



AVANCES Y LIMITACIONES
**GENERACIÓN
DISTRIBUIDA DE
ELECTRICIDAD**

EN BOLIVIA



Director Ejecutivo:
Juan Carlos Núñez V.

Coordinador Área de Investigación:
Waldo Gómez R.

Revisión y supervisión:
Raúl Velásquez G.
Con base en consultoría de
Miguel Fernández F.

Edición:
Jorge Jiménez Jemio

Dirección:
Calle Quintín Barrios Nº 768 Sopocachi
La Paz - Bolivia
Telf: (591-2) 2125177 – 2154641

Correo electrónico:
fundajub@jubileobolivia.org.bo

2024

Con el apoyo de



Contenido

Glosario de términos.....	4
1. Marco conceptual sobre la generación distribuida y buenas prácticas internacionales en su implementación	5
1.1. Introducción.....	5
1.2. Situación energética de Bolivia a 2022	6
1.3. Otros datos de contexto del sector energético.....	9
2. Estado de la Generación Distribuida en Bolivia	12
2.1. Situación de la Generación Distribuida en América Latina	12
a) Capacidad instalada.....	12
b) Mecanismos de promoción de la GD.....	14
2.2. Situación de la generación distribuida en Bolivia	17
a) Contexto y Marco Legal	17
b) Capacidad Instalada.....	20
c) Análisis según la clasificación de potencia del D. S. 4477	23
d) Estimación de precios de los sistemas de GD en Bolivia	30
3. Análisis del marco normativo sobre GD en Bolivia. Avances y limitaciones	32
3.1. Normativa vigente	32
3.2. Análisis del D. S. 4477	34
3.3. Análisis de los procedimientos vigentes	35
4. La normativa técnica en generación distribuida	42
4.1. El marco normativo técnico de GD	42
4.2. Avances en el desarrollo de normativa técnica	42
5. Recomendaciones para la implementación de una política pública integral que implemente la generación distribuida de forma masiva en Bolivia	48
5.1. Recomendaciones sobre el marco normativo técnico	48
5.2. Recomendaciones sobre aspectos administrativos y de gestión	48
5.3. Recomendaciones desde la óptica de los operadores de GD	50
5.4. Recomendaciones en aspectos financieros y de negocio	51
6. Conclusiones	52
Agradecimientos.....	54
Referencias	54

Glosario de términos

1f:	Monofásico
2f:	Bifásico
3f:	Trifásico
AETN:	Autoridad de Electricidad y Tecnología Nuclear
ALAC:	América Latina y el Caribe
BEN:	Balance Energético Nacional
BT:	Baja Tensión
CRE:	Cooperativa Rural de Electrificación
CV:	Curriculum Vitae
DELAPAZ:	Distribuidora de Electricidad de La Paz
D. S.:	Decreto Supremo
EERR:	Energías Renovables
ELFEC:	Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica
EN:	Norma Europea
ENDE:	Empresa Nacional de Electricidad
FV:	Fotovoltaico
GD:	Generación Distribuida
GEI:	Gases de Efecto Invernadero
GIZ:	Cooperación Alemana
GW:	Giga Watt
IBMETRO:	Instituto Boliviano de Metrología
IBNORCA:	Instituto Boliviano de Normas y Control de Calidad
IEA:	Agencia Internacional de Energía
IEC:	Comisión Electrotécnica Internacional
IPCC:	Panel Internacional de Cambio Climático
kbep:	mil barriles equivalentes de petróleo
kW:	Kilo Watt
kWp:	Kilo Watt de potencia
kWh:	Kilo Watt hora
LED:	Light Emitting Diode
MHE:	Ministerio de Hidrocarburos y Electricidad
MT:	Media Tensión
MW:	Mega Watt
NB:	Norma Boliviana
NIT:	Número de Identificación Tributaria
PD:	Pequeña Demanda
PDBT:	Pequeña Demanda Baja Tensión
PDMT:	Pequeña Demanda Media Tensión
SA:	Sistemas Aislados
SGD:	Sistemas de Generación Distribuida
SIE:	Servicios Integrales de Energía
SIN:	Sistema Interconectado Nacional
\$us:	Dólares Americanos
UNE:	Norma Española
UNEP:	Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente
VMEEA:	Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas
W:	Watt
Wp:	Watt pico

1 Marco conceptual sobre la generación distribuida y buenas prácticas internacionales en su implementación



1.1. Introducción

El informe especial del Panel Internacional de Cambio Climático (IPCC, por su sigla en inglés) de 2018 sobre el calentamiento global indica que, para 2050, todas las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) en el planeta deben ser neutralizadas, a efecto de no incrementar la temperatura global en 1,5 °C y que los patrones de alteración climática serán irreversibles a nivel global (Fernández V., Vansighen, Fernández F., & Quoilin, 2024).

El informe del IPCC “Calentamiento global de 1,5 °C, 2018” expone la situación actual y la necesidad imperiosa de limitar las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) lo antes posible, para evitar una situación en la que los impactos tengan efectos irreversibles sobre el planeta (IPCC, 2018). A pesar de múltiples escenarios, la vía más aceptada para limitar el aumento de la temperatura global se basa en lograr la “neutralidad de carbono” para 2050 (Chen, 2021). En tal escenario, todas las naciones deberían eliminar gradualmente sus emisiones de GEI para 2050 o poder compensar sus emisiones con tecnologías alternativas (Wang, et al., 2021). El mandato para el sector energético es vital, se deben descarbonizar las matrices energéticas a través de un proceso de transición energética, que desplace a los combustibles fósiles e incorpore fuentes renovables de energía. Al año 2050, el sector energético global debería ser neutro en carbono.

En este contexto, Bolivia está haciendo varios esfuerzos en el sector eléctrico, como aumentar la participación de la energía renovable y sacar de servicio a centrales eléctricas ineficientes. Sin embargo, estos esfuerzos siguen siendo limitados en comparación con la demanda nacional total de energía. Actualmente, más de 80 % del consumo interno de energía en Bolivia es de origen fósil (Fernández V., Vansighen, Fernández F., & Quoilin, 2024).

Existen dos tendencias globales para enfocar el suministro de energía eléctrica a los usuarios: la generación centralizada y la generación distribuida:

Generación centralizada: Se caracteriza por emplear grandes centrales generadoras, ubicadas lejos de los centros de consumo, que generan importantes bloques de potencia y energía, los que deben ser transportados con niveles de tensión muy elevados para disminuir las pérdidas hasta las ciudades (grandes centros de consumo), para su distribución entre los consumidores finales (Alvarez & Serna, 2016).

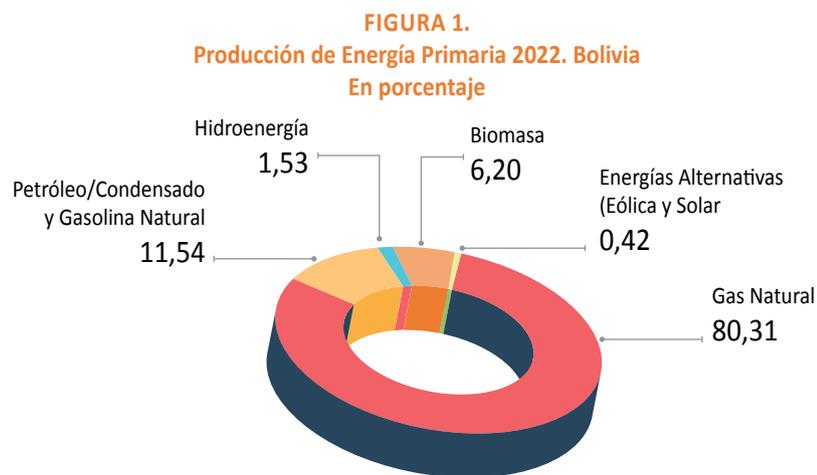
Generación distribuida: Se caracteriza porque los puntos de generación se encuentran ubicados cerca de los centros de consumo y se conectan directamente a la red de distribución, de esta forma el usuario puede interactuar con las redes de interconexión eléctrica sin incurrir en los costos y pérdidas ocasionadas por transmisión (Fernández V. & Fernández F., 2017).

Otra característica importante de la generación distribuida es el hecho de que la producción de energía se realiza mediante un gran número de pequeñas fuentes; generalmente la potencia que generan se ubica en una escala de mediana a pequeña y, usualmente, las capacidades se encuentran entre los rangos de micro generación (1W- 5 kW) y pequeña generación (5 kW - 5 MW), considerando sistemas de mayor potencia fuera de este tipo de generación, mediana (5 MW - 50 MW) y grande (50 MW - 300 MW) (Alvarez & Serna, 2016), razón por la cual los sistemas fotovoltaicos y eólicos suelen ser tecnologías preferidas para estas aplicaciones.

Este documento analiza la situación de la generación distribuida en Bolivia su aplicación, el marco normativo y las posibles mejoras que se podrían realizar al mismo, buscando un mayor despliegue de esta tecnología.

1.2. Situación energética de Bolivia a 2022

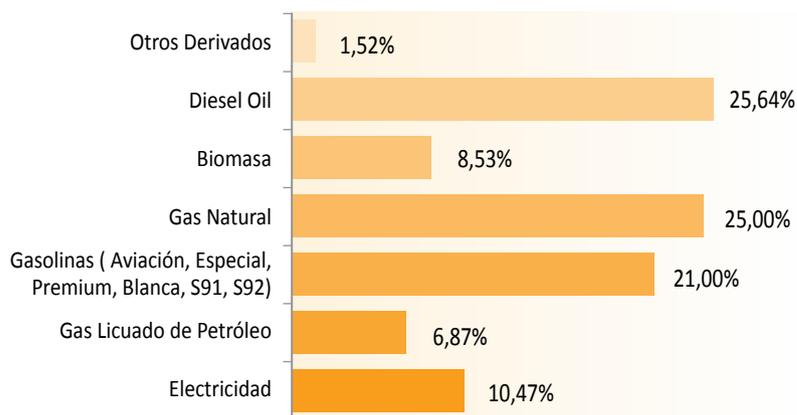
El Balance Energético Nacional 2018 – 2022 (Ministerio de Hidrocarburos y Energía de Bolivia, 2023), permite mostrar que para el año 2022, el 91,85 % de la toda la energía que producía Bolivia tenía origen fósil, mientras que la participación porcentual de energías alternativas alcanzó a 0,42 %, biomasa 6,20 % e hidroenergía 1,53 %. El total de la producción alcanzó a 115.558 kbep, en una tendencia de crecimiento negativa (19,07 % menor respecto a 2018), como consecuencia de la reducción en la producción de gas natural, petróleo, condensado y gasolina natural.



Fuente: BEN 2018 -2022

La energía destinada al consumo interno alcanzó a 56.249 kbep en 2022, donde los energéticos que participaron son predominantemente de origen fósil, con más de 88 % de participación (considerando que 70 % de la electricidad se producía con gas natural).

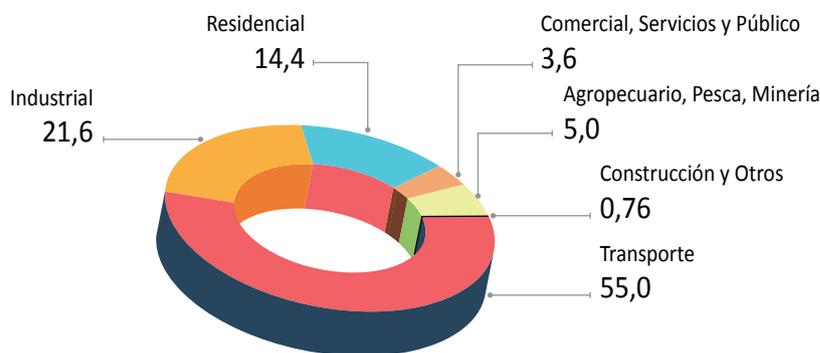
FIGURA 2.
Participación en el Consumo Final Energético y No Energético, por tipo de fuente 2022. Bolivia



Fuente: BEN 2018 – 2022

Por otra parte, el uso final de energía muestra que en 2022 alcanzó a 54.102 kbep. El consumidor principal fue el Sector Transporte (55,01 %), seguido de los sectores Industrial (21,56 %); Residencial (14,35 %); Agropecuario, Pesca y Minería (4,775 %); Comercial, Servicios y Público (3,55 %); y Construcción y Otros (0,76 %). El consumo final energético por habitante en 2022 alcanzó a 4,51 bep.

FIGURA 3.
Consumo Final de Energía por sector 2022
En porcentaje

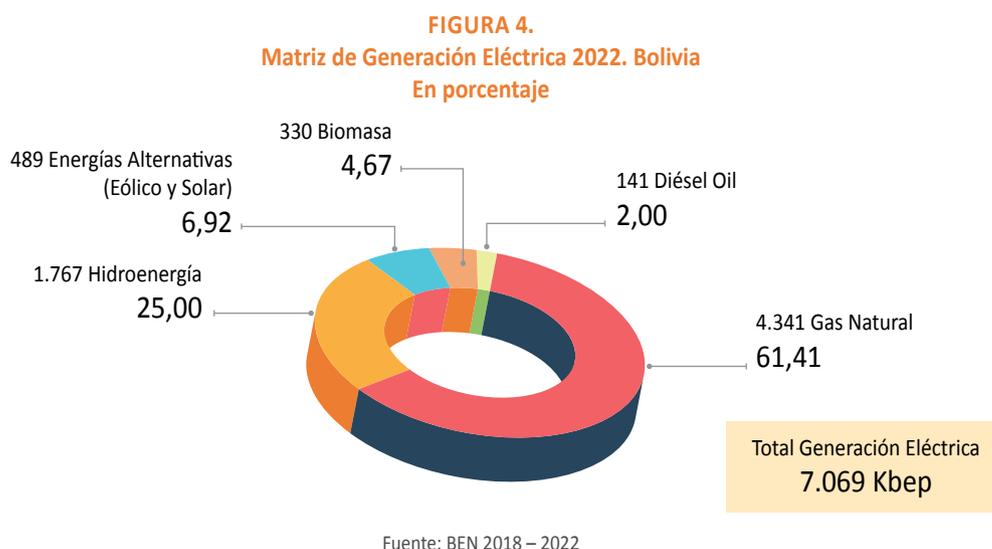


Fuente: BEN 2018 – 2022

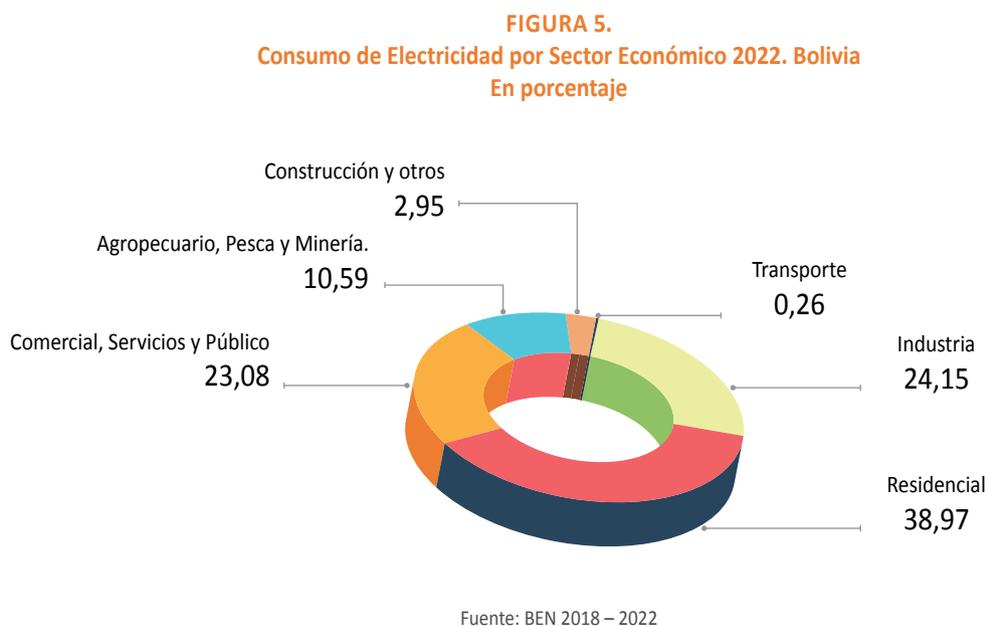
En cuanto a la producción de electricidad, en Bolivia, el actual sistema de generación eléctrico se encuentra dominado, en su totalidad, por grandes plantas que se hacen cargo de la producción de este recurso; el cual, con ayuda de un sistema de transmisión y distribución, se encuentra a disposición de toda la población conectada al Sistema Interconectado Nacional (SIN). Estas plantas de generación son, en su mayoría, plantas termoeléctricas

(63,41 %) que, si bien son muy versátiles en términos de regulación en la generación eléctrica, conllevan muchos problemas económicos y ambientales para el país, debido tanto al precio preferencial que tiene el gas natural destinado a las centrales termoeléctricas como a las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) ligadas al uso de combustibles fósiles (Wang et. al. 2016; IPCC 2007; IEA 2015; Spreng et. al. 2012).

La matriz de generación de electricidad, en 2022, alcanzó a 7.069 kbep (que considera toda la electricidad generada a la cual se descontaron los consumos propios y las pérdidas). La composición de la generación se muestra a continuación.

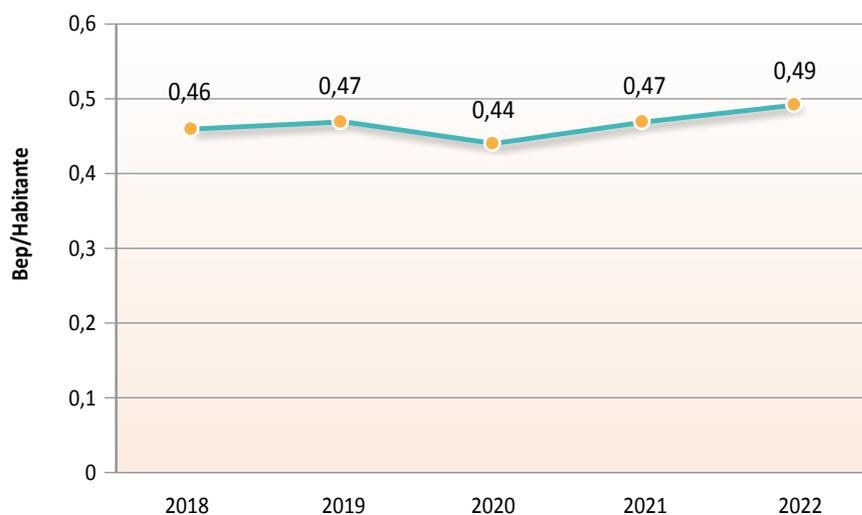


Por su parte, esta electricidad fue consumida por los diferentes sectores económicos en la proporción que se muestra a continuación.



Al dividir el consumo de electricidad (5.889 kbp en 2022) entre la población boliviana (estimada en 12.006.000 habitantes para 2022) (INE, 2021), se tiene un consumo unitario de 0,49 bep/habitante. Este es un indicador internacional que puede permitir comparar la realidad de Bolivia con otros países.

FIGURA 6.
Consumo de electricidad per cápita 2018 – 2022. Bolivia



Fuente: BEN 2018 – 2022

Un dato más que permite apreciar la realidad del sector eléctrico y la población boliviana son los niveles de cobertura a 2022 que alcanzaron a 95 %, siendo la cobertura urbana de 99,2 %, y la rural de 84,2 % (Ministerio de Hidrocarburos y Energía de Bolivia, 2023).

La capacidad de generación a 2022 alcanzó a 4.223 MW de potencia instalada, de la cual la solar alcanza a 176 MW, eólica 131 MW, biomasa 218 MW e hidro 759 MW. Como se observa, la capacidad instalada está dominada por las centrales térmicas que usan combustibles fósiles que representa 69,59 % de la totalidad.

1.3. Otros datos de contexto del sector energético

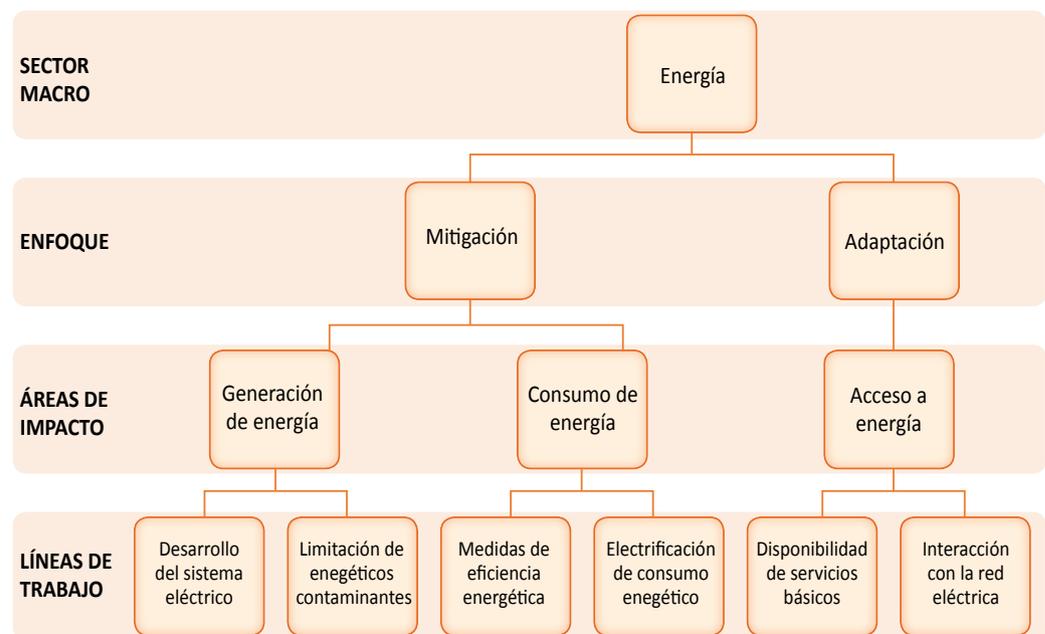
Otros aspectos a tomar en cuenta en el sector energético son la presentación oficial de las NDC (Contribuciones Nacionalmente Determinadas) ante NNUU, en abril de 2022, que plantea las siguientes metas para el sector energético (Ministerio de Medio Ambiente y Agua. Autoridad Plurinacional de la Madre Tierra, 2021):

- ▶ Acceso universal: a 2030, lograr 100 % de cobertura
- ▶ Generación Distribuida: a 2030, producir 76,9 GWh (37 MW de potencia instalada)
- ▶ Generación con EERR: a 2030, 79 % de la energía consumida será de fuentes de EERR (50 % de la potencia instalada)
- ▶ Generación con EE Alternativas: al 2030, 19 % de la energía consumida provendrá de fuentes alternativas (solar y eólica)

- ▶ Potencia instalada: a 2030, la potencia instalada en el sector eléctrico alcanzará 5 GW
- ▶ Sistemas aislados: a 2030, 5 SA serán interconectados al SIN
- ▶ Sistemas híbridos: a 2030, 8 SA serán híbridos con generación de EERR
- ▶ Alumbrado eficiente: a 2030, 6 % del inventario nacional de alumbrado público será con LED
- ▶ Vehículos eléctricos: a 2030, 10 % del crecimiento del parque automotor será eléctrico
- ▶ Almacenamiento de energía: a 2030, 3 proyectos piloto de almacenamiento y gestión eléctrica se habrán ejecutado

La cadena de impactos prevista es la siguiente:

FIGURA 8.
Cadena de Impactos en el Sector Energético de Bolivia. NDC 2021 – 2030



Fuente: (Ministerio de Medio Ambiente y Agua. Autoridad Plurinacional de la Madre Tierra, 2021)

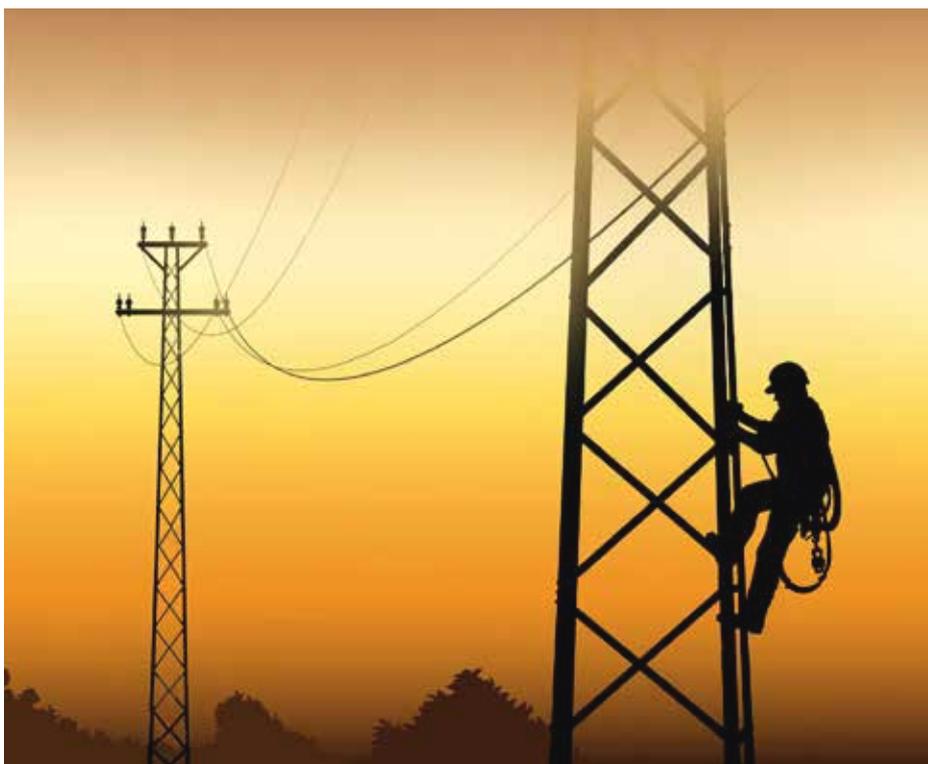
La puesta en vigencia de la Generación Distribuida (GD), a través del Decreto Supremo (D. S.) 4477, de 24 de marzo de 2021 (Gobierno del Estado Plurinacional de Bolivia, 2021) tiene los objetivos de:

- a) Establecer condiciones generales para normar la actividad de Generación Distribuida en los sistemas de distribución de energía eléctrica.
- b) Determinar la retribución por la energía eléctrica inyectada a la Red de Distribución por la actividad de Generación Distribuida.

El apoyo a la electromovilidad y GD, a través del D. S. 4539, de 7 de julio de 2021 (Gobierno del Estado Plurinacional de Bolivia, 2021) tiene como objetivos:

- c) Incentivos tributarios para fabricación, ensamblaje e importación de vehículos automotores eléctricos, híbridos y maquinaria agrícola eléctrica e híbrida.
- d) Incentivos financieros para fabricación, ensamblaje y compra de vehículos automotores eléctricos, híbridos y maquinaria agrícola eléctrica e híbrida.
- e) Incentivos tributarios para equipos y/o accesorios de sistemas de energía y generación distribuida.
- f) Instalación de sistemas de recarga por parte de ENDE y las distribuidoras de electricidad en todo el país.
- g) Determinación de una tarifa para recargar de vehículos eléctricos.

Todos esos elementos permiten tener una visión más integral del sector energético boliviano y su tendencia a incorporarse en un proceso de transición energética.





2. Estado de la Generación Distribuida en Bolivia

La generación distribuida en Bolivia es una muestra de cómo podrían desencadenarse procesos que involucren a la sociedad civil, empresas e instituciones en un propósito de generar energía con fuentes renovables, en un marco regulado, pero con aportes privados.

2.1. Situación de la Generación Distribuida en América Latina

a) Capacidad instalada

Según el reporte elaborado por el Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente (UNEP, 2022), a diciembre de 2021, se habría identificado una capacidad instalada acumulada de 11,9 GW de generación distribuida en la región, la que ha sido implementada a través de más de un millón de sistemas de Generación Distribuida (GD) instalados, de los cuales 98 % corresponde a la tecnología solar fotovoltaica, bajo la modalidad distribuida. Estas cifras muestran el desarrollo de esta capacidad y representa 38 % del total de la tecnología fotovoltaica instalada en ALAC.

El ritmo de crecimiento de la fotovoltaica en ALAC es alto, las plantas fotovoltaicas en la región han crecido a un ritmo interanual promedio de 86 %, en los últimos 10 años, mientras que la GD ha tenido un crecimiento promedio de 120 %, en el mismo periodo. En 2021 se ha incorporado en GD más de 4,6 GW de potencia instalada, que representan una inversión de 5.970 millones de dólares en 475.000 sistemas instalados, generando 52.000 nuevos puestos de empleo (UNEP, 2022).

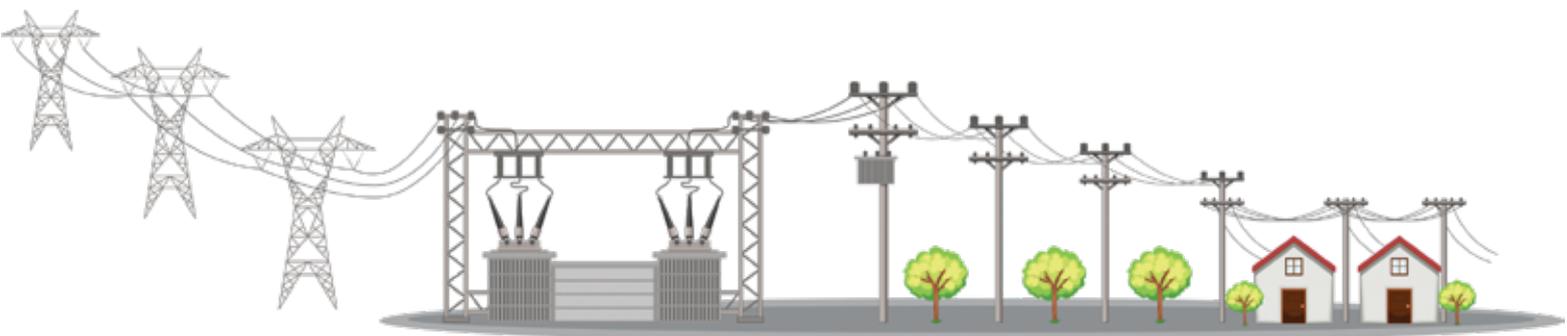


TABLA 1.
Evolución de la capacidad instalada en ALAC

Año	Capacidad instalada acumulada (en MW)	Número de instalaciones acumuladas	Capacidad promedio (kW/instalación GD)	Número de instalaciones realizadas por año	Tasa anual de crecimiento de instalaciones
2007	0	1	0,00		
2008	0	10	0,00		
2009	1	92	10,87	1	
2010	4	381	10,50	3	200 %
2011	16	1.272	12,58	12	300 %
2012	33	2.996	11,01	17	42 %
2013	69	6.457	10,69	36	112 %
2014	131	12.814	10,22	62	72 %
2015	270	26.552	10,17	139	124 %
2016	574	50.776	11,30	304	119 %
2017	1.009	101.111	9,98	435	43 %
2018	1.772	180.087	9,84	763	75 %
2019	3.876	362.959	10,68	2.104	176 %
2020	7.320	662.265	11,05	3.444	64 %
2021	11.902	1.137.784	10,46	4.582	33 %

Fuente: (UNEP, 2022)

A 2021, en ALAC se tendría 11.902 MW instalados en 1,13 millones de instalaciones; siendo que la instalación promedio oscila entre 9 kW y 12 kW, valores que en muchos casos están muy por debajo de los límites impuestos.

La capacidad instalada en GD por país en la región se muestra en la siguiente tabla.

TABLA 2.
Capacidad instalada en Generación Distribuida en LAC a 2021

País	Capacidad instalada de GD (en MW)	Índice de penetración (W de GD por consumidor eléctrico)	% de la GD FV sobre total FV instalada
Brasil	8.968	103	66 %
México	2.310	45	20 %
Puerto Rico	284	192	62 %
Rep. Dominicana	210	70	47 %
Chile	108	17	2 %
Colombia	74	5	35 %
Costa Rica	72	39	81 %
Panamá	53	44	12 %
Uruguay	52	35	15 %
Guatemala	40	12	22 %
Argentina	9	1	0 %

Fuente: (UNEP, 2022)

Como se puede observar, los países con mayor capacidad instalada son Brasil (8,9 GW) y México (2,3 GW), en una escala 10 veces menos sigue Puerto Rico, con 284 MW, con el tercer lugar; y luego el resto de países.

Es importante ver el índice de penetración de la GD (potencia de GD por consumidor eléctrico) como un indicador que refleja la presencia de la GD en el mercado eléctrico de cada país, en el caso de Brasil es de 103 vatios (W), Puerto Rico con 192 W y República Dominicana con 70 W.

A pesar de las altas tasas de crecimiento, la penetración de la GD en ALAC todavía es bastante modesta, en parte porque los marcos regulatorios que, si bien son decisivos, no contemplan otras variables que intervienen en este proceso, como las tasas de interés, los niveles de consumo, la capacidad de ahorro de los consumidores y las expectativas con relación a los precios de los equipos de GD. Es por ello que, a pesar de que pueda existir cierto nivel de uniformidad de marcos regulatorios en cada uno de los países, los resultados no son los mismos. Sin embargo, aún así, se ha producido un despegue de esta alternativa de autoconsumo y autoproducción de energía.

b) Mecanismos de promoción de la GD

En América Latina, se han implementado dos tipos de políticas orientadas a promocionar la GD. Estas políticas son el *Net Metering* y el *Net Billing* que consisten en formas de acumulación y contabilización que generan créditos energéticos o monetarios entre el generador distribuido y la empresa de distribución o el mercado mayorista. En ALAC 2/3 de los países utilizan el concepto de *Net Metering* y, 1/3 utiliza el *Net Billing*.

En ambos casos, lo que se evalúa es la acumulación de la energía en determinado periodo. Cuando la acumulación es en energía, esta corresponde al *Net Metering*, mientras que cuando la acumulación es monetaria, esto corresponde al *Net Billing* (BID, 2019).



TABLA 3.
Tipos de políticas en Generación Distribuida por país

País	Período de acumulación	Unidad	Unidad de acumulación	Luego del vencimiento
Argentina	6	meses	Monetaria	Reembolso
Bahamas	1	año de facturación	Energética	Reembolso
Barbados	3	meses	Monetaria	Reembolso
Brasil	60	meses	Energética y Monetaria	Se pierde
Chile	12	meses	Monetaria	Se pierde
Colombia	Indefinido	-	Monetaria	No aplica
Costa Rica	12	meses	Energética y Monetaria	Reembolso
El Salvador	Indefinido	-	Monetaria	No aplica
Guatemala	Indefinido	-	Energética	No aplica
Honduras	Indefinido	-	Monetaria	No aplica
Jamaica	1	mes	Monetaria	Se pierde
México	12	meses	Monetaria	Reembolso
Nicaragua	12	años	Monetaria	Reembolso
Panamá	12	meses	Monetaria	Reembolso
República Dominicana	1	período de facturación	Monetaria	Reembolso
Surinam	12	meses	Energética	Reembolso
Uruguay	0	meses	Energética	Reembolso

Fuente: (BID, 2019)

Nota: Bolivia no aparece aún en la lista, debido a que el D. S. 4477 que pone en vigencia la GD es de 2021. En Bolivia, el periodo de acumulación es de 13 meses, la unidad es energética, y al final del periodo se pierde esta acumulación.

Por otro lado, existen restricciones a la capacidad que pueden instalar los generadores distribuidos. A continuación, se muestran los límites de la capacidad instalada según el nivel de distribución que se considere (todo el sistema, a nivel de la red de distribución o a nivel residencial), así como la entidad que autoriza la instalación y la conexión.

TABLA 4.
Restricciones de las políticas en GD en varios países de ALC

País	Capacidad instalada máxima permitida (en kW)			Autorización técnica para la instalación
	En todo el sistema	En distribución	Residencial	
Argentina	-	-	2.000 (*)	Empresa de distribución
Bahamas	-	-	100	Empresa de distribución
Barbados	10 % de la capacidad total	-	-	Empresa de distribución
Brasil	-	-	5.000	Empresa de distribución
Chile	-	-	300 (*) 2.000	Instalación con licencia
Colombia	-	15 % de la capacidad de la subestación 50 % de la demanda de la subestación	1.000	Empresa de distribución
Costa Rica	15 % de la demanda anual	-	-	Empresa de distribución
El Salvador	-	-	-	Empresa de distribución
Guatemala	-	-	5.000	Empresa de distribución
Honduras	-	-	250	Empresa de distribución
Jamaica	-	-	100	Instalación con licencia
México	-	-	500	Empresa de distribución
Nicaragua	-	-	Ilimitada en BT 5 MW en MT	Empresa de distribución
Panamá	-	-	500	Empresa de distribución
República Dominicana	-	-	1.000	Instalación con licencia
Surinam	-	-	Menor al consumo anual	Empresa de distribución
Uruguay	-	-	100	Instalación con licencia

Fuente: (BID, 2019), (*) (UNEP, 2022)

Como se puede observar, el límite de instalación para la categoría residencial oscila entre 100 kW (Uruguay, Bahamas, Jamaica) y 5 MW (Nicaragua). En países como Barbados, la GD no puede exceder el 10 % de la capacidad total de sistema eléctrico y en Costa Rica no puede exceder el 15 % de la demanda anual. En Colombia, las restricciones están a nivel de distribución donde la GD no puede exceder el 15 % de la capacidad instalada de los transformadores, como tampoco el 50 % de la demanda de dichos transformadores. En prácticamente todos los casos, la empresa de distribución es la responsable de autorizar la instalación y, en consecuencia, la conexión.

Por otro lado, si se compara con aquellos países que tienen un mayor desarrollo en temas de GD como Brasil, México y Chile, se puede establecer ciertos rasgos comunes, como ser el periodo de acumulación (acumulación del saldo neto entre energía inyectada a la red y consumo de energía), el mismo que se puede acumular en energía (kWh) o en dinero. En Brasil, este saldo es acumulado por 5 años, en Chile y México solamente por 1 año, al igual que en Bolivia. Pasado ese tiempo, este saldo se pierde, solamente en el caso de México hay un reembolso a favor del generador distribuido.

TABLA 5.
Comparación de condiciones

País	Periodo de acumulación	Unidad de acumulación	Capacidad Máxima (kW)	Luego del vencimiento	Autorización técnica para la instalación
Brasil	60 meses	Energética y monetaria	5.000	Se pierde	Empresa de distribución
Chile	12 meses	Monetaria	300 - 2.000	Se pierde	Instalación con licencia
México	12 meses	Monetaria	500	Reembolso	Empresa de distribución

Fuente: Elaboración propia.

2.2. Situación de la generación distribuida en Bolivia

a) Contexto y Marco Legal

En Bolivia, el primer sistema de generación distribuida del cual se tiene un registro documentado data de 2009, cuando la ONG *Energética*, en el marco de un evento internacional sobre energías renovables, enganchó a la red este sistema de 2,7 kWp (Fernández V. & Fernández F., 2017). Desde entonces, hasta la fecha, el sistema ha funcionado de manera ininterrumpida, cumpliendo con el objetivo de demostración y promoción de la GD en el país.

A partir de ese hito, y de que *Energética* fuese prácticamente el único actor en GD en Bolivia, la situación fue evolucionando con un perfil bajo hasta 2021, que fue cuando el D. S. 4477 da visibilidad a esta alternativa de generación.

En el caso boliviano, el D. S. 4477 define a la Generación Distribuida (GD) en Bolivia como “la generación de energía eléctrica que se caracteriza por ser un sistema de generación descentralizado e instalado en el lugar de consumo, de pequeña a mediana escala, con fuentes renovables, conectadas a la Red de Distribución a fin de inyectar sus excedentes de generación” (Gobierno del Estado Plurinacional de Bolivia, 2021).

Esta definición conjuga con otros conceptos que señalan que la generación distribuida es:

-  Nueva tendencia de generación de energía, que promueve generar en el lugar de consumo.
-  Permite generar energía a los consumidores para sus propias necesidades e inyectar el excedente a la red eléctrica.
-  Reduce pérdidas en la red, al reducir flujos de energía.
-  No revierte flujos hacia las redes de transmisión.
-  Para su implantación a gran escala necesitará de cambios: Smart Grids
-  Tecnología favorita: Sistemas fotovoltaicos.

El D. S. 4477 busca promover la GD como un mecanismo de autoconsumo de electricidad, donde un consumidor regulado tiene como alternativa generar su propia electricidad sincronizando con la red, de forma que siempre pueda cubrir su demanda. La alternativa tecnológica de mayor factibilidad para los consumidores regulados es utilizar sistemas fotovoltaicos. Con esta fuente energética, el beneficio es máximo cuando la curva de demanda coincide, en un alto porcentaje, con la curva de la oferta solar y no existen excedentes. Para la categoría domiciliaria, esta condición no se cumple de forma general, ya que la demanda máxima del hogar es más probable que se produzca entre las 19 y 21 horas, periodo en el cual no se dispone de energía solar. Sin embargo, la normativa prevé que la remuneración de los generadores distribuidos domiciliarios sea tal que permita intercambiar energía con la red de forma que la factura, al final del mes, puede resultar con un saldo neutro para el generador–consumidor. En algunos meses podría existir un saldo a favor de la empresa y en otros un saldo a favor del generador–consumidor. En todo caso, el ajuste final se realiza durante el periodo de un año.

En cambio, tanto la industria o el comercio pueden maximizar el beneficio de la GD con energía solar fotovoltaica, ya que utilizan de forma más intensiva la energía eléctrica durante el día. Se esperaría que sean los consumidores de las categorías industrial y comercial quienes adopten con mayores probabilidades esta opción de autoconsumo, ya que permite a estas categorías, por un lado, reducir la demanda contratada para las horas pico y, por otro lado, reducir la potencia consumida fuera de las horas pico.

En términos formales, el D. S. 4477 contempla:

- ▶ Las definiciones operativas de la actividad de generación distribuida.
- ▶ Las fuentes primarias, que deben ser renovables, para considerarse generación distribuida.
- ▶ La clasificación por tamaño de los generadores distribuidos, la cual que está en consonancia con la clasificación de las categorías tarifarias (pequeña, mediana y gran demanda).
- ▶ Las condiciones generales de conexión, intercambio de flujos y retribución comercial.
- ▶ Las condiciones generales de registro, habilitación, certificación e información sobre los generadores distribuidos.

Las categorías de generación definidas son las siguientes:

TABLA 6.
Categorías de Generación Distribuida - D. S. 4477

Categoría	Potencia	Observaciones
Nanogeneración	Hasta 10 kW	Consumidores pequeña demanda en BT (1f, 2f, 3f)
Microgeneración	10 kW a 50 kW	Consumidores media demanda en BT o MT (mono o 3f)
Minigeneración	50 kW a 350 kW	Consumidores gran demanda en MT (3f)

Fuente: (Gobierno del Estado Plurinacional de Bolivia, 2021)

En todos los casos lo máximo que se permite generar es equivalente al consumo total. En caso de sobrepasar ese límite, los excedentes no son compensados.

La compensación establecida para el sector residencial establece que se realizará al valor de la tarifa, de tal manera que la red actúa como una batería, donde se puede depositar excedentes de generación en el día para consumirlos en la noche:

- ▶ Energía no compensada se acumula por 12 meses
- ▶ Si hay un excedente de inyección a fin del año, esa energía no paga la distribuidora
- ▶ El año empieza el mes que la instalación inicia la inyección

Para las categorías comercial e industrial, el autoconsumo se realiza al precio de la tarifa, pero los excedentes se compensan monetizándolos al precio de nodo de la energía, aproximadamente 0,14 Bs/kWh (0,02 \$us/kWh).

Por otra parte, los reglamentos del D. S. 4477 realizan una serie de exigencias que se resumen a continuación.

FIGURA 9.
Esquema del D. S. 4477



Los estudios adicionales son obligatorios para la categoría de minigeneración.

En cuanto a la necesidad de registros, los operadores de GD deben registrarse ante la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN) para:

- ▶ Elaboración de proyectos GD.
- ▶ Instalación de proyectos GD.
- ▶ Conexión y adecuación de SGD a la red de distribución.

La documentación a presentar es una solicitud, un CV institucional en GD, documentación legal, poder representante legal, NIT, CV del responsable, CV de los técnicos (mínimo: 1

ingeniero eléctrico certificado en energías alternativas). El registro que se otorga es a nivel nacional con un número único, válido por dos años.

En términos generales, si un usuario de electricidad quiere habilitarse como generador distribuido, tendría que realizar lo siguiente:

- a) Hacer elaborar un proyecto por un operador de GD registrado ante la AETN.
- b) El proyecto deberá estar visado por entidad competente, en varios casos es la SIB.
- c) Revisión del proyecto por parte de la distribuidora.
- d) Disponer de una certificación de los equipos que se van a instalar (IBNORCA).
- e) Realizar la instalación.
- f) Hacer realizar una inspección / revisión de instalaciones por parte de la distribuidora.
- g) Comprar el medidor bidireccional.
- h) Mantenimientos y revisiones anuales del sistema de GD.
- i) Eventualmente pueden solicitare adecuaciones en la red.

Si bien al realizar una instalación de 10 kW o 50 kW, donde las inversiones están entre \$us 15.000 y \$us 70.000, estos aspectos se pueden cumplir porque se contrata a un operador específico, el incremento de costos es de aproximadamente de no más de 5 % sobre el total. En el caso de la nanogeneración, categoría dirigida al sector domiciliario, estos trámites pueden tener costos importantes con relación a la inversión, en sistemas de 1 kW a 3 kW, que tienen inversiones entre \$us 1.700 y \$us 4.500, como rangos, cumplir estos requisitos puede significar entre 25 % y 30 % de incremento en la inversión.

b) Capacidad instalada

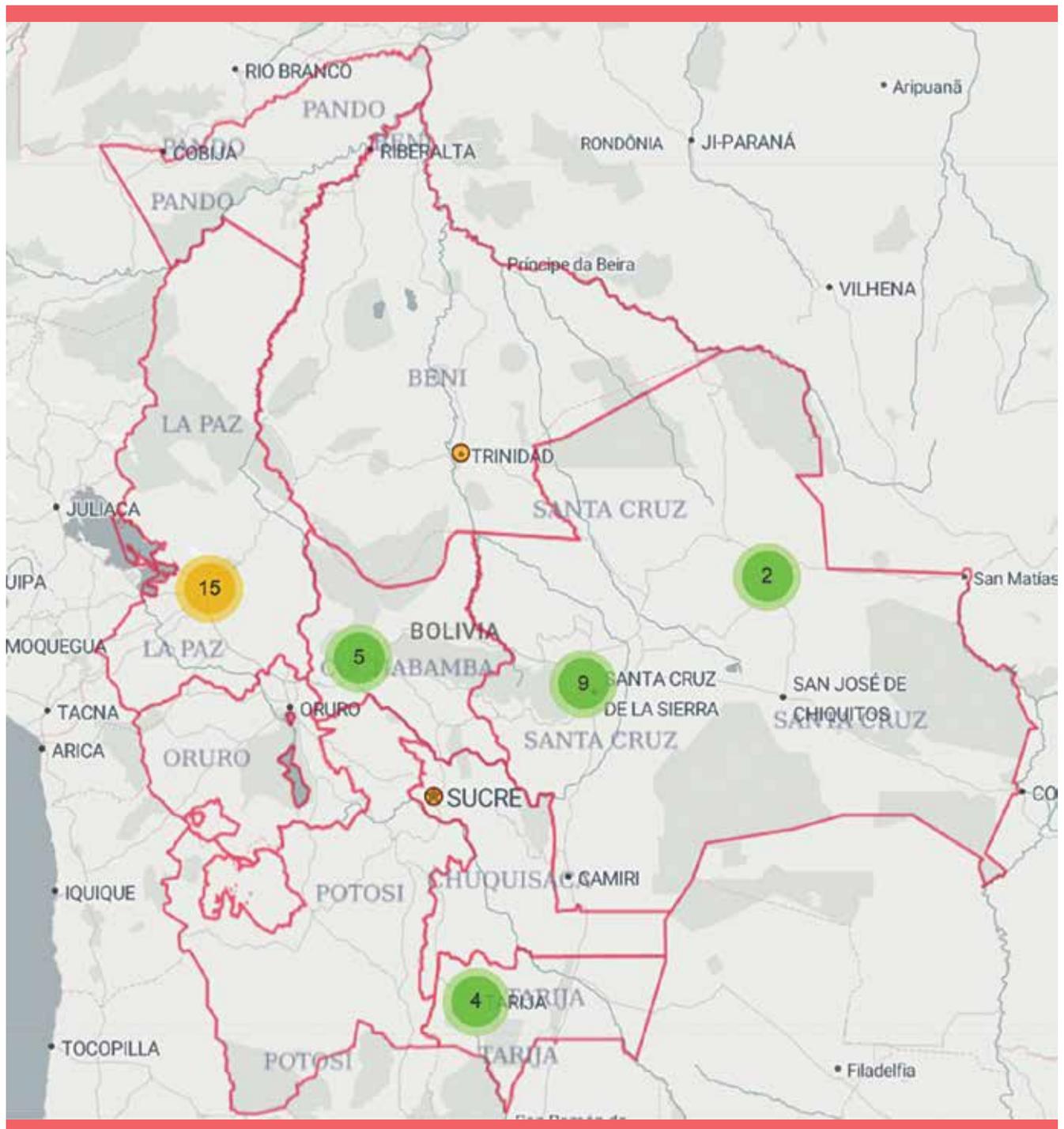
Desde el lanzamiento del D. S. 4477, se han registrado 37 operadores de GD, y coincidentemente existen registradas 37 instalaciones, como se observa a continuación.

TABLA 7.
Empresas e instalaciones registradas ante la AETN - Diciembre 2023

Departamento	Cantidad empresas	%	Cantidad de instalaciones	Potencia total instalada kW
Beni	1	2,7	1	2
Chuquisaca	1	2,7	1	6
Cochabamba	6	16,2	6	118
La Paz	15	40,5	15	219
Santa Cruz	10	32,4	10	186
Tarija	2	5,4	4	44
Total	37	100,0	37	575

Fuente: Elaboración propia con base en (AETN, 2024)

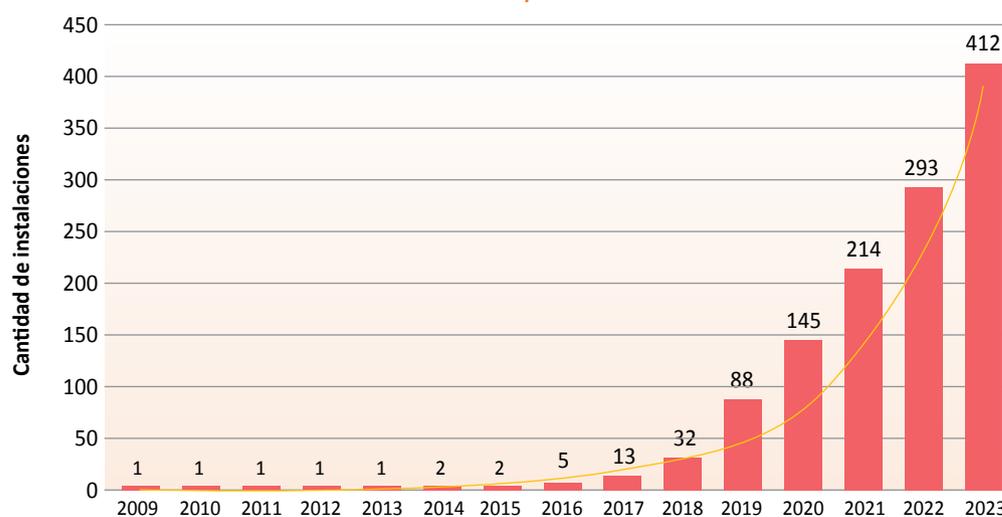
FIGURA 10.
Mapa de instalaciones GD. AETN 2023



Los registros que dispone la AETN sobre generación distribuida, en términos de instalaciones y potencia, son muy reducidos; un relevamiento externo estima en al menos 10 veces más la cantidad de sistemas de GD instalados en Bolivia.

Para construir esta base de datos de sistemas de GD, se ha realizado una recopilación de información de varias fuentes, entre las que destacan páginas web de diferentes empresas, como INNOVASOL, SIE SA, ENERGETICA, TECNOSOL, SAMO, etc. y el informe sobre Estadísticas sobre Generación Distribuida en Bolivia (Fernández F., Birhuett G., & Fernández V., 2023).

FIGURA 11.
Evolución Estimada de la Capacidad de GD en Bolivia.



Fuente: Elaboración propia con base en (Fernández F., Birhuett G., & Fernández V., 2023)

Se estima que a diciembre de 2023 se tenían instalados aproximadamente 412 sistemas de GD (68 % tiene datos específicos de la instalación y 32 % es relevado de fuente secundaria), con una potencia total de 5,54 MW, en todo el territorio nacional. Esta potencia representa poco más de 3 % del total de la potencia instalada en Bolivia en sistemas fotovoltaicos conectados a la red.

Sobre un total de 2,9 millones de consumidores regulados, tanto en el Sistema Interconectado Nacional como en los Sistemas Aislados, la penetración de la GD no es significativa (0,014 %).

La distribución de la potencia instalada y el número de instalaciones con relación a la clasificación existente en la normativa vigente respecto al acceso a la GD muestra que los consumidores regulados optan por realizar instalaciones en nanogeneración, ya que concentra 66,3 % de todas las instalaciones, pero, a su vez, este nivel presenta el valor más bajo de la capacidad instalada. En segundo lugar, se encuentra la microgeneración con 29,4 % del total de las instalaciones y que a su vez posee la mayor cantidad de potencia instalada (53,4 %). Finalmente, la minigeneración muestra pocas instalaciones, pero se concentra el 30,1 % de la capacidad instalada en GD.

TABLA 8.
Estimación de la Capacidad Instalada en GD en Bolivia y Cantidad de Instalaciones a 2023

Clasificación por niveles	Capacidad instalada (kWp)	%	Número de instalaciones	%	Promedio kWp por instalación
Nanogeneración (P < 10 kW)	914,2	16,5	273	66,3	3,3
Microgeneración (10 kW < P < 50 kW)	2.958,7	53,4	121	29,4	24,4
Minigeneración (50 kW < P < 350 kW)	1.667,7	30,1	18	4,3	92,65
Total general	5.540,6	100,0	412	100,0	13,4

Fuente: Elaboración propia con base en (Fernández F., Birhuett G., & Fernández V., 2023)

Cuando se realiza el análisis por categoría de consumidor se muestra una preminencia absoluta de las instalaciones de categoría comercial, tanto en número de instalaciones como de potencia instalada.

TABLA 9.
Estimación de la potencia instalada por categoría y clasificación. 2023

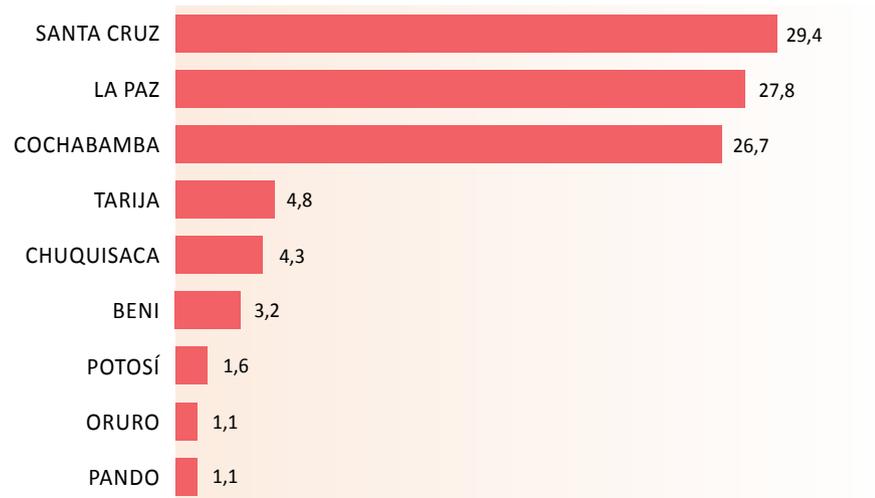
Clasificación	Categoría			Total general
	Comercial	Domiciliaria	Industrial	
Nanogeneración	12,5 % 692,6 kWp	3,7 % 205,0 kWp	0,3 % 16,6 kWp	16,5 % 914,2 kWp
Microgeneración	47,6 % 2.637,3 kWp	1,0 % 55,4 kWp	4,8 % 266 kWp	53,4 % 2958,7 kWp
Minigeneración	20,0 % 1.108,1 kWp	0,0 % 0 kWp	10,1 % 559,6 kWp	30,1 % 1667,7 kWp
Total general	80,1 % 4.438 kWp	4,7 % 260,4 kWp	15,2 % 842,12 kWp	100 % 5.540,6 kWp
Número de instalaciones	308	82	22	412
Tamaño promedio (kWp)	14,4 kWp	3,2 kWp	38,4 kWp	

Fuente: Elaboración propia con base en (Fernández F., Birhuett G., & Fernández V., 2023)

c) Análisis según la clasificación de potencia del D. S. 4477

Las instalaciones que corresponden a la nanogeneración, de acuerdo con el D. S. 4477, representan 273. Si bien esta clasificación ha sido pensada sobre todo para beneficiar a los hogares, se muestra que 70,6 % de estas instalaciones se encuentra en categoría comercial y, las instalaciones en domicilios solo aplican a 28,3 %, en industria solamente se encuentra el 1,1 % de las instalaciones. El tamaño promedio de estas instalaciones es de 3,3 kWp, produciendo cerca de 380 kWh/mes, un valor por encima del consumo promedio del sector residencial que es de 110 kWh/mes (que se puede abastecer con un sistema GD de 0,96 kWp).

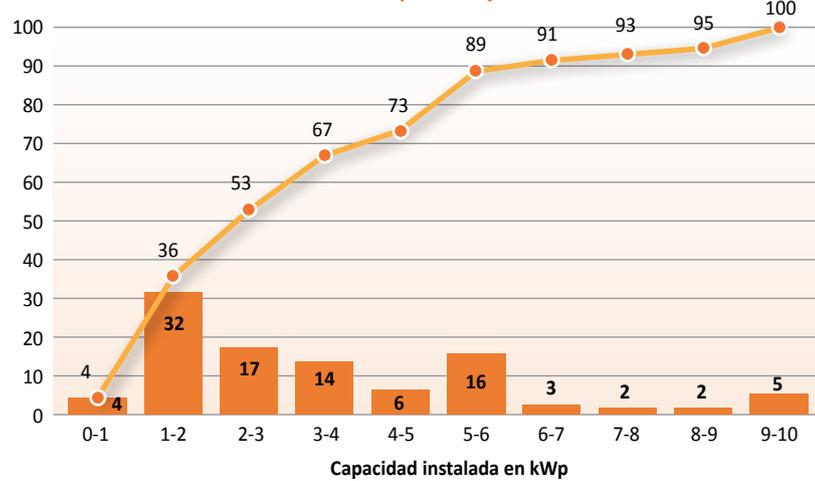
FIGURA 12.
Distribución de instalaciones de nanogeneración por departamento (273 instalaciones)
En porcentaje



Fuente: Elaboración propia, con base en datos de IMMERSIVE 2023.

El tamaño de las instalaciones de esta categoría se muestra en el siguiente gráfico:

FIGURA 13.
Frecuencias relativas y acumuladas de potencia instalada en nanogeneración
En porcentaje

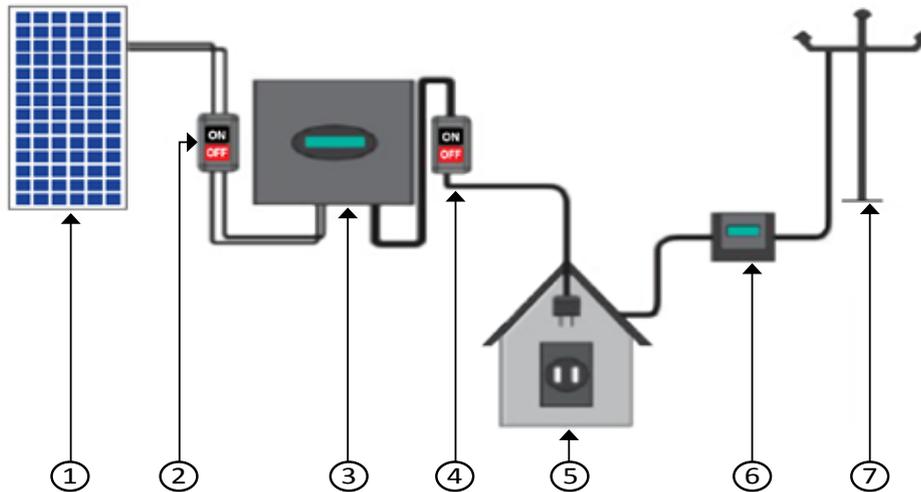


Fuente: Elaboración propia, con base en datos de IMMERSIVE 2023.

Un ejemplo de este tipo de instalaciones se muestra en el recuadro.

RECUADRO 1:
Ejemplo de instalaciones de nanogeneración

Esquema de Instalación Simplificado



1. Panel
2. Caja de conexión/desconexión DC
3. Inversor
4. Caja de conexión/desconexión AC
5. Enchufe y toma de corriente doméstica
6. Medidor de consumo
7. Red eléctrica



Las instalaciones que corresponden a la categoría de nanogeneración, en su gran mayoría, corresponden a instalaciones que en 70 % están por debajo de 5 kW de potencia instalada. Como ejemplo, se detalla un estudio de caso para una instalación que consume poco más de 400 kWh/mes de electricidad, en categoría domiciliaria en Cochabamba.

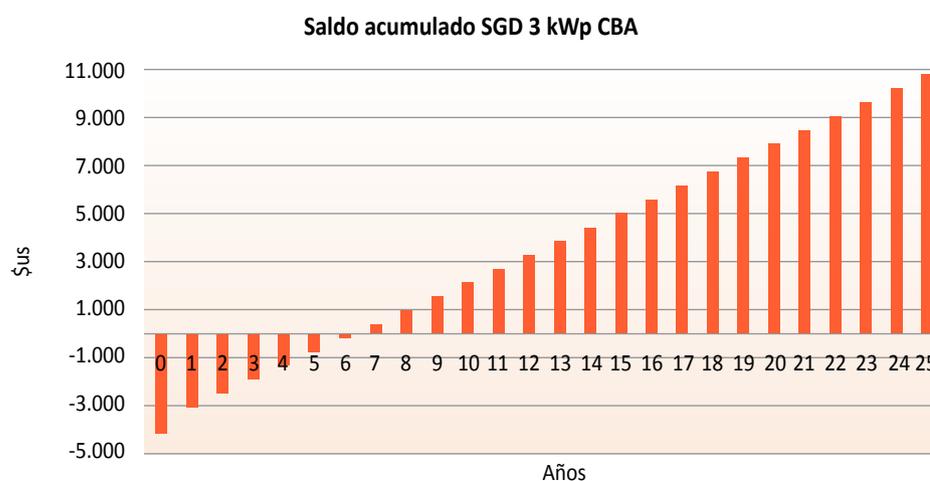
El sistema está diseñado para cubrir 400 kWh/mes, en promedio, durante todo el año. Con una radiación solar de 5,5 kWh/m² día, este sistema tiene una potencia instalada de 3 kW. El sistema, como tal, que se compone de un juego de paneles, el inversor de red, los controles y protecciones que cumplen la normativa vigente, una estructura de aluminio para la instalación en techo del sistema, un módulo de monitoreo on-line a través de una plataforma de acceso libre, todos los cables conectores, etc. y el transporte y la instalación del sistema.



Este sistema tiene los siguientes datos financieros:

Variable	Valor
Potencia instalada	3 kWp
Inversión total:	\$us 4.179
Operación y mantenimiento anual:	50 \$us/año
Tiempo de vida útil de la instalación:	25 años
Tiempo de vida útil del inversor:	13 años
Costo del inversor:	\$us 900
Generación esperada:	5.149,2 kWh/año
Tarifa de electricidad:	0, 870 Bs/kWh (*)
Resultados	
TIR	9 %
B/C	1,93
PRI	7,85 años

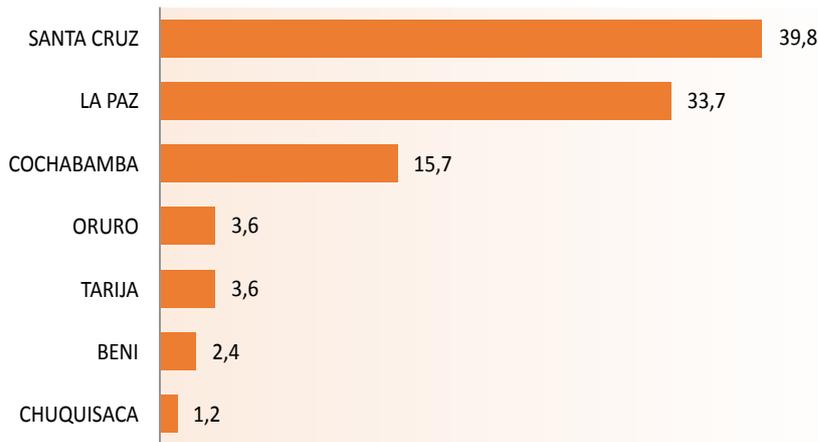
Nota: (*) Tarifas aprobadas 2023 – 2027 PDBT sin IVA, ELFEC. AETN 2023



Como se puede observar, los indicadores financieros son bastante interesantes, cuando se dispone de recursos propios para implementar estos sistemas. Sin embargo, la gran mayoría de los usuarios de la categoría de nano generación, no disponen de los mismos. Y cuando se incorporan un crédito bancario con una tasa de interés comercial, el sistema deja de ser atractivo y prolonga su recuperación hasta dejar de ser una alternativa interesante. Otro elemento importante es que el cumplimiento de requisitos para la inscripción del sistema ante una distribuidora es demasiado tedioso y poco amigable, lo que desanima a gran parte de los potenciales usuarios. Las exigencias que se realizan en términos de procedimientos y requisitos técnicos son similares para una instalación de 1 kW, que para una instalación de 50 kW de microgeneración.

La microgeneración representa 121 instalaciones con un tamaño promedio de 24,4 kWp (producen 2.800 kWh/mes en promedio). Las instalaciones se concentran en el tramo de 10 a 15 kWp y luego en el tramo de 25 a 35 kWp.

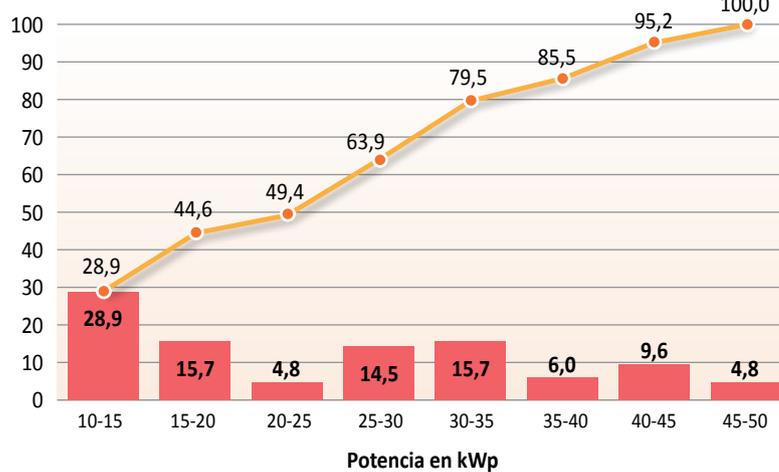
FIGURA 14.
Distribución de instalaciones de microgeneración por departamento (121 instalaciones)
En porcentaje



Fuente: Elaboración propia, con base en datos de IMMERSIVE 2023.

Los tamaños preferidos de las instalaciones que se realizan en esta categoría se ven el siguiente gráfico.

FIGURA 15.
Frecuencias relativas y acumuladas de potencia instalada en microgeneración
En porcentaje



Fuente: Elaboración propia, con base en datos de IMMERSIVE 2023.

Experiencias de instalaciones en microgeneración

Las instalaciones de microgeneración con rango de 10 kW a 50 kW de potencia instalada están, en su gran mayoría, realizadas por instituciones o empresas que tienen tarifas en la categoría comercial o general. En prácticamente todos los casos, estas instalaciones generan energía para el autoconsumo y evitan inyectar energía a la red, para esto hay dos razones: a) al colocarse un limitador de inyección, los sistemas no inyectan energía a la red y, por tanto, no es necesario el efectuar balances de intercambio de energía con la empresa distribuidora; y b) al ser la retribución muy baja (el precio de nodo es de aproximadamente 0,014 Bs/kWh), mientras que el costo de generación es de aproximadamente 0,5 Bs/kWh; en esas condiciones, en la medida en que toda la producción se pueda direccionar al autoconsumo, más se rentabilizarán los sistemas. Las tarifas en este sector superan los 1 Bs/kWh.

Las exigencias técnicas, normativas y administrativas que se realizan a estas instalaciones son prácticamente similares a los sistemas de nanogeneración.

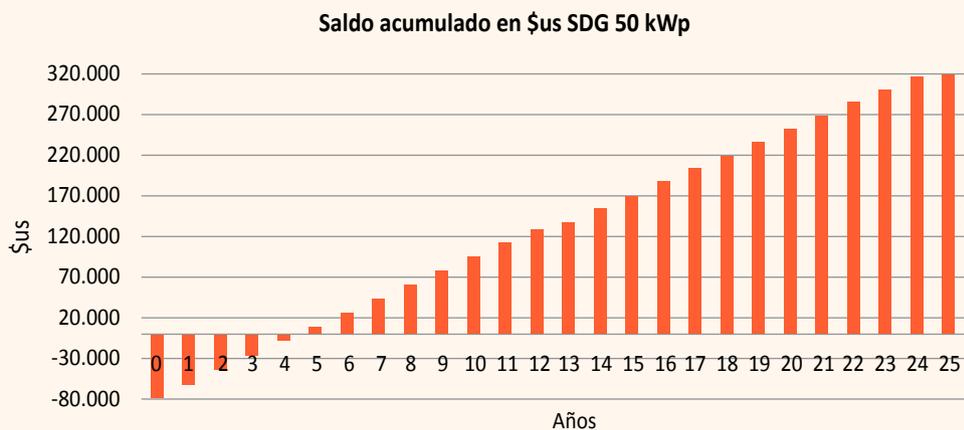
Un ejemplo de impacto de este tipo de sistemas se puede mostrar en una instalación realizada en 2018, de 10 kWp, en una granja en Santa Cruz.

En el gráfico se puede apreciar la reducción de la factura como consecuencia de la instalación realizada. Hay que destacar que, en 2018, los sistemas eran más costosos que en 2023, por tanto, a precios actuales, la rentabilidad sería mayor.



Para el caso de instalaciones más grandes, en el final de la escala de microgeneración, se realiza un cálculo para una instalación de 50 kWp ubicada en la ciudad de La Paz en 2023, que arroja los siguientes indicadores.

Variable	Valor
Potencia instalada:	50 kW
Inversión Total:	\$us 73.000
Operación y mantenimiento anual:	1.000 \$us/año
Tiempo de vida útil de la instalación:	25 años
Tiempo de vida útil del inversor:	13 años
Costo del inversor:	\$us 7.818
Generación esperada:	2,2573 GWh/año
Tarifa de electricidad:	1 Bs/kWh (*)
Resultados	
TIR	15 %
B/C	2,88
PRI	4,9 años



Como se observa, las condiciones de rentabilidad son óptimas. En este caso, el 100 % de la energía generada es autoconsumida.

En el caso de la minigeneración, son 18 instalaciones que se encuentran en este rango de potencia; de igual manera que en las otras clasificaciones, la categoría comercial es mayoritaria con 75 % de las instalaciones y 25 % está en la categoría industrial. El 58 % de las instalaciones se encuentra en Cochabamba, 25 % en Santa Cruz, 17 % en La Paz y el resto en Tarija.

A pesar del reducido número de instalaciones, esta clase representa 30 % del total de la potencia instalada en GD en Bolivia; la potencia media alcanza a 92,5 kWp.

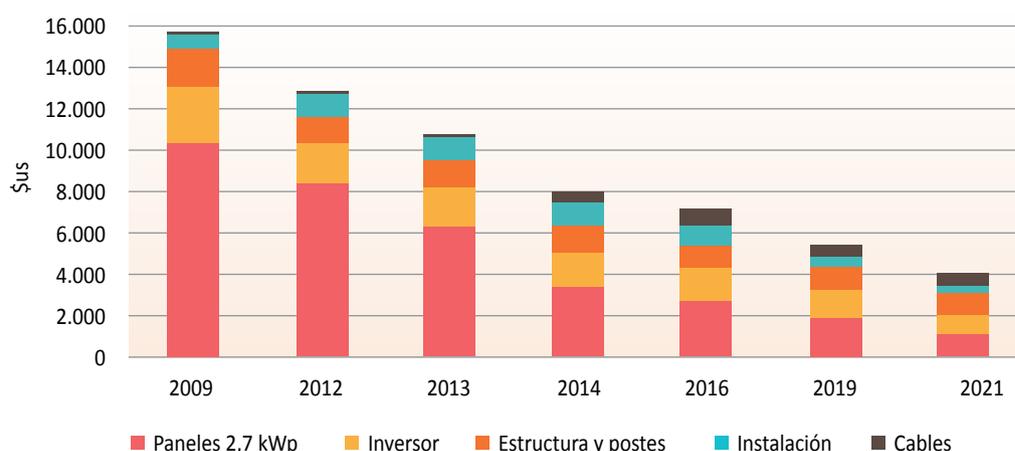
d) Estimación de precios de los sistemas de GD en Bolivia

A nivel global, la tendencia ha sido hacia una baja de precios en los sistemas fotovoltaicos, este efecto también es notable a escala local, específicamente hablando de los sistemas fotovoltaicos de GD en Bolivia.

Para respaldar este enunciado es posible hacer una comparación de los costos asociados a los componentes de un SGD y analizar su evolución en el tiempo, tomando como referencia el SFGD instalado en *Energética* el 2009, diseñado para abastecer parcialmente el consumo de la institución, el primer sistema instalado de generación distribuida conectado a la red en el país.

Cuando fue instalado, el SGD, con una potencia de generación de 2,7 kWp en condiciones normales, tenía un costo de casi \$us 15.706, distribuido en sus componentes, y era capaz de proveer cerca de 4.153 kWh/año de energía. Desde esa época, de manera sistemática, *Energética* ha ido registrando los precios de los equipos instalados en diferentes años, por lo que es posible observar un decremento considerable en el tiempo, puesto que para el 2021 el mismo sistema podía ser adquirido en poco más de \$us 4.000, aproximadamente un cuarto de su precio original. Un resumen de la evolución de los costos analizados en diferentes años se muestra en el siguiente gráfico.

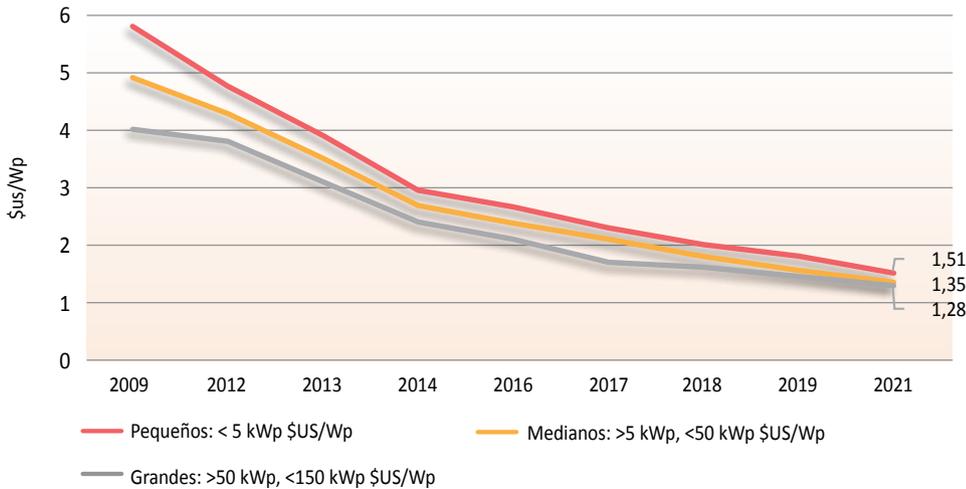
FIGURA 16
Costos de inversión para un SGD de 2,7 kWp 2009-2021



Fuente: Elaboración propia con base en datos de Energética, 2019 & IMMERSIVE 2023.

La aplicación de una economía de escala es también reflejada en el caso de Bolivia. El seguimiento a los costos corrientes en dólares para estos sistemas se ha realizado considerando escalas de pequeños sistemas (hasta 5 kWp), medianos sistemas (5 a 50 kWp), y grandes sistemas (50 a 150 kWp). Para facilitar su comparación se muestra la evolución de los costos unitarios de sistemas de GD por Wp instalado y por escala.

FIGURA 17
Descenso de precios unitarios \$us/Wp - SGD

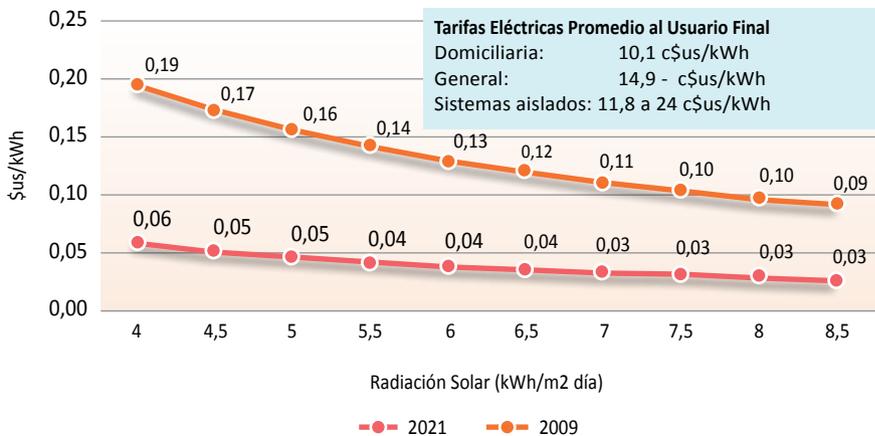


Fuente: Elaboración propia con base en datos de Energética, 2019 & IMMERSIVE 2023.

Este descenso de precios influencia de manera decisiva el crecimiento de la GD en Bolivia, pues, con cada rebaja de precios, la competitividad de la GD se incrementa con relación a los costos de la energía a consumidor final.

Una estimación de costos de generación de energía con sistemas GD para sistemas pequeños (hasta 5 kWp), considerando condiciones ideales de instalación, operación y mantenimiento, muestra que actualmente, en función al nivel de radiación solar, los costos por kWh estarían entre 0,03 \$us/kWh y 0,06 \$us/kWh.

FIGURA 18.
Costos de producción en función de la radiación solar
(Sistemas pequeños < 5 kWp)



Fuente: Elaboración propia con base en datos de Energética, 2019 & IMMERSIVE 2023



3. Análisis del marco normativo sobre GD en Bolivia. Avances y limitaciones

3.1. Normativa vigente

Como se ha visto en puntos anteriores, el núcleo de la normativa se encuentra en el D. S. 4477, el cual ha sido complementado con diferentes reglamentos y procedimientos.

TABLA 10.
Procedimientos para la aplicación del D. S. 4477

1	RESOLUCIÓN AETN N° 488/2022, PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DE LA RETRIBUCIÓN POR LA ENERGÍA INYECTADA A LA RED DE DISTRIBUCIÓN EN LA ACTIVIDAD DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA. Aprobar el “Procedimiento para la Determinación de la Retribución por la Energía Inyectada a la Red de Distribución en la Actividad de Generación Distribuida”, que consta en el Anexo de la presente Resolución; Revocar la Resolución AETN N° 343/2021 de 02 de julio de 2021; instruir a las Empresas Distribuidoras y Operadores Eléctricos para que en el plazo de veinte (20) días hábiles administrativos a partir de la publicación de la presente Resolución, realicen las adecuaciones de sus sistemas normativos, operativos y comerciales de acuerdo al citado Procedimiento, en cumplimiento del parágrafo VI del artículo 6 del Decreto Supremo N° 4477 de 24 de marzo de 2021; disponer que la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN) proceda con la publicación de la presente Resolución por una sola vez, en un órgano de prensa de circulación nacional, en aplicación del artículo 34 de la Ley N° 2341 de Procedimiento Administrativo de 23 de abril de 2002 y en la página web https://www.aetn.gob.bo .	2022-09-02
2	RESOLUCIÓN AETN N° 487/2022, PROCEDIMIENTO PARA LA RECOLECCIÓN Y REMISIÓN DE INFORMACIÓN AL ENTE REGULADOR DE LOS GENERADORES DISTRIBUIDOS. Aprobar el “Procedimiento para la Recolección y Remisión de Información al Ente Regulador de los Generadores Distribuidos”, que consta en el Anexo de la presente Resolución; Revocar la Resolución AETN N° 346/2021 de 02 de julio de 2021; instruir a las Empresas Distribuidoras y Operadores Eléctricos para que en el plazo de veinte (20) días hábiles administrativos a partir de la publicación de la presente Resolución, realizar las adecuaciones de sus sistemas normativos, operativos y comerciales conforme al Procedimiento aprobado en la Disposición Primera de la presente Resolución, en cumplimiento del parágrafo VI del artículo 6 del Decreto Supremo N° 4477 de 24 de marzo de 2021; instruir a la Unidad de Tecnologías de la Información (UTI) de la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN), adecuar el Sistema Informático con la finalidad de que el Distribuidor u Operador Eléctrico reporte la información establecida en el Procedimiento que consta en el Anexo de la presente Resolución; disponer que la AETN, realice la publicación de la presente Resolución por una sola vez, en un órgano de prensa de circulación nacional, en aplicación del artículo 34 de la Ley N° 2341 de Procedimiento Administrativo de 23 de abril de 2002 y en la página web https://www.aetn.gob.bo .	2022-09-02

3	<p>RESOLUCIÓN AETN N° 486/2022, PROCEDIMIENTO PARA LA INSCRIPCIÓN DE EMPRESAS DEDICADAS A LA ELABORACIÓN DE PROYECTOS E INSTALACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA, EN EL REGISTRO DE EMPRESAS INSTALADORAS DEL ENTE REGULADOR. <i>Aprobar el “Procedimiento para la Inscripción de Empresas dedicadas a la Elaboración de Proyectos e Instalación de Generación Distribuida, en el Registro de Empresas Instaladoras del Ente Regulador”, conforme al Anexo de la presente Resolución; Revocar la Resolución N° 345/2021 de 02 de julio de 2021; instruir a las Empresas Distribuidoras y Operadores Eléctricos para que en el plazo de veinte (20) días hábiles administrativos a partir de la publicación de la presente Resolución, realizar las adecuaciones de sus sistemas normativos, operativos y comerciales conforme al Procedimiento aprobado en la Disposición Primera de la presente Resolución, en cumplimiento del párrafo VI del artículo 6 del Decreto Supremo N° 4477 de 24 de marzo de 2021; instruir a la Unidad de Tecnologías (UTI) de la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN), realizar la publicación de los nuevos requisitos legales y técnicos del Procedimiento aprobado en la Disposición Primera de la presente Resolución en la Página Web de la AETN; instruir a la Unidad de Tecnologías de la AETN, adecuar la plataforma Web para publicar la lista actualizada de las Empresas Instaladoras inscritas; disponer que la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN) realice la publicación de la presente Resolución por una sola vez, en un órgano de prensa de circulación nacional, en aplicación del artículo 34 de la Ley N° 2341 de Procedimiento Administrativo de 23 de abril de 2002 y en la página web https://www.aetn.gob.bo</i></p>	2022-09-02
4	<p>RESOLUCIÓN AETN N° 485/2022, PROCEDIMIENTO TÉCNICO COMERCIAL PARA EL REGISTRO E INCORPORACIÓN DE LOS GENERADORES DISTRIBUIDOS A LA RED DE DISTRIBUCIÓN EN BOLIVIA. <i>Aprobar el “Procedimiento Técnico Comercial para el Registro e Incorporación de los Generadores Distribuidos a la Red de Distribución en Bolivia” conforme al Anexo; aprobar el “Procedimiento de Regularización del Registro de Consumidores con Generación Distribuida existentes antes de la promulgación de la Normativa”, conforme al Anexo; Revocar la Resolución AETN N° 344/2021 de 02 de julio de 2021; instruir a las Empresas Distribuidoras y Operadores Eléctricos para que en el plazo de veinte (20) días hábiles administrativos a partir de la publicación de la presente Resolución, realizar las adecuaciones de sus sistemas normativos, operativos y comerciales conforme al Procedimiento aprobado en la Disposición Primera de la presente Resolución, en cumplimiento del párrafo VI del artículo 6 del Decreto Supremo N° 4477 de 24 de marzo de 2021; disponer que la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN) realice la publicación de la presente Resolución por una sola vez, en un órgano de prensa de circulación nacional, en aplicación del artículo 34 de la Ley N° 2341 de Procedimiento Administrativo de 23 de abril de 2002 y en la página web https://www.aetn.gob.bo.</i></p>	2022-09-02
5	<p>APROBACIÓN DE ARANCELES PARA EL TRÁMITE DE INSCRIPCIÓN DE EMPRESAS INSTALADORAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA. <i>Aprobación de los Aranceles para el Trámite de Inscripción de Empresas dedicadas a la Elaboración de Proyectos e Instalación de Generación Distribuida, en el Registro de Empresas Instaladoras del Ente Regulador</i></p>	
6	<p>PROCEDIMIENTO PARA LA INSCRIPCIÓN DE EMPRESAS DEDICADAS A LA ELABORACIÓN DE PROYECTOS E INSTALACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA, EN EL REGISTRO DE EMPRESAS INSTALADORAS DEL ENTE REGULADOR. <i>En observancia de lo establecido en el Decreto Supremo N° 4477 de 24 de marzo de 2021, se aprueba mediante Resolución el “Procedimiento para la Inscripción de Empresas dedicadas a la Elaboración de Proyectos e Instalación de Generación Distribuida, en el Registro de Empresas Instaladoras del Ente Regulador”.</i></p>	2021-07-06

7	PROCEDIMIENTO PARA LA RECOLECCIÓN Y REMISIÓN DE INFORMACIÓN AL ENTE REGULADOR DE LOS GENERADORES DISTRIBUIDOS. <i>En observancia de lo establecido en el Decreto Supremo N° 4477 de 24 de marzo de 2021, se aprueba mediante Resolución el “Procedimiento para la Recolección y Remisión de Información al Ente Regulador de los Generadores Distribuidos”.</i>	2021-07-06
8	PROCEDIMIENTO TÉCNICO COMERCIAL PARA EL REGISTRO E INCORPORACIÓN DE LOS GENERADORES DISTRIBUIDOS A LA RED DE DISTRIBUCIÓN EN BOLIVIA. <i>En el marco de las atribuciones concedidas mediante Decreto Supremo N° 3892 de 1 de mayo de 2019 y considerando la necesidad de normar las actividades relacionadas al registro y la incorporación de la Generación Distribuida en los sistemas de distribución de energía eléctrica contemplado en el numeral I del artículo 6 del Decreto Supremo N° 4477 de 24 de marzo de 2021 se establece el proyecto de “Procedimiento Técnico Comercial para el Registro e Incorporación de los Generadores Distribuidos a la Red de Distribución en Bolivia” que contempla los requisitos y plazos para el registro e incorporación de los Generadores Distribuidos a la Red de Distribución, así como también los requisitos para la normal operación de la generación distribuida conectada a la red de distribución.</i>	2021-07-06
9	PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DE LA RETRIBUCIÓN POR LA ENERGÍA INYECTADA A LA RED DE DISTRIBUCIÓN EN LA ACTIVIDAD DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA. <i>Se establece el Procedimiento para la Determinación de la Retribución por la Energía Inyectada a la Red de Distribución en la Actividad de Generación Distribuida.</i>	

Fuente: (AETN, 2024)

TABLA 11.
Instructivos de aplicación al D. S. 4477

1	COSTO DE CERTIFICADOS (ARANCELES). <i>Costo de los Certificados (Aranceles) para la Inscripción de Empresas Unipersonales, Empresas S.R.L., S.A. y demás tipos societarios establecidos en el Código de Comercio.</i>	2021-08-11
2	REQUISITOS PARA INSCRIPCIÓN EMPRESAS INSTALADORAS <i>REQUISITOS PARA CERTIFICADO DE INSCRIPCIÓN DE EMPRESAS INSTALADORAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA.</i>	

Fuente: (AETN, 2024)

3.2. Análisis del D. S. 4477

El D.S. 4477 establece las condiciones para que un generador distribuido inyecte electricidad a la red de distribución, tanto desde el punto de vista técnico como comercial. La razón fundamental es que se debe garantizar que las empresas distribuidoras mantengan sus niveles de calidad del servicio de distribución, pues la incorporación de generadores sin un control adecuado de calidad podría causar distorsiones en sus redes, tanto en los valores de tensión, frecuencia y potencia, reduciendo la calidad del producto técnico y del servicio técnico.

Sin embargo, existe un vacío normativo para aquellos autoproductores que no inyectan sus excedentes a la red, pero que toman de ésta la frecuencia de suministro.

En el periodo de vigencia del D. S. 4477, hasta la fecha, se han realizado algunos cambios a la reglamentación, como producto de intercambios de experiencia, entre la AETN e instituciones, empresas distribuidoras y empresas fotovoltaicas, que han logrado la modificación de los límites de la potencia instalada de la GD y de energía.

El D. S. 4477 originalmente señalaba que la potencia en GD no debía exceder la potencia media consumida en los 12 últimos meses. En la actualidad, la potencia instalada del sistema GD debe ser tal que su producción iguale al menos al consumo anual. Por otro lado, se ha incrementado de 500 kWh/mes a 750 kWh/mes el límite de intercambio de electricidad (*net metering*) para los consumidores domiciliarios de pequeña demanda.

Existen también modificaciones relacionadas con las referencias que se tomarán para los precios de nodo, con aspectos técnicos de las propias instalaciones, con el registro e inscripción de las empresas instaladoras y con la recopilación de información.

Cabe señalar que la normativa que se desprende del D. S. 4477 tiene el enfoque que los consumidores regulados de cualquier empresa de distribución adopten la alternativa de “autoproducción” o “autoconsumo” y se beneficien de la diferencia de precios de las energías renovables, como la solar, hidro, eólica y biomasa.

Los mecanismos establecidos en esta normativa excluyen las siguientes alternativas:

-  Pequeños generadores renovables (hasta 350 kW) que inyecten su producción a la red de distribución, ya sea en MT o BT.
-  Pequeños generadores renovables que ofrezcan mediante su producción servicios auxiliares (frecuencia, caídas de tensión), principalmente en los alimentadores de electrificación rural.

3.3. Análisis de los procedimientos vigentes

Resolución AETN N° 485/2022 (Procedimiento Técnico Comercial para el Registro e Incorporación de los Generadores Distribuidos a la Red de Distribución en Bolivia).

Esta resolución tiene por objeto establecer los requisitos técnicos, plazos y el procedimiento para el registro e incorporación de los Generadores Distribuidos a la red de distribución. Es resultado de una modificación de la Resolución AETN N° 344/2021. Además de ello, esta resolución incorpora el Procedimiento de Regularización del Registro de Consumidores con Generación Distribuida preexistentes a la promulgación del D. S. 4477.

Asigna tareas y responsabilidades a las empresas distribuidoras, a las empresas instaladores y a los consumidores regulados que incorporarán equipos de generación a la red de distribución. Esta norma ha sufrido una modificación y se trata de una segunda versión.

Tanto los requisitos como los procedimientos establecidos promueven la generación distribuida en términos de “autoconsumo” o “autoproducción”. Este aspecto está reflejado en el hecho que limita la producción de electricidad de la GD hasta el nivel de la demanda del consumidor regulado, independientemente de la categoría de consumo.

La clasificación establecida en el artículo 3 del D. S. 4477 sirve de referencia para limitar aún más la GD principalmente de los consumidores de las categorías PD-BT y PD-MT. Los consumidores regulados que optan por la generación distribuida no tienen todos los mismos beneficios. Los consumidores en la categoría de Pequeña Demanda (PD-BT/MT) solo tienen acceso a la nanogeneración y solo pueden realizar inversiones dentro del límite de los 10

kW, en cambio los consumidores de la categoría de Gran Demanda y Media Tensión (GD-MT) tienen acceso a la nano, micro y minigeneración, de forma que la norma les ofrece un menú más variado de inversiones a realizar en GD hasta alcanzar los 350 kW. Esta restricción para los consumidores de la categoría PD es una barrera a la inversión en GD ya que el criterio para realizar actividades de GD es el autoconsumo, sin considerar que los consumidores en PD son diversos y tienen diferentes capacidades de pago y ahorro.

Las transacciones establecidas en la Resolución AETN N° 485/2022

Un consumidor regulado de la categoría PD-BT que posee un consumo promedio mensual de 160 kWh puede, de acuerdo con la normativa, intercambiar toda su producción con la red si se instala un sistema de GD de 1,4 kWp en un lugar con una radiación promedio de 5 kWh/m².día. Esto significa que puede lograr tener una factura de electricidad “cero”. Este punto es un beneficio importante, sobre todo si la inversión que ascendería a unos \$us 1.400 se paga en menos de 8 años (Ministerio de Energías, 2019) a una tasa de actualización comprendida entre 8 y 10 %.

Para que dicho consumidor pueda efectivizar la conexión, la norma exige la preparación de un proyecto de generación distribuida a cargo de una empresa especializada. El proyecto contiene al menos 10 puntos. Este es el primer costo de transacción que debe erogar todo consumidor regulado (Acápito 7.1 de la Resolución AETN N° 485/2022). El costo de la elaboración de dicho proyecto es independiente del tamaño de los equipos de GD, lo cual presenta una barrera a los Generadores Distribuidos que opten por pequeños equipos, como el de nuestro ejemplo. Además, dependiendo de la capacidad de los transformadores MT/BT, existe la incertidumbre de generar más información como el cálculo de la cantidad de energía excedente que se estima inyectar a la red. Este aspecto es redundante ya que la intención del generador distribuido es maximizar su beneficio entregando toda su producción a la red y que dicha producción iguale a su consumo.

Por otro lado, el generador distribuido debe realizar más trámites como adjudicar la instalación (más costos), comunicar sobre la adjudicación a la empresa de distribución, acordar el plazo de instalación, comunicar los incumplimientos a la entidad reguladora y solicitar la inspección de las instalaciones efectuadas. Además de todo aquello, el generador distribuido debe presentar los resultados de las pruebas conforme las normas existentes en presencia del ente certificador (IBNORCA o IBMETRO) y, finalmente, corregir todas las observaciones efectuadas por la empresa distribuidora (ver parágrafo 9 de la Resolución AETN N° 485/2022).

Estas barreras tienen el efecto de incrementar los costos de autoproducción, provocando que la energía producida por la GD resulta más cara que la tarifa eléctrica. En conclusión, los proyectos de GD de los consumidores PD-MT para demandas menores a 160 kWh/mes no son viables por efecto de la misma normativa.

En cambio, para los consumidores PD-MT que alcanzan un consumo de 750 kWh/mes, pueden instalar un sistema de GD de alrededor de 7 kWp con energía solar fotovoltaica (en



un lugar con radiación solar promedio de 5 kWh/m²día), donde los costos de transacción anteriormente señalados probablemente ya no son significativos y el proyecto puede aún ser viable.

Sobre el contrato

El contrato entre el generador distribuido y la empresa distribuidora establece que los plazos están regidos por la vida útil del sistema de generación. Sin embargo, las empresas distribuidoras tienen plazos en sus propios contratos de servicios de distribución suscritos con la entidad reguladora. Por lo tanto, el plazo que debería prevalecer es hasta el que acabe primero, o la vida útil o el plazo del título habilitante (acápite 11.3).

Disposiciones adicionales

La falta de pago de la factura de consumo es causal de corte del suministro. Sin embargo, no es causal para cortar la inyección de la GD, más al contrario, es una forma de recuperar la energía que no ha sido cancelada por el consumidor y que resulta a favor de la empresa distribuidora. Por esta razón, es paradójico que en la normativa se autorice al distribuidor cortar también el medidor de inyección (acápite 12.1.1). Las causales de corte del medidor de inyección deberían estar especificadas en el contrato y estar desvinculadas del ámbito del consumo.

Dentro de las disposiciones adicionales, se señala que la energía no compensada podrá ser recuperada en 12 meses. Los patrones de consumo de los consumidores residenciales son bastante estables y predecibles, principalmente en las áreas urbanas, por lo tanto, modificar el patrón de consumo, ya sea hacia arriba o hacia abajo, o cambios de horas de consumo, lleva un tiempo que sobrepasa un año. Por lo tanto, aquellos consumidores que tiene energía total no compensada deberían tener la oportunidad de recuperarla en 16 meses, ya que para ello requieren modificar su patrón de consumo, y no en 12 meses como está establecido actualmente (acápite 12.5).

Finalmente, la terminación anticipada del contrato de GD debe estar reglamentada con la finalidad de evitar la discrecionalidad, tanto de la empresa distribuidora como del generador distribuido (traslado de domicilio, pérdida de los equipos por causas sobrevinientes, venta del inmueble, etc.) en lugar de poner una restricción como esperar (6) meses calendario antes de solicitar una nueva solicitud (acápite 11.8 del Anexo 1).

Procedimiento de regularización

El proceso de regularización exige la comprobación que los equipos hayan sido instalados antes del 2 de julio de 2021 y dicha comprobación sea demostrable (facturas, contratos, etc.). Dentro del procedimiento administrativo, la voluntad del administrador es facilitar la regularización de aquellas situaciones que se encuentran fuera de la norma por efectos de modificaciones o de surgimiento de aquellas. Por lo tanto, no debería exigirse la comprobación como exige el regulador, sino debería bastar una declaración jurada del titular de dicha instalación y luego someter a la instalación a las correspondientes inspecciones y registros necesarios para su regularización y posterior firma de contrato (acápite 4.2 del Anexo 2).

Observaciones a la Resolución AETN N° 535/2022 (Aplicación web de generación distribuida)

Acápites 2 del Anexo. Existe duplicidad en el envío de la información a la autoridad por parte de las empresas de distribución, lo cual genera confusión. La Resolución AETN N° 487/2022 fija la información que debe ser enviada al regulador, sin embargo, prescinde del Sistema Saturno.

La aplicación web debiera rescatar los datos de GD desde el Sistema Saturno, a su vez, las empresas de distribución deberían estar obligadas a enviar la información requerida en la Resolución AETN N° 487/2022 a través del Sistema Saturno. De esta forma se tiene un sistema estadístico unificado y de fácil acceso.

Observaciones Resolución AETN N° 486/2022 (Inscripción de empresas dedicadas a la elaboración de proyectos e instalación de generación distribuida)

Acápites 6.2.1. Requisitos legales

Se excluyen los organismos sin fines de lucro y las empresas comunitarias con personalidad jurídica. Ambas personas jurídicas tienen un organismo estatal que las inscriben como tales.

Debe incluirse una declaración jurada que la empresa no tiene procesos judiciales o extrajudiciales en curso que pongan en peligro su cierre.

Inciso i), el comprobante de pago de derecho a la inscripción debe ser presentada si la solicitud ha sido aprobada y, por lo tanto, antes de recibir el correspondiente certificado. No se debe exigir el cumplimiento de este requisito en caso de rechazo de la solicitud.

Acápites 6.2.3. Requisitos para empresas extranjeras

El artículo 10 de la Ley de Electricidad señala que, para realizar actividades de la Industria Eléctrica, las empresas extranjeras deberán conformar subsidiarias de conformidad a las disposiciones del Código de Comercio. Este aspecto está ausente en los requisitos legales.

Observaciones Resolución AETN N° 487/2022 (Recolección y remisión de información al Ente Regulador)

Base de datos resumen:

No se consigna el nombre (o código o acrónimo) de la empresa distribuidora como parte de la base de datos de forma que al agrupar los datos resumen se pueda hacer análisis por empresa de distribución.



No se consigna la clasificación establecida en el D. S. 4477 con relación al tipo de generación distribuida (nano, micro o mini).

Base de datos de la Tabla GD01:

No se consigna el nombre o código del alimentador principal ni su capacidad de transporte, como tampoco el código ni la capacidad máxima ocupada del transformador del cual se desprende la acometida del generador distribuido. Esta información en el mediano plazo será imprescindible para determinar las capacidades permitidas a inyectarse a la red.

No se consigna la clasificación establecida en el D. S. 4477 con relación al tipo de generación distribuida (nano, micro o mini).

Base de datos de la Tabla GD02

No se consigna la clasificación establecida en el D. S. 4477 con relación al tipo de generación distribuida (nano, micro o mini).

Punto 6 del Anexo de la Resolución AETN N° 487/2022

Con la finalidad de no duplicar los canales de envío de información estadística a la AETN es necesario que los Titulares puedan enviar la información arriba mencionada por medio del Sistema Saturno (Resolución AETN N° 0727/2019).

Observaciones Resolución AETN N° 488/2022 – Retribución por la energía inyectada a la red

Para los consumidores regulados de la categoría PD (MT o BT) que cuenten con un consumo menor o igual a 750 kWh/mes pueden intercambiar flujos de energía con la red y lograr una factura “cero”. En caso que el costo de “autogeneración” sea igual o menor a la tarifa de la red, esta opción es rentable para cualquier consumidor, al menos durante el periodo de vida útil del equipo de GD. En principio, todo consumidor de la categoría PD podría optar por esta alternativa si la inversión inicial está a su alcance.

La tarifa, dentro de su composición, recupera cerca de 50 % las instalaciones de las redes de distribución (Costo de Disponibilidad de la Red) y los respectivos costos de mantenimiento, y el otro 50 % corresponde a los costos de energía y potencia. La distribuidora, bajo el esquema propuesto, está perdiendo los costos de recuperación de las inversiones y de mantenimiento de sus redes. Este fenómeno aún no es perceptible por la pequeña cantidad de generadores distribuidos en la categoría PD.

La distribuidora, al estar obligada a reconocer la electricidad inyectada al mismo precio de suministro, incorpora estos costos en la tarifa promedio de los siguientes periodos tarifarios, de forma que serán otros consumidores los que pagarán a los generadores distribuidos. Esta situación induce la aparición de un círculo vicioso que termina perjudicando a la distribuidora, ya que, al incrementar la tarifa, más consumidores adoptarán por la GD, lo que incrementará la tarifa, y así sucesivamente. Esta situación se detiene con los pequeños consumidores que no puedan realizar inversiones en generación distribuida, pero para quienes resulta una tarifa más elevada que cuando no había generadores distribuidos.

Por el momento, este caso no se ha producido aún de forma masiva porque los proyectos de GD para los consumidores regulados de la categoría PD no es rentable con energía solar fotovoltaica, ello debido a que los costos de transacción de la instalación y puesta en marcha de un sistema de GD se incrementan más allá de la tarifa promedio.

Por otro lado, la propia norma abre incertidumbre a las inversiones, sobre todo de los consumidores de la categoría PD, ya que en el acápite 7 del Anexo de la Resolución AETN N° 488/2022 se señala que el Costo de Disponibilidad de la Red podrá ser considerado en el cálculo del importe por energía.

Costos de transacción e incertidumbres que la propia normativa las genera, crean un

ambiente que no es estable para pequeñas inversiones provenientes de los consumidores de la categoría PD.

Observaciones complementarias:

a) Recolección y remisión de información de los generadores distribuidos y el sistema saturno.

Descripción del Sistema Saturno

El Sistema Saturno, ubicado en la página web de la AETN (<https://sawi.ae.gob.bo/saturno/>), es el canal obligatorio para la presentación de información estadística (Formularios ISE), la cual tiene un formato de base de datos. Los titulares de licencias y títulos habilitantes presentan su información estadística cargando las bases de datos respectivas al Sistema Saturno mediante un usuario y contraseña.

El Sistema Saturno tiene la ventaja de registrar la fecha y hora de entrega de las correspondientes bases de datos, y emitir una constancia a los titulares de la entrega para fines de cumplimiento de obligaciones contractuales.

Las bases de datos son almacenadas por nombre y fecha, para que luego los analistas puedan trabajar con ellas y emitir los correspondientes reportes estadísticos.

Además de ello, la información entregada por los titulares pasa por diversos filtros que permiten garantizar un primer nivel de calidad ya que se comunica inmediatamente la existencia de errores y posibles anulaciones de la base de datos enviada.

El Sistema Saturno como medio de envío y recepción de información en formato de base de datos ha sido aprobado mediante la Resolución AETN N° 727/2019 de 5 de julio de 2019.

Desde este punto de vista, se debería incluir en la Resolución AETN N° 727/2019 de 5 de julio de 2019 “Sistema Saturno” una disposición que permita enviar y recibir las bases de datos relacionadas con la generación distribuida a través de una única ventanilla informática, ya que tiene la finalidad de análisis estadístico.

En la actualidad, en el lugar web: pmipub.aetn.gob.bo:7030/login existe una máscara de usuario y contraseña para enviar la información sobre generación distribuida, la cual estaría duplicando la máscara ubicada en Users (aetn.gob.bo), donde ya existe, a través del número CIAE, también un usuario con su respectiva contraseña. Se puede constatar que existe una duplicidad en cuanto a usuarios y contraseñas para el envío y recepción de información estadística, ya que son las mismas empresas eléctricas que envía tanto los formularios ISE como las bases de datos de generación distribuida.

La entrega de la información sobre generación distribuida debiera estar sometida al mismo régimen de cumplimiento que los formularios ISE en plazos, periodos y calidad.

Por otro lado, la información enviada por las empresas de distribución sobre generación distribuida debiera estar relacionada a través del Sistema de Información Geográfica con las redes eléctricas, especialmente con las líneas MT y BT, cuya información está disponible

en la Unidad Técnica de Control Regulatorio. El actual Geovisor sólo muestra la ubicación de las instalaciones de generación distribuida y no se tiene forma de relacionarla con el SIG existente en la AETN.

El Banco Mundial, a través del Energy Sector Management Assistant Project (ESMAP), ha desarrollado una herramienta para poder estimar el potencial de generación de electricidad con un sistema fotovoltaico en los techos de edificios o casas de un área determinada (ver: Rooftop Solar Energy Potential Tool (energydata.info)).

Por su lado, el Ministerio de Hidrocarburos y Energía ha lanzado una aplicación móvil para determinar el potencial de fuentes renovables como la solar y eólica en Bolivia (ver: Aplicación Móvil INTIVITU - MHE), y con ello evaluar las posibilidades para desarrollar proyectos de Generación Distribuida.

La AETN por su lado ha implementado un Geovisor ubicado en Plantas GD | Geovisor (aetn.gob.bo) que tiene un propósito más informativo, pero que no relaciona redes eléctricas en MT y BT con la propia generación distribuida.

La propuesta es conjuncionar estos tres ejemplos para lograr mayor versatilidad en la implementación de proyectos de generación distribuida y con ello reducir los costos de transacción de los pequeños consumidores PDBT y PDMT, facilitar la evaluación de los proyectos de generación distribuida por parte de las empresas de distribución a acceder fácilmente a los parámetros eléctricos de sus redes MT y BT para aceptar o negar un proyecto y, finalmente, realizar proyecciones con relación al crecimiento de generación distribuida.





4. La normativa técnica en generación distribuida

4.1. El marco normativo técnico de GD

Bajo el amparo normativo del Decreto Supremo (D. S.) Nº 4477 sobre la generación distribuida (GD), promulgado por el Gobierno del Estado Plurinacional de Bolivia, el 24 de marzo de 2021, que establece las condiciones generales para normar la actividad de GD en los sistemas de distribución de energía eléctrica, surge la necesidad, por parte del Estado, de normar criterios y condiciones técnicas referidas a la calidad y seguridad de los distintos componentes que conciernen los sistemas fotovoltaicos que se conecten a la red, con el fin de garantizar tanto la confiabilidad y calidad de los sistemas de GD de los usuarios, la seguridad de los operarios de las distintas distribuidoras y la estabilidad del sistema de distribución de energía eléctrica.

Para lograr esto, el VMEEA, la AETN y las distribuidoras del Sistema Interconectado Nacional (SIN) han comenzado un trabajo de adopción y adaptación de normativa internacional aplicable al contexto boliviano que pueda servir como soporte técnico a las regulaciones políticas que han surgido. Un rol importante es el que desempeña el Instituto Boliviano de Normalización y Calidad (IBNORCA), institución privada, sin fines de lucro, que promueve la cultura de la calidad en Bolivia, a través de la normalización técnica, capacitación, certificación de productos y de sistemas de gestión en organizaciones o empresas.

De esta manera, IBNORCA es la institución encargada de desarrollar la normativa para asegurar la calidad de los componentes a utilizarse en la instalación de sistemas fotovoltaicos conectados a la red y ha comenzado a desarrollar este marco normativo a partir del Comité 8.1 Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red.

4.2. Avances en el desarrollo de normativa técnica

El Comité 8.1 de IBNORCA está dedicado a los temas relacionados con energía solar; inicio sus actividades el 2008 con la finalidad de trabajar y desarrollar el contexto normativo técnico en temas asociados a los sistemas e instalaciones fotovoltaicas, enfocándose inicialmente a sistemas aislados.

Con el paso del tiempo, y en el nuevo contexto nacional, el Comité ha comenzado a trabajar aspectos asociados a sistemas fotovoltaicos conectados a la red a partir de 2020, razón por la cual ahora también es denominado Comité 8.1 de Generación Distribuida. El Comité cuenta con una estructura de trabajo definida por un coordinador general,

un secretariado técnico, normalmente a cargo de IBNORCA, y el conjunto de miembros del comité que se encarga de la revisión y aprobación de los proyectos de normas en reuniones virtuales periódicas, definidas por todo el comité.

Desde 2020, el Comité 8.1 ha contado con miembros de instituciones estatales (MHE, VMEEA, AETN, ELFEC, DELAPAZ, CRE y ENDE) e instituciones privadas (GUABIRÁ, ENERGÉTICA, SIE, GIZ, ENERVIDA, IBMETRO e IBNORCA). Como resultado de este trabajo, el Comité 8.1, ha logrado identificar 27 normas internacionales que podrían y/o deberían ser consideradas para el desarrollo del contexto boliviano en el corto y mediano plazo.

TABLA 12.
Normas identificadas para consideración - Comité 8.1

Nº	Título de la Norma	Modo
1	Sistemas fotovoltaicos (FV). Requisitos para ensayos, documentación y mantenimiento. Parte 1: Sistemas conectados a la red. Documentación, ensayos de puesta en marcha e inspección. 62446-1:2017	Adopción
2	Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 7-712: Requisitos para instalaciones o emplazamientos especiales. Sistemas de alimentación solar fotovoltaica (FV). UNE HD 60364-7-712:2017	Adopción
3	Arreglos Fotovoltaicos (FV) - Requisitos de diseño IEC 62548	Adopción
4	Módulos fotovoltaicos (FV) para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación. Parte 1-1: Requisitos especiales de ensayo para los módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino IEC 61215-1-1	Adopción
5	Módulos fotovoltaicos (FV) para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación. Parte 2: Procedimientos de ensayo IEC 61215-2	Adopción
6	Cualificación de la seguridad de los módulos fotovoltaicos (FV). Parte 1: Requisitos de construcción IEC 61730-1	Adopción
7	Cualificación de la seguridad de los módulos fotovoltaicos (FV). Parte 2: Requisitos para ensayos v.	Adopción
8	Inversores fotovoltaicos conectados a la red de las compañías eléctricas. Procedimiento de ensayo para las medidas de prevención de formación de islas en la red. UNE-EN 62116:2014 V2	Adopción
9	Sistemas de energía fotovoltaicos (fv) interconectados a las redes de suministro-características de la interfaz de interconexión con la compañía suministradora IEC 61727:2004	Adopción
10	Conectores para aplicaciones de corriente continua en sistemas fotovoltaicos. Requisitos de seguridad y ensayos UNE / IEC 62852:2015	Adopción
11	Cables eléctricos para sistemas fotovoltaicos UNE-EN 50618:2015	Adopción
12	Seguridad de los convertidores de potencia utilizados en sistemas de potencia fotovoltaicos. Parte 1: Requisitos generales UNE / IEC 62109-1:2011	Revisión
13	Seguridad de los convertidores de potencia utilizados en sistemas de potencia fotovoltaicos. Parte 2: Requisitos particulares para inversores IEC 62109-2:2013	Revisión
14	Reguladores o controladores de carga para sistemas fotovoltaicos - Requisitos (Primera revisión) NB 81001:2008	Revisión
15	Convertidores de voltaje de corriente continua para sistemas fotovoltaicos - Requisitos (Primera revisión) NB 81002:2008	Revisión
16	Ensayos para la medición de la capacidad y eficiencia de almacenamiento en acumuladores eléctricos plomo-ácido para usos fotovoltaicos NB 948:1998	Revisión
17	Photovoltaic (PV) modules - Salt mist corrosion testing IEC 61701:2020	Revisión

Nº	Título de la Norma	Modo
18	Ensayos ambientales. Parte 2: Ensayos. Ensayo L: Polvo y arena. UNE-EN 60068-2-68:1997	Revisión
19	Photovoltaic (PV) modules - Test methods for the detection of potential-induced degradation - Part 1: Crystalline silicon IEC TS 62804-1:2015	Revisión
20	UNE-EN 61427-1:2013 Acumuladores y baterías de acumuladores para el almacenamiento de energía renovable. Requisitos generales y métodos de ensayo. Parte 1: Aplicaciones fotovoltaicas independientes de la red.	Revisión
21	UNE-EN 62093:2006 Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales.	Revisión
22	UNE-EN 61683:2001 Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.	Revisión
23	UNE-EN 60904-1-1:2018 Dispositivos fotovoltaicos. Parte 1-1: Medida de la característica corriente-tensión de dispositivos fotovoltaicos (FV) multi-unión.	Revisión
24	UNE-EN 61173:1998 ANULADA Y REEMPLAZADA POR LA IEC 60364-7-712	Revisión
25	UNE-EN 61194:1997 Parámetros característicos de los sistemas fotovoltaicos (FV) autónomos.	Revisión
26	UNE-EN 61829:2016 Generador fotovoltaico (FV). Medida in situ de las características corriente-tensión.	Revisión
27	UNE-EN 62124:2006 Equipos fotovoltaicos (FV) autónomos. Verificación de diseño. (IEC 62124:2004)	Revisión

Dentro de estas normas, algunas han sido identificadas como directamente aplicables (adopción) y otras como sujetas a revisión y posterior adaptación en función al contexto nacional. Sin embargo, considerando que el proceso normativo es largo y requiere de varias etapas de trabajo intermedias para lograr su aprobación, el trabajo de estas debe ser priorizado en función a su relevancia.

De esta manera, durante la gestión 2021 se priorizaron 5 normas para su trabajo y aprobación:

- a) UNE HD 60364-7-712:2017 - Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 7-712: Requisitos para instalaciones o emplazamientos especiales. Sistemas de alimentación solar fotovoltaica (FV).
- b) IEC 62446-1:2017 - Sistemas fotovoltaicos (FV). Requisitos para ensayos, documentación y mantenimiento. Parte 1: Sistemas conectados a la red. Documentación, ensayos de puesta en marcha e inspección.
- c) IEC 62548 - Arreglos fotovoltaicos (FV) - Requisitos de diseño.
- d) IEC 61727:2004 - Sistemas de energía fotovoltaicos (FV) interconectados a las redes de suministro-características de la interfaz de interconexión con la compañía suministradora.
- e) IEC 62446-2:2017 - Sistemas fotovoltaicos (FV). Requisitos para ensayos, documentación y mantenimiento. Parte 2: Sistemas conectados a la red. Mantenimiento de sistemas fotovoltaicos.

Hasta la gestión 2022, el Comité 8.1 ha trabajado las mismas, pasándolas por varias etapas, siendo estas:

- a) Revisión primaria por miembros designados del comité
- b) Una socialización interna con todo el comité para su aprobación interna
- c) Una puesta en consulta pública
- d) Una presentación ante un comité de normalización
- e) Su posterior aprobación

Las normas oficialmente aprobadas hasta el 2023, como normativas bolivianas con un código propio (NB), son:

TABLA 13.
Normas en GD aprobadas, hasta diciembre 2023

Nº	Norma	Descripción
1	NB 60364-7-712:2021 <i>Instalaciones eléctricas de baja tensión Parte 7-712: Requisitos para instalaciones o emplazamientos especiales Sistemas de generación solar fotovoltaica (FV) (Anula y reemplaza a la norma NB 1056:2008</i>	Traducción y adaptación básica de la norma UNE HD 60364-7-712:2017. Esta sección se aplica a la instalación eléctrica del generador fotovoltaico concebido para alimentar toda o parte de una instalación. En esta sección, el equipo eléctrico de un generador fotovoltaico, así como cualquier otro elemento del equipo eléctrico, solamente se trata desde el punto de vista de su selección y aplicación en la instalación. La instalación eléctrica de un generador fotovoltaico empieza desde un módulo fotovoltaico o un conjunto de módulos fotovoltaicos conectados en serie con sus cables, suministrados por el fabricante de módulos fotovoltaicos, hasta la instalación del usuario o el punto de suministro de la red. Los requisitos de este documento se aplican a – generadores fotovoltaicos que alimentan una instalación que no está conectada a un sistema de distribución eléctrica pública; – generadores fotovoltaicos para la alimentación de una instalación en paralelo con un sistema de distribución eléctrica pública; – generadores fotovoltaicos para la alimentación de una instalación como alternativa a un sistema de distribución eléctrica pública; – una combinación apropiada de los sistemas anteriores.

Nº	Norma	Descripción
2	NB 81013:2021 <i>Arreglos fotovoltaicos (FV) - Requisitos de diseño</i>	<p>Traducción y adaptación básica de la norma IEC 62548</p> <p>Esta norma internacional establece los requisitos de diseño para los arreglos fotovoltaicos (FV), incluido el cableado del arreglo CC, los dispositivos de protección eléctrica y las disposiciones de conmutación y puesta a tierra. El alcance incluye todas las partes del campo fotovoltaico hasta los equipos de conversión de energía o las cargas. Una excepción es que las disposiciones relacionadas con los equipos de conversión de energía están cubiertas solo cuando están involucradas cuestiones de seguridad de CC. También se incluye la interconexión de pequeñas unidades de acondicionamiento de CC destinadas a la conexión a módulos fotovoltaicos. El objeto de este documento es abordar los requisitos de seguridad de diseño derivados de las características particulares de los sistemas fotovoltaicos. Los sistemas de corriente continua, y los arreglos fotovoltaicos en particular, plantean algunos peligros además de los derivados de los sistemas de energía de CA convencionales, incluida la capacidad de producir y mantener arcos eléctricos con corrientes que no son mayores que las corrientes de operación normales. Sin embargo, en los sistemas conectados a la red, los requisitos de seguridad de este documento dependen de manera crítica de que los inversores asociados con los campos fotovoltaicos cumplan con los requisitos de IEC 62109-1 e IEC 62109-2. Los requisitos de instalación también dependen en gran medida del cumplimiento de la serie IEC 60364 (consulte la Cláusula 4). Los arreglos fotovoltaicos de menos de 100 W y menos de 35 V CC de voltaje de circuito abierto en STC no están cubiertos por este documento. Los arreglos fotovoltaicos en sistemas conectados a la red conectados a sistemas de voltaje medio o alto no se tratan en este documento. Las variaciones y los requisitos adicionales para plantas de energía fotovoltaica montadas en tierra a gran escala, con acceso restringido al personal, también se abordarán en IEC TS 627381. Pueden ser necesarios requisitos adicionales para instalaciones más especializadas, por ejemplo, sistemas de concentración, sistemas de seguimiento o sistemas fotovoltaicos integrados en edificios. La presente norma internacional también incluye requisitos de protección adicionales para los conjuntos fotovoltaicos cuando están conectados directamente con baterías en el nivel de CC.</p>
3	NB 81012-1 <i>Sistemas fotovoltaicos (FV) - Requisitos de prueba, documentación y mantenimiento - Parte 1: Sistemas conectados a la red : documentación, pruebas de puesta en servicio e inspección</i>	<p>Traducción y adaptación básica de la norma IEC 62446-1:2017</p> <p>Esta norma define la información y la documentación que debe entregarse a un cliente después de la instalación de un sistema fotovoltaico conectado a la red. También describe las pruebas de puesta en servicio, los criterios de inspección y la documentación que se espera para verificar la instalación segura y el funcionamiento correcto del sistema. También se puede utilizar para reevaluaciones periódicas. Esta norma está escrita para sistemas fotovoltaicos conectados a la red que no utilizan almacenamiento de energía (por ejemplo, baterías) o sistemas híbridos. Esta norma es para que la utilicen los diseñadores de sistemas e instaladores de sistemas fotovoltaicos solares conectados a la red como plantilla para proporcionar documentación eficaz al cliente. Al detallar las pruebas de puesta en servicio esperadas y los criterios de inspección, también se pretende ayudar en la verificación / inspección de un sistema fotovoltaico conectado a la red después de la instalación y para la siguiente inspección, mantenimiento o modificaciones. Esta norma define los diferentes regímenes de prueba esperados para diferentes tipos de sistemas solares fotovoltaicos para garantizar que el régimen de prueba aplicado sea apropiado para la escala, el tipo y la complejidad del sistema en cuestión.</p>

Nº	Norma	Descripción
4	NB 81012-2:2022 <i>Sistemas fotovoltaicos (FV) – Requisitos para ensayos, documentación y mantenimiento - Parte 2: Sistemas conectados a la red - Mantenimiento de sistemas fotovoltaicos</i>	Esta parte 2 de la norma NB 81012 describe los requisitos y recomendaciones básicos de mantenimiento preventivo, correctivo y relacionado con el rendimiento para los sistemas fotovoltaicos conectados a la red. Los procedimientos de mantenimiento cubren: – Mantenimiento básico de los componentes y conexiones del sistema para su confiabilidad, seguridad y prevención de incendios. – Medidas para el mantenimiento correctivo y la resolución de problemas. – Seguridad de los trabajadores. Este documento también aborda las actividades de mantenimiento para maximizar el rendimiento previsto, como la limpieza del módulo y el cuidado de la vegetación. Se resumen las consideraciones especiales exclusivas de los sistemas montados en el techo o en el suelo. Este documento no cubre los sistemas fuera de la red o los sistemas que incluyen baterías u otras tecnologías de almacenamiento de energía; sin embargo, algunas partes pueden ser aplicables a los circuitos fotovoltaicos de esos sistemas. Este documento tampoco cubre el mantenimiento de los equipos de media y alta tensión de corriente alterna que a veces forman parte de sistemas de mayor escala, ya que esos requisitos no son específicos de los sistemas fotovoltaicos. El mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos suele englobarse en el término general de operación y mantenimiento (O&M). Este documento no aborda los procesos operativos comerciales o de gestión (por ejemplo, la previsión, los incentivos de precios de los servicios públicos, etc.) ni otras consideraciones impulsadas por factores ajenos a las condiciones básicas de funcionamiento, la seguridad y el rendimiento del sistema. La confirmación de la conformidad de un sistema con las normas de diseño e instalación adecuadas se trata en la Parte 1 y tiene lugar durante la puesta en marcha inicial del proyecto. Los objetivos de este documento son: – Identificar un conjunto de requisitos de referencia para el mantenimiento, que podrán diferir según el tipo de sistema (residencial, comercial, central fotovoltaica) y a los requerimientos específicos del propietario o financiador. – Identificar los pasos adicionales de mantenimiento que se recomiendan o son opcionales. – Identificar los factores que deben utilizarse para determinar los intervalos de mantenimiento adecuados. – Garantizar que los métodos de diagnóstico a distancia están permitidos como medio de verificación periódica, identificación de problemas y detección temprana de fallas. – Garantizar que se permitan medios alternativos para lograr los requisitos relacionados con el mantenimiento para dar lugar a la innovación, los métodos específicos del fabricante, la evolución de los requisitos del cliente, etc.
5	NB 81014:2022 <i>Sistemas Fotovoltaicos (FV) – Características de conexión con la red eléctrica de distribución (Correspondiente a la norma IEC 61727:2004)</i>	(adaptación de la IEC 61727:2004 Características de conexión con la red eléctrica de distribución) Esta norma se aplica a sistemas de energía fotovoltaica (FV) conectados a la red eléctrica, que operan en paralelo con la red eléctrica y utilizan inversores estáticos (de estado sólido) sin isla para la conversión de CC (corriente continua) a CA (corriente alterna). Este documento describe las recomendaciones específicas para sistemas. Esta norma se aplica a la conexión de GD (generadores distribuidos) individuales con el sistema de distribución de baja y media tensión. El objetivo de esta norma es establecer los requisitos para la conexión de GD al sistema de distribución de energía.

Fuente: Elaboración propia con base en www.ibnorca.org/tienda

Para la gestión 2024, IBNORCA no tiene planificado trabajar sobre normas con temas de generación distribuida (Plan Operativo de Normalización 2024 IBNORCA).



5. Recomendaciones para la implementación de una política pública integral que implemente la generación distribuida de forma masiva en Bolivia

5.1. Recomendaciones sobre el marco normativo técnico

Si bien el marco normativo técnico se encuentra en un proceso de establecimiento y busca proveer seguridad, calidad y un nivel mínimo de confiabilidad para las instalaciones de GD en Bolivia, es importante reconocer algunas de las limitaciones que estas pueden tener y que, a su vez, pueden repercutir y reducir la implementación de los sistemas de manera masiva.

Al contar con una amplia batería de normas técnicas, se espera uniformizar los requerimientos y características de las instalaciones; sin embargo, esto a su vez limitará la implementación de sistemas ya que, mientras más amplio sea el contexto normativo, más restrictivo será para los usuarios e instaladores que busquen implementar sistemas GD al necesitar cubrir una lista más extensa de requerimientos.

Por otro lado, es importante también considerar el contexto y escala a la cual las normas están siendo aplicadas. Si bien es imperativo que los sistemas GD sean seguros y que su instalación/operación no representen un potencial deterioro de las características del sistema de transmisión/distribución local, tanto el tipo de impacto como la escala del sistema deberían ser claramente establecidos.

Sistemas de mayor envergadura (que representarían la menor cantidad de sistemas que podrían instalarse de manera independiente) obviamente deberían adherirse al cumplimiento de todos los estándares planteados ya que el impacto potencial que podrían tener ante una situación adversa podría ser mayor. Sin embargo, el grueso de sistemas correspondería a instalaciones domiciliarias menores a los 5kW (el sector con mayor potencial de instalación en zonas urbanas) y se encontraría en una situación en la cual, desde un punto de vista costo-efectivo, el esfuerzo de cubrir todos los requisitos de instalación dejaría de ser atractivo.

5.2. Recomendaciones sobre aspectos administrativos y de gestión

Desde el punto de vista técnico, una recomendación fundamental para poder promover la masificación de instalaciones de sistemas GD es la reducción o simplificación de los requerimientos técnicos para instalaciones menores cuyo impacto, comparativo en términos de potencia, serían equivalentes al de una ducha eléctrica para sistemas domiciliarios (5 kW). Alternativas para reducir los costos de transacción y reducir incertidumbre:

▶ Disponer de una calculadora de equipos de generación distribuida para determinar el tamaño óptimo de un generador distribuido, alojada en la página web de las distribuidoras.

▶ Disponer de una base de datos de los equipos fotovoltaicos (paneles solares y reguladores) certificados por parte de IBNORCA y/o IBMETRO en la página web de estas instituciones.

▶ Contar con un manual de mantenimiento cuatrimestral o semestral, según protocolo aprobado y a definir por la distribuidora (p. e. limpieza de los paneles, verificación de puntos calientes en los paneles solares, fijación del cableado y conexión a los puntos de medición) de los sistemas de GD, el cual será exigible por la distribuidora.

▶ Suscribir contratos en firme (distribuidora – generador distribuido) y que si la norma es modificada no exista la obligatoriedad de adecuar los contratos suscritos con anterioridad a la modificación.

En comparación con la situación de otros países de ALAC, un análisis de variables que influyen en el desarrollo de la GD se muestra a continuación.

TABLA 14.
Factores que incentivan la instalación de un equipo de GD

Variable	Países LAC sin Bolivia	Bolivia	Efecto sobre la decisión de instalar un equipo de GD en Bolivia para pequeños consumidores
Tarifa	Elevada y superior al precio de la electricidad de GD (FV).	En pequeños sistemas, el precio de la electricidad de un equipo de GD es ligeramente inferior a la tarifa y por ello muy sensible a incrementos como los costos de implementación.	Factor que desincentiva a consumidores PDBT y PDMT. Desaparece la diferencia de precios.
Intercambio de energía (Net metering)	No hay límites, los límites se dan en la capacidad instalada.	Hay un límite superior de 750 kWh/mes para el intercambio neto de energía.	Factor que incentiva ya que se logra obtener una factura “cero”. Sin embargo, limita la acción de consumidores mayores.
Esquema de reembolso de los saldos	Todos los países reembolsan los saldos a favor del consumidor.	Se pierde al cabo de 12 meses.	Factor que desincentiva ya que los saldos se pierden al cabo de 12 meses.
Tasa de interés de préstamo	Cuanto más alta, desanima la instalación de GD.	No existen tasas preferenciales para GD.	Factor que desincentiva.
Nivel de consumo	A mayores niveles de consumo mayores probabilidad de adopción de GD.	Existe una restricción hasta los 750 kWh/mes para los consumidores PDBT y PDMT.	Factor que desincentiva si el nivel de consumo es alto.
Capacidad de auto instalación	Delegada a un tercero.	Delegada a un tercero.	Factor que desincentiva en caso de pequeños sistemas.
Factor de capacidad	Cuanto más alto, mayor probabilidad de adopción de GD.	Indiferente porque la tarifa es monómica para PDBT y PDMT, y ésta privilegia los costos fijos.	Indiferente

Fuente: Elaboración propia.

Es importante tomar en cuenta otras variables que se encuentran en juego como la electrificación del parque automotor, el cual está en marcha. En algunas ciudades, las personas han venido adoptando las motocicletas y bicicletas eléctricas, las cuales demandan el cargado de sus respectivas baterías. Reducir la factura cuando se tiene que cargar las baterías puede ser una opción que incentive la adopción de equipos de GD. Esto se puede lograr por tramos, es decir que los primeros 750 kWh/mes son intercambiables, mientras que el consumo restante se puede reducir a un intercambio monetario (net billing) permitiría mejorar la situación de la GD frente a los pequeños consumidores.

5.3. Recomendaciones desde la óptica de los operadores de GD

Durante este estudio, también se ha consultado a diferentes operadores de GD; en ese sentido, sus opiniones visualizan barreras para expandir la GD en Bolivia:

- A nivel de usuarios residenciales, el costo de instalación de los sistemas de GD es visualizado como “alto” con relación al nivel de ingresos que tienen.
- El mercado residencial es el más grande potencial para la adopción de GD, pero no despegará si no se cuenta con incentivos o mecanismos financieros que faciliten la adopción de esta tecnología.
- En el sector domiciliario, necesariamente se requerirá un esquema de financiamiento acorde con esta tecnología (tasas de interés bajas, periodos de recuperación de mediano plazo, en correspondencia con los periodos de repago, garantías flexibles).
- Para determinados estratos residenciales en el Oriente, el límite de los 750 kWh/mes es poco atractivo. Familias que utilizan aire acondicionado están superando el consumo límite de la GD. Una referencia es que un equipo de aire acondicionado representa casi 300 kWh/mes.
- En el sector industrial, donde la tarifa de energía es más baja, la competitividad de la GD es mucho menor y no existe un incentivo suficiente para desarrollarla.
- El cumplimiento de las normas y sobre todo del registro ante la AETN es una tarea compleja, registrar un sistema demora entre cuatro a seis meses, con múltiples correcciones, y grandes diferencias de operación entre distribuidoras, siendo que la norma es la misma. Muchas veces al interior de la misma distribuidora existen descoordinación entre unidades. La mayoría de las observaciones son de forma.
- El trámite burocrático del registro, actúa como una limitante. Mientras más complejo, menos interés de hacerlo.
- El colocado de los medidores bidireccionales, las distribuidoras solicitan que estén en la calle, en muchos casos no es posible (sobre todo en comercios e industrias).
- El personal de las empresas distribuidoras tiene un conocimiento muy limitado de la tecnología y, ante nuevos equipos no pueden reaccionar rápidamente. No reconocen variaciones o equipos diferentes (aunque cumplen con la norma).

Para el caso industrial, el límite hasta 350 kW es muy bajo y no incentiva a adoptar la GD, sobre todo considerando que las tarifas de energía son bajas y con potencias mayores, la economía de escala de la GD podría mejorar la competitividad de esta alternativa.

A efectos de dinamizar el mercado de la GD, quizás es importante que exista una entidad que promueva la GD, vaya incentivando cambios en la reglamentación, promoviendo la atracción de capitales y probando nuevas tecnologías.

En una ruta crítica, inicialmente se deberían levantar ciertas restricciones que impiden el desarrollo más rápido de la GD; en segundo lugar, se deben revisar los temas de remuneración/incentivos; en tercer lugar, desarrollar mecanismos de financiamiento y capitales.

5.4. Recomendaciones en aspectos financieros y de negocio

Hasta el momento, la GD se ha desarrollado con fondos estrictamente privados al margen del sistema bancario. Es decir, no existen líneas de financiamiento bancarias para este tema. En los pocos casos en los cuales los potenciales sujetos de crédito han acudido a entidades bancarias, las ofertas son créditos de consumo con tasas por encima de 12 % y 18 % anual, con plazos a 2 años, y en varios casos las exigencias de garantías son tales como la hipoteca de un inmueble. Esta situación no está en línea con lo que implica un SGD.

Se debería apoyar la formación de líneas de crédito “climáticamente inteligentes”, donde justamente se refleje todo el beneficio económico y ambiental que aporta la GD.

De igual manera, la GD no contempla modelos de negocio alternativos; por ejemplo, la creación de “comunidades de generación distribuida” que representan a grupos de consumidores que se juntan para disponer de plantas de mayor tamaño (y por tanto más baratas), situación que cuestiona el principio de que una instalación está “casada” a un único medidor.

Otra variante es que el sistema de GD podría estar instalado en un lugar y conectado a un medidor “A” al que inyecta la energía, y el consumo se realice con un medidor “B”, situado en otro lugar; es decir romper la condicionante de la conexión física de generar y consumir en el mismo lugar.

Estos modelos aún no están contemplados en la reglamentación de la GD.



6. Conclusiones

Ante un panorama oficial que muestra la AETN, donde al parecer la actividad en GD es muy pequeña, la realidad muestra que la dinámica del mercado es diferente, existiendo grandes diferencias entre las políticas diseñadas y la realidad.

En Bolivia, la GD inicia un despegue sostenido a partir de 2016; curiosamente, a partir de la promulgación de la norma, el D. S. 4477, se da un efecto singular; si bien la GD sigue creciendo, en el sector domiciliario lo hace de manera más pausada que antes, posiblemente porque los usuarios visualizan un complejo burocrático y normativo que frena más que facilitar la GD. Lo contrario sucede en el sector comercial, donde la norma parece haber impulsado mucho más el crecimiento, al dar una certeza jurídica a las instalaciones que se realizan.

Esta situación es al menos contradictoria con el espíritu del D. S. 4477 y sus posteriores ajustes, pues la intención del decreto es promover esta iniciativa en el sector domiciliario, pero la realidad muestra que es más bien el sector comercial el que está haciendo un uso más intensivo de la GD y que el sector domiciliario acusa un freno relativo.

El sector comercial es el más activo en GD al percibir un incentivo claro (tiene las tarifas más elevadas de electricidad y, en general, su mayor actividad que tiene se realiza en horas sol).

El sector domiciliario boliviano, en su conjunto, tiene limitaciones financieras para acceder a la GD. Sistemas más pequeños son más caros y, por tanto, representan beneficios menores y poco atractivos.

Los mecanismos de compensación, la simplificación de los trámites, la participación de los proveedores para comunicar y difundir la tecnología, y provisión de medios para que los ciudadanos y ofertantes e instaladores puedan encontrarse sigue siendo importante. El desarrollo de la GD presenta una oportunidad para que los países de la región alcancen sus objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y cumplan con sus Contribuciones Nacionales Determinadas (NDC).

En el caso de Bolivia, las NDC indican que la meta en generación distribuida, a 2030, debe ser 37 MW. El relevamiento a 2023 indica que se tiene instalados 5,54 MW. Para lograr la meta comprometida, en los próximos seis años se deberían instalar cerca de 5,24 MW

en promedio, cada año. Este desafío implica instalar cada año lo que se ha logrado hasta ahora. En términos de crecimiento de la potencia instalada, la mayor velocidad de crecimiento se ha dado entre 2022 y 2023, cuando las instalaciones realizadas han alcanzado un incremento de alrededor de 1 MW. En términos específicos, se debe multiplicar por cinco los esfuerzos realizados en 2022 y 2023 en generación distribuida. Sin duda, una mejora del marco institucional y normativo podría ser clave para lograr esta aceleración.

El despliegue de estas nuevas tecnologías fomenta el crecimiento económico mediante la generación de empleo y la atracción de inversiones, a la vez que refuerza y flexibiliza los sistemas energéticos. En el caso boliviano, con una potencia instalada de 5,54 GW en 412 instalaciones, el movimiento económico ha superado los \$us 6,6 millones.

La generación distribuida tiene un papel importante en la transición energética, porque es una medida al alcance de la sociedad civil que permite comprometerse a los ciudadanos con la reducción de gases de GEI, y al estar tecnológicamente madura y tiene un costo eficiente, agrega valor donde se la instala. Adicionalmente, los usuarios perciben ahorros mientras que se beneficia a la sociedad en su conjunto.

La GD muestra el camino hacia nuevos modelos energéticos y cambios de paradigma, donde el usuario final de la energía eléctrica no solo recibe electricidad del sistema, sino que se convierte en protagonista al participar activamente en el mercado eléctrico y aprovechar los beneficios asociados.

Finalmente, tanto la GD, como otros aspectos conducentes a la digitalización del sector eléctrico, la electromovilidad y otros que faciliten la interconexión de energías renovables en la red eléctrica, en una perspectiva de la transición energética, de a poco están reconfigurando el sistema eléctrico. Posiblemente lo más aconsejable será modificar el marco normativo a través de una Ley de Transición Energética, o una nueva Ley de Electricidad, que reemplace la actual ley vigente desde 1994.

Cochabamba, febrero 2024



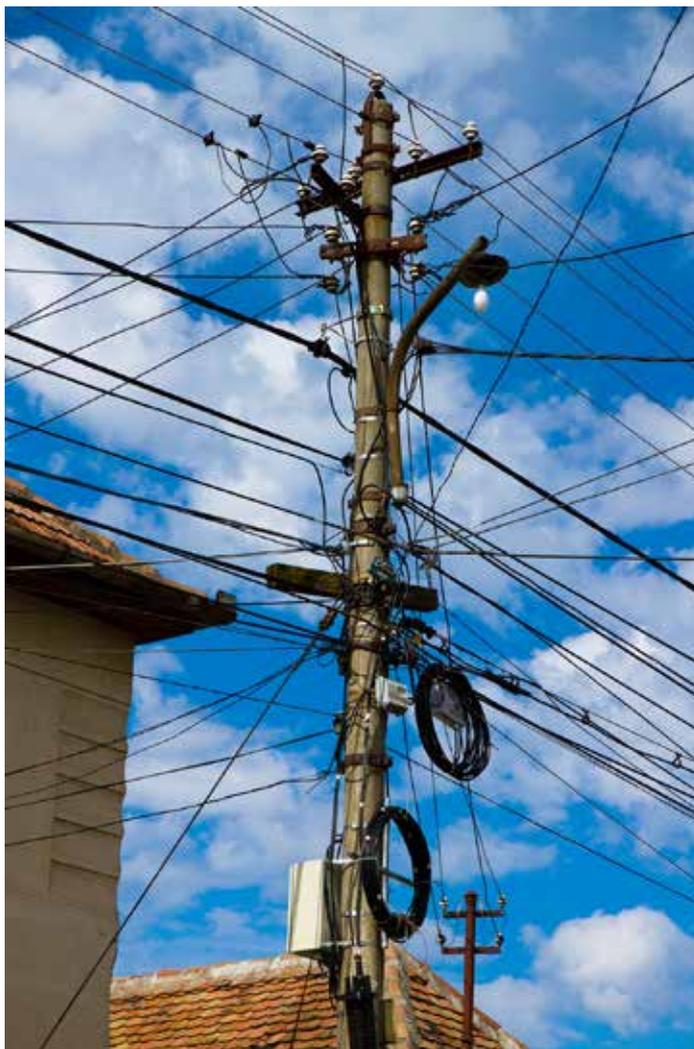
Agradecimientos

El consultor agradece a las instituciones y empresas que brindaron información valiosa para este estudio, entre ellas: ECOGUZ, TECNOSOL, INNOVASOL, SIE SA, ENERSOL, APLITEC, CASA SOLAR, BOLPEGAS, ENERGÉTICA, IMMERSIVE SRL y las contribuciones de Enrique Birhuett G. y Carlos A. A. Fernández Vázquez, en aspectos normativos legales y técnicos.

Referencias

- Ministerio de Energías. (2019). *Estudio de viabilidad para la introducción de Generación Distribuida*. La Paz: GIZ.
- Álvarez, C., & Serna, F. (2016). *Análisis local y mundial de tendencias en generación distribuida*. Obtenido de cidet.org.co: <http://www.cidet.org.co/corporativo/analisis-localy->
- Fernández V., C., Vansighen, T., Fernández F., M., & Quoilin, S. (2024). Energy transition implications for Bolivia. Long-term modelling with short-term assessment of future scenarios. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 113946.
- IPCC. (2018). *Global warming of 1.5°C*. Suiza: IPCC.
- Chen, J. (2021). Carbon neutrality: Toward a sustainable future. *The Innovation*.
- Wang, F., Harindintwali, J., Yuan, Z., Wang, M., Wang, F., & Li, S. (2021). Technologies and perspectives for achieving carbon neutrality. *The Innovation*, 2, 100180.
- UNEP. (2022). *El Estado de la Generación Distribuida Solar Fotovoltaica en América Latina y el Caribe*. Obtenido de <https://wedocs.unep.org/20.500.11822/40538>
- BID. (2019). *Avances en el diseño de políticas y marcos regulatorios en LAC*. BID.
- Ministerio de Medio Ambiente y Agua. Autoridad Plurinacional de la Madre Tierra. (2021). *Actualización de las CND para el periodo 2021-2030 en el marco del Acuerdo de París*. La Paz: Autoridad Plurinacional de la Madre Tierra. Bolivia.
- Gobierno del Estado Plurinacional de Bolivia. (2021). *Decreto Supremo N° 4539 de 7 de julio de 2021*. La Paz: Gaceta Oficial de Bolivia.
- Gobierno del Estado Plurinacional de Bolivia. (2021). *Decreto Supremo N° 4477 de 24 de marzo de 2021*. La Paz: Gaceta Oficial de Bolivia.

- INNOVASOL. (4 de enero de 2023). *INNOVASOL*. Obtenido de INNOVASOL: <https://innovasol.com.bo/>
- AETN. (5 de enero de 2024). *AETN*. Obtenido de AETN - Generacion Distribuida: <https://www.aetn.gob.bo/web/main?mid=1&cid=216>
- INE. (2021). *Estimaciones y Proyecciones de la Población de Bolivia, Departamentos y Municipios*. La Paz - Bolivia: INE.
- Ministerio de Hidrocarburos y Energía de Bolivia. (2023). *Balance Energético Nacional 2018-2022*. La Paz: MHE.
- Fernández V., C. A., & Fernández F., M. H. (2017). Evaluación de la viabilidad económica de sistemas de generación fotovoltaica para áreas urbanas de Bolivia, basada en 6 casos de estudio. *DECURSOS*, 119.
- Fernández F., M. H., Birhuett G., E., & Fernández V., C. A. (2023). *Estadísticas sobre Generación Distribuida en Bolivia*. Cochabamba: IMMERSIVE SRL.





@JubileoBolivia



Fundación Jubileo



@fundacionjubileo



Fundación Jubileo



www.jubileobolivia.org.bo