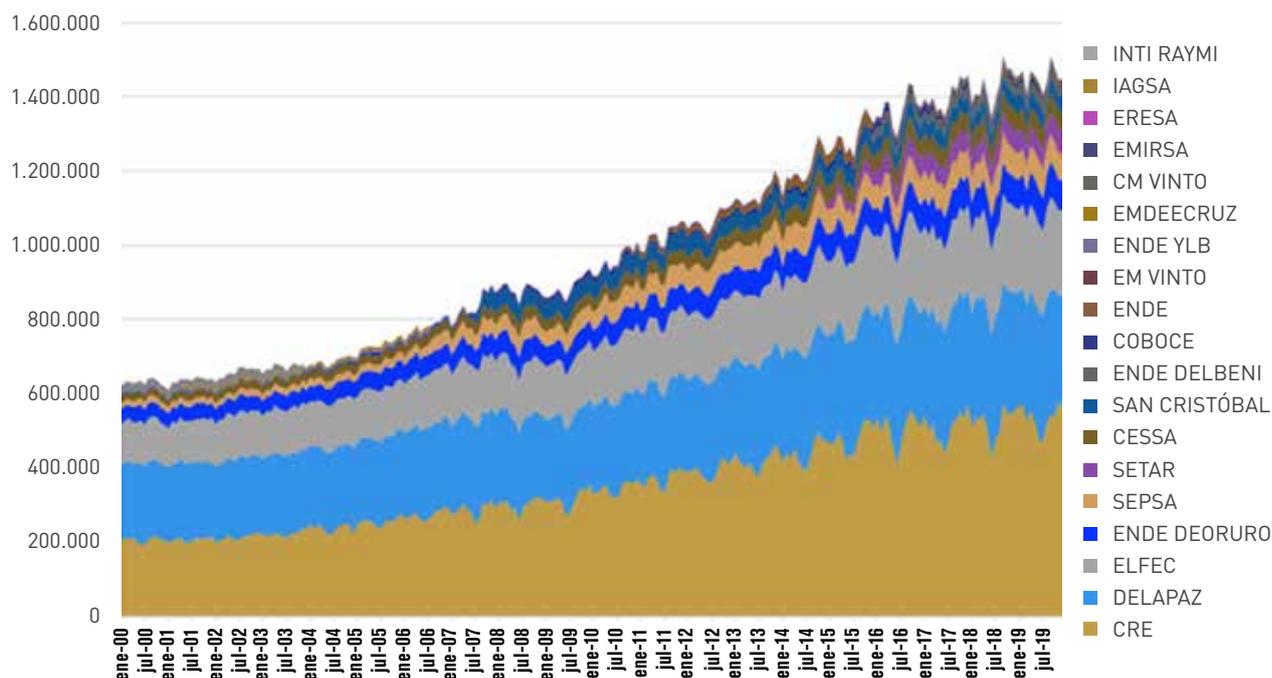
No.	Empresa	SIGLA	TIPO DE EMPRESA	Departamento	Actividad
1	Empresa Eléctrica ENDE Guaracachi S.A.	ENDE GUARACACHISA	Pública	Santa Cruz	Generación y Distribución (SA)
				Pando	Generación y Distribución (SA)
2	Empresa Nacional de Electricidad	ENDE	Pública	Potosí	Distribución (SIN)
				Chuquisaca	Distribución (SIN)
3	Compañía Eléctrica Sucre S.A.	CESSA	Privada	Chuquisaca	Distribución (SIN)
4	Distribuidora de Electricidad La Paz S.A. DELAPAZ	DELAPAZ	Pública	La Paz	Distribución (SIN)
5	Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Cochabamba S.A.	ELFEC S.A.	Pública	Cochabamba	Distribución (SIN)
6	Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A.	ENDE DEORURO S.A.	Pública	Oruro	Distribución (SIN)
7	Servicios Eléctricos Potosí S.A.	SEPSA	Pública	Potosí	Distribución (SIN)
8	Cooperativa de Servicios Públicos de Electricidad Rural Vinto R.L.	CERVI R.L.	Privada	Oruro	Distribución (SIN)
9	Cooperativa de Servicios Públicos de Electricidad Pazña R.L.	COSEPAZ R.L.	Privada	Oruro	Distribución (SIN)
10	Cooperativa de Servicios Eléctricos 5 de Agosto Ltda.	COOPSEL	Privada	Oruro	Distribución (SIN)
11	Cooperativa de Electrificación "15 de Noviembre" Ltda.		Privada	Oruro	Distribución (SIN)
12	Cooperativa de Servicios Públicos Eléctricos "Atocha" R.L.	COSEAL R.L.	Privada	Potosí	Distribución (SIN)
13	Cooperativa de Servicios Públicos de Electricidad "Tupiza" R.L.	COPELECT R.L.	Privada	Potosí	Distribución (SIN)
14	Cooperativa de Servicios Públicos de Electrificación Rural "Paria" R.L.	COSEP R.L.	Privada	Oruro	Distribución (SIN)
15	Cooperativa Multiactiva Araca Ltda.	COOPARACA	Privada	La Paz	Distribución (SIN)
16	Empresa de Distribución de Energía Eléctrica Santa Cruz S.A.	EMDEECRUZ S.A.	Privada	Santa Cruz	Distribución (SIN)
17	Empresa de Distribución de Energía Eléctrica Caracollo S.A.	EMDECA S.A.	Privada	Oruro	Distribución (SIN)
18	Cooperativa Eléctrica Riberalta Ltda.	CER	Privada	Beni	Distribución (SIN)
19	Cooperativa de Servicios Públicos Monteagudo R. L.	COSERMO R.L.	Privada	Chuquisaca	Distribución (SIN)
20	Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Challapata S.A.	ELFEDECH S.A.	Privada	Oruro	Distribución (SIN)
21	Distribuidora de Electricidad ENDE DELBENI S.A.M.	ENDE DELBENI S.A.M.	Mixta	Beni	Distribución (SIN)
22	Cooperativa Rural de Electrificación R.L.	CRE R.L.	Privada	Santa Cruz	Distribución (SIN)
				Santa Cruz	Generación y Distribución (SA)
23	Servicios Eléctricos de Tarija	SETAR	Pública	Tarija	Distribución (SIN)
				Tarija	Generación y Distribución (SA)

Fuente: Elaboración propia con base en datos de la Autoridad de Electricidad y Tecnología Nuclear.

Como se puede observar en la siguiente gráfica, la demanda está influida principalmente por tres distribuidoras de La Paz, Cochabamba y Santa Cruz. Esta situación no ha cambiado sustancialmente desde 2000 ya que las mismas presentan un crecimiento sostenido. En el caso de ERESA y COBEE,

si bien son generadoras hidroeléctricas, presentan una demanda de electricidad en distribución debido a que estas empresas han asumido realizar dichas actividades a la población que se encuentra en las cuencas donde producen electricidad para el SIN.

Gráfico N° 5. Evolución de la Demanda Máxima Coincidental³ 2000 – 2019 (kW)



Fuente: Elaboración propia con base en datos del Comité Nacional de Despacho de Carga.

La demanda de electricidad en el país ha registrado un crecimiento promedio anual de 7,1% entre enero de 2000 y diciembre de 2019. Sin embargo, como se muestra en el siguiente gráfico, el crecimiento de la demanda rural es muy superior al resto (casi 9 veces el crecimiento de la demanda promedio nacional); el crecimiento tiene razón más en la adición de nuevos consumidores por efecto del crecimiento de la cobertura que por un crecimiento del consumo específico. Esta situación se explica por la existencia de las inversiones efectuadas por las gobernaciones en la extensión de líneas eléctricas hacia las áreas rurales y la integración de varios centros poblados y de comunidades al Sistema Interconectado Nacional.

Cuadro N° 5. Tasa Anual de Crecimiento Promedio de la Demanda de Electricidad 2000–2019

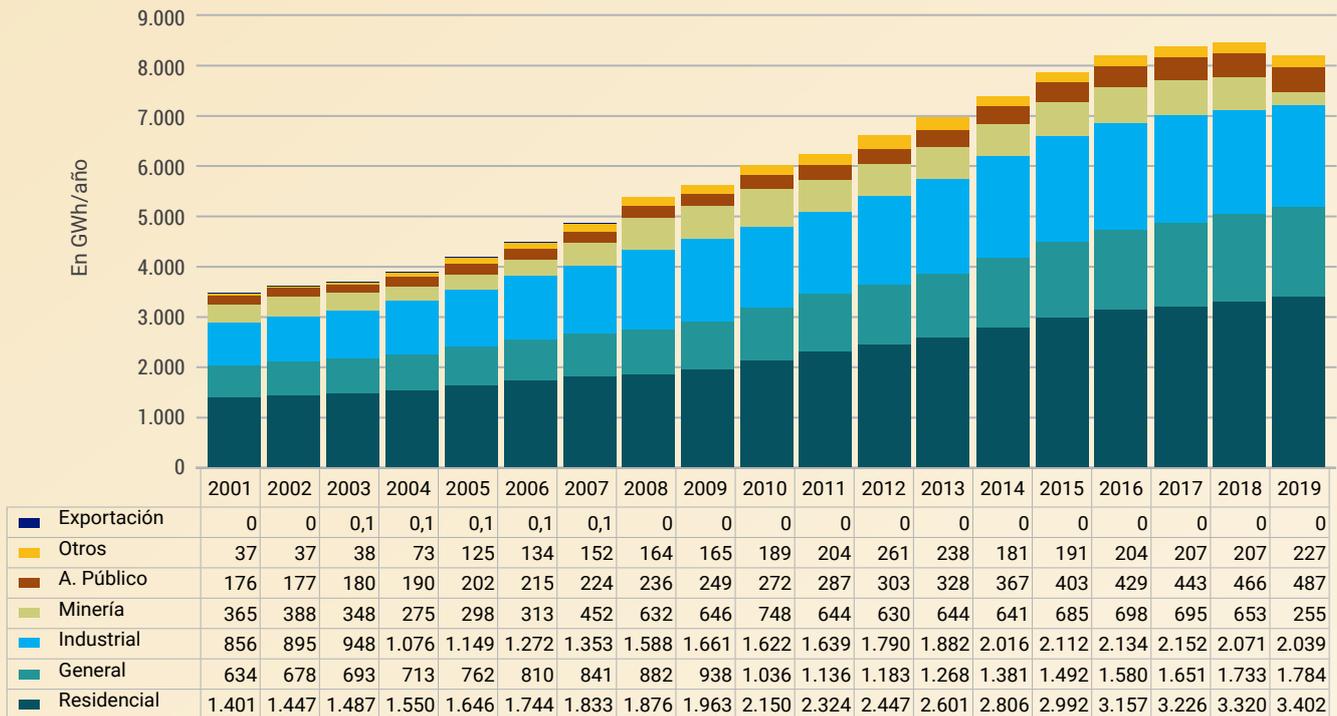
Demanda	Enero 2000 (kW)	Diciembre 2019 (kW)	Crecimiento promedio anual %
Urbana	581.500	1.097.687	4,70%
Rural	23.990	322.262	65,40%
Cons. no regulados	15.914	35.743	6,60%
Nacional	621.404	1.455.691	7,10%

Fuente: Elaboración propia con base en datos del Comité Nacional de Despacho de Carga.

Con relación al consumo de energía por categoría, tanto en el SIN como en los SA, este ha evolucionado de manera constante a lo largo de los últimos años, como se muestra en el siguiente gráfico. Es importante considerar que, a partir del año 2015, las tasas anuales de crecimiento han ido descendiendo paulatinamente, llegando en 2019 a tener un menor consumo que en 2018.

³ Es la demanda de potencia eléctrica de un cliente que coincide con el instante en el cual ocurre la demanda máxima del Sistema Interconectado Nacional.

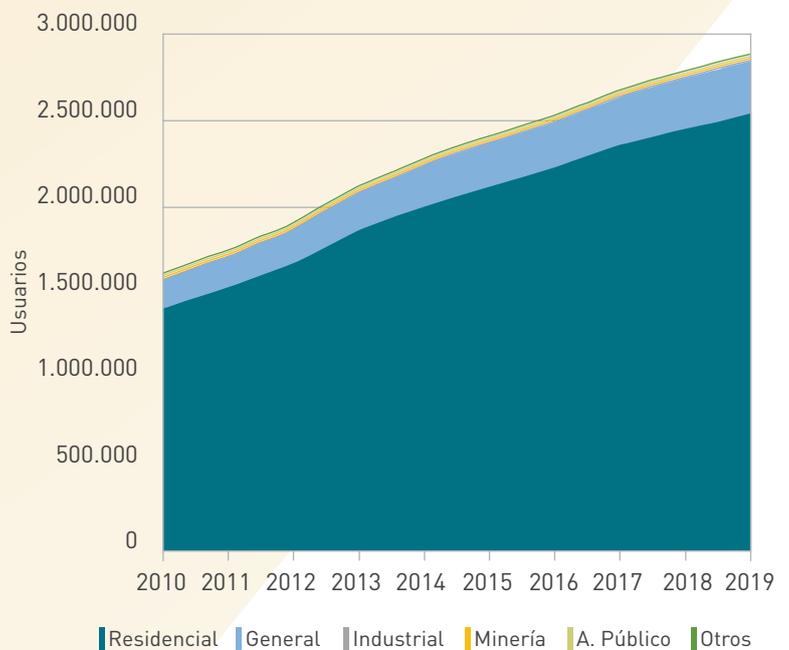
Gráfico N° 6. Evolución del consumo total de energía en Bolivia 2000–2019 en (GWh/año)



Fuente: Elaboración propia con datos de la Autoridad de Electricidad y Tecnología Nuclear.

Este incremento en el consumo de energía se explica principalmente por el incremento en la cantidad de consumidores que tiene acceso a la electricidad; de hecho, como se puede apreciar en el siguiente gráfico, la cantidad de usuarios que reciben este servicio por parte de una entidad regulada sean del SIN o SA, prácticamente se han duplicado en el periodo 2010–2019, siendo que la mayor cantidad de usuarios corresponde a la categoría de residencial, seguida por la general (que comprende los comercios y servicios públicos), ambas categorías representan 98,8% de todos los usuarios.

Gráfico N° 7. Evolución del número de usuarios del SIN y los SA 2010–2019

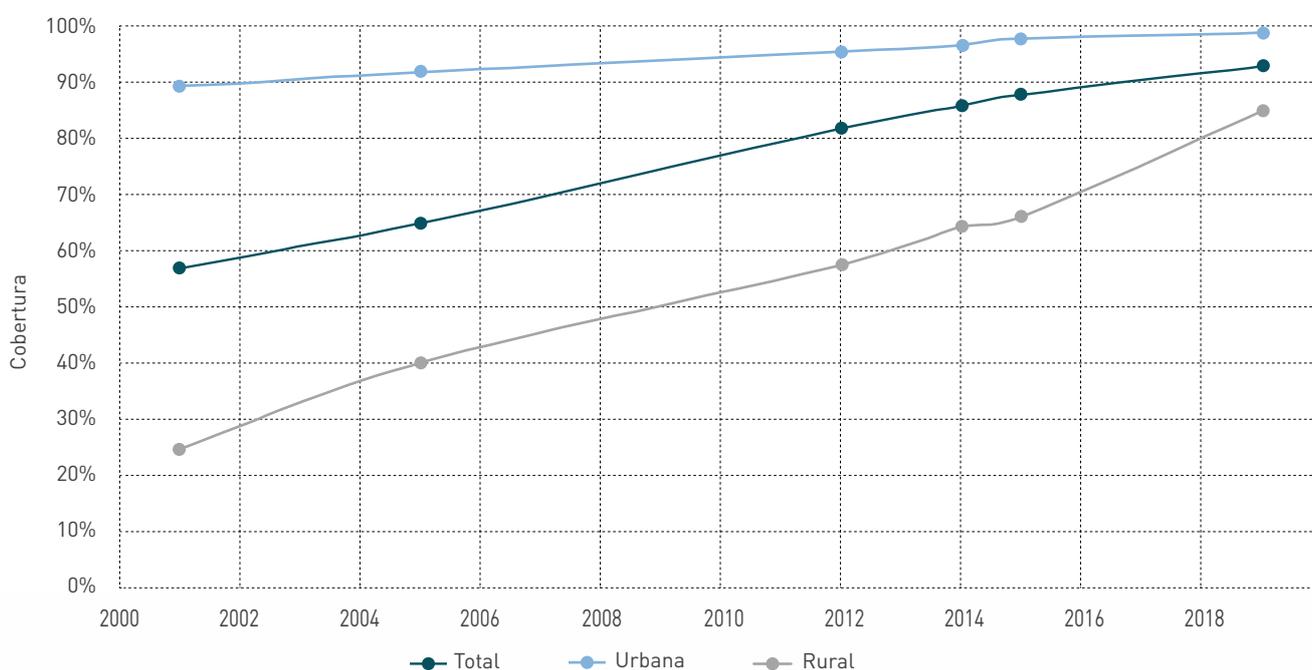


Fuente: Elaboración propia con datos de (AETN, 2020).

A diciembre del año 2019, los usuarios que recibieron el servicio de electricidad de empresas reguladas del SIN o de los SA alcanzaban a 2.894.694. Los usuarios del SIN representan 94% del total de consumidores registrados.

Considerando los datos citados anteriormente, la cobertura de electricidad en el país se ha reportado con 99% en áreas urbanas y 85% en áreas rurales, como se observa en el siguiente gráfico, dando un total de cobertura nacional de 94% (Rendición pública de cuentas inicial de ENDE, 2019). Esto significaría que aproximadamente existen 217.000 hogares sin cobertura en el área rural. Es importante señalar que, con la agenda 2025, se debería alcanzar el acceso universal hasta el año 2025.

Gráfico N° 8. Evolución de la cobertura del servicio de electricidad 2000–2019



Fuente: Elaboración propia con datos de (Ministerio de Energía, 2020), (Hub de Energía, 2021).



Aspectos tarifarios

5.

La AETN aprueba, cada cuatro años y para cada empresa eléctrica de distribución, las tarifas a aplicarse una vez que presentan sus estudios tarifarios. Estas tarifas están sujetas a actualizaciones mensuales mediante índices que incorporan la variación del dólar respecto al boliviano, así como las variaciones del Índice de Precios al Consumidor (IPC). La última revisión tarifaria fue realizada a finales de 2019, cuando las empresas presentaron sus planes de inversión y de gastos, las proyecciones respectivas de crecimiento y atención de la demanda. Aplicando una serie de procedimientos de cálculo normado en los reglamentos de precios y tarifas vigentes se calculan las nuevas estructuras tarifarias.

Las empresas de distribución, con las tarifas tope aprobadas, deben cubrir todos sus costos operativos como la compra de electricidad, la depreciación de activos, el costo de las nuevas inversiones para atender el crecimiento de la demanda y obtener una tasa de retorno calculada como el 10,1% sobre el patrimonio (AETN, 2015).

En este sentido, los ingresos de las distribuidoras se encuentran acotados y la aparición de eficiencias dentro de la distribuidora permite a esta obtener ingresos extraordinarios que, por la estructura de costos, son transferidos a los consumidores, traducándose en rebajas tarifarias. Por ejemplo, si el factor de carga se incrementa por encima del previsto en el estudio tarifario, la tarifa promedio va a reducirse, aspecto que en el siguiente periodo tarifario se traducirá en una rebaja.

La variación de tarifas en el periodo 2010–2019 en el SIN se muestra en el siguiente gráfico. Se debe considerar que estos valores son de tarifas netas; es decir, antes de impuestos.

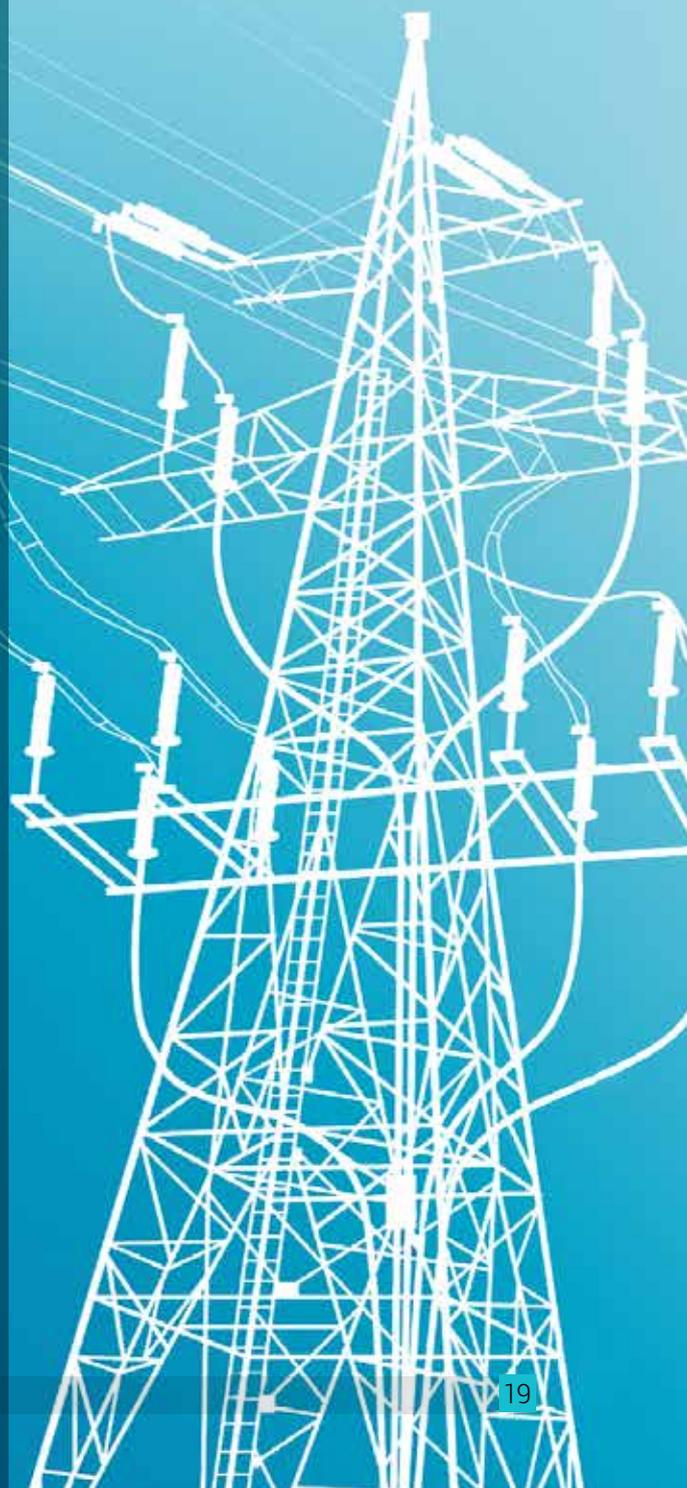
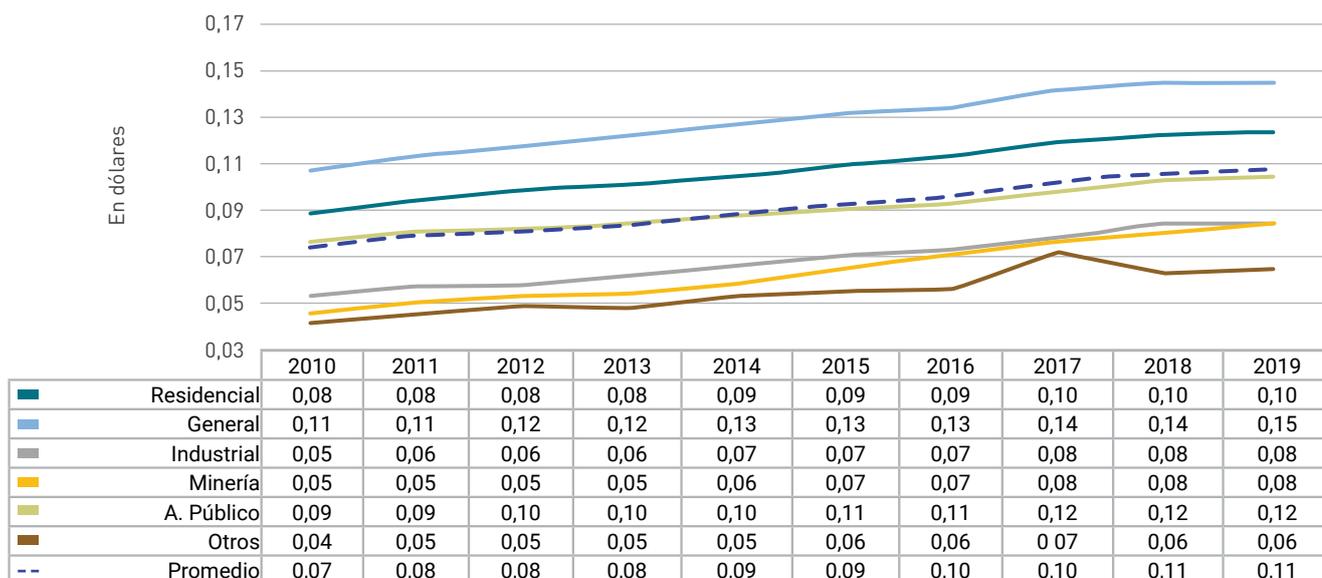


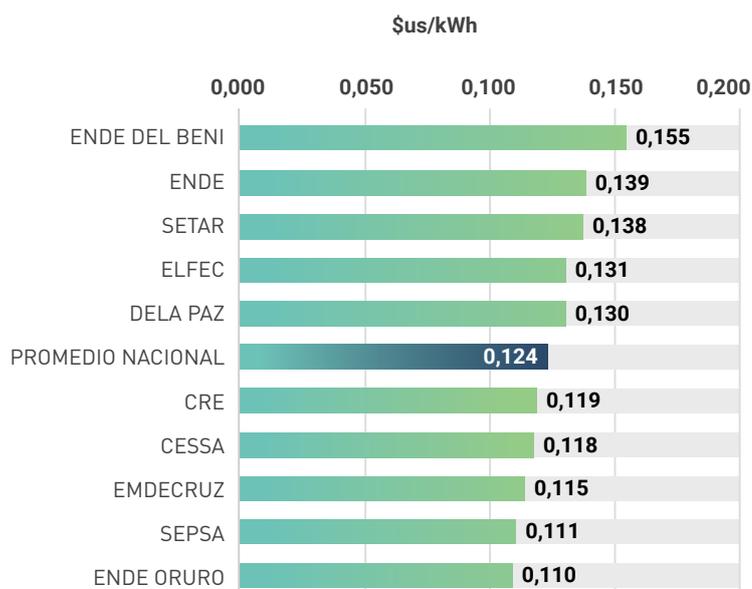
Gráfico N° 9. Comportamiento de las tarifas en el SIN 2010–2019 en centavos de dólar



Fuente: Elaboración propia con base en datos de la Autoridad de Electricidad y Tecnología Nuclear.

La siguiente gráfica muestra las tarifas promedio aprobadas por distribuidora, siendo que la tarifa promedio nacional es de 0,124 \$us/kWh.

Gráfico N° 10. Tarifas promedio por distribuidora en Bolivia – 2019 en dólares por Kilovatio hora



Fuente: Elaboración propia con datos de Formulario 210 AETN, 2020.

ENDE DELBENI SAM es la distribuidora que presenta la tarifa promedio más alta del país, alcanzando a 0,155 centavos de dólar por kilovatio hora; ello debido a que los consumidores en el departamento de Beni son predominantemente residenciales y con consumos específicos más altos que el promedio nacional, debido a la necesidad de contar con refrigeración, ventilación y aire acondicionado.

En el otro extremo se encuentra la distribuidora ENDE DEORURO SA, que atiende al sector minero del departamento de Oruro, el cual demanda grandes cantidades de potencia y energía. A ello se suma el programa de eficiencia energética que esta distribuidora suscribe con grandes consumidores buscando desplazar la demanda máxima fuera del pico anual, devolviendo a dichos consumidores el exceso por consumo de potencia en caso de que su demanda máxima se encuentre fuera de dicho pico. Debido a estos factores, esta distribuidora presenta las tarifas promedio más bajas de Bolivia.

Respecto a la tarifa promedio nacional ajustada por el volumen de energía de cada categoría, se puede observar en el siguiente cuadro que los consumidores de la categoría



general (comercio e instituciones) pagan la tarifa promedio más alta en el país, en tanto que, el bombeo de agua, tanto para riego como para agua potable, presenta la tarifa promedio más baja. La tarifa de la categoría residencial es levemente más baja que la tarifa promedio nacional. Otro consumo que paga una tarifa promedio elevada es el alumbrado público, servicio enteramente a cargo de los gobiernos autónomos municipales⁴.

Cuadro N° 6. Tarifas promedio nacional (a diciembre de 2019)

Categoría	Tarifas promedio (en \$us/kWh)
Residencial	0,120
General	0,167
Industrial	0,097
Minería	0,097
Alumbrado Público	0,142
Bombeo de agua	0,074
Promedio Nacional	0,124

Fuente: Elaboración propia con base en formularios ISE 210. AETN.

Por otra parte, es importante mencionar que existe un beneficio para los usuarios de menores recursos del sector residencial, quienes se benefician con la Tarifa Dignidad. Este beneficio fue promulgado por el D. S. 28653, de 21 de marzo de 2006, está destinado a favorecer el acceso y uso del servicio público de electricidad de las familias de menores recursos económicos. Se define un descuento de 25% de la tarifa vigente a los consumidores domiciliarios: a) en el SIN que consumen hasta 70 kWh/mes y b) en los Sistemas Aislados con consumos de hasta 30 kWh/mes. Esta tarifa es financiada con aportes que realizan solamente las empresas del mercado eléctrico mayorista (MEM).

⁴ El costo por alumbrado público es una de las cargas que más crece como servicio público. La mejor manera de encarar esta situación es cambiando toda la iluminación fluorescente o de lámparas de sodio por lámparas LED. Un cambio de luminarias tiene un periodo de retorno de la inversión de alrededor de 2 años y considerando la vida útil de los LED (alrededor de 50.000 horas) puede dar un servicio de 10 años, al menos. Bajo este cambio, las facturas de alumbrado público pueden reducirse fácilmente en 50% o más.

6 ■

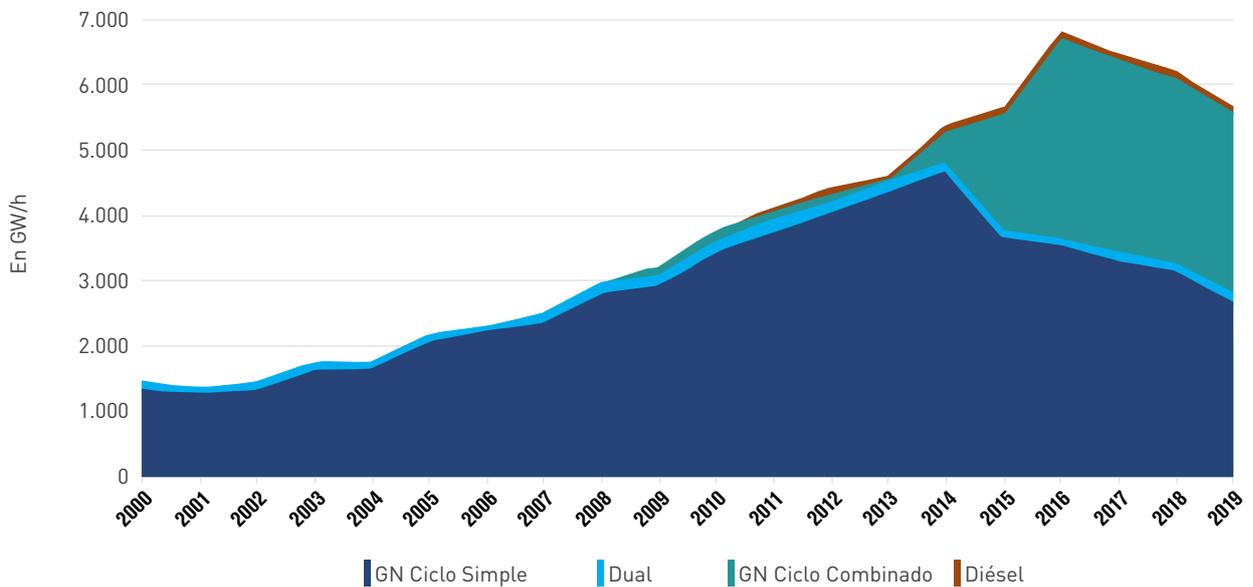
Generación de electricidad a partir de fuentes termoeléctricas y su efecto ambiental

En el caso de las fuentes de origen fósil, su participación en la generación de manera desagregada se ve en el siguiente gráfico. Se destaca que el consumo de diésel en la generación es relativamente pequeño (sobre todo para los sistemas aislados), y el otro aspecto relevante es la irrupción de las centrales de gas natural de ciclo combinado⁵, las mismas que han empezado a desplazar a las centrales de ciclo simple a partir del año 2013. A 2019, más de la mitad de la energía eléctrica generada con gas natural se producía en centrales de ciclo combinado, debido a su mayor eficiencia y menores costos.

⁵ Una central a gas de ciclo combinado, primero, transforma la energía calorífica del gas en electricidad (a través de una turbina) y, con el calor que genera, se produce vapor, el mismo que se aprovecha en una turbina de vapor, también para generar electricidad. Son dos ciclos que funcionan simultáneamente, aumentando la eficiencia de la central.

A 2019, más de la mitad de la energía eléctrica generada con gas natural se producía en centrales de ciclo combinado, debido a su mayor eficiencia y menores costos.

Gráfico N° 11. Generación de electricidad en el SIN por fuentes fósiles 2000–2019 en Gigavatios hora



Fuente: Elaboración propia con datos del Comité Nacional de Despacho de Carga.

Una aproximación a las emisiones de este parque generador se ha desarrollado siguiendo la metodología simplificada explicada en el artículo "Inventario, evaluación y proyección de las emisiones de carbono provenientes del sector eléctrico nacional. Bolivia 2025" (Fernandez Vázquez & Fernández Fuentes, 2018), donde el cálculo de emisiones de CO₂ se realiza basándose en los factores de emisión superiores disponibles en la Guía para Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero (Intergovernmental Panel on Climate Change, 2006) y la estimación de la energía térmica consumida por cada tipo de generador a partir de las eficiencias asumidas, obteniéndose los resultados que se presentan en el siguiente cuadro.

Las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) se constituyen en el principal gas de efecto invernadero, cuyo incremento se produce por actividades humanas; entre otras, la combustión de combustibles fósiles y la tala de bosques.

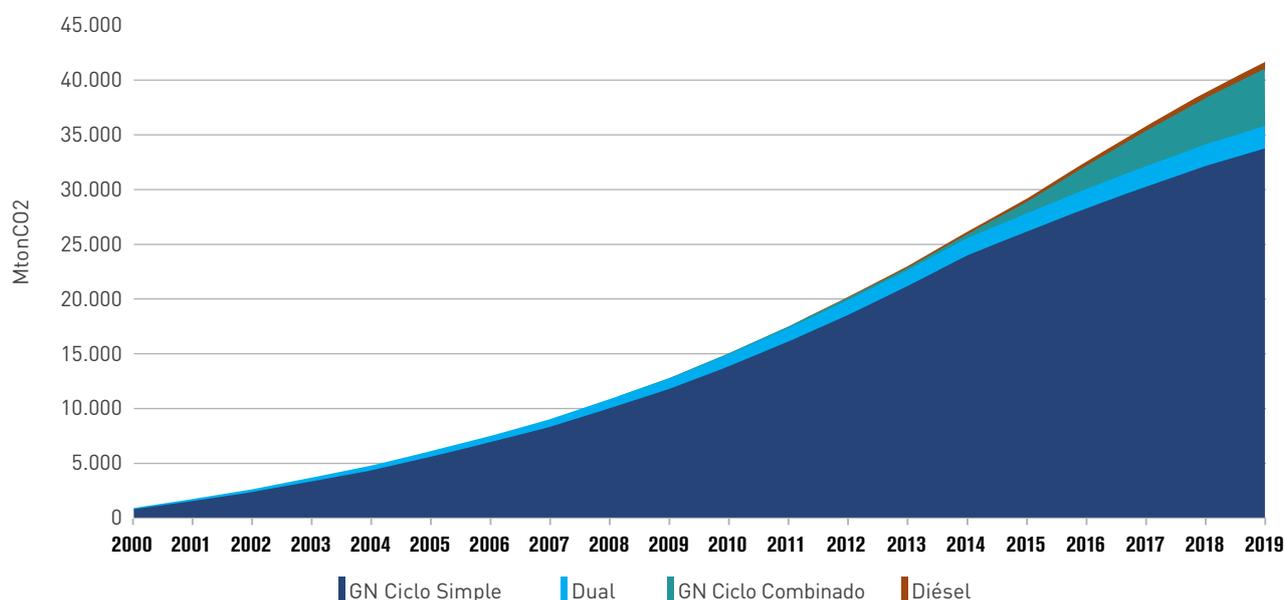
Cuadro N° 7. Estimación de emisiones de CO2 por generación con combustibles fósiles 2000–2019

Fuente	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
GN Ciclo Simple	1.343	1.272	1.343	1.634	1.671	2.072	2.215	2.370	2.817	2.941	3.454	3.770	4.036	4.384	4.680	3.661	3.527	3.308	3.139	2.665
Dual	128	105	117	128	102	112	98	157	170	174	176	186	188	155	164	116	135	140	141	130
GN Ciclo Comb.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	121	157	148	125	34	449	1.801	3.065	2.958	2.834	2.787
Diésel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16	75	57	93	84	84	85	87	84
Total GWh/año	1.471	1.377	1.460	1.762	1.773	2.185	2.313	2.527	2.987	3.237	3.787	4.121	4.425	4.629	5.385	5.662	6.811	6.491	6.201	5.666
Total Gg CO2	900	840	892	1.074	1.077	1.326	1.400	1.537	1.814	1.936	2.258	2.466	2.672	2.806	3.173	3.008	3.399	3.233	3.090	2.778
Total acumulado	900	1.740	2.632	3.706	4.783	6.109	7.509	9.046	10.860	12.796	15.054	17.520	20.192	22.998	26.171	29.179	32.578	35.811	38.901	41.679
TnCO2/MWh	0,26	0,24	0,25	0,29	0,28	0,33	0,32	0,32	0,35	0,35	0,38	0,38	0,40	0,39	0,42	0,37	0,40	0,37	0,35	0,31

Fuente: Elaboración propia con base en (Fernández Vázquez & Fernández Fuentes, 2018).

En el siguiente gráfico se muestra el comportamiento acumulado de las emisiones de generación por fuentes fósiles que, de acuerdo con este modelo, pudieron alcanzar en 2019 a 41.679 M Ton CO2. Asimismo, las centrales de ciclo simple son la principal fuente de emisiones de CO2 en el sector eléctrico boliviano, dada su presencia mayoritaria en el parque generador, por lo que resulta urgente que los nuevos proyectos de generación eléctrica basados en fuentes renovables estén orientados a sustituir gradualmente la generación de fuente fósil.

Gráfico N° 12. Emisiones acumuladas de CO2 por generación fósil en el SIN 2000–2019



Fuente: Elaboración propia con base en (Fernández Vázquez & Fernández Fuentes, 2018).

Generación de electricidad a partir de fuentes hidroeléctricas y proyectos de hidroelectricidad

7.

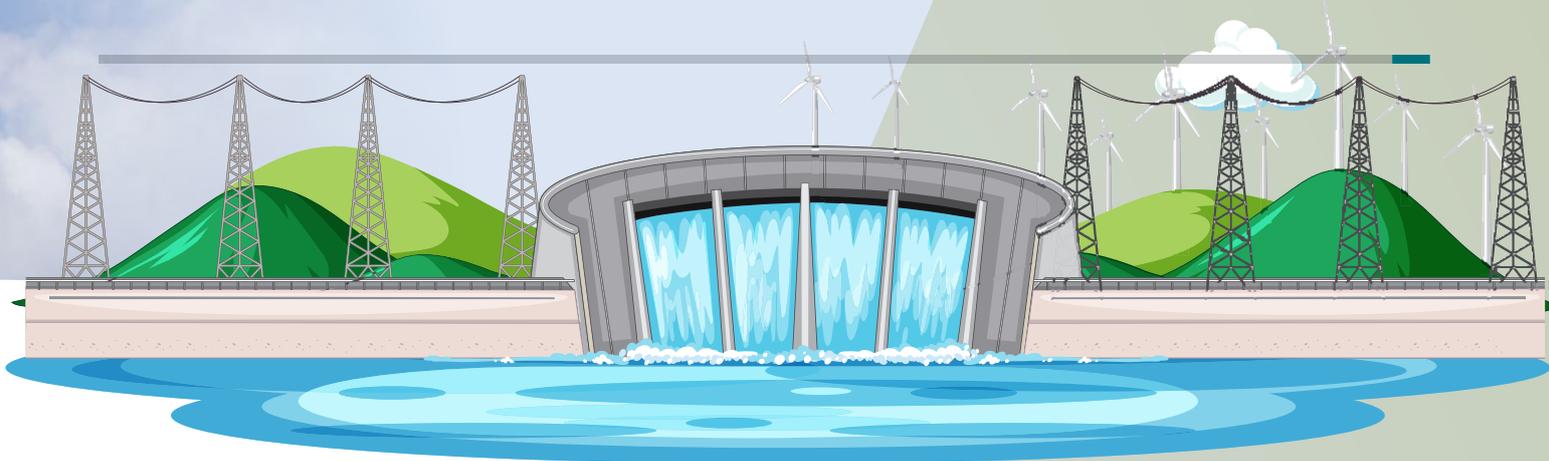
En el último tiempo, la problemática ambiental en torno a las centrales hidroeléctricas ha ido cobrando relevancia, frente a lo cual el estudio "Análisis preliminar de proyectos hidroeléctricos en Bolivia, sus impactos ambientales y la complementariedad energética" (Fernández Fuentes & Martínez Domínguez, 2020), indica que la construcción de proyectos hidroeléctricos genera impactos tanto positivos como negativos, cuya magnitud depende de muchas variables, principalmente el tipo de central, el sitio de emplazamiento y las características ambientales e implicaciones socioeconómicas de la cuenca.

Entre los impactos positivos más destacables figuran la generación de energía eléctrica más limpia, en caso de centrales hidroeléctricas pequeñas y medianas, que no se encuentren en áreas tropicales, pero sobre todo en centrales de pasada o sin embalses de regulación, energía a bajo costo y regulación de inundaciones, entre otros. Asimismo, estos proyectos pueden aportar a la generación de bienestar, tanto a la población en general como a los países, en la medida en que sean ejecutados de una manera apropiada y cuidadosamente planificada.

Algunas ventajas técnicas de las centrales hidroeléctricas serían:



- Almacenamiento de energía (agua en embalses) que se puede disponer el momento que sea necesario, gracias a la energía potencial contenida en las caídas de agua, el monitoreo de los regímenes de lluvia, caudales, etc. (Energías Renovables, 2018).
 - Contar con un embalse hace que las hidroeléctricas cuenten con una flexibilidad alta y gracias a una adecuada velocidad de reacción, ante cambios súbitos, permite mantener la estabilidad del sistema eléctrico nacional, proporcionando flexibilidad operacional que mantengan el equilibrio entre oferta y demanda (Itaipú Binacional, 2018)
 - Obras civiles y equipos tienen una larga vida útil (de más de 50 años), que se debe mayormente a que la tecnología de turbinas y generadores es conocida y los costos de operación y mantenimiento son bajos; esto permite construir la seguridad energética y dar estabilidad de precios de largo plazo.
 - Proyectos múltiples. Gracias a las represas se puede combinar el uso de agua para riego o agua potable, reduciendo la vulnerabilidad ante extremos climáticos, como las sequías.
 - La seguridad de una planta hidroeléctrica es alta en comparación con la energía nuclear, por ejemplo; y, finalmente es una fuente limpia en relación con los combustibles fósiles.
- Las desventajas de las hidroeléctricas están relacionadas fundamentalmente con aspectos ambientales. En general, las más críticas están asociadas a dos variables de los proyectos: sus dimensiones y su ubicación: en ese sentido, se pueden mencionar las siguientes desventajas:
- Potenciales impactos negativos sobre los ecosistemas; al afectar la fauna piscícola, si se construye sobre ríos donde hay variedades migratorias de peces (fragmentación de canales fluviales) y también en el caso de ambientes frágiles, o alta biodiversidad; la inundación puede generar impactos importantes sobre flora y fauna (regulación).
 - La creación de embalses puede inundar extensiones de terreno cultivables; si los embalses son relativamente grandes y en áreas boscosas, se pueden generar grandes cantidades de emisiones de metano que pueden hacer que pierda su carácter de “energía limpia”, además de existir pérdidas de agua por evaporación y degradación de la calidad de agua.
 - Las comunidades que habitan en el área de influencia pueden verse afectadas y en algunos casos desplazadas, con los consecuentes impactos sociales y económicos que provienen de la destrucción de sus medios de vida;
 - Durante el proceso de construcción, que puede durar varios años, también se puede generar impactos ambientales importantes, debido al movimiento de tierras, construcción de caminos, implantación de campamentos temporales y otros.



Otro punto importante son las emisiones GEI para las centrales hidroeléctricas con embalses, la emisión de gases de efecto invernadero se produce en la etapa de construcción e instalación, así como durante la operación. Dichas emisiones varían mucho según el tamaño del embalse y la naturaleza del terreno que fue inundado por el embalse:

- Centrales de pasada emiten entre 0,0045 y 0,014 kg/kWh (IPCC, Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation 2011)
- Centrales a gran escala construidas en zonas semiáridas emiten aproximadamente 0,027 kg/kWh.
- Centrales construidas en zonas tropicales emiten 0,227 kg/kWh.

Existe una importante cartera de proyectos de energía renovable en la Empresa Nacional de Electricidad. A partir de una revisión realizada el año 2020 se han identificado 51 proyectos con los que se pretende alcanzar una potencia de 14.466 MW; siendo que cuatro de estos proyectos ya han sido concluidos con una generación de 259 MW, cinco se encuentran en etapa de ejecución por un total de 505 MW y 43 proyectos se encuentran en fase de estudio por una potencia de 13.702 MW, como muestra el siguiente cuadro:

Cuadro N° 8. Proyectos hidroeléctricos en ejecución y en estudio a diciembre 2019 (ENDE)

ESTADO DEL PROYECTO	CANTIDAD	POTENCIA (MW)
EJECUTADO	4	259
EN EJECUCIÓN	4	505
ESTUDIO	43	13.702
TOTAL	51	14.466

El total de potencia prevista con estos proyectos alcanza a 14.466 MW, cifra que representa casi cinco veces la potencia instalada del sector eléctrico en el año 2019. En el anexo N° 1 se presenta la desagregación de la cartera de proyectos; sin embargo, se debe destacar que los cuatro proyectos ya ejecutados se ubican en el departamento de Cochabamba, en tanto que los proyectos en ejecución se encuentran en La Paz (Miguillas), Cochabamba (Ivirizu), Potosí (El Cóndor) y Tarija (Huacata).

La cartera de proyectos de ENDE es amplia y comprende centrales que van desde 1,5 MW hasta plantas de 3.300 MW. Asimismo, las configuraciones muestran centrales de pasada (prácticamente sin embalse), centrales en cascada (varias plantas sucesivas que aprovechan el mismo caudal), centrales con embalses de regulación diaria y, finalmente, centrales con embalses de regulación anual. En varios de los proyectos en estudio, aún no se tiene información oficial clara sobre su configuración final.

Una de las premisas que guiaba la construcción de esta cartera de proyectos era la de convertir a Bolivia en exportador de electricidad y generar ingresos económicos similares a los que provienen de la explotación de hidrocarburos.

Desde el punto de vista de la sostenibilidad ambiental, el uso de fuentes de energía renovables resulta conveniente porque las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI)⁶ son mínimas en su ciclo de vida, en relación a las fuentes convencionales.

⁶ Un Gas de Efecto Invernadero (GEI) es un gas atmosférico que absorbe y emite radiación dentro del rango infrarrojo. Los principales GEI en la atmósfera terrestre son el vapor de agua (H₂O), el dióxido de carbono (CO₂), el metano (CH₄), el óxido nitroso (N₂O) y el ozono (O₃).

Sin embargo, en el caso de las hidroeléctricas que tienen embalses, la discusión está abierta sobre si los GEI que se evitarán por dejar de usar combustibles fósiles compensarán aquellos que se emitirán como consecuencia de la masa vegetal que queda bajo el agua (en función del tipo de terreno que sea inundado), y justificarán su empleo más allá de otros impactos que conlleva su ejecución. En esos casos, es evidente que es necesaria una adecuada valoración de impactos y beneficios en múltiples dimensiones (Fearnside 2015). Una herramienta útil es la medición de la huella de carbono de estas hidroeléctricas⁽⁷⁾.

Un indicador adicional que puede ayudar en la toma de decisiones entre varios proyectos es hacer relaciones entre la potencia y energía que producirá cada proyecto, por unidad de área inundada, y ver el impacto desde un punto de vista energético. Con datos recopilados de ENDE 2019, se construye la siguiente tabla que compara diferentes proyectos en operación, en construcción y en estudio.

Cuadro N° 9. Comparación de proyectos hidroeléctricos con embalses en diferentes etapas

Proyecto	Potencia (MW)	Energía (GWh)	Embalse (Km ²)
Chepete	3251	15470	677 ⁽⁸⁾
Cachuela	990	5465	690 ⁽⁹⁾
Rositas	600	3000	449 ⁽¹⁰⁾
El Bala	425	2195	94 ⁽¹¹⁾
Ivirizu	290	1119	1 ⁽¹²⁾
Complejo Corani – Santa Isabel – San José	271	1677	18 ⁽¹³⁾
Misicuni	120	217	4,6 ⁽¹⁴⁾
Icona	102	447	4,23
Molineros	101	442	90
Carrizal	346	1515	20
Huacata	10,67	16,42	1,54
Cambarí	93	407	22,5

7 Al comparar la huella de carbono de una hidroeléctrica, si la misma está por debajo de la alternativa térmica más eficiente disponible en el contexto, se puede tener seguridad de no contribuir a incrementar las emisiones de CO2

Si bien está establecido que para la realización de estos proyectos se debe realizar una consulta previa libre e informada con la población afectada, y sería en esa etapa donde se identifiquen las afectaciones, medidas de compensación y otros, la realidad es que este procedimiento no se aplica de la manera prevista, razón por la que surgen los conflictos sociales en el trascurso del proyecto.

Todos estos elementos permiten concluir en lo siguiente:

- Los proyectos hidroeléctricos en cartera, sobre todo los grandes proyectos que han generado polémica, provienen de identificaciones con varias décadas de antigüedad en los cuales los aspectos sociales y ambientales no eran considerados adecuadamente, por lo que urge renovar la cartera de proyectos hidroeléctricos considerando de manera central los impactos a generarse.
- La eficiencia de generación energética disminuye en la medida en que los proyectos se ubican en áreas tropicales, esto permite recomendar que los proyectos que tienen un mejor rendimiento son aquellos que se encuentran en la parte alta de las cuencas.
- Se debería utilizar criterios y protocolos existentes para la identificación de nuevos proyectos hidroeléctricos de manera de asegurar su sostenibilidad de largo plazo. Si bien este es un proceso de planificación que lleva tiempo, Bolivia tiene, en este momento, una capacidad instalada de generación que permitirá cubrir el crecimiento de la demanda por los siguientes años, sin problema.

8 Datos extraídos de (Lopez Camacho 2016)
 9 Datos extraídos de (Molina 2010)
 10 Datos extraídos de (EPTISA 2017)
 11 Datos extraídos de (ENDE 2018)
 12 Datos extraídos de (Medina Candia 2018)
 13 El complejo Corani – Santa Isabel – San José tiene como embalse de regulación anual la laguna de Corani (ENDE Corani 2018), la generación anual de San José está estimada en 754 GWh (ENDE Corani 2018)
 14 Datos extraídos de (Empresa Misicuni 2009)

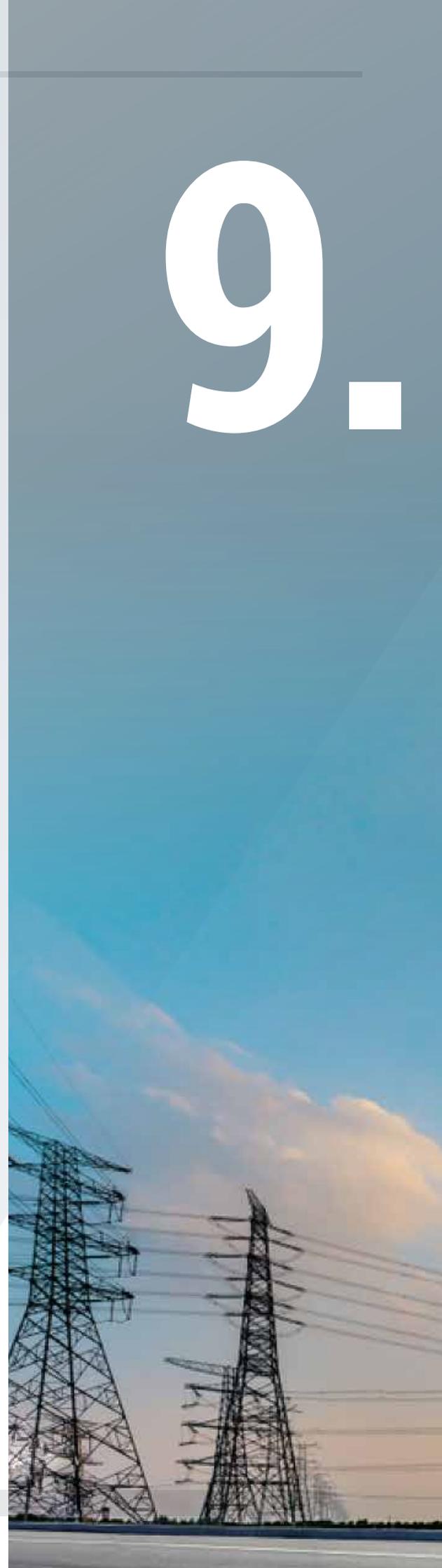
Conclusiones

8.

- Los cambios realizados en el sector de electricidad desde el año 2006, mediante diferentes normas, hacen que exista la urgente necesidad de desarrollar un nuevo marco legal sectorial, pues el que está en aplicación data de 1994, en el que, si bien varios conceptos continúan vigentes, no responde a la dinámica operativa actual. Un ejemplo es que la desintegración vertical de los actores en la generación, transmisión y distribución se ha recompuesto a partir de la nacionalización de ENDE y la organización de sus subsidiarias, en el marco del mandato que le confiere la Constitución Política del Estado.
- En el sector eléctrico existe una sobrecapacidad instalada que puede tener efectos económicos y financieros por no estar en operaciones, adicionalmente los proyectos de exportación de electricidad están retrasados, pero las demandas que se esperan cubrir no tienen capacidad de absorber esta sobreoferta, por lo que esta política debería ser revisada y debatida de manera amplia.
- En términos de fuentes de suministro, el gas natural es la principal fuente de generación de energía eléctrica. La incorporación de plantas de ciclo combinado ha incrementado la eficiencia de uso de este energético, con impactos ambientales claros, pero aún las energías renovables no son competitivas por el bajo precio que tiene el gas natural para la generación de electricidad, que en los hechos constituye una subvención que afecta las energías renovables. Esta política debe ser debatida y reflexionada de manera amplia y participativa.
- Sin duda, es importante rescatar el valor estratégico de la hidroelectricidad de montaña con que cuenta el país, como elemento clave que permitirá aprovechar las fuentes intermitentes a gran escala, como la solar y la eólica. La premisa debe ser generar hidroelectricidad sostenible.

9.

- El sistema de transmisión continuará creciendo, sobre todo para asegurar el abastecimiento de manera continua. El punto más débil actualmente es la línea de interconexión con Trinidad, pero la misma sería reforzada desde Santa Cruz, así el impulso debe dirigirse a lograr la interconexión con Pando, para tener todo el país en el SIN.
- En términos de cobertura, el cierre de la brecha para el acceso universal, a pesar de ser muy pequeño, no está siendo atendido con la celeridad necesaria, posiblemente no se alcance la meta de llegar con energía a todos los bolivianos hasta el 2025.
- En términos de distribución, existe un desbalance notorio entre los usuarios del SIN y los SA. La mejor opción en el mediano y largo plazo, es que prácticamente todos los usuarios de electricidad estén en el SIN, pues así obtienen ventajas de seguridad de abastecimiento y menores precios de electricidad.
- El consumo de energía ha venido disminuyendo como consecuencia de la ralentización económica, pero también está decreciendo el consumo específico de los usuarios, como consecuencia de la eficiencia, por lo que las empresas eléctricas deben visualizar otros nichos de negocio para asegurar su crecimiento.
- En términos más estructurales, se deben analizar los temas tarifarios y de retribución a las fuentes renovables, pues el subsidio que existe al precio de gas natural genera una barrera que frena la competitividad de las renovables.
- Con relación a la problemática ambiental, el desempeño del sector es aceptable, y la política de conversión de centrales de gas de ciclo simple a ciclo combinado tendrá un efecto creciente sobre la reducción de emisiones, por lo que, desde una óptica convencional, el sector tiene un desempeño ambiental adecuado.
- La cartera de proyectos actuales para expandir el sector eléctrico no tiene urgencia de ejecución, dada la sobreoferta existente, lo que puede permitir que se analice nuevamente las características de los proyectos y sus impactos ambientales.
- El sector funciona de manera ordenada y con relativa transparencia, sobre todo en lo que respecta a la información operativa.



Desafíos

- Establecer mecanismos para desarrollar procesos de planificación de mediano y largo alcance, considerando las líneas de la transición energética en su conjunto.
- Delinear los pasos para lograr la modernización del sector eléctrico, dada la responsabilidad que se tiene a futuro en términos de cobertura y transición energética, y trabajar para avanzar en los procesos de digitalización. Esto implica, por ejemplo, a nivel de distribuidoras, el mejoramiento de la gestión, aspectos como la lectura remota del consumo, el monitoreo interactivo del mismo, así como de los centros de transformación para gestionar mejor la distribución de energía.
- En términos de redes de distribución se debe modernizar los sistemas en perspectiva de una integración de fuentes renovables, la generación distribuida y las posibilidades de que los usuarios interactúen con la red.
- En cuanto a la transmisión, un desafío importante consiste en acelerar los esfuerzos de integrar a todos los centros grandes de consumo al SIN, desde una perspectiva de equidad, confiabilidad y economía en tarifas. Sin duda un SIN robusto permitirá el intercambio de flujos de energía con alta seguridad, así como un mejor aprovechamiento de los potenciales renovables de todo el país, integrando de manera real la generación de electricidad y combinando la hidroeléctrica de las montañas con la fotovoltaica del Altiplano, la eólica del Oriente, geotermia del Sur y posiblemente, más adelante, con la biomasa del Oriente, de manera coordinada y eficiente.
- Redefinición del uso de subsidios en el sector energético. A pesar de que el tema de tarifas eléctricas y costos de la energía en Bolivia es muy sensible, resulta importante realizar estudios y discutir alternativas que mejoren la focalización de los subsidios hacia las familias de menores recursos, redireccionando gradualmente la estructura de subsidios planos que se utiliza en el momento. Este tipo de políticas permitiría, por ejemplo, lograr mejores condiciones para la generación distribuida y, en general, para las energías renovables.
- Por otra parte, considerando el papel futuro de las energías renovables, es necesario contar con una nueva cartera de proyectos de generación, con especial énfasis en la hidroeléctrica de embalse, cuidando de diseñar proyectos de bajo impacto ambiental, consensuados con los grupos sociales que podrían ser afectados, visualizando sobre todo en las partes altas de las cuencas.
- Impulsar acciones de rápida respuesta como la generación distribuida con sistemas fotovoltaicos, que ya es competitiva a nivel de usuario final, prácticamente en todas las categorías, aunque en algunas mucho más como la categoría general (o comercial). En ese sentido, se puede diversificar rápidamente la matriz energética del país, sin inversiones directas del Estado, sino más bien del sector privado, por lo que resulta urgente contar con una norma que marque las reglas para la generación distribuida y los esquemas de

remuneración. En este contexto, las tarifas promedio pueden ayudar a identificar los nichos geográficos predominantes para la implementación de proyectos con energías renovables. Es así que los departamentos que poseen tarifas más altas que el promedio nacional, como Beni, Cochabamba, La Paz y Tarija, podrían ser considerados como prioritarios para la implementación de estos proyectos.

- Uno de los principales desafíos, sin duda, es la electrificación del transporte, lo cual se constituye en un potencial de desarrollo importante por dos razones: la primera, que permitiría aprovechar la capacidad excedentaria del sistema y, la segunda, que en el mediano plazo permitiría el ingreso de energías renovables en el sector.
- Asimismo, la electrificación del transporte permitiría liberar el consumo de gas en el mercado interno, y probablemente destinarlo a la exportación que es su alternativa más rentable. También desplaza el uso de combustibles líquidos, baja la presión sobre la importación de diésel y gasolinas a precios internacionales. La electromovilidad será, sin duda, el principal "cliente" del sector eléctrico en el corto y mediano plazo y, de concretarse una matriz de generación de electricidad mayoritariamente renovable, los impactos ambientales son mínimos, constituyendo un aporte efectivo a la lucha contra el cambio climático.
- La planificación de mediano y largo plazo es imprescindible para avanzar en el proceso de transición energética, así como una política sectorial plasmada en un nuevo marco legal que oriente sobre las metas a lograr y los plazos para la consecución de las mismas. En términos operativos, se debería construir una ruta crítica para lograr la transición energética que incorpore los aspectos técnicos, legales, políticos, económicos, sociales y ambientales, partiendo de la concientización de la población y de los diferentes actores que participen del debate.
- Finalmente, persiste el desafío de cerrar la brecha del acceso universal para 217.000 familias que no tienen acceso a la electricidad y que se encuentran en zonas rurales, dispersas y aisladas, y donde las energías renovables pueden desempeñar un rol muy importante. Adicionalmente, con sistemas fotovoltaicos de tercera generación, esta demanda puede ser fácil y rápidamente cubierta; este esfuerzo, además, puede ser reforzado con proyectos y programas que impulsen el uso productivo de la electricidad en el agro, tanto con energías renovables, como en zonas electrificadas.



Bibliografía

Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad. (2018). *Anuario Estadístico 2017*. La Paz.

CNDC. (8 de marzo de 2021). *Comité Nacional de Despacho de Carga / Estadísticas*. Obtenido de www.cndc.bo: <https://www.cndc.bo/estadisticas/index.php>

Constitución Política del Estado Plurinacional de Bolivia (7 de febrero de 2009).

Decreto Supremo N° 29644 (16 de julio de 2008).

Decreto Supremo N° 3058 (22 de enero de 2017).

ENDE. (16 de octubre de 2020). *Proyectos en Ejecución y Estudio*. Obtenido de www.ende.bo.

ENERGÉTICA. (2012). *Compendio de Mapas de Potencial Energético*. Cochabamba: ENERGÉTICA.

Fernández Fuentes, M., & Martínez Domínguez, A. (2020). *Análisis preliminar de proyectos hidroeléctricos en Bolivia, sus impactos ambientales y la complementariedad*. Cochabamba: WWF Bolivia - ENERGÉTICA.



Fernández Fuentes, M., Fernández Vázquez, C., & Rodríguez Cáceres, G. (2020). *Situación Energética de Bolivia y Desafíos*. Cochabamba, Bolivia: WWF - Energética.

Fernández Vázquez, C., & Fernández Fuentes, M. (2018). Inventario, evaluación y proyección de las emisiones de carbono provenientes del sector eléctrico nacional. Bolivia 2025. *Acta Nova*, 8 (3), 354-375. Obtenido de http://www.scielo.org.bo/pdf/ran/v8n3/v8n3_a06.pdf

Fernández Vázquez, C., Fernández Fuentes, M., & Rodríguez Cáceres, G. (2020). *Modelamiento del Sector Energético Boliviano al 2040, según Metas del IPCC*. (WWF, Ed.) Cochabamba, Bolivia: WWF Bolivia.

INE. (2015). *Características de la Población. Censo Nacional de Población y Vivienda*. La Paz, Bolivia: Instituto Nacional de Estadística.

INE. (9 de marzo de 2021). *Instituto Nacional de Estadística*. Obtenido de www.ine.gob.bo

IPCC. (2014). *Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Working Group III Contribution to the Fifth Assessment Report of the Intergover-*

mental Panel on Climate Change. Cambridge: Cambridge University Press.

IPCC. (2018). *Global Warming of 1.5 °C*. IPCC. Obtenido de <https://www.ipcc.ch/sr15/download/>

Lucano & Fuentes. (2010). *Atlas de la Distribución Solar en Bolivia*. Cochabamba: Universidad Mayor de San Simón - Facultad de Ciencias y Tecnología.

MHE. (25 de marzo de 2021). www.mhe.go.bo. Obtenido de Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas: <http://www.mhe.gob.bo/vmeea/>

Ministerio de Energía. (2017). *Plan Estratégico Institucional Reformulado 2017-2020*. La Paz.

Ministerio de Energía. (2020). *Rendición Final Pública de Cuentas - VMEEA*. La Paz: Ministerio de Energía.

Ministerio de Hidrocarburos y Energía. (2014). *Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025*. La Paz: Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas.

Ministerio de Hidrocarburos y Energía. (23 de abril de 2021). *Rendición Pública de Cuentas - Inicial*.

La Paz, Bolivia. Recuperado el 30 de abril de 2021, de <https://www.facebook.com/ministerio.dehidrocarburos/videos/216912593525276>

VICEMINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍAS ALTERNATIVAS

La entidad normadora para el sector es el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas (VMEEA) que a 2019 tenía cuatro direcciones nacionales: Electricidad, Energías Alternativas, Gestión Socioambiental, Control y Fiscalización.

Actualmente, el instrumento fundamental con que cuenta el VMEEA es el Programa Electricidad para Vivir con Dignidad (PEVD) como responsable de la ejecución de proyectos que apoyan, sobre todo, a la expansión del servicio eléctrico y crecimiento de la cobertura, para sectores menos favorecidos. Es a través del PEVD que se ejecutan los programas de densificación de redes, los de electrificación rural con sistemas fotovoltaicos y otros (MHE, 2021) que se coordinan con gobernaciones y municipios, como ser:

- **Proyectos de Electrificación Rural (IPER):** Se encarga de realizar la transferencia de fondos, seguimiento y monitoreo a los proyectos de electrificación rural ejecutados por los Gobiernos Autónomos Departamentales. Los fondos provienen de multas y recaudaciones del sector por efecto de la Ley de Electricidad.
- **Programa Acceso a Fuentes de Energía Modernas (AFEM):** Está focalizado para apoyar a familias rurales de Pando a través de la distribución de Picos Sistemas Fotovoltaicos¹⁵, además de apoyo en la ejecución del proyecto híbrido fotovoltaico - diésel El Sena
- **Programa Cosechando Agua Sembrando Luz (FONPLATA):** Se focaliza también en familias rurales, en este caso de Potosí, y beneficiará a 1.524 familias y 36 escuelas y postas de salud.
- **Programa de Electrificación Rural con Energía Renovable (PERER):** Proyecto financiado por el BID. Desarrolla sistemas híbridos en el departamento de Beni, mediante la instalación de sistemas termosolares y fotovoltaicos en postas y escuelas; asimismo, llega a familias rurales mediante sistemas fotovoltaicos. En el marco de este programa se ejecutó el proyecto híbrido "El Remanso", con 300 sistemas termosolares y 50 fotovoltaicos para escuelas y postas.
- **Programa de Electrificación Rural (PER):** Este programa de electrificación rural, a través de la ampliación de las redes eléctricas, fue financiado por el BID y se ejecutó en conjunto con los gobiernos departamentales. Actualmente, está en proceso de inicio el PER II.

¹⁵ Es un pequeño sistema de energía fotovoltaica de alta eficiencia, puede cargar un celular y eventualmente accionar una radio pequeña

- **Programa Energías Renovables – KFW:** Con este programa se ejecutan las Micro y Mini Centrales Hidroeléctricas (MCH) “El Cóndor” de 1.470 kW y la MCH “La Muma” de 110 kW.
- **Proyecto de Acceso a Energía Eléctrica y Energía Renovable (IDTR II):** Financiado por el Banco Mundial. Amplía la cobertura eléctrica de al menos 4.500 hogares con extensiones de red y densificación de las mismas.

AUTORIDAD DE FISCALIZACIÓN DE ELECTRICIDAD Y TECNOLOGÍA NUCLEAR

Creada mediante el Decreto Supremo N° 71, del 9 de abril de 2009, inicialmente como Autoridad de Fiscalización de Electricidad, tiene por función fiscalizar, controlar, supervisar y regular al sector de electricidad en el marco de la Constitución Política del Estado y la Ley de Electricidad N° 1604, del 21 de diciembre de 1994.

Las atribuciones de la AETN incluyen, entre otras:

- Otorgar, modificar y renovar autorizaciones o derechos otorgados para la prestación o la realización de actividades en el sector de electricidad.
- Regular, controlar, supervisar, fiscalizar y vigilar la prestación de los servicios de las entidades y operadores.
- Fijar, aprobar y publicar precios, tarifas, derechos u otros de acuerdo con la normativa vigente.
- Intervenir las empresas y entidades bajo su jurisdicción y designar a los interventores, cuando concurran causales que pongan en riesgo la continuidad y normal suministro del servicio de electricidad.
- Promover la eficiencia en las actividades del sector eléctrico e investigar y sancionar posibles conductas monopólicas, oligopólicas, anticompetitivas y discriminatorias en las empresas y entidades del sector, contrarias al interés público.
- Imponer las servidumbres administrativas necesarias para la prestación de los servicios de electricidad, proponer normas de carácter técnico y dictaminar sobre normativa relativa a su sector.
- Requerir a las personas naturales o jurídicas y otros entes relacionados con el sector de electricidad, información, datos y otros que considere necesarios para el cumplimiento de sus funciones y publicar estadísticas sobre las actividades del sector



Finalmente, la Ley N° 1205, de 1 de agosto de 2019, amplía sus atribuciones hacia el campo nuclear, para regular, fiscalizar esta actividad en cuanto a seguridad tecnológica, seguridad física y salvaguardias de las instalaciones radiológicas y nucleares, para prevenir efectos nocivos sobre las personas y medio ambiente (AETN, 2021).



COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA

El Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), creado por la Ley N° 1604, es la entidad responsable de la operación del Sistema Eléctrico Interconectado (SIN), de la Administración del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) de Bolivia y de la Planificación de la Expansión Óptima del SIN, siguiendo las directrices del Ministerio de Hidrocarburos y Energía. Sus principales actividades son las siguientes:

- Participar en la planificación de la expansión óptima del SIN.
- Planificar la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional, con el objetivo de satisfacer la demanda mediante una operación segura, confiable y de costo mínimo.
- Supervisar y coordinar, en tiempo real, la operación de las instalaciones de generación y transmisión del Sistema Interconectado Nacional, priorizando la seguridad del suministro.
- Realizar el despacho de carga a costo mínimo.
- Calcular los precios de nodo¹⁶. Establecer el balance valorado del movimiento de electricidad que resulte de la operación integrada.
- Administrar el funcionamiento del mercado eléctrico mayorista.

EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD (ENDE)

La Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) relanzada en el sector eléctrico de Bolivia, en virtud del Decreto Supremo N° 29644 (2008), es una empresa cien por ciento estatal, con integración vertical y prácticamente destinada a tener preminencia única en el sector, tal cual dispone la Constitución Política del Estado. En resumen, el citado decreto indica lo siguiente:

- Establece a ENDE como una empresa pública nacional estratégica y corporativa, con una estructura central y nuevas empresas de su propiedad, proporcionándole autonomía de gestión técnica, administrativa, financiera y legal para el cumplimiento de sus objetivos.
- Habilita a la empresa para operar y administrar empresas eléctricas de generación, transmisión y/o distribución, en forma directa, asociada con terceros o con participación accionaria.
- Constituye la empresa pública "ENDE Sistemas Aislados", subsidiaria de ENDE, con patrimonio propio, autonomía de gestión técnica, administrativa, financiera y legal

¹⁶ Es el precio de la electricidad generada y transmitida hasta determinados puntos de entrega, desde donde se suministra a las distribuidoras o los grandes consumidores.



(con base en los activos de Trinidad y Cobjija).

- A través de las empresas nacionalizadas ENDE-Guaracachi, ENDE-Corani, ENDE-Valle Hermoso, está a cargo de la generación de electricidad en el país y está habilitada para asimilar otras empresas de generación eléctrica de distinta naturaleza.
- La empresa ENDE Transmisión operará estas líneas de alta tensión, podrá asimilar cualquier otra línea eléctrica o empresa de transmisión.
- En el área de la distribución ENDE Corporación tiene control sobre las principales distribuidoras del país.
- Al momento y luego de la nacionalización de las generadoras, ENDE se constituye en la empresa eléctrica más grande del país, con integración vertical y prácticamente destinada a tener preminencia única en el sector, en el marco de la nueva Constitución Política del Estado.

Es decir, ENDE, a través de sus subsidiarias, tiene presencia en la generación, transmisión y distribución de la electricidad en todo el país.

ACTORES PRIVADOS

Adicionalmente están los actores privados del sector, que pueden ser agrupados por tipo de actividad en:

- Generación: COBEE, Hidroeléctrica Boliviana y otras empresas pequeñas de generación como SYNERGIA, Guabirá Energía S.A., Sociedad de Desarrollo de Bolivia, todas, a excepción de Guabirá que utiliza bagazo de caña, generan electricidad con plantas hidroeléctricas. Este conjunto de actores aporta el 14% de la generación de electricidad del país. Asimismo, existe un número reducido de productores que utilizan fundamentalmente biomasa para generar electricidad de manera estacional y para autoconsumo, al no tener una interacción con el sector eléctrico en su generalidad, no se incluyen en este análisis.
- Transmisión: Interconexión Eléctrica Bolivia SA (ISA Bolivia) que opera cerca de 10% de la transmisión nacional; asimismo, se encuentra la Transmisora de Electricidad San Cristóbal (TESA) que participa con 3%.
- Distribución: Cooperativa Rural de Electrificación (CRE) que opera en el departamento de Santa Cruz y es la distribuidora más grande de Bolivia; la existencia Cooperativas de Electrificación Rural pequeñas que atienden sistemas aislados o poblaciones alejadas, poco a poco han ido disminuyendo, pues en Santa Cruz han sido absorbidas por la CRE y en otros lugares, de manera paulatina, por ENDE.

ANEXO II

Cartera de Proyectos Hidroeléctricos de ENDE a diciembre 2019

No.	PROYECTO	POTENCIA (GWh)	DEPARTAMENTO	ESTADO
1	SANTA ROSA I	300		Estudio
2	IVIRIZU	290		En ejecución
3	SANTA BÁRBARA	144		Estudio
4	VILLA JORCA	140		Estudio
5	BANDA AZUL	134		Estudio
6	MISICUNI	120	COCHABAMBA	Ejecutado
7	ICONA	102		Estudio
8	AMBROSIA	85		Estudio
9	SAN JOSÉ II	69		Ejecutado
10	SAN JOSÉ I	55		Ejecutado
11	CORANI	15		Ejecutado
12	MOLINEROS	101	POTOSÍ Y COCHABAMBA	Estudio
13	KIRKI	115		Estudio
14	INKAPINKINA	36		Estudio
15	CHIUTA	26		Estudio
16	KILPANI	2	POTOSÍ	Estudio
17	EL CÓNDOR	1		En ejecución
18	PUNUTUMA	1		Estudio
19	LANDARA	0		Estudio
20	PUESTO MARGARITA	150	POTOSÍ Y CHUQUISACA	Estudio
21	EL PESCADO	184		Estudio
22	ICLA	120	CHUQUISACA	Estudio
23	ARENALES	94		Estudio
24	INCAHUASI	18		Estudio
25	CARRIZAL	347		Estudio
26	CAMBARÍ	93	TARIJA	Estudio
27	HUACATA	11		En ejecución
28	LA PESCA	700		Estudio
29	ROSITAS	600		Estudio
30	CAÑAHUECAL	500		Estudio
31	PEÑA BLANCA	500		Estudio
32	SERIPONA	400	SANTA CRUZ	Estudio
33	OCAMPO	300		Estudio
34	LAS JUNTAS	170		Estudio
35	JATUN PAMPA	130		Estudio
36	OQUITAS	125		Estudio

No.	PROYECTO	POTENCIA (GWh)	DEPARTAMENTO	ESTADO
37	MIGUILLAS	203		En ejecución
38	HUANCANÉ	110		Estudio
39	ILUMAYA	54		Estudio
40	PABELLONANI	50		Estudio
41	TIQUIMANI	50		Estudio
42	MUÑECAS	40	LA PAZ	Estudio
43	UMABAMBA	38		Estudio
44	CAMATA 2	25		Estudio
45	SANTA ROSA	23		Estudio
46	CAMATA 3	20		Estudio
47	LARAM KKOTA	11		Estudio
48	CHEPETE	3.251		Estudio
49	EL BALA	425	LA PAZ Y BENI	Estudio
50	RÍO MADERA	3.000		Estudio
51	CACHUELA ESPERANZA	990	BENI	Estudio
TOTAL		14.466	BOLIVIA	

www.jubileobolivia.org.bo



@JubileoBolivia



Fundacion Jubileo



@fundacionjubileo



Fundación Jubileo