



boletín n° 110 - diciembre 2019

TUNUPA

FUNDACIÓN · SOLÓN

Bs. 2

SOBREDOSIS de electricidad

- Situación de la energía eléctrica en Bolivia -

Decodificando la sobredosis

Esta publicación busca analizar la realidad del sector eléctrico y las complicaciones generadas por la quimera de transformar a Bolivia en el corazón energético de Sud América. El objetivo de este texto es:

a) Sistematizar el estado de situación de la electricidad en Bolivia y sus proyecciones para los próximos años,

b) identificar algunos de los principales problemas y desafíos del sector eléctrico, y

c) contribuir al necesario debate que se debe realizar a partir de transparentar toda la información y analizar las distintas alternativas para reconducir la política del sector eléctrico.

La información que aquí se resume y analiza se encuentra en diferentes informes y memorias de las entidades involucradas en el sector eléctrico: Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), Autoridad de Electricidad (AE), Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas (VMEEA), ENDE corporación y las empresas

que la conforman, y otras instituciones. Es de mencionar que en relación a los diferentes proyectos ejecutados, en construcción o planificación existe información muy parcial y en algunos casos cambiante según el año y la fuente. En los reportes de las distintas entidades mencionadas que están disponibles en sus sitios web no se encuentran los estudios de factibilidad económica, ambiental ni un plan pormenorizado del sector eléctrico que explique porque se hicieron algunas inversiones y no otras.

Es de destacar que sobre la propuesta de transformar a Bolivia en el corazón energético de Sud América se ha encontrado información muy general y no un plan bien estructurado. Sin embargo, del análisis de los diferentes emprendimientos, es claro que el sueño exportador guió muchas de las acciones realizadas y terminó colocando a Bolivia en una situación de sobredosis eléctrica, en la cuál, la oferta de energía eléctrica más que duplica la demanda interna sin que existan a la fecha contratos de exportación para semejante excedente.

Foto: Los Tiempos, 2018



Electricidad:

Bien de consumo inmediato

La electricidad es un bien de consumo inmediato. Sólo se produce lo que se va a consumir porque la energía no se puede almacenar en grandes cantidades. A diferencia de otros bienes no se puede guardar la electricidad para consumirla mas adelante. Por eso las inversiones en electricidad tienen que tomar en cuenta siempre la demanda, su proyección y los nuevos mercados reales y no sólo teóricos.

En Bolivia los sistemas de generación eléctrica se dividen en tres: 1) el Sistema Interconectado Nacional (SIN), 2) los Sistemas Aislados (SA), y 3) los auto productores.

El **SIN** es el sistema eléctrico que integra sistemas de generación, transmisión y distribución, en los departamentos de La Paz, Cochabamba, Santa Cruz, Chuquisaca, Oruro, Potosí, Tarija y Beni. Comprende principalmente a plantas de las empresas de ENDE (Andina, Guaracachi, Valle Hermoso, Corani y Matriz), COBEE, CECBB, HB, Guabirá y otras.

Los **SA**, como su nombre lo indica, no están conectados al SIN y se encuentran en los departamentos de Santa Cruz, Beni, Pando y Tarija. Varios de estos SA son responsabilidad de ENDE (Cobija, Guayaramerín, Cachuela Esperanza, El Sena, Baures, Bella Vista, San Matías y otros), del CRE RL (Charagua, Cordillera, German Bush, San Ignacio de Velazco y otros), del CER (Riberalta y Gonzalo Moreno) y SETAR (Bermejo y Entre Ríos).

Los **auto productores** son empresas que generan electricidad para su autoconsumo y que en el caso de las industrias azucareras también inyectan parte de su energía al SIN. Entre los auto productores figuran empresas como YPFB Refinación S.A., PLUSPETROL, AGUAÍ S.A., EASBA, PIL Andina S.A., YPFB Transierra, IAGSA, UNAGRO, Gravetal Bolivia S.A., SINCHI WAYRA S.A. y otros.

El sistema más importante de generación, distribución y consumo de electricidad en Bolivia es el SIN. Según la Autoridad de Electricidad, el año 2018 teníamos en Bolivia una potencia instalada de 2.773,1 MW y una generación eléctrica de 9.949,2 GWh. El SIN representó dicho año el 86% de la potencia instalada y contribuyó con el 92,8%

de la generación eléctrica. Los SA representaron el 6,6% de la potencia instalada y el 4,4% de la generación eléctrica, y los Auto productores constituyeron el 7,4% de la potencia instalada y sólo el 4,4% de la generación eléctrica.

Potencia y Generación en Bolivia Año 2018

	Potencia		Generación	
	MW	%	GWh	%
Sistema Interconectado Nacional	2.382,5	86,0%	9.230,2	92,8%
Sistemas Aislados	183,9	6,6%	434,1	4,4%
Autoprodutores	204,8	7,4%	284,9	2,9%
TOTAL	2.771,3	100,0%	9.949,2	100,0%

Fuente: Anuario Estadístico 2018 Autoridad de Electricidad

La potencia instalada es la capacidad de generación y se expresa en Megawatt (MW), mientras la generación eléctrica es la cantidad de energía realmente producida y se expresa en Kilowatt por hora (KWh), Megawatt por hora (MWh) o Gigawatt por hora (GWh). Por ejemplo, una planta de 100 MW de potencia instalada que trabaja a la mitad de su capacidad produce 438 GWh al año (100 MW x 24 horas x 365 días dividido entre dos).

No se puede producir mucha más electricidad que la que se consume. La producción de electricidad acompaña siempre el consumo. El pequeño margen superior que existe en la oferta en relación a la demanda es porque parte de la electricidad se pierde en los procesos de generación, transmisión, distribución y se emplea en el funcionamiento de las propias plantas de generación eléctrica.

El 2018 la generación bruta de electricidad en Bolivia fue de 9.949,2 GWh mientras el consumo fue de 8.450,1 GWh. En términos de potencia, el 27 de septiembre del 2018 fue el día de mayor demanda en el SIN (1.511,2 MW). Ese año la potencia instalada en el SIN llegó a 2.382,5 MW. Es decir que la potencia instalada ya era superior en 871 MW a la potencia máxima utilizada ese año. Aun dejando una reserva de 200 MW para posibles eventualidades el 2018 ya se tenían más de 600MW de potencia instalada que no se estaban empleando.

Termoeléctricas, hidroeléctricas, eólicas, solar y biomasa

En Bolivia existen:

- a) termoeléctricas que funcionan a gas natural y diesel,
- b) hidroeléctricas que funcionan con el empuje del agua,
- c) plantas eólicas que utilizan la fuerza del viento,
- d) plantas fotovoltaicas que aprovechan la radiación solar, y
- e) plantas que utilizan biomasa (bagazo de caña de azúcar) como combustible para mover sus turbinas.

Algunas de las ventajas y desventajas de estas centrales eléctricas son:

	Ventajas	Desventajas
Termoeléctricas	<ul style="list-style-type: none"> • Inversión más baja en relación a hidroeléctricas. • Instalación más rápida que hidroeléctricas. • Generación de electricidad en cualquier momento si hay combustible. 	<ul style="list-style-type: none"> • Agravan el cambio climático con emisiones de dióxido de carbono. • Su combustible (diesel o gas natural) tiene precio a diferencia del viento, la radiación solar o el caudal de un río.
Hidroeléctricas	<ul style="list-style-type: none"> • No usan combustibles fósiles ni emiten dióxido de carbono. • Su costo por MWh en general es más bajo que las termoeléctricas. • Su impacto ambiental y social puede ser menor si son pequeñas y no requieren grandes embalses. 	<ul style="list-style-type: none"> • Según su tamaño y ubicación sus embalses pueden provocar desplazamientos de personas, inundaciones de bosques, pérdida de biodiversidad y emisiones de gases metano más potente que el dióxido de carbono. • Sus presas obstruyen el flujo de los ríos y el paso de los peces. • Períodos largos de construcción para grandes represas. • Riesgo asociado a desastres naturales por problemas sísmicos o de mal diseño. • Generan poca o ninguna electricidad en épocas de mucha sequía. • Inversiones alta para desmontar las presas después que cumplen su vida útil.
Eólicas	<ul style="list-style-type: none"> • No usan combustibles fósiles ni emiten dióxido de carbono. • Costo de instalación por MW cada vez mas bajo. • Bajo costo de generación por MWh por utilización el viento. 	<ul style="list-style-type: none"> • Generan electricidad sólo cuando hay viento. • Según la cantidad y ubicación de sus generadores pueden afectar el vuelo de aves y provocar otras afectaciones ambientales y sociales.
Solar	<ul style="list-style-type: none"> • No usan combustibles fósiles ni emiten dióxido de carbono. • Costo de instalación por MW cada vez mas bajo. • Bajo costo de generación por MWh por utilización de la radiación solar. 	<ul style="list-style-type: none"> • Generan electricidad sólo de día y su rendimiento baja cuando hay nubes. • Según su tamaño y ubicación pueden tener diferentes impactos ambientales y sociales.
Biomasa	<ul style="list-style-type: none"> • Utilización de desechos naturales como el bagazo de caña de azúcar. 	<ul style="list-style-type: none"> • Pueden tener graves impactos ambientales y sociales si requieren de grandes plantaciones de pastos u arboles para proveer de biomasa. • Sólo funciona los meses posteriores a la cosecha.

Fuente: Fundación Solón, 2019

Para la generación eléctrica de un país lo más aconsejable es combinar diferentes tipos de plantas eléctricas. Mucho depende de las características geográficas del país, del tamaño de las plantas que se va a construir, de su ubicación, de si hay mucha o poca radiación solar, mucho o poco viento, de si existen caídas de ríos que se pueden aprovechar sin hacer grandes

embalses, de la existencia de desechos de biomasa disponible que no requieran hacer grandes plantaciones de monocultivos que afecten más al medio ambiente, etc. A partir de este conjunto de elementos hay que apreciar cuáles provocan menos impactos sociales y ambientales, generan menos emisiones de gases de efecto invernadero, tienen menores riesgos, son más económicos, eficientes y rentables, etc.

En la siguiente tabla se puede apreciar que el año 2018 en el SIN, los SA y los autoprodutores, las termoeléctricas representaban el 66,5% de la potencia instalada, las hidroeléctricas 24,7%, las eólicas 1,1%, las plantas fotovoltaicas 2,5% y las plantas que funcionan a biomasa 5,3%. Las termoeléctricas están presentes en el SIN, los SA y los autoprodutores y representan

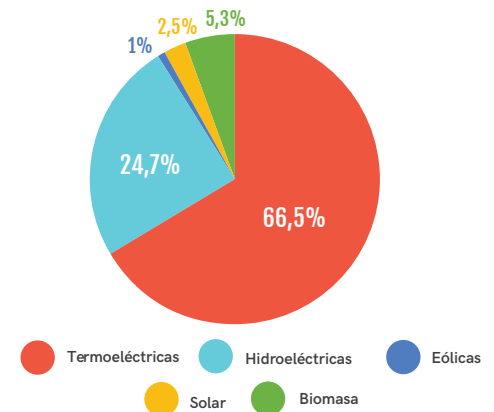
casi la totalidad de los sistemas aislados, mientras las hidroeléctricas prácticamente sólo están presentes en el SIN. La energía eólica está únicamente conectada al SIN al igual que la mayoría de la energía fotovoltaica. Por último, la biomasa que empezó en los autoprodutores y representa más de la mitad de su potencia instalada es poco relevante en el SIN.

Potencias instaladas por sistema y tipo de combustible 2018

	SIN		SA		Auto productores		TOTAL	
	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%
Termoeléctricas	1.600,8	65,9%	178,0	96,9%	76,2	42,7%	1.855,0	66,5%
Hidroeléctricas	689,0	28,4%			1,2	0,7%	690,2	24,7%
Eólicas	27,0	1,1%					27,0	1,0%
Solar	65,0	2,7%	5,6	3,1%			70,6	2,5%
Biomasa *	46,6	1,9%			101,0	56,6%	147,6	5,3%
TOTAL	2.428,4	100,0%	183,6	100,0%	178,4	100,0%	2.790,4	100,0%

Fuente: Anuario Estadístico 2018 Autoridad de Electricidad, Memoria 2018 CNDC

* La potencia instalada de Biomasa conectada al SIN ha sido incluida en la columna del SIN y no de autoprodutores.



En términos de generación eléctrica la contribución de las termoeléctricas y las hidroeléctricas se incrementa levemente, mientras la participación de la biomasa se reduce significativamente a un 0,8% al igual que la eólica y la solar que bajan al 0,6% y 1,3% respectivamente.

Generación eléctrica por sistema y tipo de combustible 2018

	SIN		SA		Auto productores		TOTAL	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Termoeléctricas	6.366,3	69,0%	428,7	98,8%	187,1	65,7%	6.982,1	69,0%
Hidroeléctricas	2.605,8	28,2%			6,6	2,3%	2.612,4	28,2%
Eólicas	58,8	0,6%					58,8	0,6%
Solar	122,1	1,3%	5,4	1,2%			127,4	1,3%
Biomasa *	77,2	0,8%			91,3	32,0%	168,5	0,8%
TOTAL	9.230,2	100,0%	434,1	100,0%	284,9	100,0%	9.949,2	100,0%

Fuente: Fundación Solón, 2019

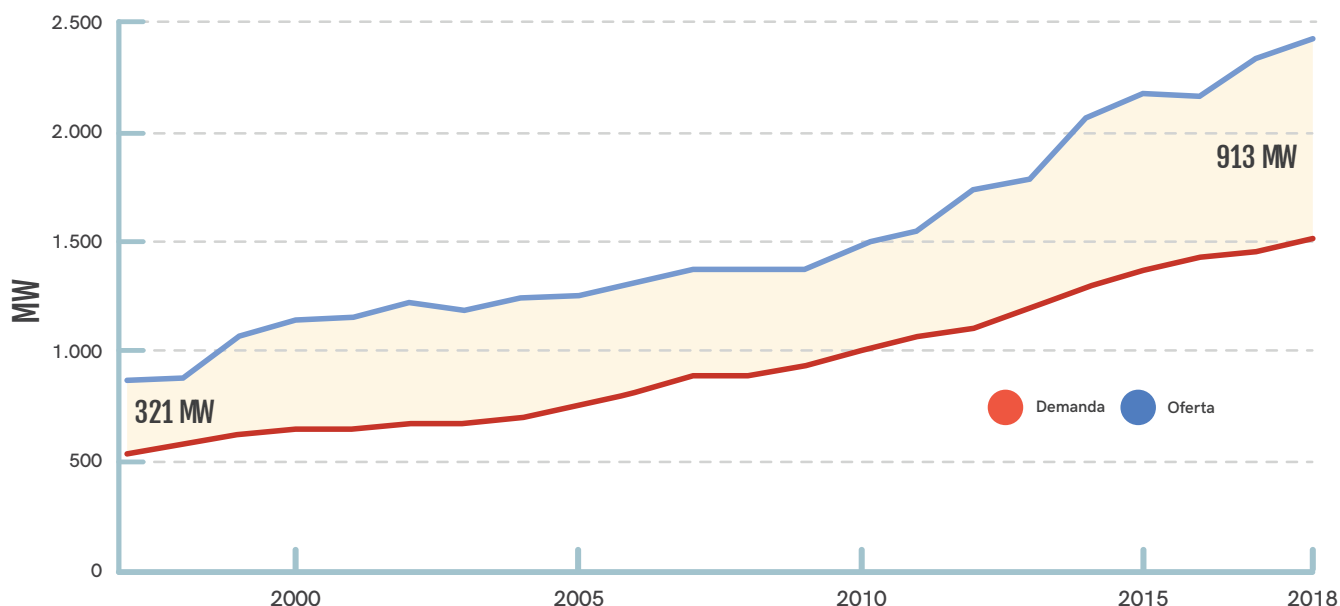
Foto: Infobae, 2015



El desencuentro entre la demanda y oferta

En casi cincuenta años, la demanda total de electricidad en Bolivia (SIN, SA y Autoprodutores) ha pasado de 709 GWh en 1970 a 8.450 GWh en 2018. El crecimiento promedio anual en estas cinco décadas ha sido de 5,3%. En los últimos tres años la tasa de crecimiento anual ha disminuido a 4,1% el 2016, 2,1% el 2017 y 0,9% el 2018. La potencia instalada conectada a al SIN pasó de 865 MW en 1997 a 2.424 MW en 2018. El excedente de potencia subió de 321 MW a 913 MW, equivalente a un 60% de la potencia máxima demandada ese año.

Oferta y demanda de potencia en el SIN (MW)



Fuente: Memoria 2018 CNDC, Anuario Estadística AE

Según la Rendición Pública del Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas de Marzo del 2019 la cobertura del servicio de electricidad sería de 95 % a nivel nacional (99% urbano y 86% rural). En los últimos 15 años se habría pasado de una cobertura del 87% al 99% en las áreas urbanas y del 33% al 86% en las áreas rurales.

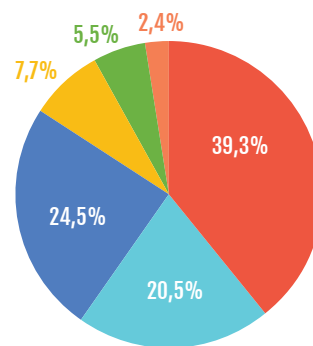
Cobertura servicio electricidad

	Nacional	Urbana	Rural
2005	67%	87%	33%
2010	79%	94%	51%
2018	93%	99%	80%
2019	95%	99%	86%

Fuente: Rendición Inicial Pública de cuentas VMEEA Marzo 2019

En el año 2018 39,% de la generación eléctrica a nivel del SIN, los SA y los auto productores es consumida en primer lugar por usuarios residenciales (39,3%), en segundo lugar por la industria (24,75%) y en tercer lugar por la categoría General (20,5%).

	GWh	%
Residencial	3.320	39,3%
General	1.733	20,5%
Industrial	2.071	24,5%
Minería	653	7,7%
A. Público	466	5,5%
Otros	207	2,4%
TOTAL	8,450	100,0%



La proyección de la demanda

El Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) hace una proyección de incremento de la generación eléctrica sólo para el SIN al año 2030 y concluye que, para el final de la década, Bolivia requeriría 19.122 GWh anuales y una potencia instalada de 3.131 MW. Esta proyección nos da una tasa promedio de crecimiento anual de 6,7% que es más elevada que el promedio de los últimos años.

	Generación Eléctrica		Potencia	
	GWh	Tc	MW	Tc
2019	9.434	6,9%	1.582	4,7%
2020	10.120	7,3%	1.723	8,9%
2021	11.167	10,3%	1.879	9,1%
2022	11.872	6,3%	1.989	5,9%
2023	12.617	6,3%	2.109	6,0%
2024	13.403	6,2%	2.243	6,4%
2025	14.232	6,2%	2.375	5,9%
2026	15.107	6,1%	2.510	5,7%
2027	16.031	6,1%	2.658	5,9%
2028	17.007	6,1%	2.812	5,8%
2029	18.036	6,1%	2.971	5,7%
2030	19.122	6,0%	3.131	5,4%

Fuente: Memoria Anual 2018, CNDC.

La oferta a corto plazo

Tomando en cuenta las plantas en funcionamiento, las que recientemente han sido inauguradas y aquellas que están en construcción, la potencia instalada a nivel del SIN se incrementará en un 73% pasando de 2.424 MW a 4.201 MW entre el 2018 y el 2021. Gran parte de este incremento ya se ha concretado el 2019 con la incorporación de 1.000 MW de las termoeléctricas de ciclo combinada de Entre Ríos, Warnes y del Sur y el restante se dará sobre todo por las hidroeléctricas de Miguillas e Ivirizu, las eólicas de Warnes, El Dorado y San Julian y la Fase II de la planta fotovoltaica de Oruro.

Potencia instalada SIN (MW)

	2018	2019	2020	2021
Termoeléctricas	1.601	2.601	2.601	2.601
Hidroeléctricas	685	753	755	1.248
Eólicas	27	27	135	135
Solar	65	121	171	171
Biomasa	46	46	46	46
	2.424	3.548	3.708	4.201

Fuente: Fundación Solón, 2019

Comparando la proyección de la demanda con la realidad de la oferta podemos concluir que a fines del 2021 ya se habrá superado en más de 1.000 MW la potencia instalada que se necesitaría para el año 2030. El 2021 la potencia instalada será de 4.201 MW representando una sobredosis de 2.331 MW frente a una demanda de 1.871 MW para el 2021 según el CNDC.

Foto: El Alto es Noticia, 2017



Termoeléctricas:

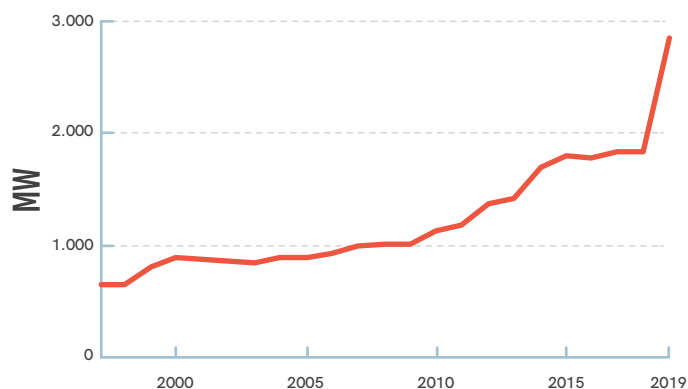
Sobreoferta de electricidad

Las centrales termoeléctricas que funcionan principalmente a gas natural han sido las que más han crecido en los últimos 13 años. Durante el gobierno de Evo Morales las termoeléctricas se duplicaron pasando de una potencia instalada de 926 MW en 2006 a 1.855 MW en 2018. El año 2019 pegaron un nuevo salto con la inauguración de tres plantas de ciclo combinado con una capacidad total de 1.000 MW, lo que eleva la potencia instalada termoeléctrica a 2.855 MW en el Sistema Integrado Nacional (SIN), los Sistemas Aislados (SA) y los autoprodutores.

	Planta	Incremento	Acumulado
2018			1.855 MW
2019	Entre Ríos	360 MW	2.215 MW
	Warnes	320 MW	2.535 MW
	Termoeléctrica del Sur	320 MW	2.855 MW

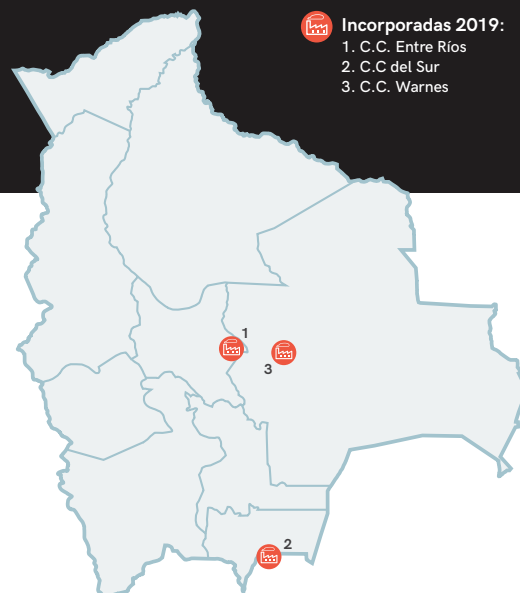
Fuente: ENDE, artículos prensa.

Incremento energía termoeléctrica por año (MW)



Fuente: Anuario Estadístico 2018 AE e informes ENDE 2018, 2019.

El 91 % de la potencia instalada de las termoeléctricas está conectada al SIN (2.600,8 MW) y el otro 9% (254 MW) se encuentra en los sistemas aislados y los autoprodutores. Las termoeléctricas conectadas al SIN funcionan a gas natural con la excepción de la central de Moxos y algunas turbinas de la central de Aranjuez.



Incorporadas 2019:
 1. C.C. Entre Ríos
 2. C.C. del Sur
 3. C.C. Warnes

En cambio el consumo de diesel se da sobre todo en las termoeléctricas de los Sistemas Aislados (CRE R.L., ENDE del Beni, CER, El Sena Guayaramerín, Cobija, Rosario del Yata y Cachuela Esperanza).

Consumo de Gas Natural o diesel en termoeléctricas del SIN y los SA & auto productores – 2018

	Unidad	SIN		SA & Auto productores		TOTAL	
Gas Natural	MMPC	61.645	90,7%	6.313	9,3%	67.958	100,0%
Diesel Oil	M3	22.949	30,5%	52.415	69,5%	75.364	100,0%

Fuente: Anuario Estadístico 2018 AE

En Bolivia las termoeléctricas han proliferado porque su costo de instalación es más bajo que el de una hidroeléctrica y porque su combustible está subvencionado. El millar de pies cúbicos (MMPC) de gas natural lo pagan a 1,3 dólares americanos mientras el precio de exportación de esa misma cantidad está en alrededor de 6 dólares americanos.

Tres nuevas termoeléctricas de ciclo combinado

En los últimos años el gobierno de Evo Morales apostó por termoeléctricas de ciclo combinado que cuentan con turbinas a gas y turbinas a vapor para aprovechar los gases calientes que salen de las turbinas a gas.



Foto: Termoeléctrica Entre Ríos, ENDE, 2018

El 2019 se inauguraron tres termoeléctricas de ciclo combinado conectadas al SIN por un total de 1.000 MW. La termoeléctrica de Entre Ríos ubicada en el departamento de Cochabamba era una termoeléctrica convencional con 104 MW de potencia a la que se le adicionaron 360 MW instalando 6 turbinas a gas y 3 turbinas a vapor. La termoeléctrica del Sur del departamento de Tarija vio incrementar su potencia de 160 MW con 320 MW adicionales provenientes de 4 turbinas a gas y 4 turbinas a vapor. Igualmente la termoeléctrica de Warnes, ubicada

en el departamento de Santa Cruz, recibió un incremento de 320 MW a sus 200 MW originales con 4 turbinas a gas y 4 turbinas a vapor.

La inversión de estas 3 termoeléctricas de ciclo combinado fue de 1.395 millones de dólares según la memoria de ENDE del 2018. El costo de inversión por MW de las mismas está entre 1,28 y 1,46 millones de dólares. El financiamiento provino del Banco Central de Bolivia (BCB) y el ejecutor fue el consorcio Siemens – TSK.

	Planta termoeléctrica Entre Ríos	Planta termoeléctrica del Sur	Planta termoeléctrica Warnes
Empresa	ENDE Andina	ENDE Andina	ENDE Andina
Ubicación	Cochabamba, municipio Entre Ríos.	Tarija, municipio Yacuiba	Santa Cruz, municipio Warnes
Potencia original instalada 2018	104 MW	160 MW	200 MW
Potencia adicional 2019	360 MW	320 MW	320 MW
Inauguración	Septiembre 2019	Agosto 2019	Septiembre 2019
Inversión ciclo combinado adicional	463 millones de dólares	464 millones de dólares	468 millones de dólares
Inversión por MW	1,28 millones de dólares	1,45 millones de dólares	1,46 millones de dólares
Financiadore	Banco Central de Bolivia (BCB), recursos propios y notas de crédito fiscal*	Banco Central de Bolivia (BCB), recursos propios y notas de crédito fiscal*	Banco Central de Bolivia (BCB), recursos propios y notas de crédito fiscal*
Empresa constructora	Consortio Siemens - TSK	Consortio Siemens - TSK	Consortio Siemens - TSK

Fuente: Rendición de cuentas ENDE 2016; 2018, 2019; CNDG, 2019.

*Memoria ENDE 2016; 2017.

Termoeléctricas en los Sistemas Aislados y auto productores

Las termoeléctricas que funcionan a gas natural y diesel representan casi la totalidad de la potencia instalada en los sistemas aislados y un poco menos de la mitad en los auto productores. La otra mitad de la potencia instalada en los auto productores está constituida sobre todo por plantas de biomasa.

Termoeléctricas en los SA y auto productores 2018

	SA		Auto productores		Total SA & Auto	
	MW	%	MW	%	MW	%
Termoeléctricas	178,0	96,9%	76,2	42,7%	254,2	70,2%
Otros	5,6	3,1%	102,2	57,3%	107,8	29,8%
TOTAL	183,6	100,0%	178,4	100,0%	362,0	100,0%

Fuente: Anuario Estadístico 2018 AE

Un futuro complicado

Las termoeléctricas enfrentan un futuro complejo. Por un lado, son las centrales eléctricas que más han crecido en los últimos años llegando el 2019 al 73,3% de la potencia instalada en el SIN.

Participación porcentual en el SIN según tipo de centrales en funcionamiento y construcción

	2018	2019	2020	2021
Termoeléctricas	66,0%	73,3%	70,1%	61,9%
Hidroeléctricas	28,3%	21,2%	20,4%	29,7%
Eólicas	1,1%	0,8%	3,6%	3,2%
Solar	2,7%	3,4%	4,6%	4,1%
Biomasa	1,9%	1,3%	1,2%	1,1%
TOTAL	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fuente: Fundación Solón, 2019

Las actuales termoeléctricas por si solas podrían satisfacer toda la demanda interna del país hasta más allá del 2025, pero ello no es viable ni rentable porque el gas natural que consumen está subvencionado y las reservas de gas natural están en declive. El monto total de la subvención aumenta en la medida en que sube el precio del gas natural para exportación. El gas natural que consumen las termoeléctricas podría ser exportado a cuatro o cinco veces el precio que pagan las termoeléctricas en el país.

Lo ideal hubiera sido que la participación de las termoeléctricas en Bolivia hubiera ido disminuyendo a favor de las eólicas, solares e hidroeléctricas de pasada para así reducir el subsidio que de hecho se les otorga al venderles un gas natural a 1,3 dólares MMPC cuando el precio de exportación está en 6 dólares MMPC.

Actualmente se tiene una sobredosis de termoeléctricas y no se ha firmado ningún contrato de exportación. La única iniciativa real es la posible exportación de 120 MW de potencia a Tartagal, Argentina. Este emprendimiento que, apenas cubriría una decima parte de la sobre oferta

de las termoeléctricas, ha sido realizado de manera irregular por la desesperación de exportar aunque sea algo de electricidad para que no se desplome totalmente el discurso de Bolivia corazón energético de Sudamérica.

Las líneas de transmisión en territorio argentino han sido construidas y financiadas por Bolivia sin que exista un contrato a largo plazo. Lo correcto hubiera sido que hubiera primero un contrato y que las líneas de transmisión corran a cuenta de la Argentina. Sin embargo, ese no ha sido el caso y Bolivia, desesperada por exportar sus excedentes de electricidad, ha puesto la inversión para las líneas de transmisión antes que hubiera un contrato a largo plazo de compra de electricidad a un precio que esté por encima de sus costos reales de generación.

La gran incógnita de las termoeléctricas es a qué precio por MWh exportarán su energía. Para ser efectivamente rentables y no subvencionar al vecino país, sus costos de generación eléctrica no deben incluir ningún tipo de subvención al gas natural para la exportación. No se han hecho públicos estudios que muestre que sin subsidios las termoeléctricas de Bolivia tendrían precios competitivos de exportación.

El otro tema es que la exportación para ser beneficiosa debe ser sostenida en el tiempo y no sólo en momentos de mayor demanda en el vecino país (por ejemplo durante el invierno). Los contratos de exportación deberían ser a largo plazo asegurando un ingreso anual a un precio que genere utilidades reales. Exportar ocasionalmente es transformarse en una suerte de vendedor ambulante en deterioro de la economía boliviana y de las inversiones que se han hecho en ese sector.

A ello se suma otra complicación: la constante devaluación del dólar en los países vecinos que hace más difícil el establecimiento de contratos indexados de alguna manera al dólar para poder recuperar las inversiones realizadas en las centrales eléctricas.

El crecimiento vertiginoso de las termoeléctricas, sin que hubiera una demanda interna pujante en Bolivia y sin que antes se hubieran consolidado mercados de exportación, hace que estas puedan convertirse en elefantes blancos condenados a funcionar muy por debajo de su capacidad instalada.

Termoeléctricas (SIN + SA + Autoprodutores)

Instaladas al 2018

1.855 MW

Incorporadas 2019

1.000 MW

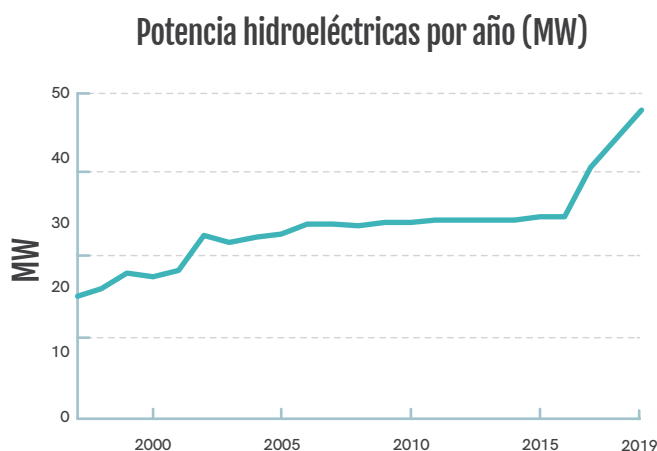
Total 2019

2.855 MW

Hidroeléctricas:

Entre la necesidad y la pesadilla

La potencia instalada hidroeléctrica se mantuvo estancada entre 2006 y 2016 durante el gobierno de Evo Morales. El año 2006 la potencia instalada hidroeléctrica conectada al Sistema Integrado Nacional (SIN) era de 476 MW y el 2016 apenas subió a 493 MW. A partir del 2017 recién empezó un incremento del sector hidroeléctrico con la entrada en funcionamiento de Misicuni, San Jose I, el aumento de la capacidad de Corani y San Jose II. En los últimos 3 años la potencia instalada hidroeléctrica se incrementó en un 52%.

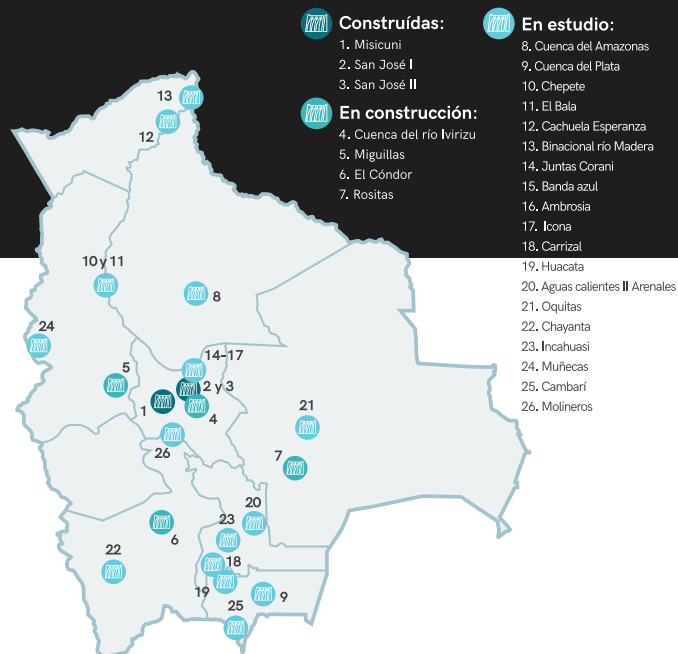


Fuente: Autoridad de Energía, ENDE

Incremento anual de la potencia instalada hidroeléctrica en el SIN (en MW)

	Planta	Incremento	Acumulado
2016			493 MW
2017	Misicuni	120 MW	613 MW
	San Jose I	55 MW	668 MW
2018	Corani - ampliación	15,7 MW	685 MW
2019	San Jose II	69 MW	753 MW

Fuente: Fundación Solón, 2019



Las nuevas centrales hidroeléctricas en operación

Después de muchos años y varios retrasos Misicuni entró en operación en septiembre del 2017. Su potencia instalada es de 120 MW sin embargo el 2019 el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) estima que su generación eléctrica es de sólo 114 GWh lo que significa que opera al 10% de su capacidad instalada. Misicuni, que se encuentra dentro del Parque Nacional Tunari, fue financiada por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y el Tesoro General de la Nación (TGN). El costo de inversión por MW tomando en cuenta sólo la inversión para el embalse y la central hidroeléctrica es de 2,57 millones de dólares por MW. Misicuni es una de las hidroeléctricas más caras y que menos energía eléctrica genera.

San José fase I y fase II añadieron al SIN una potencia instalada de 124 MW. San José I que entró en funcionamiento a principios del 2018 estaría funcionando al 73% de su capacidad, mientras San Jose II que recién empezó a operar a mediados del 2019 tendría por el momento un factor de planta del 38%. El costo de inversión por MW de San Jose I está en 2,52 millones de dólares por MW y de San José II en 2,14 millones de dólares. La inversión total de 287 millones de dólares fue financiada por el BCB y la CAF. La principal empresa constructora del proyecto fue Sinohydro de la China.

El otro incremento de potencia instalada hidroeléctrica en los últimos años se dio a través de la ampliación de la hidroeléctrica de Corani con 15,7 MW adicionales de potencia instalada y una inversión de 8,9 millones de dólares.



Foto: Hidroeléctrica San José I, ENDE Corani, 2018

	Hidroeléctrica Misicuni	Hidroeléctrica San José I	Hidroeléctrica San José II	Hidroeléctrica Corani - Ampliación
Empresa a cargo	ENDE Corani	ENDE Corani	ENDE Corani	ENDE Corani
Ubicación	Cochabamba, municipio Quillacollo	Cochabamba, municipios Colomi y Villa Tunari	Cochabamba, municipios Colomi y Villa Tunari	Cochabamba, municipio Colomi
Potencia	120 MW	55 MW	69 MW	15,7 MW
Inicio operaciones	Septiembre 2017	Enero 2018	Junio 2019	Septiembre 2018
Generación prevista 2019	114 GWh	352 GWh	229 GWh	No existe valor desagregado ampliación
Factor de Planta	10%	73%	38%	--
Inversión	167 millones de dólares embalse 142 millones de dólares central hidroeléctrica	139 millones de dólares	148 millones de dólares	8,9 millones de dólares
Inversión por MW potencia instalada	2,57 millones de dólares	2,52 millones de dólares	2,14 millones de dólares	0,56 millones de dólares
Financiador	Banco Interamericano de Desarrollo (BID), Tesoro General de la Nación (TGN) y recursos propios de la Empresa Nacional de Electricidad	Banco Central de Bolivia (BCB), Banco de Desarrollo de América Latina (CAF), recursos propios.	Banco Central de Bolivia (BCB), Banco de Desarrollo de América Latina (CAF), recursos propios.	Recursos propios
Empresa constructora		Sinohydro	Sinohydro	

Fuente: Rendición de cuentas ENDE 2018, 2019; CNDC, 2018, 2019; Anuario Autoridad de Electricidad, 2018; Los Tiempos 10/06/2019, Memoria ENDE, 2016, 2017, 2018.

Hidroeléctricas en construcción

Actualmente existen tres proyectos hidroeléctricos en construcción: Ivirizú (290,2 MW) ubicado en Cochabamba, Miguillas (203 MW) en La Paz, y El Cóndor (1,47 MW) en Potosí. Los tres proyectos inyectarán al SIN un total de 494,67 MW y tendrán un costo total de 1.008 millones de dólares.

Ivirizú consta de dos centrales hidroeléctricas (Sehuencas y Juntas) que se están construyendo con financiamiento del Banco Central de Bolivia (BCB)

y están a cargo de la empresa Sinohydro de China. Miguillas tendrá dos centrales hidroeléctricas en cascada: Umapalca con una potencia instalada de 85 MW y Palillada con 118 MW. ENDE Corani está a cargo del proyecto Miguillas luego de la rescisión del contrato con la empresa española Corsán Corviam. El Cóndor es una pequeña hidroeléctrica en Potosí que cuenta con el financiamiento de Kreditanstalt Für Wiederaufbau (KfW) y recursos propios del país.

	Hidroeléctrica de la cuenca del río Ivirizú	Hidroeléctrica río Miguillas	Hidroeléctrica El Cóndor
Empresa a cargo	ENDE Valle Hermoso	ENDE Corani	ENDE Valle Hermoso
Ubicación	Cochabamba, municipios Tiraque, Totora, Pocona y Vacas	La Paz, municipios de Quimey Cajuata	Potosí, municipio Tomave
Potencia	290,2 MW	203 MW	1,47 MW
Inicio operaciones	2021	2021	2020
Inversión	555 millones de dólares	447 millones de dólares	6,2 millones de dólares
Inversión por MW potencia instalada	1,9 millones de dólares	2,2 millones de dólares	4,2 millones de dólares
Financiador	Banco Central de Bolivia (BCB)	Banco Central de Bolivia (BCB)	Kreditanstalt Für Wiederaufbau (KfW) y recursos propios
Empresa constructora	Sinohydro Corporation - China	Corsán Corviam - España en el período 2014 - 2017- ENDE Corani (1) desde 2017	La licitación se cerró recién en septiembre de 2019 (2)

Fuente: Rendición de cuentas ENDE 2016; 2018; 2019; Anuario Autoridad Electricidad, 2018; ENDE.bo, 2019.

1 Adjudicado según resolución de ENDE Corporación RPCD N°ENDE-RES-GDEE-7/3-17, que autoriza la Contratación Directa Sin Proceso Previo (CDSPP) del proceso CDSPP-ENDE-2017-039 Ingeniería, suministro y construcción, montaje, pruebas y puesta en marcha del "proyecto hidroeléctrico Miguillas".

2 <https://www.licitaciones.com.bo/ingenieria,-construccion,-suministro,-montaje-y-puesta-en-marcha-del-proyecto-hidroelectrico-el-condor-publicado-29jul2019-1cep15686.html>

Los planes de nuevas hidroeléctricas

El gobierno de Evo Morales tenía el plan de construir otras 30 hidroeléctricas. Algunas eran grandes proyectos que vienen del siglo pasado y otras son hidroeléctricas de mediana escala. Así mismo, están en curso los estudios de aprovechamiento de las cuencas del Amazonas (ríos Abuná, Beni y Mamoré principalmente) y del Plata (ríos Pilcomayo y Bermejo principalmente).

Las Mega hidroeléctricas

Las mega hidroeléctricas eran el centro del proyecto del gobierno de Evo Morales de convertir a Bolivia en exportador de electricidad. Existían cuatro principales megaproyectos: 1) Chepete y El Bala en el río Beni; 2) siete hidroeléctricas en el Río Grande (Santa Cruz - Chuquisaca) de las cuáles Rositas era la primera en construirse y las otras eran: Seripona, Las Juntas, Ocampo, Peña Blanca, Cañahuecal y La Pesca; 3) la hidroeléctrica binacional en el río Madera entre Bolivia y Brasil; y 4) Cachuela Esperanza, casi en la desembocadura del río Beni. En conjunto estos proyectos producirían 6.740 MW de energía para exportación.

De todos estos proyectos, solo la hidroeléctrica Rositas tiene un ofrecimiento de financiamiento por parte del Banco de China Eximbank y un contrato de construcción a cargo de la Asociación Accidental Rositas (AAR), compuesta por las empresas chinas Three Gorges Corporation y China International Water & Electric, que tienen como socia local a la empresa Reedco Srl. de Cochabamba. El Chepete y El Bala, así como Cachuela Esperanza, no tienen estudios a diseño final ni financiamiento, y la hidroeléctrica Binacional está en una fase de estudios de inventario del río Madera y sus afluentes a cargo de la empresa WorleyParsons Engenharia Ltda. La hidroeléctrica binacional produciría un total 3.000 MW de los cuales 1.500 MW pertenecerían a Bolivia y la otra mitad al Brasil.

Cuatro de estas hidroeléctricas tendrían una inversión total de 11.795 millones de dólares sin tomar en cuenta sus respectivas líneas de transmisión. Esta cifra es superior a la actual deuda externa de Bolivia.

	Rositas	Chepete	El Bala	Cachuela Esperanza	Binacional río Madera
Empresa a Cargo	ENDE Matriz	ENDE Matriz	ENDE Matriz	ENDE Matriz	ENDE Matriz
Ubicación	Santa Cruz (16 km aguas arriba de Abapó)	La Paz (70 km aguas arriba de Rurrenabaque)	La Paz (13,5 km aguas arriba de Rurrenabaque)	Beni (Frente al pueblo Cachuela Esperanza, a 43 km de la ciudad de Guayaramerín)	Frontera Brasil - Bolivia (departamentos Beni y Pando)
Potencia	600 MW	3.300 MW	350 MW	990 MW	1.500 MW
Generación (GWh/año)	3.064	15.470	2.195	5.400	¿?
Tiempo de construcción (años)	8 años	6 años	4 años	7 - 8 años	¿?
Inversión (solo componente hidroeléctrico sin líneas de transmisión)	1.514 MM USD	6.912 MM USD	1.151 MM USD	2.218 (3)MM USD	¿?
Empresa Constructora	Asociación Accidental Rositas (AAR): China Three Gorges Corporation, China International Water & Electric, y REEDCO SRL de Bolivia.	No se ha contratado	No se ha contratado	No se ha contratado	No se ha contratado
Fuente de Financiamiento	1.000 millones USD Exim Bank China Aún sin contrato firmado.	No hay	No hay	No hay. Inicialmente se mencionó a IIRSA: BNDES (4) BID.	Corporación Andina de Fomento (CAF), Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) y la Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras)

Fuente: Elaboración propia con base en Molina, 2010; Geodata, 2016; Eptisa, 2017; ENDEbo; Ministerio de Energías de Bolivia; Bank Information Center, 2010; Geodata, 2016; Eptisa, 2017.

El área total inundada por los embalses de cuatro de estas mega hidroeléctricas sería de 1.910 km². La deforestación y la descomposición de la biomasa inundada provocaría importantes gases de efecto invernadero (GEI). Al mismo tiempo, el impacto de las obras como caminos de acceso, movimiento de tierra, campamentos, casas de máquinas y las represas afectarían a siete áreas protegidas biodiversas como el Parque Iñaño, Área Natural Río Grande - Valles Cruceños, Área Parabanó, Parque Madidi. Reserva de la

Biosfera Pilón Lajas, Área Protegida Lago San José, Reserva de Vida Silvestre Bruno Racua.

Las mega hidroeléctricas afectarían a territorios y comunidades de los pueblos indígenas Mosetenes, Lecos, Tacanas, Tchimanés, Uchupiamonas, Esse Eja, Guaraníes y Chacobos. Según la Ficha Ambiental del Chepete casi la mitad del territorio Mosetén que limita con el Pilón Lajas quedaría bajo el agua.

3 Empresa Nacional de Electricidad (ENDE), en: http://plataformaenergetica.org/sites/default/files/proyecto_cachuela.pdf, revisado 25/01/19.

4 Bank Information Center. 2010. "Río Madeira Complex", en: https://plataformaenergetica.org/sites/default/files/sintesis_2011.pdf, revisado 25/01/19. Costa A.; Vibian C; et al. 2015. Brasil y sus intereses en la construcción de Cachuela Esperanza, Bolivia, en: Polis <http://polis.revues.org/10399>, revisado 25/01/19.

	Rositas	Chepete	El Bala	Cachuela Esperanza
Potencia Instalada (MW)	600	3.300	350	990
Área de Inundación (Km2)	449	677	94	690
Área de Inundación por MW de potencia instalada (hectáreas/MW)	70	20	27	69
Población afectada dentro del embalse	10 comunidades	2.314 personas	900 personas	No hay un número oficial, pero se estima que 15 comunidades ribereñas puedan resultar afectadas (5) o al menos el 20% de la población de la zona. (6)
Población afectada en Área de Influencia Directa	23 comunidades	1.660 personas	290 personas	
Población afectada en Área de Influencia Indirecta	No especifica la Ficha Ambiental	No especifica la Ficha Ambiental	No especifica la Ficha Ambiental	
Áreas protegidas afectadas	-Parque Nacional y Área Natural de Manejo Integrado (ANMI) Serranía del Iñaño. -Área Natural de Manejo Integrado (ANMI) Río Grande - Valles Cruceños. -Área Protegida Municipal Parabanó.	-Parque Nacional y Área Natural de Manejo Integrado (ANMI) Madidi. -Reserva de la Biosfera y Tierra Comunitaria de Origen Pilón Lajas.	-Parque Nacional y Área Natural de Manejo Integrado (ANMI) Madidi. -Reserva de la Biosfera y Tierra Comunitaria de Origen Pilón Lajas.	-Cachuela Esperanza: Área próxima al Área Protegida Municipal Lago San José (Riberalta, Beni). -Binacional: Área próxima a la Reserva de Vida Silvestre Departamental Bruno Racua (Nueva Esperanza, Pando).

Fuente: Elaboración propia con base en Justiniano, 2011; Costa et al. 2015; Geodata, 2016; Eptisa, 2017; ENDEbo; Molina, 2010.

Las demás hidroeléctricas

Según datos de ENDE existirían en cartera otros 13 proyectos de hidroeléctricas en el resto del país que tendrían de conjunto una potencia instalada de 1.764 MW. Estos proyectos son Banda azul, Juntas Corani, Ambrosía, Molineros, Madera, Aguas Calientes II Arenales, Carrizal, Huacata, Oquitas, Chayanta, Incahuasi, Cambarí y Muñecas. Hasta el momento, la información de ENDE indica que nueve proyectos contarían con financiamiento proveniente de recursos propios del país, dos serían financiados por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y uno por el Banco para el Desarrollo de América Latina (CAF).

Las hidroeléctricas que se construirán abarcan las zonas de los valles, yungas y el chaco. Banda Azul, Juntas Corani, Ambrosía, Icona se ubicarán en Cochabamba y se

construirían en el río Paracti. La hidroeléctrica Molineros se haría en la cuenca del río Caine, entre Cochabamba (Mizque) y Potosí. La hidroeléctrica Huacata se construiría en los ríos Casa Cancha y Huacata (trasvase de la cuenca del río Pilcomayo a la cuenca del río Guadalquivir) en Tarija. Cambarí también se realizaría en Tarija, en la cuenca del río Tarija, afluente principal del río Bermejo. En ese mismo departamento se haría la hidroeléctrica Carrizal, que se construiría sobre el río Camblaya, entre los departamentos de Tarija y Chuquisaca, abarcando los municipios de Culpina, Villa Abecia, Tomayapo (El Puente) y Villa San Lorenzo. La hidroeléctrica Aguas Calientes II Arenales e Incahuasi se harían en Chuquisaca. La hidroeléctrica Muñecas se construiría sobre el río Coroico en La Paz. Y Oquitas sería una hidroeléctrica sobre el río Parapetí según datos de ENDE.

	Empresa a cargo	Ubicación	Potencia	Inicio operaciones	Inversión	Financiador
Banda azul	ENDE Corani	Cochabamba, provincia Chapare	133,7 MW	2024	244 millones de dólares	Recursos Propios
Juntas Corani	ENDE Corani	Cochabamba, provincia Chapare	439,4 MW	Sin fecha	No especificado	Recursos Propios
Ambrosia	ENDE Corani	Cochabamba, provincia Chapare	84,9 MW	Sin fecha	No especificado	Recursos Propios
Oquitas	ENDE Guaracahi	Santa Cruz	125 MW	Sin fecha	No especificado	Banco Central de Bolivia
Carrizal	ENDE Matriz	Chuquisaca, municipios Culpina y Villa Abecia. Tarija, municipios Tomayapo (El Puente) y Villa San Lorenzo	346,5 MW	Sin fecha	No especificado	Banco de Desarrollo de América Latina (CAF) - ENDE Valle Hermoso
Huacata	ENDE Valle Hermoso	Tarija	10,67 MW	Sin fecha	No especificado	Recursos Propios
Aguas calientes II Arenales	ENDE Valle Hermoso	Chuquisaca	94 MW	Sin fecha	No especificado	Por definir
Icona	ENDE Matriz	Cochabamba	101,6 MW	Sin fecha	No especificado	Banco Interamericano de Desarrollo (BID)
Chayanta	ENDE Valle Hermoso	Potosí	177 MW	Sin fecha	No especificado	Recursos Propios
Incahuasi	ENDE Matriz	Chuquisaca	18 MW	Sin fecha	No especificado	Banco Interamericano de Desarrollo (BID)
Muñecas	ENDE Valle Hermoso	La Paz	40 MW	Sin fecha	No especificado	Recursos Propios
Cambarí	ENDE Valle Hermoso	Tarija	93MW	Sin fecha	No especificado	Recursos propios
Molineros	ENDE Valle Hermoso	Potosí, prov. Charcas, Cochabamba, prov. Mizque	100,8 MW	2022	338 millones de dólares	Recursos propios

Fuente: ENDEbo, 2019; ENDE Corani; ENDE Valle Hermoso; Rendición de cuentas ENDE 2016; 2017; 2018.

5 Costa A.; Vibian C; et al. 2015. Brasil y sus intereses en la construcción de Cachuela Esperanza, Bolivia, en: Polis <http://polis.revues.org/10399>, revisado 25/01/19. Laats, 2010. El Dilema Amazónico. La construcción de Mega-represas en el Río Madera, 2010.

6 Justiniano, 2011.



Foto: El País, 2018

Sobredosis extrema

Cuando se terminen de construir las hidroeléctricas de Ivirizu, Miguillas y el Condor la potencia instalada hidroeléctrica pasará de 493 MW en el 2016 a 1.247 MW en el año 2021. Esto significa un incremento de más del doble. Sin embargo, a nivel de generación eléctrica el aporte de las hidroeléctricas puede ser menor dependiendo de las lluvias, de su ubicación y diseño. Entre los años 2006 y 2015 con una potencia instalada de aproximadamente 490 MW se generaron anualmente 2.300 GWh, mientras el 2018 con casi 690 MW de potencia instalada (40% de incremento) se registro una generación de 2.605 GWh (13% de incremento) según la Autoridad de Electricidad. Es de señalar que en un año de pocas lluvias como fue el 2016 la generación de hidroeléctricas bajó a 1.715 GWh y que hidroeléctricas como Misicuni tuvieron en el 2019 un factor de planta de sólo un 10%.

Las nuevas hidroeléctricas en proceso de construcción demandaran una inversión superior a los 1.000 millones de dólares y su costo de inversión promedio por MW está entre los 2 y los 2,5 millones de dólares por MW. Los estudios de factibilidad económica y de evaluación de impacto ambiental de estas hidroeléctricas no son públicos.

Es de destacar el involucramiento de empresas chinas en la construcción de hidroeléctricas en Bolivia. Este es el caso de la empresa china Sinohydro en la construcción de San José I y II e Ivirizu. Estas centrales son construidas por empresas china pero no cuentan con créditos o financiamiento de la China. Estas hidroeléctricas están siendo financiadas por Bolivia y un crédito de la CAF.

Las hidroeléctricas no son en si malas o buenas. Todo depende de su tamaño, de su ubicación, de su costo, de su rentabilidad y de sus impactos sociales y ambientales.

Pequeñas hidroeléctricas de pasada son consideradas en general como energía renovable, en cambio mega hidroeléctricas no son fuentes de energía renovable por sus múltiples impactos. Bajo ciertos parámetros pequeñas y hasta medianas hidroeléctricas pueden ser necesarias dependiendo siempre de cada caso concreto, pero avanzar hacia mega proyectos hidroeléctricos de alto impacto es un suicidio en términos ambientales, sociales y económicos.

Un plan coherente hubiera sido remplazar paulatinamente las termoeléctricas que funcionan a gas natural subvencionado por hidroeléctricas de bajo impacto y plantas eólicas y solares. Sin embargo, como hemos visto, el gobierno de Evo Morales ha casi duplicado la generación termoeléctrica y al mismo tiempo ha abrazado un plan de exportar electricidad a partir de mega hidroeléctricas. Si se concretarán estas mega hidroeléctricas tendríamos una sobredosis extrema de electricidad, sin contar previamente con contratos de exportación rentables y a largo plazo, además de todos los impactos ambientales, sociales y el colosal endeudamiento externo.

Pretender avanzar en la construcción de mega hidroeléctricas para exportar electricidad a los países vecinos es a todas luces una pesadilla por sus impactos ambientales, sociales, sus elevados costos y el endeudamiento que provocarían sin contar con un mercado asegurado. Es fundamental transparentar toda la información sobre estos mega proyectos para promover un debate nacional al respecto. Si se impone la racionalidad estos proyectos se abandonarían definitivamente; sin embargo, existen intereses de sectores empresariales que sólo ven oportunidades de ganancia en la construcción de estas mega hidroeléctricas como se puede apreciar en el caso de Rositas.

Hidroeléctricas (SIN)

Instaladas al 2019

753 MW

En construcción

494 MW

En estudio

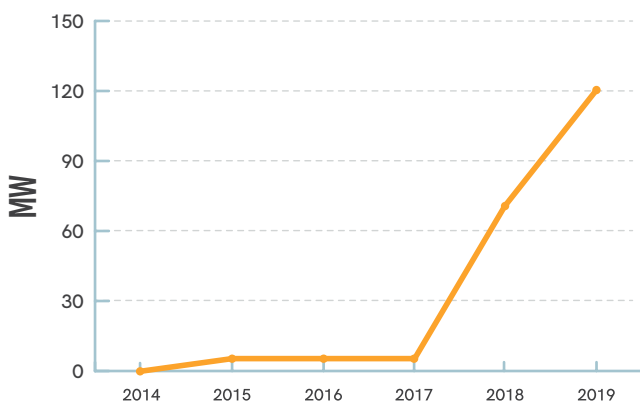
+8.504 MW

Energía solar:

Crecimiento marginal

La energía solar es relativamente nueva en Bolivia. La primera planta de 5,2 MW entró en operaciones en la ciudad de Cobija el año 2015. Hasta septiembre de 2019, Bolivia cuenta con cinco plantas de energía solar: tres conectadas al Sistema Interconectado Nacional (SIN) y dos como parte de Sistemas Aislados (SA). Actualmente la potencia instalada de estas cinco plantas suma 120,6 MW.

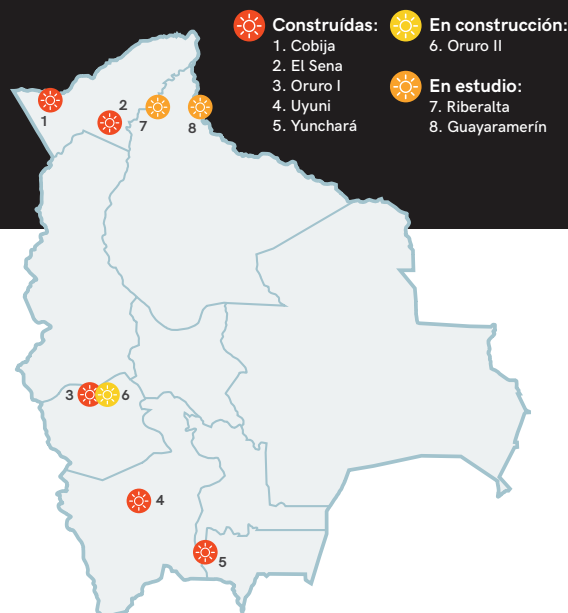
Incremento energía solar por año en el SIN y SA (MW)



Fuente: Fundación Solón, 2019

Año	Planta	SIN o SA	Incremento MW	Acumulado MW
2014			--	0
2015	Cobija	SA	5,2	5,2
2016			--	5,2
2017			--	5,2
2018	El Sena	SA	0,4	5,6
	Uyuni	SIN	60	65,6
	Yunchará	SIN	5	70,6
2019	Oruro Fase I	SIN	50	120,6

Fuente: Fundación Solón, 2019



Los sistemas aislados fotovoltaicos

Los sistemas aislados fotovoltaicos son Cobija (5,2 MW) y El Sena (0,4 MW). Ambos se encuentran en el departamento de Pando y su principal función es reducir el consumo y la importación de diésel para la generación de electricidad en estas localidades. Según la Memoria del año 2018 de ENDE Guaracachi, la planta fotovoltaica de Cobija reduce el consumo anual de diésel en 1,43 millones de litros y la planta de El Sena en 156.000 litros. El año 2018 la planta de Cobija habría generado 5.319,88 MWh y la de El Sena 95,87 MWh en sus tres primeros meses de operaciones.

La inversión de la planta solar de Cobija fue de 11 millones de dólares. Lo que significa un costo por MW de potencia instalada de 2,11 millones de dólares. La planta de El Sena representó una inversión de 1,25 millones de dólares lo que implica un costo por MW de 3,12 millones de dólares. Ambos proyectos fueron financiados por la Cooperación Danesa - DANIDA y recursos propios del país. Los ejecutores de estos proyectos fueron las empresas SIE-Soventix e Isotron, respectivamente.

	Planta solar Cobija	Planta solar El Sena
Empresa a Cargo	ENDE Guaracachi	ENDE Guaracachi
Ubicación	Cobija, Pando	Municipio El Sena - Pando
Potencia	5,2 MW	0,4 MW
Inicio operaciones	2015 (una primera fase empezó en 2014)	1 de octubre 2018
Reducción consumo de diesel	1,43 millones de litros (2018)	156.000 litros (prevista)
Generación	5.319,88 MWh (2018)*	95,87 MWh (tres primeros meses de operaciones 2018)
Inversión	11 millones de dólares	1,25 millones de dólares
Inversión por MW potencia instalada	2,11 millones de dólares	3,12 millones de dólares
Financiado	Cooperación Danesa - DANIDA - Banco Central de Bolivia BCB	Cooperación Danesa - DANIDA - Banco Central de Bolivia BCB
Empresa Constructora	Isotron del grupo Isastur	SIE - SOVENTIX

Fuente: Rendición de cuentas ENDE 2018, 2019; CNDC, 2019; El Deber, 2018; ENDE.bo, 2019; Anuario Autoridad de Electricidad, 2018; minenergias.gob.bo, 2019; ENDE Guaracachi, 2019.

Plantas fotovoltaicas integradas al SIN

Los sistemas fotovoltaicos conectados al Sistema Interconectado Nacional (SIN) son Yunchará (5 MW), Uyuni (60 MW) y Oruro (50 MW), haciendo un total de 115 MW. El primero se encuentra en la localidad de Uyuni en el departamento de Potosí, el segundo en el municipio de Yunchará en Tarija y el tercero en el municipio de Caracollo en Oruro.

La planta solar de Yunchará se inauguró en abril de 2018, en septiembre de ese mismo año empezó a funcionar la de Uyuni, y un año más tarde –en septiembre de 2019– se inauguró la planta solar de Oruro Fase I. Según el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), se estima que la planta de Uyuni con sus 60 MW de potencia instalada generará al año 140 GWh y la de Yunchará con 5 MW de

potencia instalada producirá 10 GWh anuales. No existen datos aún sobre Oruro Fase I. Con estas cifras el factor de planta de Uyuni es 26% y el de Yunchará 22%⁷.

La planta de Uyuni ha requerido una inversión de 73,61 millones de dólares. Esto representa un costo de inversión por MW de potencia instalada de 1,22 millones de dólares. La inversión de la planta de Yunchará ha alcanzado los 11,4 millones de dólares, lo que significa una inversión de 2,28 millones de dólares por MW de potencia instalada. La inversión de la Fase I de la planta de Oruro es de 54 millones de dólares. Estas plantas se han financiado con recursos del Banco Central de Bolivia y fondos de la cooperación internacional.

	Planta solar Yunchará	Planta solar fotovoltaica Uyuni	Planta solar fotovoltaica Oruro Fase I
Empresa a Cargo	ENDE Guaracachi	ENDE Guaracachi	ENDE Matriz
Ubicación	Tarija, municipio Yunchará	Potosí, municipio Uyuni	Oruro, municipio Caracollo
Potencia	5 MW	60.06 MW	50 MW
Inicio operaciones	Abril 2018	Septiembre 2018	Septiembre 2019
Generación prevista	10 GWh	140 GWh	
Factor de planta	22%	26%	
Inversión	11,4 millones de dólares	73,61 millones de dólares	42,6 millones de dólares *
Costo de inversión por MW potencia instalada	2,28 millones de dólares	1,22 millones de dólares	1,13 millones de dólares
Financiador	Cooperación Danesa - DANIDA - Banco Central de Bolivia BCB	Cooperación Danesa - DANIDA - Banco Central de Bolivia BCB	Agencia Francesa de Desarrollo (AFD), la Unión Europea y Banco Central de Bolivia
Empresa Constructora	Emias-Elecnor	Emias-Elecnor	TSK Electrónica y Electricidad S.A. de España

Fuente: Rendición de cuentas ENDE 2018, 2019; CNDC, 2019; El Deber, 2018; ENDE.bo, 2019; Anuario Autoridad de Electricidad, 2018, minenergias.gob.bo, 2019.

* En notas de prensa de la inauguración se encuentra esta cifra; mientras en la rendición de cuentas inicial 2019 de ENDE figura: 380 MMBs / 54 MMUSD

Plantas solares en construcción

La Fase II de la planta de Oruro se encuentra en etapa de construcción y entrará en funcionamiento en el 2020. La Fase II tendrá una potencia instalada de 50 MW que se adicionaría a los 115 MW de energía solar que ya están conectados al SIN. El contrato de construcción para Fase II se firmó en febrero de 2019 con una inversión de 54,7 millones de dólares. El costo por MW de potencia instalado sería de 1,09 millones de dólares. El proyecto está financiado por la Agencia Francesa de Desarrollo (AFD) y recursos propios.

	Planta solar fotovoltaica Oruro Fase II
Empresa a cargo	ENDE Matriz
Ubicación	Oruro, municipio Caracollo
Potencia	50 MW
Inicio operaciones previsto	2020
Inversión	54,7 millones de dólares
Costo de inversión por MW potencia instalada	1,09 millones de dólares
Financiador	Agencia Francesa de Desarrollo (AFD), la Unión Europea y Banco Central de Bolivia
Empresa Constructora	TSK Ingeniería y Electricidad S.A. de España

Fuente: Rendición de cuentas ENDE 2018, 2019; CNDC, 2019; El Deber, 2018; ENDE.bo, 2019; Anuario Autoridad de Electricidad, 2018; minenergias.gob.bo, 2019.

⁷ El factor de planta de una central eléctrica es el cociente entre la energía real generada por una central eléctrica y la energía generada si hubiera trabajado al 100% de su capacidad durante ese período.



Foto: Paneles solares, Cobija, Los Tiempos, 2015

Plantas solares en estudio

En estudio están dos plantas solares híbridas (diésel – energía solar) en el departamento de Beni que formarán parte del Sistema Aislado (SA). Una es la de Riberalta (5,8 MW) y la otra es la de Guayaramerín (2,5 MW). En 2015, ENDE Guarachachi licitó la consultoría para los Estudios Integral Técnico Económico Social y Ambiental (TESA) para –entre otras cosas– “identificar la mejor zona en las proximidades del municipio de Riberalta y/o de Guayaramerín, para la implementación de uno o dos parques solares”⁸.

	Planta solar fotovoltaica Riberalta	Planta solar fotovoltaica Guayaramerín
Empresa	ENDE Guarachachi	ENDE Guarachachi
Ubicación	Municipios Riberalta, Beni	Municipio Guayaramerín, Beni
Potencia	5,8 MW	2,5 MW

Fuente: Rendición de cuentas ENDE 2018, 2019; CNDc, 2019; El Deber, 2018; ENDE.bo, 2019; Anuario Autoridad de Electricidad, 2018; minenergias.gob.bo, 2019.

Lejos de una Bolivia solar

Para el 2020 la potencia instalada fotovoltaica en el SIN y los SA alcanzará los 170,6 MW con la entrada en funcionamiento de la planta de Oruro Fase II. Es decir que en un período de 6 años la energía fotovoltaica pasará de 5,6 MW a 170,6 MW. Sin embargo, para los años posteriores no se vislumbra la misma tasa de crecimiento ya que los proyectos en estudio son relativamente pequeños y no conectados al SIN.

En términos porcentuales las plantas fotovoltaicas integradas al SIN representaron el 2,7% de la potencia total instalada en el SIN hasta fines del 2018 (65 MW

sobre un total de 2.382 MW). El año 2019 representaron aproximadamente 3,5 % de la potencia del SIN. A nivel de los sistemas aislados las plantas fotovoltaicas representaron un 3% de la potencia instalada de este sector el año 2018.

El costo de inversión por MW de potencia varía sustantivamente según el tamaño de la planta fotovoltaica (1,22 MM USD/MWh en Uyuni versus 2,18 MM USD/MWh en Yunchará). Comparando plantas de aproximadamente el mismo tamaño, existe una disminución del costo de inversión por MW de potencia instalada, de 1,22 millones de dólares en Uyuni a 1,08 millones de dólares en la Fase I de Oruro.

Los sistemas conectados al SIN no cuentan con sistemas de almacenamiento de energía en baterías lo que provoca fluctuaciones según el estado del clima y se traduce en un factor de planta de un cuarto a un quinto de su potencia instalada.

El crecimiento de la energía solar en Bolivia es notable en los últimos años pero no representa el principal destino de las inversiones en generación eléctrica. No existen planes concretos que aseguren que la energía solar supere el 5% de la potencia total instalada en los próximos años. Es más, una vez que se efectivicen algunas de las inversiones programadas en hidroeléctricas su participación porcentual tenderá a descender. Así mismo, es de destacar que los emprendimientos fotovoltaicos son esencialmente estatales y no existe hasta la fecha una modificación de la normativa para permitir y promover que los consumidores se transformen en productores de energía solar. En síntesis la energía solar crece en Bolivia pero sigue siendo marginal en la transición energética que requiere el país. Aún estamos lejos de avanzar hacia una Bolivia solar.

Plantas solares (SIN + SA)

Instaladas al 2019

120,6 MW

En construcción

50 MW

En estudio

8,3 MW

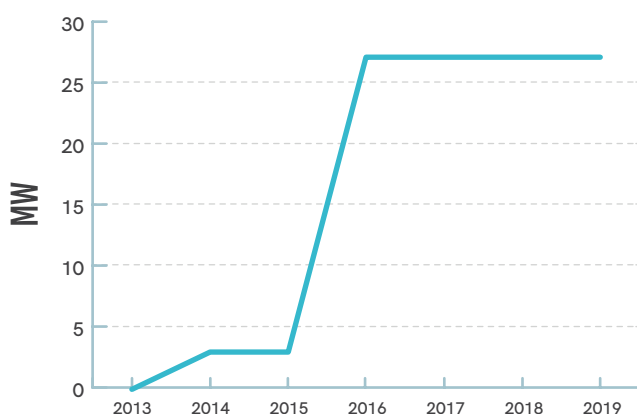
⁸ https://guaracachi.com.bo/images/contrataciones/internacionales/servicios/solar_riberalta/DBC_SOLAR_RIBERGUYAR_FINAL_17-04-15.pdf

Energía eólica:

Alternativa a las megahidroeléctricas

La energía eólica empezó con grandes augurios el 2014 pero después de Qollpana fase I y II se ha mantenido estancada en 27 MW de potencia instalada hasta el 2019. El 2020 cuando se concluyan las 3 plantas eólicas que están en construcción en Santa Cruz habrá un salto de 108 MW y se alcanzará una potencia instalada de 135 MW. Entre tanto, en operación, sólo existen 27 MW de potencia eólica.

Incremento energía eólica por año (MW)



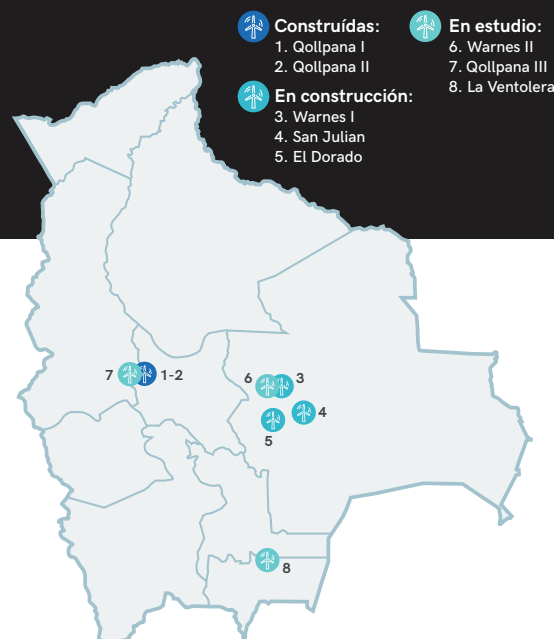
Fuente: Fundación Solón, 2019

Año	Planta	Incremento MW	Acumulado MW
2013		0	0
2014	Parque eólico Qollpana I	3	3
2015		--	3
2016	Parque eólico Qollpana II	24	27
2017		--	27
2018		--	27
2019		--	27

Fuente: Fundación Solón, 2019

Parques eólicos en operación

El primer parque eólico de 3 MW en entrar en funcionamiento fue Qollpana Fase I el año 2014. Este parque está ubicado en el municipio de Pocona del departamento de Cochabamba e implicó una inversión de 7,6 millones de dólares, a razón de 2,53 millones de dólares por MW. Según el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) este año Qollpana Fase I producirá 13 GWh de electricidad, lo que representa un factor de planta de 49%. Originalmente Qollpana Fase I fue un Sistema Aislado pero desde la



entrada en operaciones de Qollpana Fase II ambos pasaron a formar parte del Sistema Integrado Nacional.

Qollpana Fase II entró en operaciones el 2016 con 24 MW de potencia instalada y una inversión de 54 millones de dólares, lo que representa un costo de inversión de 2,25 millones de dólares por MW. El 2019 el CNDC prevé una generación de 56 GWh por parte de Qollpana Fase II. Esto significa un factor de planta de 26% que es casi la mitad de Qollpana Fase I.

Ambos emprendimientos fueron asesorados técnicamente por la Cooperación Alemana al Desarrollo⁹ y financiados con recursos propios de ENDE Corani que es la empresa a cargo de los emprendimientos eólicos en el país. La construcción de Qollpana Fase I fue realizada por Hydrochina y la empresa TSK Electrónica y Electricidad SA de España ejecutó Qollpana Fase II.

	Parque eólico Qollpana Fase I	Parque eólico Qollpana Fase II
Empresa a cargo	ENDE Corani	ENDE Corani
Ubicación	Cochabamba, municipio Pocona	Cochabamba, municipio Pocona
Potencia	3 MW	24 MW
Inicio de operaciones	Enero 2014	Septiembre 2016
Generación prevista para 2019	13 GWh	56 GWh
Factor de planta	49%	26%
Inversión	7,6 millones de dólares	54 millones de dólares
Inversión por MW potencia instalada	2,53 millones de dólares	2,25 millones de dólares
Financiador	Recursos propios, ENDE Corani	Recursos Propios, ENDE Corani
Empresa constructora	Hydrochina (HCZ) - China	TSK Electrónica y Electricidad SA - España
Tecnología de las turbinas	Licencia de la empresa Vensys Energy AG - Alemania. Comercializada por la industria china Goldwind	Licencia de la empresa ENERCON GmbH - Alemania.

Fuente: Rendición de cuentas ENDE 2018, 2019; CNDC, 2019; ENDEbo, 2019; Cooperación Alemana para el Desarrollo con Bolivia, 2017; Los Tiempos 23/12/14; Comunicación.gob.bo.

⁹ <https://energypedia.info/images/3/32/Diseno-Qollpana-PEERR.pdf>

Parques eólicos en construcción

Tres parques eólicos se encuentran en construcción en el departamento de Santa Cruz (Warnes I, El Dorado y San Julián). En conjunto tendrán una potencia instalada interconectada al SIN de 108 MW con una total de 193,89 millones de dólares de inversión provenientes de la cooperación danesa¹⁰ (Danida) y el Banco Central de Bolivia. El costo de inversión promedio por MW es de

1,79 millones de dólares, siendo el más costoso por MW el parque eólico Warnes I debido a su menor tamaño y a la economía de escala. Los tres proyectos se adjudicaron a la empresa española-danesa Vestas Mediterranean¹¹. El inicio de operaciones está previsto para 2020.

	Parque eólico Warnes I	Parque eólico El Dorado	Parque eólico San Julián
Empresa a Cargo	ENDE Corani	ENDE Corani	ENDE Corani
Ubicación	Santa Cruz, municipio Warnes	Santa Cruz, municipio Cabezas	Santa Cruz, municipio Cotoca
Potencia	14,4 MW	54 MW	39,6 MW
Inicio de operaciones	2020	2020	2020
Inversión	29,61 millones de dólares	93,97 millones de dólares	70,31 millones de dólares
Inversión por MW potencia instalada	2,05 millones de dólares	1,74 millones de dólares	1,71 millones de dólares
Financiador	Cooperación de Dinamarca (DANIDA) - Banco Central de Bolivia	Cooperación de Dinamarca (DANIDA) - Banco Central de Bolivia	Cooperación de Dinamarca (DANIDA) - Banco Central de Bolivia
Empresa Constructora	Vestas Mediterranean A/S - España - Dinamarca	Vestas Mediterranean A/S - España - Dinamarca	Vestas Mediterranean A/S - España - Dinamarca

Fuente: Rendición de cuentas ENDE 2018, 2019; ENDECOrani.bo, 2019; Rendición de cuentas inicial 2019 del VEEA.

Parques eólicos en estudio

Tres parques eólicos se encuentran en etapa de planificación en los departamentos de Santa Cruz, Tarija y Cochabamba. De conjunto estos proyectos representarían 99 MW de potencia instalada interconectada al SIN. El costo de inversión estimado total es de 180 millones de dólares.

Warnes II (Santa Cruz) tendrá una potencia instalada de 21 MW y La Ventolera (Tarija) de 24 MW. Ambas plantas están en etapa de licitación – calificación de propuestas, según la rendición inicial 2019 del Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas (VEEA). Estas dos plantas entrarían en funcionamiento el 2021 y serían

financiadas por la Agencia Francesa para el Desarrollo (AFD) y el Banco Central de Bolivia.

Qollpana III (Cochabamba), tendría una potencia de 54 MW y hasta la fecha no tiene un financiador comprometido. Esta fase requerirá una inversión aproximada de 80 a 85 millones de dólares según declaraciones de Evo Morales durante la inauguración de la Fase II¹². La inversión por MW de potencia instalada es de 2,23 millones de dólares para Warnes II, 2 millones de dólares para La Ventolera y 1,54 millones de dólares para Qollpana Fase III.

	Parque eólico La Ventolera	Parque eólico Warnes II	Parque eólico Qollpana - Fase III
Empresa a Cargo	ENDE Corani	ENDE Corani	ENDE Corani
Ubicación	Tarija, municipio de Uriondo	Santa Cruz, municipio Warnes	Cochabamba, municipio Pocona
Potencia	24 MW	21 MW	54 MW
Inicio de operaciones	2021	2021	Sin fecha
Inversión	48 millones de dólares	47 millones de dólares	85 millones de dólares (aprox.)
Inversión por MW potencia instalada	2 millones de dólares	2,23 millones de dólares	1,54 millones de dólares
Financiador	Agencia Francesa para el Desarrollo (AFD) - Banco Central de Bolivia (BCB)	Agencia Francesa para el Desarrollo (AFD) - Banco Central de Bolivia (BCB)	Sin financiamiento

Fuente: Rendición de cuentas ENDE 2018, 2019; Inicial rendición de cuentas VEEA, 2019.

¹⁰ <https://www.bnamericas.com/es/noticias/energiaelectrica/bolivia-obtiene-financiamiento-para-proyectos-eolicos>

¹¹ <https://lexdatin.com/noticias/ende-adjudica-proyecto-de-tres-parques-eolicos-vestas>

¹² <https://www.lostiempos.com/actualidad/economia/20160909/morales-inaugura-segunda-fase-del-parque-eolico-qollpana>



Foto: Parque eólico Qollpana, ENDE, 2018

Lento despegue

Hasta el 2019 sólo hay en operación 27 MW de potencia instalada eólica. En 2020 esa cifra subirá a 135 MW y en 2021 se podría alcanzar los 180 MW de concretarse Warnes II y la Ventolera. Si además se financia y construye Qollpana III para el 2022 o 2023 se podría llegar a los 234 MW. Estas ocho plantas eólicas representarían de conjunto una inversión aproximada de 435 millones de dólares financiados por la cooperación francesa y danesa, y por recursos propios de Bolivia. El costo promedio de inversión por MW de potencia eólica es de 1,85 millones de dólares.

En el año 2018 en términos porcentuales las plantas eólicas apenas representaron el 1 % de la potencia total instalada en el SIN (27 MW sobre un total de 2.382 MW). El año 2020 llegarán a ser aproximadamente un 3,6% de la potencia total instalada. El factor de planta de los parques eólicos en funcionamiento varía demasiado entre un 26% y un 49% tomando como referencia los datos del CNDC para 2019.

Al igual que la energía solar, la energía eólica no es el centro de las inversiones en generación eléctrica. El costo de inversión por MW de potencia eólica es más bajo que el de las mega hidroeléctricas que promueve el actual gobierno. Por ejemplo, la hidroeléctrica Rositas tiene un costo por MW de 2,57 millones de dólares mientras el parque eólico de San Julián tiene un costo por MW de 1,71 millones de dólares, es decir 860.000 dólares menos por MW de potencia instalada. Además existen otras ventajas como ser el tiempo de construcción de 2 a 3 años para las eólicas versus 8 o más años para las mega hidroeléctricas y sus graves impactos sociales y ambientales por la inundación de centenares de kilómetros. En síntesis la energía eólica tiene una serie de beneficios combinada con la energía solar y las pequeñas hidroeléctricas que permitiría reemplazar las termoeléctricas y evitaría el desastre de las mega hidroeléctricas.

Plantas eólicas (SIN)

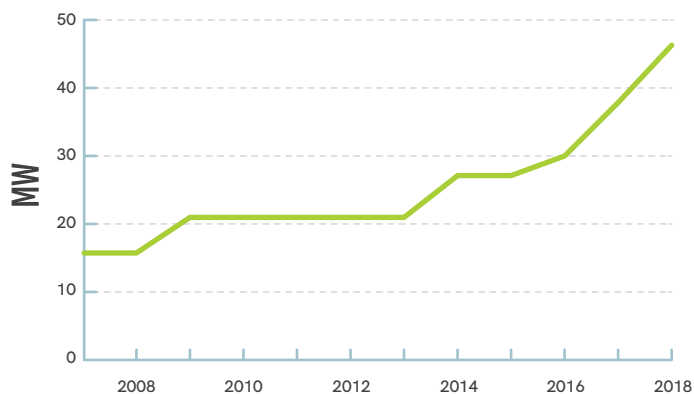


Biomasa:

Del bagazo de caña al pasto de Uganda

Las centrales de generación eléctrica a partir de biomasa son termoeléctricas que en vez de utilizar gas natural o diesel emplean biomasa como combustible. En Bolivia la energía de biomasa se produce con el bagazo resultante del proceso de industrialización de la caña de azúcar de los ingenios azucareros. Las principales generadoras eléctricas a partir de biomasa son Guabirá Energía, UNAGRO, EASBA y Aguai que recién aporta al SIN desde el 2019.

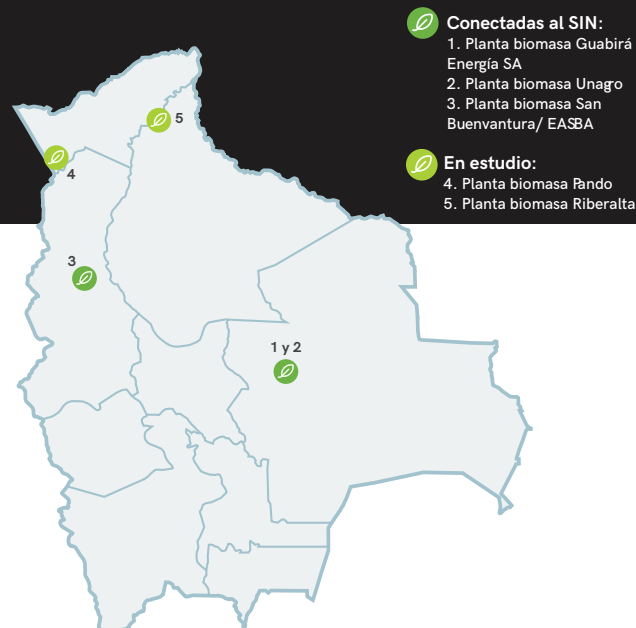
Incremento biomasa por año (MW)



Fuente: Fundación Solón, 2019

	Empresa	Planta	Incremento MW	Acumulado MW
2006				0
2007	Guabirá Energía S.A. (GBE)	Guabirá	16,0	16,0
2008				16,0
2009	Guabirá Energía S.A. (GBE)	Guabirá	5,0	21,0
2010				21,0
2011				21,0
2012				21,0
2013				21,0
2014	ENDE Guaracachi	Unagro	6,0	27,0
2015				27,0
2016	ENDE Guaracachi	San Buenaventura / Easba	3,0	30,0
2017	Guabirá Energía S.A. (GBE)	IAGSA (Ingenio Azucarero Guabirá)	5,0	38,0
	ENDE Guaracachi	San Buenaventura / Easba	3,0	
2018	ENDE Guaracachi	Unagro	8,5	46,5

Fuente: Anuario Autoridad de Electricidad, 2018; Memoria CNDC, 2017, 2018, 2019.



En 2007 Guabirá fue la primera planta de biomasa que ingresó al Sistema Interconectado Nacional (SIN) con 21 MW de potencia instalada. En 2014 los excedentes del complejo cañero de la Unión Agroindustrial de Cañeros SA (Unagro) se incorporaron al SIN con 6 MW. En 2016 la Empresa Azucarera San Buenaventura (Easba) se conectó al SIN con 3 MW hasta llegar a los 6 MW en 2018. En julio de 2017 inició operaciones comerciales el Ingenio Azucarero Guabirá Sociedad Anónima (IAGSA) con 5 MW. Y en 2018 Unagro adicionó 8,67 MW haciendo un gran total de todas las plantas de biomasa de 46,57 MW hasta el 2018 según el CNDC.

El año 2018 los 46,57 MW de potencia instalada de centrales a biomasa inyectaron al SIN 77,2 GWh. En términos de potencia instalada la biomasa conectada al SIN representó un 2,1% del total de potencia instalada en el SIN ese año. En términos de generación eléctrica la biomasa representó apenas el 0,84% de la electricidad generada en el SIN.

Centrales de biomasa incorporadas al SIN – 2018

Empresa	Planta	Potencia MW	Generación GWh
Guabirá Energía S.A.	Guabirá	21,00	57,8
Guabirá Energía S.A.	IAGSA (Ingenio Azucarero Guabirá)	5,00	0,1
ENDE Guaracachi	Unagro	14,57	17,1
ENDE Guaracachi	San Buenaventura / Easba	6,00	2,1
TOTAL		46,57	77,2

Fuente: Memoria 2018, CNDC



Foto: Ingenio azucarero Guabirá, ASOSUR Santa Cruz, 2018

El 2019 según el informe de inyecciones del CNDC las centrales de biomasa duplicarían su generación eléctrica llegando a 114,8 GWh debido a la incorporación de una nueva planta del ingenio azucarero Aguaí y a una mayor generación de UNAGRO y Easba.

Los ingenio azucareros no sólo producen energía para el SIN sino que en primer lugar lo hacen para su propio autoabastecimiento razón por la cuál se encuentran en la categoría de autoprodutores. Por ejemplo, Guabirá además de los 21 MW conectados al SIN dispone de 15 MW para su autoconsumo¹³. Según el Anuario Estadístico de la Autoridad de Energía el 2018 habrían más de 100 MW de potencia instalada no conectada al SIN que está en los auto productores.

Plantas de biomasa con pasto de Uganda en proyección

Según la rendición de cuentas del Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas (VMEEA) de enero de 2019, las plantas de biomasa de Pando y de Riberalta estarían en gestión de financiamiento, luego que en 2015 se licitaran los estudios Integral Técnico Económico Social y Ambiental (TESA). Según las convocatorias para los estudios TESA, ambos proyectos serían parte de los Sistemas Aislados (SA) de Cobija y Riberalta Guayaramerín. Si bien los estudios no son públicos hasta el momento, según los datos preliminares ambas plantas

generarían aproximadamente 40 MW¹⁴; sin embargo, la rendición del VMEEA establece que ambas plantas generarían 20 MW, mientras la rendición de cuentas de ENDE 2018 no menciona la planta de Riberalta. También existen diferentes versiones sobre la inversión total que requerirían estas plantas.

Centrales de biomasa

	Planta biomasa Pando	Planta biomasa Riberalta
Empresa a Cargo	ENDE Guaracachi	ENDE Guaracachi
Ubicación	Pando, municipios de Cobija y Porvenir (Zona A y Zona B).	Beni, municipio Riberalta
Potencia	20 MW	20 MW
Inicio operaciones	Sin fecha	Sin fecha
Inversión	115,5 millones de dólares (15) o 63 millones de dólares (16)	171 millones de dólares
Inversión por MW potencia instalada	5,7 millones de dólares o 1,8 millones de dólares	8,55 millones de dólares
Financiador	Recursos propios	Por definir

Fuente: Memoria ENDE 2017, 2018; Rendición de cuentas ENDE 2016, 2017, 2018, 2019.

Es de destacar que estas plantas de biomasa no funcionarían a base de bagazo de caña de azúcar sino de *Pennisetum purpureum*, una especie de pasto alto nativo de África al cual también se denomina hierba de elefante, pasto de Napier o pasto de Uganda. Hasta el momento no se conoce cuantas hectáreas de pasto de Uganda habría que plantar y cuál sería su impacto ambiental y social sobre esta región amazónica.

(SIN) Plantas de biomasa (SA)

Instaladas al 2018

46,5 MW

En estudio

20 a 40 MW
Con pasto de Uganda

¹³ <http://www.guabira.com/guabira/guabira-energia-sa.html>

¹⁴ <https://www.paginasiete.bo/economia/2016/4/6/preven-ejecutar-proyectos-eolicos-solares-biomasa-92278.html>

¹⁵ <https://www.ae.gob.bo/docfly/app/webroot/uploads/ARCH-NOTICIAS2-cpelaez-2018-05-22-notisector17.pdf>

¹⁶ Memoria ENDE 2018.

Geotérmica:

La más cara



En construcción:

1. Central geotérmica Laguna Colorada
2. Planta piloto geotérmica Laguna Colorada



Según ENDE hay dos proyectos en ejecución de energía geotérmica en Laguna Colorada. La energía geotérmica se obtiene con el aprovechamiento de fluido geotérmico (rocas y fluidos calientes) extraído de la profundidad de la tierra y posteriormente se lo devuelve al reservorio geotérmico por reinyección (Memoria ENDE, 2018).

El primer proyecto es una planta piloto de 5 MW de potencia para la electrificación rural en las zonas aledañas al campo: comunidades Quetena Chico, Quetena Grande, Huayllajara, la zona hotelera de Laguna Colorada y la zona donde se emplazarían proyectos de humedales del Silala (Memoria ENDE, 2018). Esta planta piloto entraría en funcionamiento el 2021 y es financiada con recursos propios de Bolivia. El costo de inversión por MW de esta planta piloto es de 5,6 millones de dólares.

El segundo proyecto es una central geotérmica de 100 MW de potencia con contrato firmado en marzo de 2016¹⁷. Esta central estaría conectada al Sistema Interconectado Nacional (SIN). La inversión para esta planta asciende a 691 millones de dólares lo que representa un costo por MW de 6,91 millones de dólares cifra que hasta sextuplica el costo de inversión por MW de termoeléctricas, eólicas y solares. Esta central geotérmica es financiada por la agencia de cooperación japonesa JICA y recursos propios del estado. El contratista (supervisor de la perforación) es el Consorcio Nippon Koei LAC – ISOR.

Planta geotérmicas en construcción

	Planta piloto geotérmica Laguna Colorada	Central geotérmica Laguna Colorada
Empresa a Cargo	ENDE Matriz	ENDE Matriz
Ubicación	Potosí, Campo Sol de Mañana	Potosí, Campo Sol de Mañana
Potencia	5 MW	100 MW
Inicio operaciones	Febrero 2021 (finalización del proyecto)	Diciembre 2023 (finalización primera etapa)
Inversión	28 millones de dólares	691 millones de dólares
Inversión por MW potencia instalada	5,6 millones de dólares	6,9 millones de dólares
Financiador	Banco Central de Bolivia (BCB)	Agencia de Cooperación Internacional del Japón (JICA) y recursos propios
Empresa constructora	Sacyr Industrial - Ormat	Consorcio Nippon Koei –LAC – ISOR (supervisor perforación)

Fuente: Memoria ENDE 2018; Rendición de cuentas ENDE 2018, 2019.

Llama profundamente la atención que el costo por MW de la planta más grande sea más alto que el de la planta piloto, y que el país asuma un proyecto de 691 millones de dólares para sólo generar 100 MW para el SIN cuando ya existe una sobre oferta de potencia instalada.

Centrales geotérmicas en construcción

SIN	SA
100 MW	5 MW

¹⁷ <https://www.ecoticias.com/eco-america/193260/Planta-geotermica-en-Bolivia>

La pesadilla exportadora

Exportar en si mismo no es malo, pero se convierte en una pesadilla cuando afecta la naturaleza, las áreas protegidas, los territorios indígenas, la deuda externa, las finanzas públicas y además no genera utilidades económicas. Este es el caso de Bolivia corazón energético de Sud América. El gobierno de Evo Morales avanzó en la construcción de centrales termoeléctricas e hidroeléctricas sin previamente sopesar todos estos factores.

El Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia – 2025 elaborado el 2014 por el Ministerio de Hidrocarburos y Energía justificaba el delirio exportador con los siguientes argumentos:

a) “Durante los últimos años, el proceso de integración regional en el sector eléctrico ha adquirido mayor relevancia, siendo vital para el crecimiento y desarrollo integral de los países, en base a criterios de revalorización de los recursos naturales y gestión de producción altamente planificada”. Expresión de esta integración regional son Mercosur, CAN, UNASUR, ALBA y CELAC.

b) Este proceso de integración eléctrica se concentra en tres hidroeléctricas binacionales que estarían en operación: Itaipú, Yacireta y Salto Grande con una potencia instalada total de 19.090 MW.

Plantas hidroeléctricas binacionales

Países	Denominación	Río	Acumulado
Br - Py	Itaipú	Paraná	14.000 MW
Ar - Uy	Salto Grande	Uruguay	1.890 MW
Ar - Py	Yacyretá	Paraná	3.200 MW

Fuente: Elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con base en datos del documento “Síntesis Informativa Energética de los Países de la CIER-2011”.

Los intercambios de electricidad en Sudamérica sumarían un total de 48.146 GWh de los cuáles mas del 90% se producen por las hidroeléctricas de Itaipú y Yaciretá, siendo el Paraguay el principal exportador con 90% de la generación eléctrica, y Brasil y Argentina los principales importadores con 74% y 21% respectivamente.

c) La demanda de electricidad del Brasil crecería anualmente un 3% lo que significaría que necesita adicionar 5.000 MW de potencia por año.

d) Bolivia tiene un gran potencial hidroeléctrico de casi 20.000 MW de potencia en sus diferentes cuencas hidrográficas que sería aprovechado a través de los mega proyectos de El Bala-Chepete, Cachuela Esperanza, Complejo de Rio Grande-Rositas y la hidroeléctrica binacional entre Bolivia y Brasil en el rio Madera.

A partir de estas premisas se afirmó que Bolivia tenía asegurado el mercado de Brasil. En 2016 el Ministro de Hidrocarburos y Energía declaró que para el 2025 se exportarían 10.000 MW de potencia y afirmó que *“vendiendo a los precios actuales estimamos ingresos anuales de 2.500 millones de dólares anuales, entonces es una renta parecida a la renta de gas que tenemos actualmente y se puede generar más recursos para el Estado”*¹⁸.

Hoy estamos entrando al 2020. Bolivia tiene un excedente de casi 2.000 MW. En dos años subirá a 2.500 MW y a la fecha la exportación es cero.

El proyecto más avanzado es de apenas 120 MW de exportación a la Argentina. Para hacer realidad esa venta, Bolivia, con recursos propios, está construyendo una línea de transmisión de 110 km para transportar electricidad de Yaguacua en Bolivia a Tartagal en el vecino país. 70 km de esta línea de transmisión financiada por Bolivia están en territorio argentino. Este no es un proyecto de exportación permanente a largo plazo, sino como lo dice la memoria 2018 de ENDE es *“para exportaciones temporales, de oportunidad e interrumpibles”*¹⁹. La electricidad para este proyecto de exportación provendría de la termoeléctrica del Sur, ubicada en Yaguacua, que funciona con gas natural subvencionado para el mercado doméstico. Hasta el momento no se conoce a que precio vendería ocasionalmente Bolivia la electricidad a Argentina, y cuál sería el costo real de generación eléctrica sin subvención al gas natural. Se habla de ingresos mensuales de 2 a 3 millones de dólares pero no se dice cuál sería la utilidad de esta exportación. A esto se suma que el gobierno argentino acaba de decretar el congelamiento de las tarifas de electricidad por seis meses y crece la mora en

¹⁸ <https://www.comunicacion.gob.bo/?q=20161115/22458>

¹⁹ <https://www.ende.bo/public/memorias/memoria2018.pdf>

el pago a las generadoras eléctricas en el vecino país. De efectivizarse la exportación *“temporal y de oportunidad”* a la Argentina esta representaría sólo un 6% del excedente de la potencia instalada en Bolivia.

Las sinrazones

La propuesta de Bolivia corazón energético de Sud América adoleció desde el principio de una serie de fallas estructurales. El crecimiento de la demanda eléctrica en el Brasil o en cualquier país vecino no implica automáticamente que compren electricidad a Bolivia. Todos los países tienen planes de expansión de su oferta de electricidad. En los diferentes países hay empresas públicas y privadas que trabajan para satisfacer el crecimiento de la demanda. En la mayoría de países se realizan subastas para adjudicar contratos de compra de electricidad para un futuro próximo. La práctica común no es invertir primero en la construcción de una central eléctrica de gran capacidad para luego buscar mercado, sino lo contrario. Las empresas primero ganan una subasta, y se adjudican un contrato de largo plazo que les permita recuperar su inversión con ganancias, para proceder a construir una mega central eléctrica.

El gobierno de Evo Morales antes de tener contratos firmados para proyectos rentables se lanzó a construir termoeléctricas e hidroeléctricas con la falsa expectativa de que los vecinos comprarían ese excedente porque lo necesitarían. Esta sinrazón condujo al país a una sobredosis eléctrica.

Un factor clave para exportar es tener proyectos viables con costos de generación reducidos que estén por debajo de los precios de compra en el país de destino. Si los costos de generación están por encima del precio de compra, como es el caso de las mega hidroeléctricas de Rositas, Chepete y El Bala, el negocio no es rentable.

La estrategia del anterior gobierno priorizó la construcción de centrales eléctricas antes que la realización de estudios de mercado y el diseño de proyectos competitivos a nivel de precios en la región. Las energías alternativas pasaron a ser marginales en Bolivia porque el sueño era generar electricidad no para satisfacer las demandas locales sino para exportar en grandes cantidades.

La hipótesis de que Sud América avanza hacia un creciente mercado integrado de electricidad no está comprobada. Como se puede apreciar por los datos del propio Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia – 2025, las exportaciones de electricidad en la región son producto de tres proyectos hidroeléctricos binacionales más que de un gran mercado en expansión. Si retiramos los pocos emprendimientos binacionales, de los cuales Itaipú es el más grande, sólo quedan mercados binacionales de electricidad bastante pequeños.

En Sud América cada vez son más evidentes los riesgos, costos y graves impactos de los mega emprendimientos hidroeléctricos (Bello Horizonte-Brasil, Hidroituango-Colombia, Coca Codo Sinclair-Ecuador). La tendencia se está orientando a proyectos eléctricos de mediana y pequeña escala para satisfacer la demanda doméstica. La paulatina incorporación de energías alternativas refuerzan esta tendencia orientada hacia el consumo local. Lo más probable es que Sud América no siga el camino de Europa que tiene un mercado integrado de electricidad. Eso no quiere decir que no se pueden concretar algunos proyectos de exportación sobre todo de emprendimientos binacionales. La gran extensión de Sud América y la expansión de las energías alternativas que vienen bajando de costo hacen más viables y sostenibles varias redes descentralizadas, antes que una gran red regional de intercambio eléctrico.

Foto: Mirada del Sur, 2018



La propuesta de Bolivia corazón energético de Sud América minimizó y ocultó los graves impactos sociales y ambientales convencida de que sería un gran negocio. Este espejismo tuvo cierta acogida por algunos años hasta que se concluyeron los primeros estudios de las mega hidroeléctricas de El Bala, Chepete y Rositas en el 2016-2017. En esos estudios quedaba claro que estas centrales tenían demasiados impactos negativos y ninguna rentabilidad económica. Lo lógico hubiera sido reevaluar todo el plan exportador y reconducir la política de generación eléctrica en Bolivia, sin embargo, lo que ocurrió fue todo lo contrario: se siguió insistiendo en la quimera exportadora. El retraso en la construcción de las mega hidroeléctricas no fue atribuido a las graves inconsistencias del plan exportador sino a la “falta de conciencia” de algunas comunidades locales.

El plan exportador se mantuvo por razones políticas. Bolivia corazón energético de Sud América era un pilar central de la propuesta del gobierno de Evo Morales y las elecciones estaban próximas. Había que continuar con el plan y lograr a como de lugar alguna exportación de electricidad antes de los comicios.

Al factor político hay que añadir los intereses de sectores empresariales de la construcción y de la burocracia estatal que aspiran obtener ganancias y coimas (sobornos) de estos mega emprendimientos. Así fue como llegamos a esta sobredosis que pudo ser aún más dramática si se hubiera iniciado la construcción de alguna de las mega hidroeléctricas.

Los desafíos

Bolivia necesita reorientar sus planes y política eléctrica. Para ello, es fundamental transparentar toda la información. Hacer accesibles todos los estudios económicos, de mercado, de ingeniería, ambientales y otros de los diferentes emprendimientos construidos, en construcción y en planificación. Es fundamental

abrir un debate nacional que tome en cuenta diferentes alternativas y escenarios.

Uno de los problemas más serios es qué hacer con la sobre oferta de electricidad que tiende a convertirse en un gran elefante blanco. Un camino es fomentar el consumo doméstico, incentivar la demanda de electricidad a nivel de la industria, el transporte y el consumo en diferentes sectores.

El otro camino es tratar de exportar los excedentes... pero no a cualquier costo. El peligro es que con tal de exportar se acabe subsidiando la electricidad y vendiéndola por debajo de su real costo de producción. Esto puede ocurrir en particular con la electricidad de las termoeléctricas que funcionan con gas natural subvencionado para el consumo nacional. Se debe evitar exportar electricidad subsidiada. Para ello es necesario transparentar los costos reales y analizar las diferentes opciones.

Otro de los temas es ver como avanzamos en la dirección de transformar a los consumidores en productores de electricidad. Este debió haber sido uno de los principales objetivos del gobierno de Evo Morales en vez de apostar por un extractivismo energético. Hacer que los consumidores, los municipios, las comunidades y diferentes tipos de emprendimientos generen electricidad a través de energías alternativas para su propio consumo y para venderla a la red. Para que puedan surgir estos consumidores-productores es fundamental actualizar y modificar la normativa de electricidad.

Por último, es necesario que la nueva política de electricidad sea ampliamente discutida y no sea definida e impuesta desde arriba. ENDE, el Ministerio de Energía, la Autoridad de Electricidad y otras instancias involucradas deben hacer una evaluación profunda de lo acontecido y proponer diferentes opciones y alternativas para que haya un amplio debate nacional sobre el futuro eléctrico de Bolivia.



FUNDACIÓN Solón

Investigación: Marielle Cauthin

Equipo de producción:

Pablo Solón, Marielle Cauthin y Guillermo Villalobos

Diseño general y diagramación: Valeria Blacutt

La Paz, diciembre, 2019

www.fundacionsolon.org

E-mail: info@fundacionsolon.org

Tel: 591-2-2417057

Dirección: Casa Museo Solón,

Av. Ecuador N° 2517, La Paz, Bolivia



Fundación Solón

SOBREDOSIS eléctrica

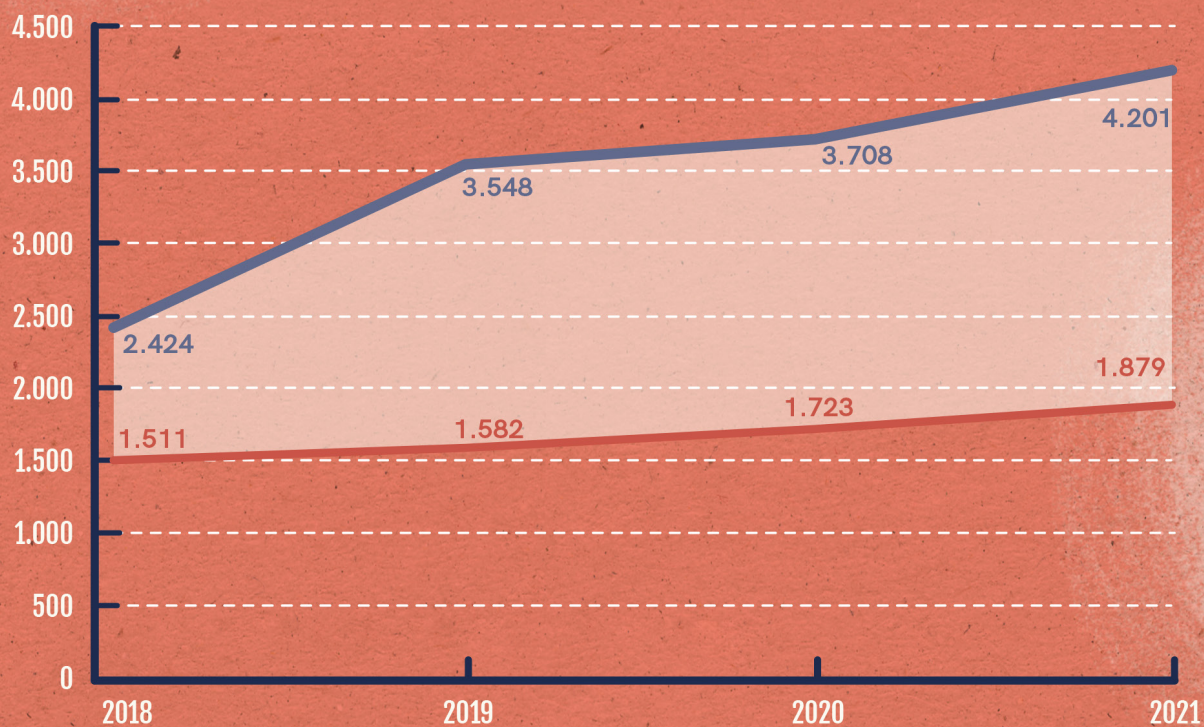
OFERTA, DEMANDA Y EXCEDENTE DE POTENCIA EN EL SIN (MW)

	2018	2019	2020	2021
Termoeléctricas	1.601	2.601	2.601	2.601
Hidroeléctricas	685	753	755	1248
Eólicas	27	27	135	135
Solar	65	121	171	171
Biomasa	46	46	46	46
Total oferta *	2.424	3.548	3.708	4.201
Total demanda **	1.511	1.582	1.723	1.879
Excedente	913	1.966	1.985	2.322

Fuente: Memoria 2018 CNDC, Anuario Estadístico 2018 AE, proyectos en construcción ENDE

*Potencia instalada y en construcción

** Proyección de la demanda según CNDC



● Demanda ● Oferta ● Excedente