



# TUNUPA

---

## FUNDACIÓN · SOLÓN

boletín n° 122 - dic 2022

Bs. 5



¿Transición  
energética  
en Bolivia?

# Introducción

¿Hay transición energética en Bolivia? ¿Existe en el país una política coherente de transición energética? ¿Cuáles son los avances, problemas y equivocaciones de las políticas energéticas en Bolivia?

En esta publicación buscaremos responder a estas preguntas a partir del análisis de cuatro políticas energéticas que se vienen aplicando en Bolivia: la **primera** basada en la nacionalización de los hidrocarburos que floreció hasta 2014, y ahora está en franco declive por el agotamiento de las reservas, la disminución de las exportaciones de gas natural, y el incremento de las importaciones de carburantes; la **segunda** que buscó hacer de Bolivia el corazón energético de Sudamérica

para suprir la caída de los ingresos por el descenso de las exportaciones de gas natural; la **tercera** de desarrollo de proyectos de energía solar y eólica; y la **cuarta** de producción de agrocombustibles (etanol y biodiesel) que persigue disminuir las importaciones de gasolina especial y diésel oil.

Para poder abordar estas cuestiones empezaremos por clarificar qué se entiende por transición energética y cuáles son los componentes de la matriz energética en Bolivia. Esta reflexión tomará como una de sus principales fuentes de información el Balance Energético Nacional 2006-2020, elaborado por el Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

## ¿Qué es la transición energética?

La transición energética, según el concepto dominante en la actualidad, es la transformación del sistema energético a base de combustibles fósiles a uno basado en fuentes renovables que generen menos gases de efecto invernadero. Normalmente cuando se habla de transición energética se piensa en pasar del carbón, el petróleo y el gas a energía eólica, fotovoltaica y pequeñas hidroeléctricas de bajo impacto ambiental.

Esta visión es cuestionada porque reduce la amplitud y complejidad de la transición energética a una cuestión técnico-tecnológica-económica que se enfoca en el cambio de las fuentes de generación energética.

El sistema energético es más que los combustibles que utiliza, incluye las políticas públicas, la propiedad y las estrategias públicas y empresariales, la diversificación productiva, las demandas sectoriales, los oligopolios, la relación entre energía y distribución de la riqueza, la relación entre energía y matriz productiva, las relaciones asociadas a las tecnologías, las relaciones y conflictos entre los diferentes sectores, las alianzas geopolíticas, y la participación ciudadana en los procesos de generación de políticas públicas, entre otros (Bertinat, Chemes y Arelovich, 2014).

Existen diferentes proyectos e intereses detrás de la llamada transición energética. Para las corporaciones empresariales la transición energética es una oportunidad de promover un nuevo ciclo de acumulación, riqueza y posicionamiento geopolítico. En el otro extremo están quienes promueven una transición energética popular que plantea el derecho a

la energía, fortalecer las formas públicas, participativas y democráticas, reducir el consumo de energía en los sectores de mayor consumo, luchar contra la pobreza energética, y descentralizar y democratizar los procesos de decisión en torno a la energía (Bertinat, Chemes y Forero, 2020).

De forma esquemática se puede decir que la transición energética implica: a) redimensionar y redistribuir de manera más equitativa el consumo de energía, b) superar la lógica del negocio privado al servicio de un sector corporativo para poder garantizar el derecho humano a la energía, c) salir de la lógica extractivista y productivista de producción de commodities, d) promover la participación y control social en la gestión democrática de la energía, y e) modificar radicalmente la relación antropocéntrica dominante con la naturaleza.

### Transiciones energéticas en la historia

Las transiciones energéticas no son nuevas: la primera fue el paso de la leña al carbón, la segunda del carbón al petróleo, y la tercera del petróleo a las energías renovables. Hasta ahora, las transiciones energéticas nunca han sido absolutas, es decir, no desplazaron completamente la anterior fuente de energía dominante. Por ejemplo, el petróleo no desplazó en su totalidad el uso del carbón y la leña. En la actualidad la biomasa sigue siendo importante como energía primaria en muchos países. Por ejemplo, en el caso de Bolivia, la biomasa de leña y bagazo de caña de azúcar ocupa el segundo lugar después de los hidrocarburos, y tiene una participación del 5,7% en la producción de

energía primaria, mucho más que las hidroeléctricas que contribuyen con el 1,59% y las energías eólicas y solares que apenas representan un 0,16%.

El uso de la leña como recurso energético ha sido utilizado durante milenios. En la edad media la leña comenzó a utilizarse para fabricar carbón vegetal, posteriormente fue reemplazada por el carbón mineral que se utilizó para las máquinas a vapor. La transición del carbón al petróleo tomó más de un siglo. El desarrollo del motor a combustión llevó a la sustitución gradual de la máquina a vapor. Después de la Primera Guerra Mundial, el petróleo y la utilización del gas para calefacción y alumbrado desplazaron de su hegemonía al carbón, pero nunca lo sustituyeron totalmente.

De forma paralela, a inicios de la Revolución Industrial se comenzó a utilizar la fuerza del agua para la generación eléctrica. Una de las primeras centrales hidroeléctricas fue la de Northumberland, Reino Unido, en 1880. Después vino la generación de electricidad a partir de las cataratas del Niágara. Hasta 1890 se estima que se habían instalado más de 200 centrales hidroeléctricas solo en Estados Unidos y Canadá. La generación hidroeléctrica tuvo un rápido crecimiento por el desarrollo y perfeccionamiento tecnológico de los generadores eléctricos y las turbinas. En la actualidad se estima que un 20% de la energía consumida en el mundo tiene origen hidroeléctrico. La hidroelectricidad representa un 90% de las energías renovables a nivel mundial.

En la década de los setenta del siglo pasado, varios países desarrollados iniciaron la construcción de centrales nucleares para la generación eléctrica. Estos emprendimientos nucleares desencadenaron un movimiento de oposición muy importante en algunos países que contribuyeron al desarrollo de las energías alternativas. Entre 1975 y 1978, el movimiento antinuclear en Dinamarca construyó el primer gran aerogenerador de la historia para demostrar que había alternativas al plan de su gobierno de construir una central nuclear, y posteriormente desarrollaron la industria eólica sobre la base de tecnología abierta y cooperación con empresas locales. Los proyectos eólicos de esa época fueron llevados a cabo por cooperativas, campesinos y empresas comunitarias. Hasta fines de la década de los noventa, casi todos los proyectos eólicos fueron comunitarios, las grandes empresas entraron a ese sector recién a partir del año 2000 (Fundación Yansa, 2015).

## La urgencia de la transición energética

La transición hacia las energías alternativas ha cobrado gran importancia por la crisis climática. El último informe del IPCC advierte que entre 3.300 y 3.600 millones de personas ya viven en entornos altamente vulnerables al cambio climático, y plantea reducir las emisiones globales en 45% hasta 2030 y en 84% para el 2050, con el objetivo de evitar una catástrofe climática.

Los combustibles fósiles son responsables del 73% de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en el mundo. La transición energética busca reducir y abandonar el consumo de combustibles fósiles que dominan el sector energético a nivel mundial, y pasar a la electrificación de la economía en base a fuentes de energías renovables como la solar y la eólica.

Durante la última década el sector de las energías renovables ha tenido un buen desempeño, principalmente por la caída de los costos de los paneles solares y las turbinas eólicas. Según la Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA), entre el 2010 y 2021, el coste medio global de la electricidad de los proyectos de energía solar fotovoltaica a gran escala disminuyó un 88%, la energía eólica terrestre cayó un 68% y la energía eólica marina se redujo un 60%. El año 2020, durante la pandemia del Covid 19, el sector de las energías alternativas fue el que mejor soportó la crisis a diferencia de los combustibles fósiles. En 2021, pese a las dificultades en las cadenas de suministro y el alza de precios, el costo de la electricidad eólica se redujo un 15%, y la energía fotovoltaica bajó un 13% en relación con el 2020.

Para la Agencia Internacional de Energía (AIE) la inversión en energía limpia desde el 2015 tuvo un crecimiento del 2% anual y desde el 2020 el ritmo de crecimiento se ha acelerado hasta un 12%. No obstante, es necesario destacar que la inversión en energías alternativas está concentrada en Estados Unidos, Unión Europea, Japón, China e India, mientras el resto de economías emergentes tienen estancadas sus inversiones en este sector desde 2015.

A pesar del avance de las energías alternativas, los planes de recuperación económica post-pandemia de diferentes países priorizaron el fortalecimiento de las energías fósiles. Un ejemplo es el gasto de alrededor de 14 billones de dólares americanos que los países del G20 (20 economías más grandes) realizaron entre 2020 y 2021, del cual solo el 6% se destinó a actividades de reducción de emisiones (Revista Nature, 2022). Según la AIE en 2021 las emisiones de dióxido de carbono vinculadas al consumo energético tuvieron el incremento más grande de su historia en términos absolutos sobre todo por el incremento en el uso del carbón.

## Los impactos de la guerra

La invasión de Rusia a Ucrania ha complicado aún más la ya compleja transición energética, reviviendo proyectos de combustibles fósiles a base de carbón ante la inseguridad energética provocada por el conflicto bélico. Algunos analistas consideran que la transición energética será retrasada por la guerra, mientras otros pronostican que a mediano plazo podría acelerarse en algunos países para disminuir la dependencia de la importación de combustibles fósiles.

Estados Unidos que, junto a Arabia Saudita y Rusia, es uno de los principales productores de petróleo a nivel mundial, batió récords en sus principales cuencas productoras de gas, Haynesville y Appalachia, lo que lo posicionaría como el mayor productor de gas natural en el mundo el 2022 (Rystad Energy, 2022).

También se está incrementando la demanda mundial del carbón, que pese a que subió de precio, es más barato que el gas natural. Es probable que la demanda de carbón aumente aún más el próximo año, al igual que la inversión en su suministro principalmente en países como la China e India (AIE, 2022), pero también en Alemania que ha reactivado su explotación.

Así mismo, la AIE indica que la subida de precios también afecta a las tecnologías de energías renovables y que desde 2020 los costos de los paneles solares y las turbinas eólicas aumentarán entre un 10% y 20%. Sin embargo, a pesar de este incremento siguen siendo una alternativa viable por ser más baratas en relación a las instalaciones de combustibles fósiles.

Para el 2022 se previó que la inversión mundial en todo el sector energético crecerá 8%, llegando a 2,4 billones de dólares, de los cuales la inversión en energía limpia superaría los 1,3 billones de dólares americanos (AIE, 2022). Esta cifra podría parecer buena para la transición energética, pero es absolutamente insuficiente. Según IRENA las energías renovables tendrían que escalar masivamente en todos los sectores del 14% de la energía total actual hasta alrededor del 40% en 2030. Para alcanzar este objetivo se requiere inversiones anuales de 5,7 billones de dólares americanos hasta el 2030.

La guerra en Ucrania ha generado ganancias inesperadas para los productores de petróleo y gas. El secretario general de las Naciones Unidas, António Guterres, ha señalado al respecto que “es inmoral que las compañías de petróleo y gas obtengan ganancias récord a costa de las personas y comunidades más pobres y con un costo enorme para el clima”.

La crisis económica y el incremento de precios de los combustibles están profundizando la denominada pobreza energética que afecta a millones de familias en el mundo. El 80% de la población mundial vive en países que son importadores netos de combustibles fósiles y es probable que la factura energética total pagada por los consumidores del mundo supere los 10 billones de dólares por primera vez en 2022 (IRENA, 2022) afectando a los sectores más pobres de la sociedad.

Según especialistas, es poco probable que el petróleo desaparezca como combustible dominante en los próximos 20 o 30 años, se puede reducir su consumo, pero toda la economía mundial, la infraestructura industrial y de transporte está basada en los hidrocarburos.

Existe una importantísima movilización de recursos económicos para la guerra, muy por encima de lo que se destina al cambio climático o la transición energética, como dice Van de Graaf: “El paradigma de la seguridad nacional tiene una fuerza de movilización mucho mayor que el paradigma de la catástrofe climática”. A esto se suma los millonarios subsidios a nivel global que tienen los combustibles fósiles, principalmente el petróleo. La AIE calcula que los subsidios al consumo mundial de combustibles fósiles que en 2020 fueron de 180 mil millones de dólares, subieron a 440 mil millones de dólares en 2021.

## Transiciones energéticas en Bolivia

En Bolivia el consumo energético de gran escala despegó con el cerro rico de Potosí. La *thola* y la *yareta* que poblaban el altiplano sud fueron extraídas y quemadas para fundir la plata. Entre fines del siglo XVI y principios del siglo XIX la principal fuente de energía para la minería era la biomasa nativa hasta que a mediados del siglo XIX comenzó a ser remplazada con importaciones de carbón vegetal de Chile.

Durante la colonia española se utilizó la fuerza hidráulica para concentrar y moler mineral. La generación hidroeléctrica comenzó en Bolivia a principios del siglo XX principalmente para abastecer al sector minero. La primera planta hidroeléctrica se construyó en 1902 en Landara, Potosí. En 1908 fueron las de Angosto de San Luis en Tarija, Cayara en Potosí y Durasnillo en Chuquisaca y en 1909 Achachicala en La Paz. Hasta 1930 se construyeron 4 hidroeléctricas más en los departamentos de Cochabamba, La Paz, Chuquisaca y Potosí y otras 16 plantas hidroeléctricas hasta 1970 (Energía Bolivia).

Las termoeléctricas a gas natural comenzaron a construirse en Bolivia en las últimas décadas del siglo pasado. La razón de su paulatina expansión fueron los descubrimientos de gas en Bolivia y el menor costo de inversión en relación a las hidroeléctricas.

Esta publicación se concentra en el análisis de la matriz energética de las últimas décadas principalmente a nivel de la energía primaria, los procesos de su transformación en energía secundaria y su consumo final. El Balance Energético Nacional del 2006 al 2020<sup>1</sup> permite apreciar no sólo la evolución del subsector de electricidad sino de todo el sector energético del país.

En un próximo texto se analizará los otros componentes esenciales para la transición energética como son la redistribución y redimensionamiento del consumo, la gestión con participación social, el derecho humano a la energía y el cambio de nuestra relación con la naturaleza.

[1] Ministerio de Hidrocarburos y Energía. Balance Energético Nacional 2006-2020. Disponible en: <https://www.mhe.gob.bo/balance-energetico-nacional-2006-2020/>

# La matriz energética en Bolivia

Las fuentes de **energía primaria** son combustibles no convertidos u originales. Las fuentes de energía primaria en Bolivia incluyen gas natural, petróleo, biomasa, hidroenergía, viento y radiación solar. Las fuentes de energía primaria pueden ser minadas, cosechadas, extraídas, o aprovechadas directamente. En cambio, la **energía secundaria** no se encuentra directamente en la naturaleza y tiene que ser convertida de fuentes de energía primaria, como por ejemplo electricidad a partir de gas natural, o gasolina especial a partir de petróleo. Las principales fuentes de energía secundaria en Bolivia son electricidad, gas natural tratado, diésel oil, gasolina, jet fuel y Gas Licuado de Petróleo (GLP).

Para poder comparar estas diferentes fuentes de energía primaria y secundaria, el Balance Energético Nacional 2006-2020 utiliza la unidad de kilo barril equivalente de petróleo (Kbep)<sup>2</sup>. Una unidad de Kbep es equivalente a 1,6139 Gigavatio hora (GWh) que es una medida de energía eléctrica.

En Bolivia los **centros de transformación** de energía primaria en energía secundaria están conformadas

por 1) plantas de tratamiento de gas, 2) refinerías de petróleo, y 3) centrales eléctricas. Las plantas de tratamiento de gas procesan el gas natural con el fin de recuperar hidrocarburos líquidos compuestos como gasolina y GLP, entre otros. Las refinerías procesan el petróleo para obtener diésel, gasolinas, GLP, aceites y otros. Las centrales eléctricas son de diferente tipo según la fuente de energía primaria que utilizan. La mayoría de las centrales eléctricas cuentan con diferentes tipos de turbinas que son movidas por la fuerza del agua, el viento, y la combustión de gas natural, biomasa o diésel. Las centrales fotovoltaicas tienen una tecnología diferente a las basadas en turbinas ya que transforman la radiación solar en electricidad a través de paneles solares.

El **consumo final** en Bolivia se clasifica en los sectores de a) transporte, b) industrial, c) residencial, d) comercial, servicios y público, e) agricultura, pesca y minería, y f) construcción y otros. Las únicas fuentes de energía primaria que tienen un consumo final sin pasar por centrales de transformación en Bolivia son una gran parte del gas natural y la biomasa.



Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

[2] Kilo barril equivalente de petróleo (Kbep) son miles de unidades de energía equivalente, aproximadamente, a la energía liberada durante la quema de un barril (42 galones estadounidenses) de petróleo crudo.

## Fuentes, transformación y consumo de energía

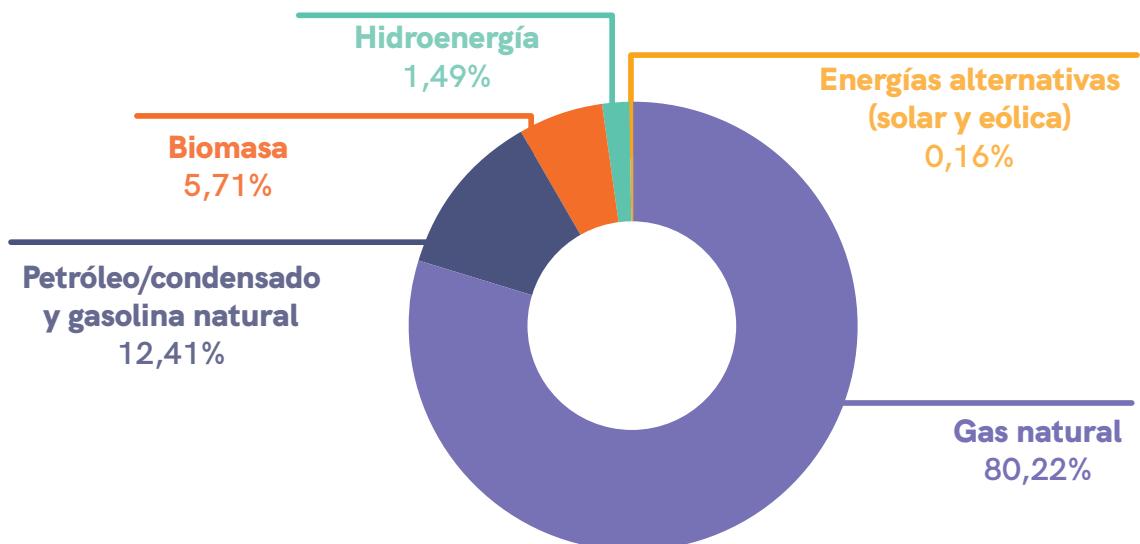


## Los combustibles fósiles dominan en Bolivia

Los combustibles fósiles son una fuente de energía que procede de materia orgánica de animales, plantas y microorganismos en descomposición que se convirtieron en carbono en un proceso lento de descomposición, fosilización y cambios geoquímicos que tomó millones de años. El petróleo, el gas natural y el carbón son combustibles fósiles cuya combustión libera dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) y otros gases de efecto invernadero causantes del cambio climático.

El gas natural y el petróleo representan más del 92% de las fuentes de energía primaria de la matriz energética de Bolivia.

**Participación porcentual por tipo de energético en la producción de energía primaria, 2020**



Fuente: Balance Energético Nacional 2006-2020. Elaboración: Propia

El segundo lugar, con una participación de apenas 5,71%, lo ocupa la biomasa. En el caso de Bolivia la biomasa comprende principalmente el bagazo, que es el residuo de la fabricación del azúcar a partir de caña, la leña que se usa mayoritariamente para cocinar, y algunos residuos animales.

En tercer lugar, tenemos a las hidroeléctricas con 1,49% y en último lugar la energía eólica y solar con sólo un 0,16%.

## El debate sobre los conceptos de energías renovables y alternativas

La energía hidroeléctrica, la biomasa, la eólica y la solar son consideradas energías renovables. La US Energy Information Administration señala que la energía renovable es energía de fuentes que se reponen naturalmente pero que tienen un flujo limitado. Los recursos renovables son virtualmente inagotables en duración, pero limitados en la cantidad de energía disponible por unidad de tiempo. En otras palabras, la energía solar es ilimitada pero sólo durante el día, el bagazo de caña de azúcar está en función de la época de cosecha, y la cantidad de hidroenergía depende de las lluvias. La Agencia Internacional de Energía (AIE) incluye en los recursos de energía renovable: la energía

hidroeléctrica, la energía solar fotovoltaica (PV), la energía solar de concentración (CSP), la energía eólica y marina (mareas y olas), la bioenergía y la energía geotérmica.

Sobre el concepto de energías alternativas no existe un consenso. En general se utiliza el término para referirse a aquellas fuentes de energía que son propuestas como alternativa a las tradicionales o clásicas. Según algunas definiciones las energías alternativas son equivalentes al concepto de energía renovable o energía verde. Otros consideran energías alternativas a todas las fuentes de energía que no implican la quema de combustibles fósiles (carbón, gas y petróleo) e incluyen dentro de estas a la energía hidroeléctrica o incluso a la energía nuclear. En otros casos el uso de energías alternativas se refiere específicamente a la solar, la eólica, la biomasa y la nuclear.

No todos coinciden en clasificar la energía nuclear dentro de las energías alternativas, pues al igual que los combustibles fósiles, se trata de un recurso finito, y además presenta problemas medioambientales importantes, como la gestión de los residuos radiactivos o la posibilidad de un accidente nuclear.

En el documento de Política de Energías Alternativas para el Sector Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia del año 2011 se afirma que las fuentes de

energía no renovable son aquellas fuentes de energía finitas, cuya capacidad de regeneración es más lenta que su aprovechamiento, mientras las fuentes de energías renovables son aquellas que se encuentran disponibles de forma continua o periódica, se regeneran naturalmente, como son las fuentes de energía solar, la geotérmica, la eólica, la que proviene de la biomasa y otras; por último, las energías alternativas son fuentes de energía alternativas a las tradicionales de uso convencional (fósil e hídrica mayor a 2 MW). En relación a la energía hídrica el mencionado documento indica que es una fuente de energía alternativa cuando su potencia es inferior a los 2 MW.

## El destino de la energía primaria en Bolivia

La energía primaria en Bolivia se destina en primer lugar a la exportación, en segundo lugar a los centros de transformación para su conversión en energía secundaria y, en tercer lugar, en menor escala, de manera directa al consumo final. En 2020 cerca del 60% de la energía primaria se destinó a la exportación. Casi la totalidad de las exportaciones fueron de gas natural (98,5%) y el restante fue gas licuado de petróleo (1,1%), crudo reconstituido (0,3%) y dos tipos de gasolina (0,1%).

Así mismo, en 2020 Bolivia importó principalmente diésel oil (6.282 Kbep) y gasolina especial (978 Kbep). Las exportaciones de gas natural son fundamentales para el ingreso de divisas al país, mientras las importaciones de diésel oil y gasolina especial son esenciales para el sector transporte, el sector agropecuario y la minería.

### Producción de energía primaria, exportación e importación, 2020 (expresado en Kbep y porcentaje)

Producción total de energía primaria	122.145	100%
Gas Natural	97.987	80,2%
Petróleo, Condensado y Gasolina Natural	15.163	12,4%
Biomasa	6.977	5,7%
Hidroenergía	1.823	1,5%
Energías Alternativas (Eólica y Solar)	195	0,2%
Exportación de energía	73.990	100%
Gas Natural	72.870	98,5%
Gas Licuado de Petróleo	778	1,1%
Crudo Reconstituido	242	0,3%
Otros	100	0,1%
Importación de energía	7.260	100%
Diesel Oil	6.282	86,5%
Gasolina Especial	978	13,5%

Fuente: Balance Energético Nacional 2006-2020. Elaboración: Propia.

## Tres tipos de centros de transformación en Bolivia

En 2020 los centros de transformación en Bolivia procesaron 32.547 Kbep. Casi la mitad de esta energía fue transformada por las refinerías y un 40% por las centrales eléctricas y los autoproductores que operan principalmente con biomasa. En tercer lugar, estuvieron las plantas de tratamiento de gas.

Como se puede apreciar las centrales eléctricas procesaron el equivalente a 12.879 Kbep. Dentro del subsector eléctrico las termoeléctricas a gas natural representaron el 70% seguidas de las hidroeléctricas con 14%, las centrales a biomasa 10%, las centrales a diésel oil 3,6% y las centrales eólicas y solares apenas un 1,5% de participación.

### Centros de transformación de energía, 2020 (expresado en Kbep y porcentaje)

Fuente	2020	Participación
Refinerías	15.589	48%
Planta de tratamiento de gas	4.079	13%
Centrales eléctricas y autoproductores	12.879	40%
<i>Hidroenergía</i>	1.823	6%
<i>Termoeléctricas</i>	9.021	28%
<i>Energías alternativas (eólico y solar)</i>	195	1%
<i>Biomasa</i>	1.373	4%
<i>Diésel Oil</i>	467	1%
<b>Total centros de transformación</b>	<b>32.547</b>	<b>100%</b>

Fuente: Balance Energético Nacional 2006-2020. Elaboración: Propia

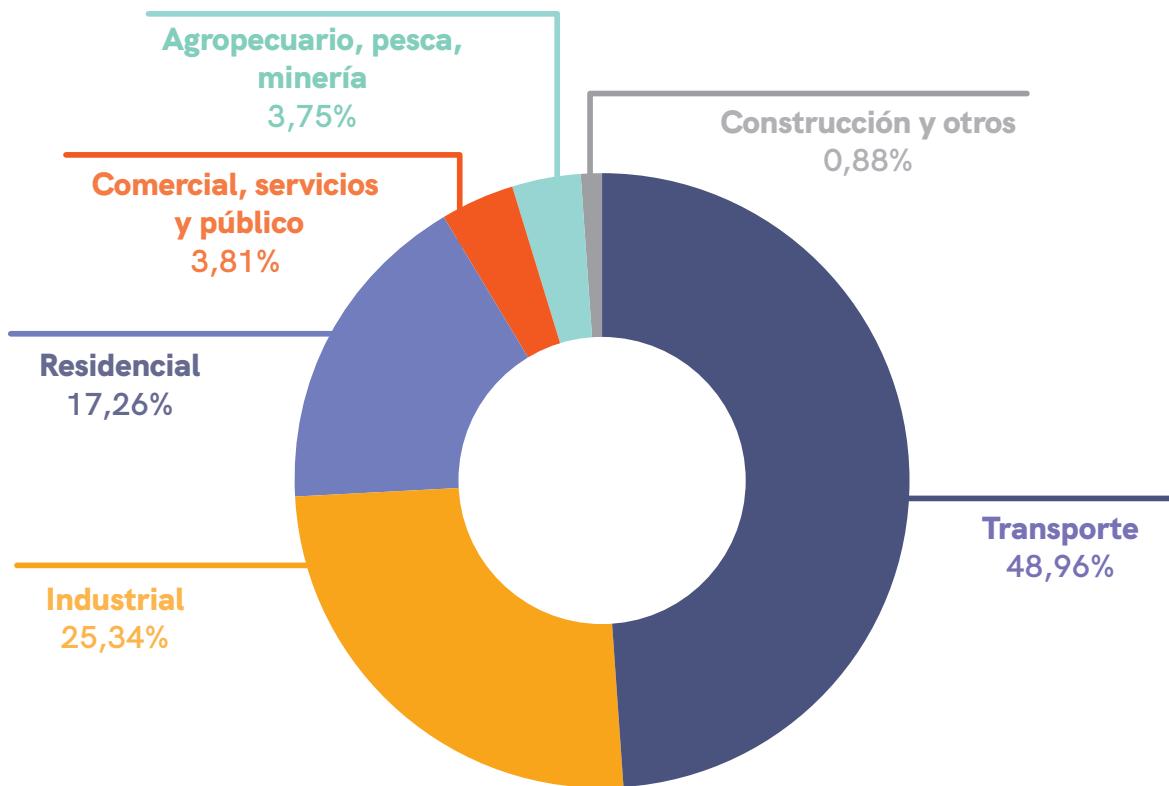
## Consumo final

En 2020 el consumo final energético de todos los sectores en Bolivia fue de 43.032 Kbep. El consumo final energético proviene en parte de los centros de transformación, de la importación de diésel oil y gasolina nacional, y de algunas energías primarias como el gas natural y la biomasa que se consumen de manera directa sin pasar por centros de transformación.

Es necesario aclarar que 2020 fue un año fuertemente afectado por la pandemia del COVID. En 2019 el consumo final de todos los sectores fue de 49.426 Kbep superior en 14% al consumo de 2020.

En 2020, el sector del transporte representa casi la mitad del consumo energético (48,96%), la industria un cuarto del consumo (25,34%) y el cuarto restante está compuesto por los sectores residencial (17,26%), comercial, servicios y público (3,81%), agropecuario, pesca, minería (3,75%) y construcción y otros (0,88%). Los sectores de transporte e industrial representan tres cuartas partes de todo el consumo final energético en 2020.

**Participación porcentual del consumo final energético  
por sector económico, 2020**



Fuente: Balance Energético Nacional 2006-2020. Elaboración: Propia

En 2020, según el tipo de fuente, los combustibles que más se consumieron en Bolivia fueron los combustibles fósiles con un 75,7% (gas natural, gasolinas, diésel oil, GLP y otros derivados), seguidos de la biomasa con 12,4% y la electricidad con un 11,9%.

**Consumo final de energía según tipo de fuente, 2020  
(expresado en Ktep y porcentaje)**

Fuente	2020	Porcentaje
Diésel Oil	10.474	24,2%
Gasolinas (aviación, especial, S91, S92 y otras)	8.871	20,5%
Gas natural	9.533	22,0%
Gas licuado de petróleo	3.397	7,8%
Otros derivados	525	1,2%
Biomasa	5.360	12,4%
Electricidad	5.183	11,9%
<b>TOTAL</b>	<b>43.343</b>	<b>100%</b>

Fuente: Balance Energético Nacional 2006-2020. Elaboración: Propia

# Auge y declive de los hidrocarburos

La llamada nacionalización de los hidrocarburos, que consistió principalmente en la renegociación de contratos con las empresas transnacionales, llevó al desarrollo de una política que estuvo orientada a: 1) exportar cada vez más gas natural, 2) industrializar los hidrocarburos, y 3) favorecer su consumo para el mercado interno con precios subsidiados. Esta estrategia permitió incrementar los ingresos económicos del Estado hasta el 2014 por el alza de los precios internacionales del petróleo y la explotación de las reservas existentes de gas natural. Sin embargo, desde 2015 las exportaciones de gas natural están en descenso por el agotamiento de las reservas, y el incremento del mercado interno fuertemente subsidiado por la creciente importación de diésel oil y gasolina especial.

La producción de energía primaria en el periodo 2006 - 2020, creció de 105.834 Kbep el año 2006 a 164.779 Kbep el año 2014, para luego decrecer a 122.145 Kbep en 2020. A lo largo de este período la principal fuente de energía primaria fue el gas natural con una participación porcentual que fluctuó entre el 76% y el 80%.

**Producción de energía primaria, 2006 - 2020**  
(expresado en Kbep)

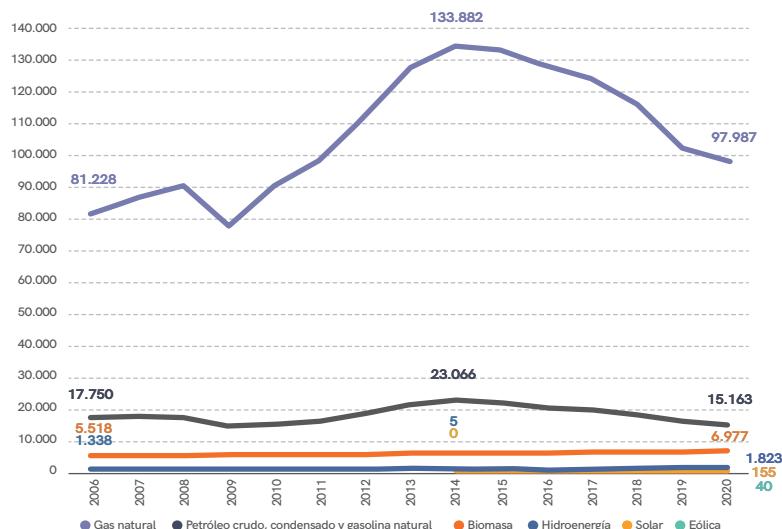
Energético	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Gas natural	81.228	86.428	90.020	77.287	90.416	98.381	111.875	127.223	133.882	132.620	127.589	123.770	115.673	101.947	97.987
Petróleo crudo, condensado y gasolina natural	17.750	18.028	17.236	15.005	15.686	16.296	18.875	21.653	23.066	22.235	20.719	19.916	18.583	16.478	15.163
Biomasa	5.518	5.702	5.928	6.009	6.091	6.174	6.259	6.344	6.431	6.519	6.608	6.699	6.790	6.883	6.977
Hidroenergía	1.338	1.437	1.431	1.422	1.347	1.454	1.458	1.571	1.395	1.526	1.066	1.384	1.619	2.014	1.823
Energía solar									0,28	3	4	4	79	117	155
Energía eólica									5	7	22	37	36	44	40
<b>Producción Total</b>	<b>105.834</b>	<b>111.595</b>	<b>114.615</b>	<b>99.723</b>	<b>113.540</b>	<b>122.305</b>	<b>138.466</b>	<b>156.791</b>	<b>164.779</b>	<b>162.910</b>	<b>156.007</b>	<b>151.810</b>	<b>142.780</b>	<b>127.483</b>	<b>122.145</b>

Fuente: Balance Energético Nacional 2006-2020. Elaboración: Propia

La producción de gas natural pasó de 81.228 Kbep el 2006 a 133.882 Kbep el 2014, para luego bajar a 97.987 Kbep en 2020.

La segunda fuente de energía primaria es el petróleo crudo, condensado y la gasolina natural que están asociadas a la extracción de gas natural. La producción de estos combustibles siguió una trayectoria similar a la del gas natural. De 17.750 Kbep que se producían en 2006 subió a 23.066 Kbep en 2014 para luego bajar a 15.163 Kbep en 2020, una cifra inferior a la producción del 2006.

**Evolución de la producción de energía primaria, 2006-2020**  
(expresado en kbep)



Fuente: Balance Energético Nacional 2006-2020. Elaboración: Propia

Sumando el gas natural y el petróleo, la participación porcentual de los hidrocarburos oscila entre 93% y 95% en el período 2006-2020, dejando el saldo para la biomasa (4 a 5,7%), hidroenergía (0,85 a 1,58%) y energías alternativas (0 a 0,16%). Esto muestra el dominio constante de los combustibles fósiles en la matriz energética primaria a pesar de las fluctuaciones en los últimos 15 años.

## Exportaciones que bajan e importaciones que suben

La exportación de gas natural a Argentina y Brasil ha empezado a decrecer desde 2015, mientras las importaciones de diésel oil y gasolina especial continúan creciendo.

### Producción, exportación, transformación, consumo final y propio de gas natural, 2006-2020 (expresado en Ktep)

Detalle	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Producción	81.228	86.428	90.020	77.287	90.416	98.381	111.875	127.223	133.882	132.620	127.589	123.770	115.673	101.947	97.987
Exportación	64.009	70.708	73.388	59.180	70.107	75.760	88.692	102.870	106.996	105.286	96.669	92.628	84.067	71.650	72.870
Centros de Transformación	7.214	7.740	8.560	9.196	10.577	11.304	11.526	11.818	13.269	14.047	16.955	16.321	15.497	14.769	13.099
Consumo final	4.320	5.023	5.638	6.596	7.059	8.069	8.806	9.802	10.417	10.650	10.916	11.086	11.383	11.458	9.338
Consumo propio, perdidas y otros	5.685	2.957	2.434	2.315	2.673	3.248	2.851	2.733	3.200	2.637	3.049	3.735	4.726	4.070	2.680

Fuente: Balance Energético Nacional 2006-2020. Elaboración: Propia

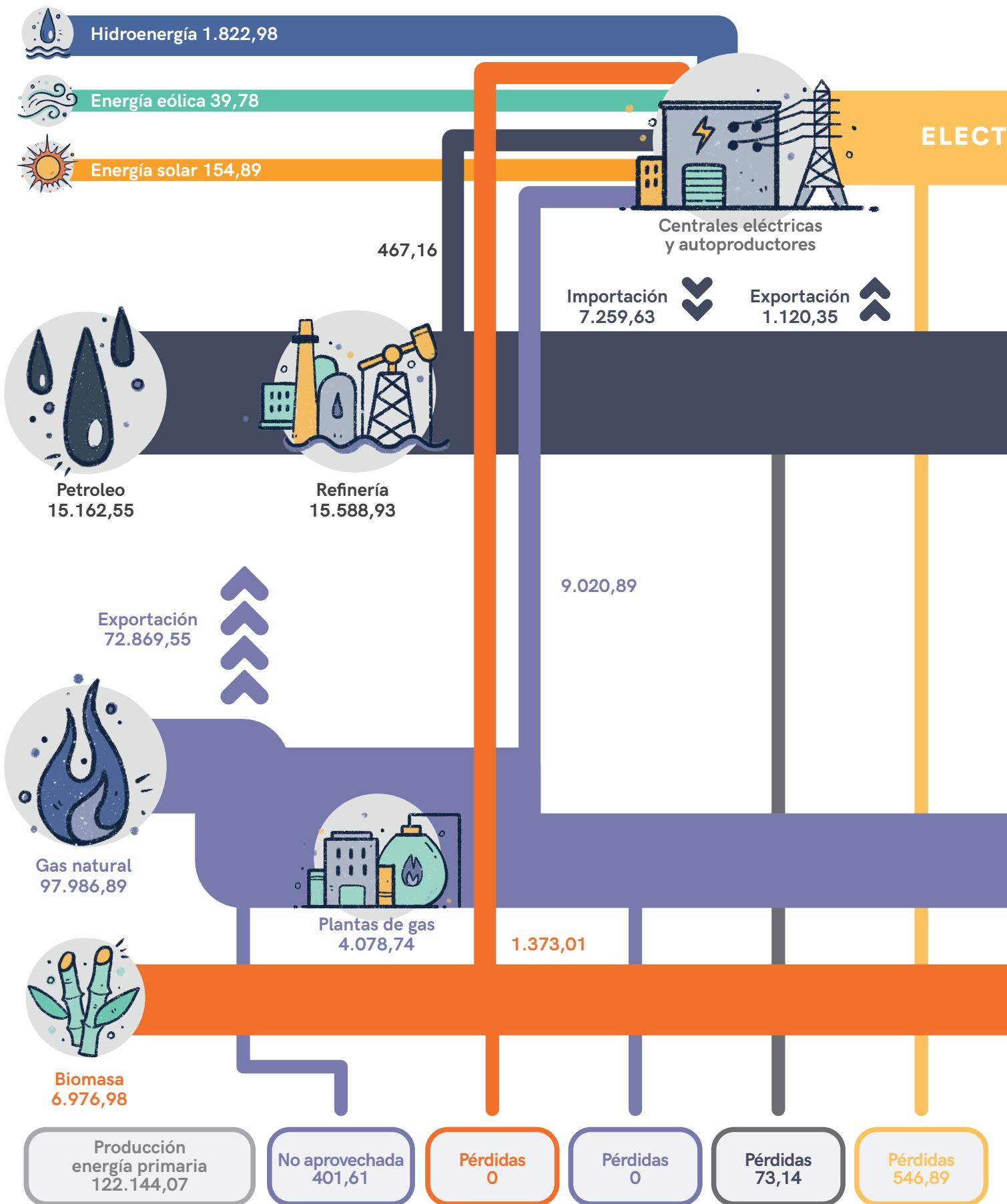
Entre los años 2006 y 2014, las exportaciones de gas natural crecieron de 64 mil Ktep a casi 107 mil Ktep para bajar a 72.870 Ktep en 2020. El declive de las exportaciones de gas natural se debe al agotamiento de las reservas y los campos de producción, sumados al incremento de la demanda de los centros de transformación y del consumo final dentro de Bolivia. Los centros de transformación que usan gas natural han duplicado su consumo pasando de 7.214 Ktep en 2006 a 14.769 Ktep en 2019. Así mismo, el consumo final de gas natural, que no pasa por centrales de transformación, se ha casi triplicado de 4.320 Ktep en 2006 a 11.458 Ktep en 2019.

Por otra parte, la importación de diésel oil y gasolina especial creció considerablemente durante este periodo hasta llegar a los 12.678 Ktep en 2019. La importación de diésel oil creció más de tres veces, de 2.761 Ktep el 2006 a 9.027 Ktep el 2019. La importación de gasolina especial se incrementó en más de doce veces pasando de 288 Ktep el 2009 a 3.645 Ktep el 2019. En 2020, la importación de diésel representó el 87% y la gasolina especial el 13% del total de las importaciones de hidrocarburos.

### Importación de energía primaria por tipo de energético, 2006 – 2020 (expresado en Ktep)

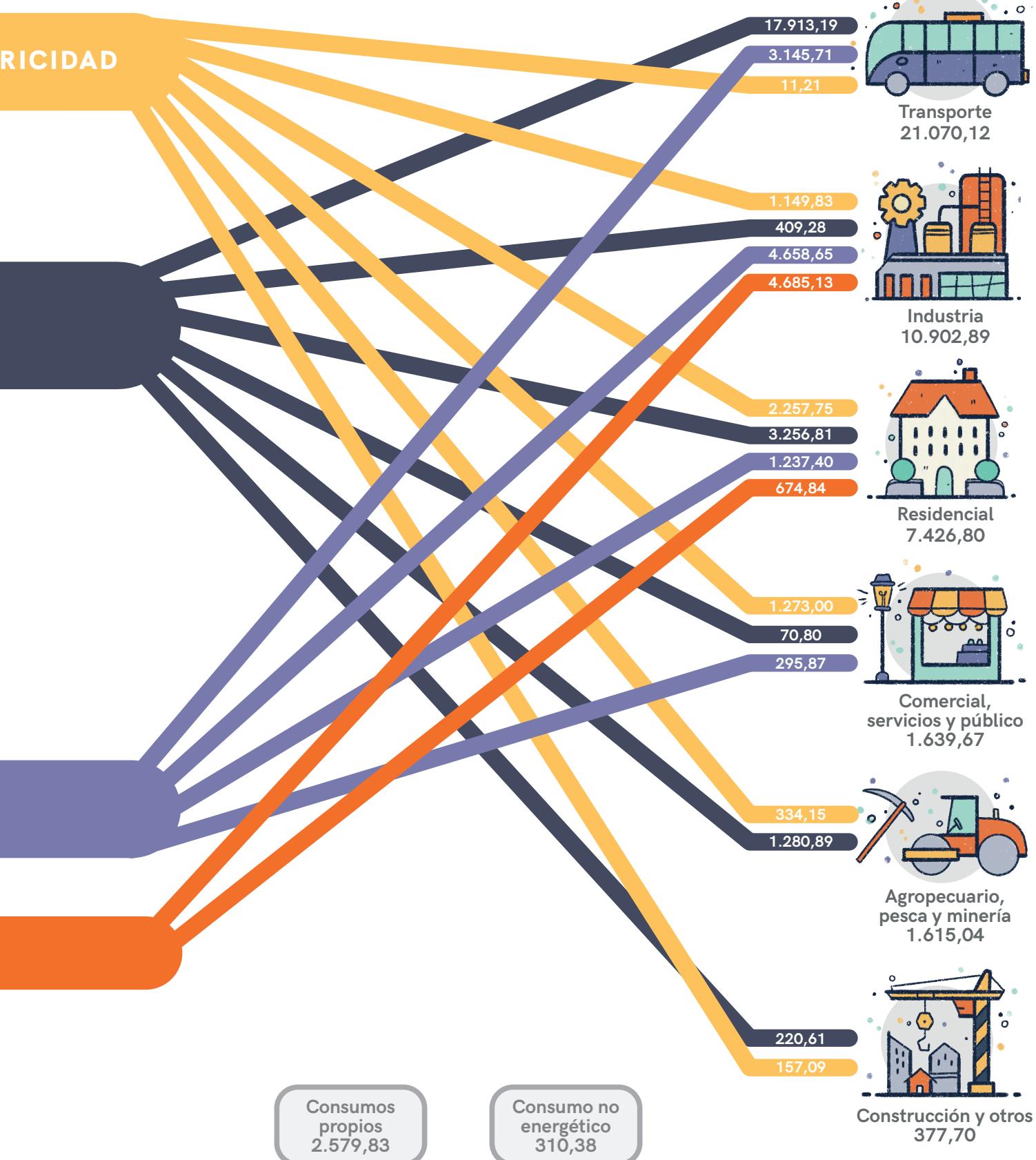
Energético	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Gasolina especial	-	-	-	288	625	1.082	1.169	288	1.633	2.064	1.122	1.814	2.410	3.645	978
Diésel oil	2.761	3.219	2.954	3.958	4.256	4.906	4.918	5.583	5.901	5.097	5.754	6.752	7.583	9.027	6.282
Otros: aceites, grasas, gasolina de aviación y GLP	90	55	-	52	188	259	301	56	11	8	7	3	4	6	-
<b>TOTAL</b>	<b>2.851</b>	<b>3.274</b>	<b>2.954</b>	<b>4.298</b>	<b>5.068</b>	<b>6.247</b>	<b>6.388</b>	<b>5.927</b>	<b>7.545</b>	<b>7.169</b>	<b>6.884</b>	<b>8.569</b>	<b>9.997</b>	<b>12.678</b>	<b>7.260</b>

Fuente: Balance Energético Nacional 2006-2020. Elaboración: Propia



# ¿De dónde viene y a dónde va la energía en Bolivia?

Flujo Energético Nacional - 2020 (expresado en Kbep)



## Los subsidios en riesgo

El establecimiento de precios subsidiados para las centrales de transformación de generación eléctrica, las redes de distribución de gas natural, y el gas natural vehicular (GNV), son un factor muy importante para el incremento del consumo interno en Bolivia. Abastecer de gas natural al mercado interno que está en permanente crecimiento, significa una presión para que se destine una menor cantidad a la exportación, ya que el actual orden de abastecimiento prioriza el mercado nacional por encima de los mercados de Brasil y Argentina.

El monto de los subsidios depende de los componentes que se tomen para su valoración. Según el estudio "Precios y subsidios a los hidrocarburos en Bolivia 1986 - 2025"<sup>3</sup> existen cinco grandes categorías de subsidios:

1. El costo de oportunidad por vender la producción al mercado interno en lugar de su exportación a precio internacional. Este es el principal subsidio, aunque no significa una erogación de dinero del Tesoro General de la Nación (TGN).
2. La importación directa de gasolinas y diésel oil a precios altos para venderlos en el mercado interno a precios bajos. Este subsidio es erogado por el TGN.
3. La no actualización de los márgenes de la cadena de valor de los derivados del petróleo que no se actualizan desde 2005.
4. El sacrificio fiscal por el impuesto al valor agregado (IVA) que el Estado deja de recaudar.
5. El incentivo entregado a los operadores de los campos de acuerdo a su nivel de producción.

El citado estudio estima que el subsidio a los hidrocarburos -la suma de las cinco categorías de subsidios- fue de USD 2.311 millones el año 2021, y representa el 6,7% del Producto Interno Bruto (PIB). Sin incluir el costo de oportunidad, la subvención fue de USD 1.311 millones.

Según el CEDLA<sup>4</sup>, el precio que pagan las generadoras termoeléctricas por el gas natural que utilizan es de USD 1,31 por millar de pies cúbicos (MPCS), mientras el precio internacional era de 5,49 USD/MPCS en diciembre de 2019. Según el año, el precio de exportación del gas natural es de 3 a 7 veces el precio de consumo interno.

De otra parte, todas las empresas distribuidoras por redes reciben el gas natural al precio de 0,89 USD/ MPCS que es más bajo que el precio para el generador termoeléctrico. Para el caso del transporte está normado que el precio para el gas natural vehicular (GNV) sea

el 50% del valor de la gasolina de igual contenido energético.

## El futuro incierto de las inversiones en hidrocarburos

La política energética aplicada desde el año 2006 ha estado concentrada en la expansión de los combustibles fósiles, con importantes inversiones para infraestructura e industrialización de los hidrocarburos. Más allá de lo pertinente o no de algunas inversiones, si la producción de gas natural y petróleo continúa en descenso y no se encuentran nuevas reservas, difícilmente se podrán recuperar estas inversiones.

Según datos de las rendiciones públicas del gobierno, mensajes presidenciales y del Ministerio de Hidrocarburos y Energía, las inversiones en el sector hidrocarburos entre 2006 y 2018 fueron de USD 14.115 millones y se prevé un Plan de Reactivación del Upstream con una inversión de USD 1.400 millones hasta el 2025.

Entre las inversiones para el desarrollo de la infraestructura asociada a la producción de gas natural, están el proyecto de gas natural licuado (GNL), la planta de amoniaco, la planta de propileno, la planta de tuberías, las plantas de separación, la iniciativa de gas natural vehicular (GNV) y la distribución de gas natural por redes.

En el subsector de generación eléctrica la más importante inversión ha sido por USD 1.395 millones para la instalación de tres centrales termoeléctricas de ciclo combinado con una potencia total instalada de 1.000 MW en los departamentos de Tarija, Cochabamba y Santa Cruz.

## El fin del ciclo de los hidrocarburos

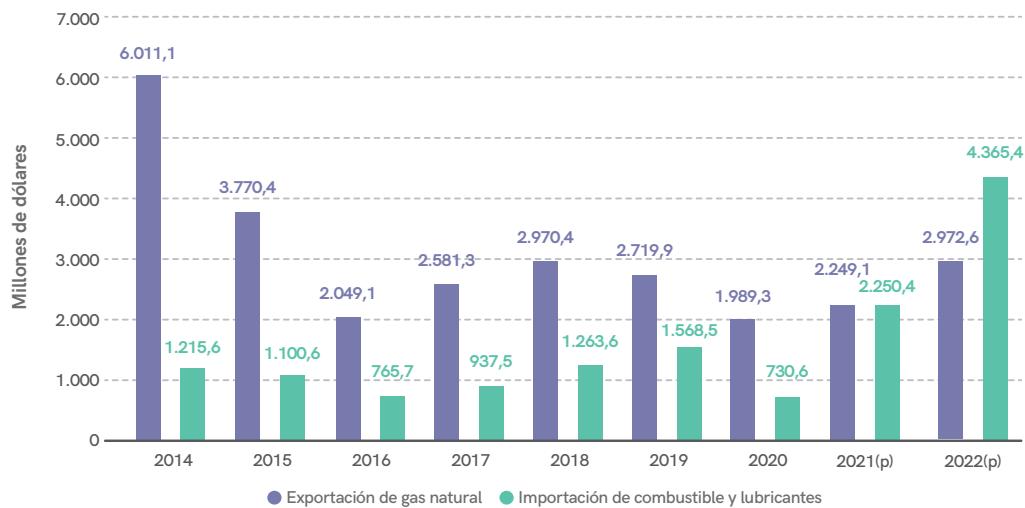
Recientes datos del INE<sup>5</sup> indican que las exportaciones del gas natural alcanzaron su máximo en 2014 con un valor de USD 6.011 millones, para luego disminuir a USD 2.249 millones en 2021, recuperando el 2022 a USD 2.972,6 millones, un incremento del 31% en relación al 2021. Por otra parte, las importaciones de combustibles y lubricantes (principalmente gasolina especial y diesel) crecieron de USD 1.215,6 millones en 2014 a USD 2.250,4 millones en 2021 y USD 4.365,4 millones en 2022, dejando un saldo comercial negativo en los dos últimos años de USD -1,3 y -1.392,8 millones. Datos del INE también muestran que la producción de gas natural cayó de 22.188 millones de metros cúbicos en 2014 a 14.150 hasta noviembre del 2022.

[3] Mauricio Medinaceli y Marcelo G. Velázquez, mayo de 2022. *Precios y subsidios a los hidrocarburos en Bolivia 1986 - 2025*.

[4] Plataforma Energética y CEDLA, junio 2021. Cuadernos de coyuntura #31: *Evaluación de los planes energéticos nacionales desde la perspectiva de la transición energética*

[5] Instituto Nacional de Estadística. COMEX, Boletín comercio exterior, enero 2023 y datos de exportaciones e importaciones. Disponibles en: <https://www.ine.gob.bo/index.php/estadisticas-economicas/comercio-exterior/cuadros-estadisticos-exportaciones/> y <https://www.ine.gob.bo/index.php/estadisticas-economicas/comercio-exterior/importaciones-cuadros-estadisticos/>

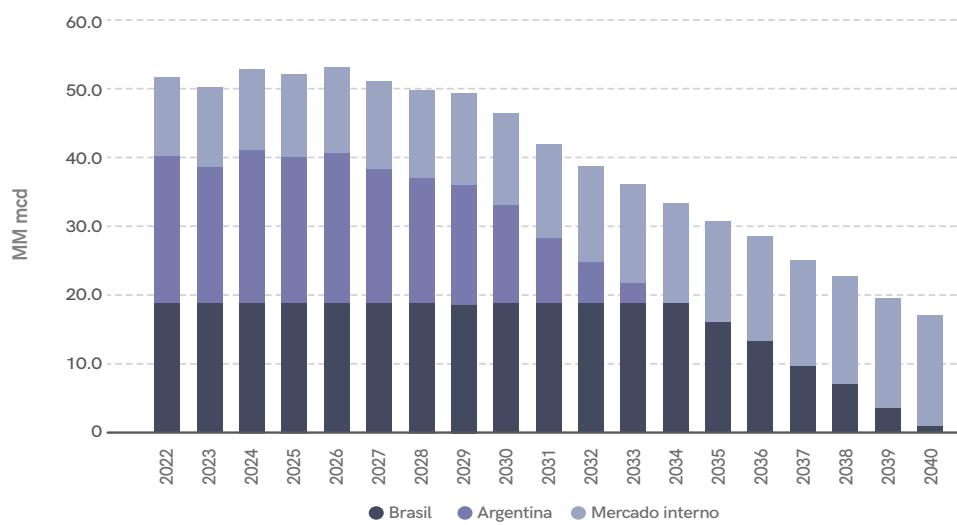
## Exportación de gas natural e importación de combustibles y lubricantes, 2014 - 2022 (en millones de dólares americanos)



Fuente: Instituto Nacional de Estadística. Elaboración: Propia

Mauricio Medinaceli en un análisis y prospectiva del gas natural en Bolivia<sup>6</sup> afirma que el mercado energético dentro de Bolivia no es atractivo para el inversionista privado, ya que los precios para el mercado doméstico se encuentran subsidiados. Si el mercado externo comienza a desaparecer las presiones para levantar los subsidios serán cada vez mayores. Por otra parte, señala que actualmente la estructura de los mercados de gas natural de Argentina y Brasil debilitan la posición negociadora de Bolivia por dos razones: 1) la existencia de grandes yacimientos de gas como Vaca Muerta y Pre-Sal y 2) el hecho de que ambos países poseen infraestructura para importar LNG, lo que introduce un competidor serio a la formación de precios de este producto en América del sur. La siguiente gráfica representa una proyección muy preocupante de la demanda de gas natural si no se encuentran nuevas reservas.

### Proyección de la demanda de gas natural en Bolivia (MM mcd)



Fuente: Breve análisis y prospectiva de la industria del gas natural boliviano: 1980-2021.

El ciclo de los hidrocarburos está en franco declive en Bolivia. Como analizaremos a continuación las políticas de generación hidroeléctrica y agrocombustibles, antes que estar orientadas a una transición energética para salir de los combustibles fósiles, están dirigidas a tratar de compensar la caída de las exportaciones de gas y la creciente importación de carburantes. La principal crítica de la oposición a la política hidrocarburífera del gobierno no es su dependencia de los combustibles fósiles, sino el no dar concesiones más grandes a las transnacionales para que inviertan más en el descubrimiento de nuevas reservas de hidrocarburos.

[6] Medinaceli Monrroy Mauricio, 21 julio 2021. Breve análisis y prospectiva de la industria del gas natural boliviano: 1980-2021 (Borrador).

# Fracaso exportador a base de mega hidroeléctricas

En 2015, ante el inicio del decrecimiento de la extracción y exportación de gas natural, el gobierno de Evo Morales lanzó la iniciativa de transformar a Bolivia en el corazón energético de Sudamérica a partir de la exportación de electricidad proveniente de mega hidroeléctricas a construirse en los próximos años. La Contribución Nacionalmente Determinada presentada por Bolivia en el marco del Acuerdo de París en 2015 decía "se ha desarrollado el potencial exportador de electricidad, generada principalmente por energías renovables (mega hidroeléctricas), llegándose a exportar el año 2030 un estimado de 8.930 MW, incrementándose la renta energética del Estado". En 2016 el ministro de Hidrocarburos y Energía acortó los plazos e incrementó la cantidad a ser exportada, anunciando que para 2025 se exportarían 10.000 MW de potencia instalada generando ingresos de USD 2.500 millones para el país. El objetivo era cubrir la caída de los ingresos por exportación del gas natural con la exportación de electricidad producida por megahidroeléctricas.

El gobierno hizo estos anuncios sin aclarar cómo llegaría a los 10.000 MW de potencia instalada para la exportación. En ese momento los 5 proyectos hidroeléctricos más grandes llegaban a 6.740 MW (Chepete 3.300 MW, El Bala 350 MW, Rositas 600 MW, Cachuela Esperanza 990 MW y la parte boliviana de la Binacional en el río Madera 1.500 MW).

Estos mega proyectos hidroeléctricos no se concretaron. Sólo se realizaron estudios de viabilidad y evaluaciones de impacto ambiental fallidas que consumieron decenas de millones de dólares. En la actualidad el único proyecto que sigue en estudio muy preliminar es la Binacional del río Madera. Estos mega proyectos fracasaron no tanto por el mega impacto ambiental y social que iban a provocar, sino porque no existían contratos de exportación a largo plazo que garantizan la recuperación de las mega inversiones a realizarse. Sólo cuatro de los megaproyectos hidroeléctricos hubieran duplicado la deuda externa de Bolivia, y los estudios de viabilidad alertaban que los costos de producción por MWh estaban por encima de los precios de electricidad en los países vecinos.

El mega giro hacia las hidroeléctricas no se efectivizó, pero en este período se inició la construcción de pequeñas y medianas hidroeléctricas que incrementaron la potencia instalada de 470 MW en 2014 a 734 MW en 2019.

En la siguiente gráfica podemos apreciar el incremento de la producción de hidroenergía expresado en Ktep. La participación de hidroenergía en relación al total de producción de energía primaria en Bolivia es de menos del 2%. Si tomamos en cuenta solo el subsector de electricidad, las hidroeléctricas tienen una participación de 20% en términos de capacidad instalada y de 33% a nivel de generación eléctrica en 2021.

**Evolución de la producción total de hidroenergía, 2006 - 2020  
(expresado en Ktep)**

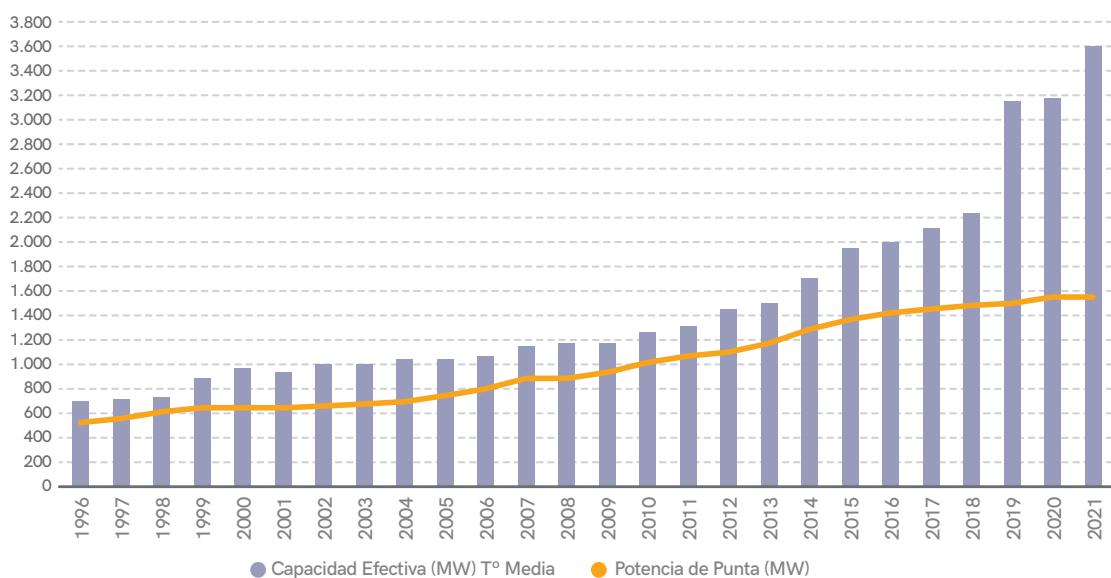


Fuente: Balance Energético Nacional 2006-2020. Elaboración: Propia

En la actualidad hay dos proyectos hidroeléctricos en construcción (Miguillas e Ivirizú) que deben entrar en funcionamiento en 2023 y 2025 incrementando la potencia instalada del sector hidroeléctrico hasta un total de 1.228 MW. Esta cifra está muy alejada de los más de 10.000 MW que anuncia el gobierno en 2016.

El sueño de convertirse en corazón energético de Sudamérica hizo que se concretarán hasta la fecha proyectos termoeléctricos de 1.000 MW e hidroeléctricos de 264 MW que generaron una sobre oferta de capacidad instalada de 3.589 MW en relación a la demanda de 1.574 MW en 2021.

## Oferta (T° media) y demanda de potencia MW, 1996 - 2021



Fuente: Memoria Anual 2021, Comité Nacional de Despacho de Carga. Elaboración: Propia

La oferta de potencia instalada cubre por demás la demanda máxima de potencia instalada que pasará de 1.574 MW en 2021 a 2.173 MW en 2030 según proyecciones del Comité Nacional de Despacho de Carga. En este contexto el gobierno busca desesperadamente mercados de exportación para el actual excedente de capacidad instalada.

### La no concreción de la exportación de electricidad

A fines de 2014, la Asamblea Legislativa aprobó la Ley N° 614, que en su artículo 19 “autoriza al Banco Central de Bolivia - BCB, otorgar un crédito extraordinario de hasta Bs.11.662.000.000.- (Once Mil Seiscientos Sesenta y Dos Millones 00/100 Bolivianos), a favor de la Empresa Nacional de Electricidad - ENDE, en condiciones concesionales, con el objeto de financiar proyectos de inversión para la generación y transmisión en el sector de energía eléctrica orientados a incrementar la capacidad de exportación de energía...”.

Han pasado más de siete años desde la aprobación de dicha ley, y a pesar de los continuos anuncios de exportación de energía eléctrica a países vecinos<sup>7</sup>, el único mercado que se encuentra relativamente avanzado y aun con graves problemas es el argentino. El plan de la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) es exportar 120 MW al vecino país. Para ello, ENDE construyó una línea

de transmisión, denominada Juana Azurduy de Padilla, de 120 kilómetros de longitud -46,49 km en territorio boliviano y 73,88 km en territorio argentino- para unir la Subestación Yaguacua en Tarija, Bolivia, con la Subestación Tartagal en la provincia de Salta, Argentina.

Para construir la línea de transmisión en territorio argentino ENDE constituyó en 2018 la empresa subsidiaria ENDE Transmisión Argentina S.A. (ETASA). Esta línea de transmisión fue financiada con recursos del Banco Central de Bolivia (BCB), sin embargo, no está claro a cuánto asciende la inversión. Datos de ENDE Corporación indican que tiene un costo de Bs 96,66<sup>8</sup> (USD 13,88 millones), pero según un documento de ENDE Transmisión<sup>9</sup> los recursos para la construcción solo del lado argentino alcanzan a USD 12,3 millones, y por último otra nota de prensa afirma que el crédito del BCB para la construcción será de Bs 483 millones<sup>10</sup> (alrededor de USD 69,4 millones).

ENDE construyó esta línea de transmisión sin tener un contrato firmado que le asegure volúmenes de venta a largo plazo y un precio por MWh que esté por encima de su costo de producción. A la falta de contrato se suma el hecho de que la “Argentina atraviesa una coyuntura económica con volatilidad cambiaria, alta inflación y el incremento general del riesgo país”, lo que puede “deteriorar la liquidez de ENDE Transmisión Argentina para el cumplimiento de las obligaciones financieras...”<sup>11</sup>.

[7] Ministerio de Hidrocarburos y Energía, enero 2022. Informe Rendición Pública de Cuentas final 2021.

[8] ENDE Corporación, Ministerio de Hidrocarburos y Energía, enero 2022. Audiencia Rendición Pública de Cuentas - Final 2021

[9] ENDE Transmisión, enero 2022. Prospecto Complementario de Bonos ENDE TRANSMISIÓN I - Emisión 14. Pág. 85: “Aprobar el aporte de capital hasta un monto de USD13.267.290,08 a favor de ETASA, para la Construcción de la Línea de Transmisión Nodo Frontera Bolivia - E.T Tartagal” (26 abril 2021),

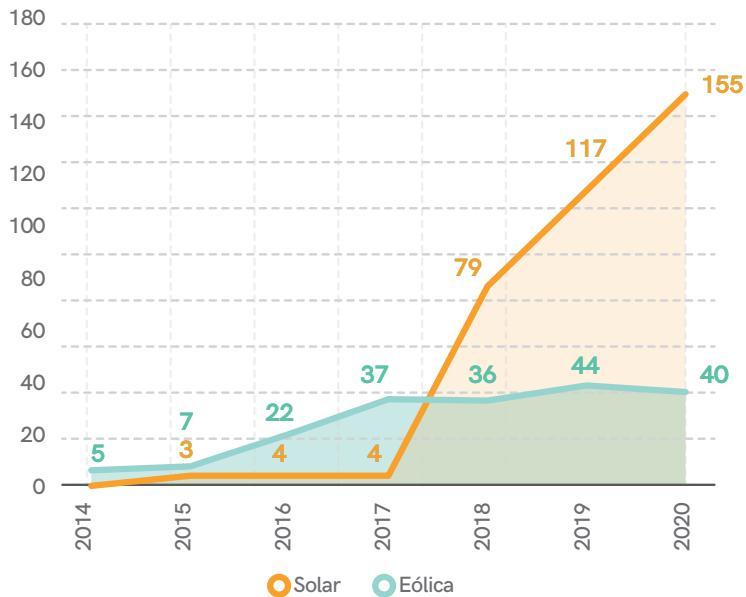
[10] <https://www.bcb.gob.bo/?q=content/la-raz%C3%BDn-23>

[11] ENDE Transmisión, enero 2022. Prospecto Complementario de Bonos ENDE TRANSMISIÓN I - Emisión 14. Pág. 31 y 32.

# El lento avance de las energías alternativas

La generación de energía eólica y solar empezó a mitades de la última década cuando comenzaba el declive de la producción de hidrocarburos. El lanzamiento de los proyectos eólicos y fotovoltaicos fue presentado como el inicio de una transición energética que hasta ahora es de carácter muy limitado. En 2020, la participación de energía eólica y solar en relación al total de producción de energía primaria en Bolivia es equivalente a 0,16%. En 2020 la energía eólica produjo el equivalente a 40 Ktep y la energía fotovoltaica 155 Ktep.

**Evolución de la producción total de energía solar y eólica, 2014 - 2020  
(expresado en Ktep)**



Fuente: Balance Energético Nacional 2006-2020. Elaboración: Propia

Si tomamos en cuenta sólo el subsector eléctrico, su participación en términos de capacidad instalada para 2021 fue de 3,56% para las centrales eólicas y 4,6% para las centrales solares. A nivel de generación eléctrica su participación en el subsector eléctrico el año 2021 fue de 1,2% para las eólicas y 3,4% para las solares.

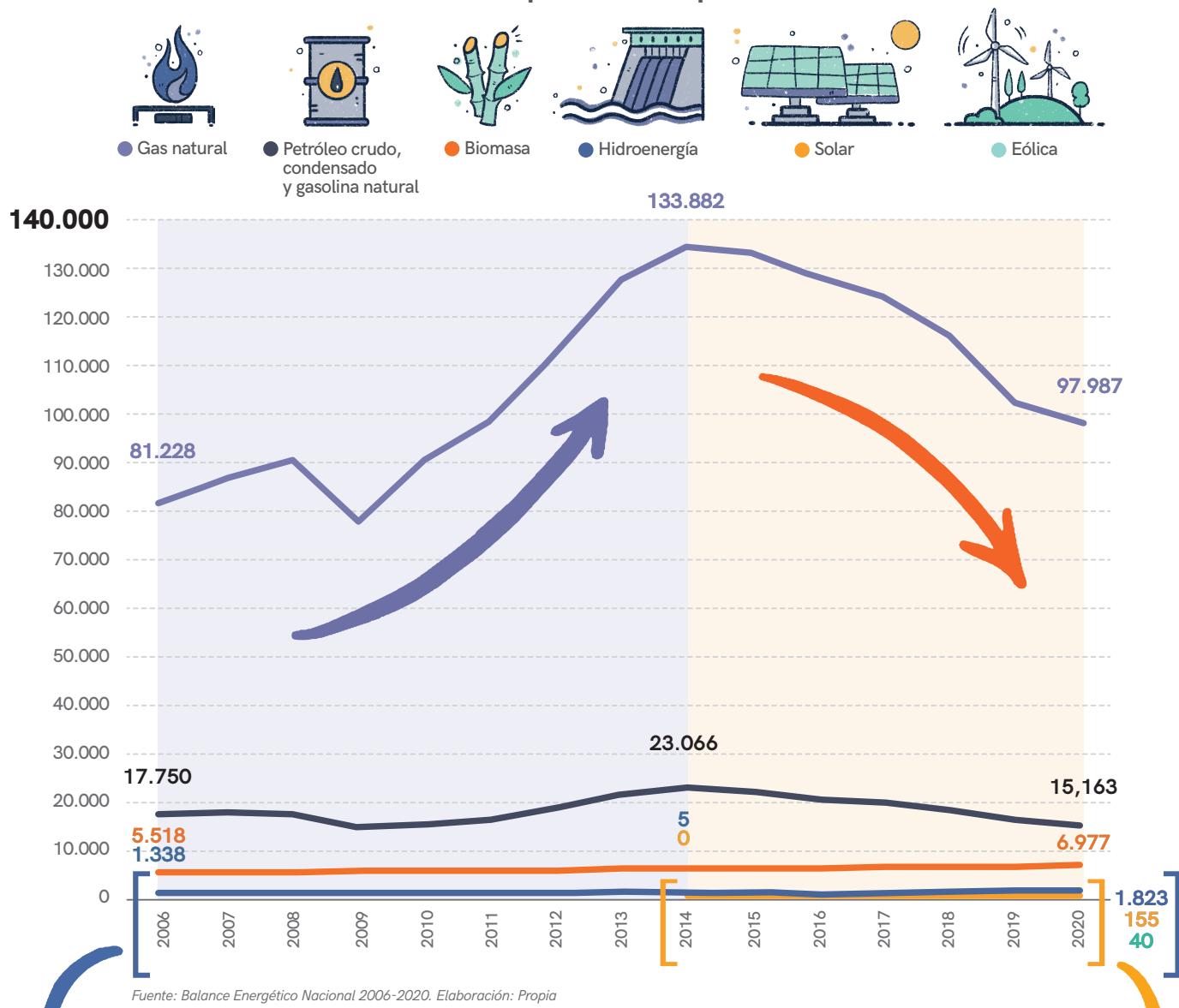
**Capacidad instalada (MW) y producción bruta de energía (GWh), 2021**

Centrales eólicas	MW	GWh
Qollpana	27,00	57,8
Warnes	14,40	17,4
San Julian	36,00	21,0
El Dorado	50,40	23,5
<b>Total eólicas</b>	<b>127,80</b>	<b>119,6</b>

Centrales solares	MW	GWh
Yunchará	5,00	11,9
Uyuni	60,06	138,8
Oruro	100,02	195,3
<b>Total solares</b>	<b>165,08</b>	<b>360,0</b>

Fuente: Memoria anual 2021, Comité Nacional de Despacho de Carga. Elaboración: Propia

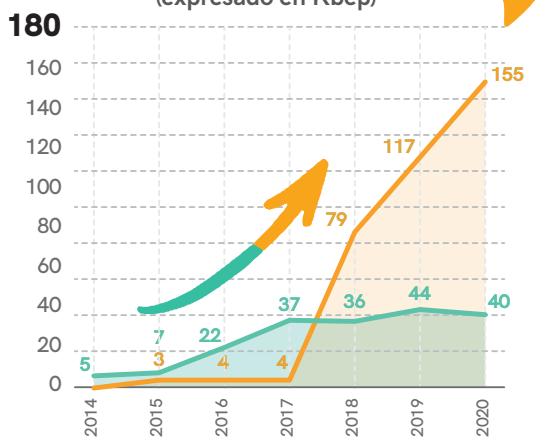
### Evolución de la producción de energía primaria en Bolivia, 2006 - 2020 (expresado en Ktep)



### Evolución de la producción total de hidroenergía , 2006 - 2020 (expresado en Ktep)



### Evolución de la producción total de energía solar y eólica, 2014 - 2020 (expresado en Ktep)



Hasta 2025 se prevén sólo dos proyectos eólicos (Warnes II y Ventolera) que agregarán un total de 45 MW. Para el período 2025 a 2036 el estudio “Planificación de la Expansión de Largo Plazo del Sistema Eléctrico de Bolivia”<sup>12</sup> plantea proyectos por una capacidad adicional de 501 MW (301 MW eólicos y 200 MW solares). Si estos proyectos se hicieran realidad se habría más que duplicado la capacidad instalada de estas dos energías alternativas y su participación de conjunto podría superar el 10% en el subsector eléctrico en los próximos 15 años.

Varios son los factores por los cuáles las energías alternativas no escalan más rápidamente en Bolivia: 1) el subsidio al consumo de gas natural para termoeléctricas con el que deben competir las energías alternativas, 2) la no comprobada sostenibilidad de los mecanismos de remuneración y recaudación a la generación de electricidad para fuentes de energías alternativas, 3) el pago por injectar energía a la red en el marco de la generación distribuida es menor al precio que el usuario paga por consumo de energía eléctrica.

En la actualidad el desarrollo de proyectos de energías alternativas depende fundamentalmente del Estado. A menor cantidad de ingresos por parte del Estado, debido a la caída de las exportaciones de gas natural y al incremento de la importación de carburantes, cada vez se torna más difícil el financiamiento público para proyectos de energías alternativas.

## La cuantiosa inversión de la energía geotérmica

En los planes del gobierno se incluye a la energía geotérmica como parte de las energías alternativas y se consignan dos proyectos en la Laguna Colorada ubicada en el altiplano sud. El primero es una planta piloto de 5 MW de potencia que ya debería estar concluida en 2022 con una inversión de USD 28 millones, y el segundo es una planta de 100 MW de potencia con una inversión de USD 648 millones de dólares.

El costo de inversión por MW de energía geotérmica es de USD 5,6 millones en el caso de la planta piloto de Laguna Colorado y de USD 6,48 millones por MW para la planta de 100 MW. Llama la atención que la inversión por MW en vez de disminuir por la economía de escala, aumente para la planta geotérmica de 100 MW. Este costo de inversión por MW representa 6 veces el costo por MW de emprendimientos fotovoltaicos como el de Oruro o 3,7 veces la inversión por MW del parque eólico San Julián.



Fuente: YPFB Corporación.

[12] “Planificación de la Expansión de Largo Plazo del Sistema Eléctrico de Bolivia” elaborado por la empresa consultora CESI de Italia. Citado por Estudio de Análisis de la Aplicación del Decreto Supremo N°2048 y su Sostenibilidad, 2020.

# La irrelevancia de la primera ola de agrocombustibles

El nombre de estos combustibles que se producen a partir de materia vegetal está en disputa. Las empresas y varios gobiernos los denominan biocombustibles, mientras diferentes organizaciones campesinas y de la sociedad civil las califican de agrocombustibles para enfatizar que son combustibles de origen agrícola producidos a gran escala, y que no son ecológicos como insinúa el prefijo “bio” por los impactos en la ampliación de la frontera agrícola, la sobre demanda de agua y otros impactos sobre la biodiversidad.

Existen dos tipos principales de agrocombustibles: el etanol producido a partir de caña de azúcar, maíz, cebada y otros cultivos que es utilizado para reemplazar parcialmente a la gasolina, y el agrodiésel producido a partir de aceites de oleaginosas como palma africana, soja, girasol, y otros que busca sustituir el diésel.

En Bolivia, el 12% de etanol de caña de azúcar se mezcla con 88% de gasolina para obtener la gasolina Super Etanol 92 que se encuentra en algunas gasolineras. En el caso del agrodiésel, o cómo lo llama el gobierno “biodiesel”, el proceso recién está en fase de implementación que será objeto de análisis en una próxima publicación.

**Consumo de energía en el sector transporte por tipo de energético, 2006-2020  
(expresado en kbep)**

Energético	2017	2018	2019	2020
Gas Natural	4.409,42	4.673,31	4.722,36	3.145,71
Diesel Oil	9.782,10	10.019,48	10.027,64	8.653,68
Gasolina Especial	9.874,74	10.249,55	10.570,97	8.738,27
Gasolina Super Etanol 92		30,79	159,07	88,72
Otros (jet fuel, gasolina premium...)	42,89	50,61	53,73	41,18
<b>Total</b>	<b>25.004,62</b>	<b>26.024,02</b>	<b>26.341,13</b>	<b>21.070,11</b>

Fuente: Balance Energético Nacional 2006-2020. Elaboración: Propia.

El consumo de Gasolina Super Etanol 92 representó el 2019, año de mayor producción, apenas el 1,5% del consumo de gasolina especial. Si tomamos en cuenta que el 88% de la Gasolina Super Etanol 92 sigue siendo gasolina, en realidad este agrocombustible apenas ayudó a reducir en un 0,18% la importación de gasolina especial. En otras palabras, este primer intento de sustituir la importación de gasolina especial incorporando un 12% de etanol ha sido irrelevante.

El precio de venta en Bolivia de la gasolina Super Etanol 92 es de 4,5 Bs/litro en comparación a 3,74 Bs/l de la gasolina especial y 3,72 Bs/l del diésel oil. En síntesis, esta primera ola de producción de agrocombustibles no ha ayudado a reducir la subvención de la gasolina especial y el diésel oil que está en 5,7 Bs/l y 6,4 Bs/l respectivamente, según datos de la Agencia Nacional de Hidrocarburos para el 4/1/2023.

A pesar de estos resultados, el Plan de Desarrollo Económico y Social 2021-2025 anuncia que con la segunda ola de agrocombustibles destinados a la producción de “diésel ecológico”, se sustituirá el 43% de importación de diésel para 2025.

## La encrucijada de la transición energética

En Bolivia no ha habido una política coherente de transición energética. El sueño de los gobernantes y también de la oposición no es salir de los combustibles fósiles, sino encontrar nuevas reservas, y desear que suban los precios internacionales del petróleo para que se incrementen los ingresos por exportación de gas natural.

El proceso de cambio estuvo muy marcado por la nacionalización de los hidrocarburos. La premisa no fue salir lo más pronto posible de los combustibles fósiles para cambiar la matriz energética del país. Sino encontrar cada vez más gas natural para incrementar las exportaciones, industrializar el país y promover procesos de redistribución del ingreso. Hasta 2014, y gracias a una coyuntura favorable de alza de precios del petróleo, esta política de extractivismo populista avanzó e incrementó los ingresos por exportaciones de gas natural, permitió otorgar ciertos bonos a la población, aseguró un precio bajo y subvencionado para los combustibles en Bolivia, cubrió el costo de las importaciones de gasolina especial y diésel oil, y financió algunos proyectos de industrialización de hidrocarburos en Bolivia.

Este extractivismo populista basado en los hidrocarburos comenzó a hacer aguas en 2015 con la caída de las exportaciones y reservas de gas natural. A partir de ese momento el gobierno de Evo Morales articuló un plan de extractivismo hidroeléctrico para compensar la caída de las exportaciones de gas natural. Esta propuesta de transformar a Bolivia en el corazón energético de Sudamérica fue presentada como parte de una estrategia de transición energética para hacer frente al cambio climático. El proyecto hidroenergético exportador fue incorporado como un esfuerzo para avanzar hacia las energías renovables en la Contribución Nacionalmente Determinada de Bolivia para el Acuerdo de París. En realidad, las mega hidroeléctricas del Chepete, El Bala, Rositas, Cachuela Esperanza y la binacional iban a generar grandes cantidades de gas metano por la inundación de más de dos mil kilómetros cuadrados de biodiversidad en la Amazonia y los valles; además de desplazar a 8.000 pobladores locales y afectar el hábitat de 2.707 especies de plantas y animales<sup>13</sup>. No obstante, lo que hizo fracasar el plan mega hidroeléctrico exportador fue el hecho de que el gobierno no aseguró primero contratos de compra de electricidad a largo plazo con los países vecinos, ni consideró que los costos de producción de estas megahidroeléctricas podrían estar por encima de los precios de compra por MWh. El discurso mega exportador de electricidad se vino abajo cuando poco a poco los estudios preliminares empezaron a mostrar que no estaban garantizadas las utilidades, ni la capacidad de recuperar la cuantiosa inversión que duplicaría la deuda externa de Bolivia.

El plan mega exportador de electricidad no se hizo realidad, pero si generó el desarrollo de termoeléctricas e hidroeléctricas de mediana escala que duplicaron la oferta (3.589 MW) en relación a la demanda máxima de capacidad instalada en 2021 (1.574 MW). Hasta la fecha el gobierno no logra concretar la única exportación de electricidad de 120 MW a la Argentina y diferentes estudios muestran que más que beneficios traerá riesgos para Bolivia por la grave situación e inestabilidad económica del vecino país.

En 2018 los agrocombustibles (etanol y biodiesel) surgieron no pensando en la transición energética sino en mitigar los graves costos de las importaciones crecientes de gasolina especial y diésel oil. El primer ensayo de gasolina Super Etanol 92 muestra que es absolutamente marginal y que ha tenido un impacto en la reducción de gasolina especial de menos del 0,2% hasta 2020. El análisis de los proyectos de biodiesel, sus promesas e impactos, serán materia de una próxima publicación.

Los proyectos de energías fotovoltaicas y eólicas realizados por el Estado comenzaron en Bolivia en 2014. Su avance es de destacar, pero no es significativo ya que en 2021 contribuyeron solamente con el 4,6% de la electricidad generada. La generación de electricidad está dominada por el Estado y este, aunque se ha abierto a la generación distribuida, no ha adoptado verdaderos mecanismos para promover proyectos fotovoltaicos a nivel residencial, empresarial y comunitario, porque no quiere ver cuestionado su monopolio.

La transición energética en Bolivia está en una encrucijada, o sigue tratando de encontrar parches al modelo extractivista-exportador de hidrocarburos que está en franco declive, o se abre a un nuevo modelo no centrado en las exportaciones, que articule lo estatal con lo comunitario, lo residencial y lo empresarial, que se adelante a la imposibilidad de continuar con los hidrocarburos, y que persiga un cambio no sólo del subsector eléctrico, sino de todos los componentes de la matriz energética, promoviendo un transporte público en base a energías alternativas, frenando la importación de vehículos a combustibles fósiles, e incentivando el desarrollo de proyectos de diferente escala a nivel solar, eólico y pequeñas hidroeléctricas.

La transición energética en Bolivia no será suave ni sin traumas. Después de perder una década tratando de continuar con el modelo extractivista exportador basado en hidrocarburos, se han acumulado tensiones insostenibles a nivel de subsidios, importación de combustibles y generación de renta para el Estado. Un camino es seguir como hasta ahora, postergando el debate en relación al problema e inventando parches, a sabiendas de que se avanza hacia una grave crisis cuando no se puedan mantener los subsidios, ni cubrir las importaciones de carburantes. La única alternativa es anticiparse al desastre, reflexionar abiertamente sobre a dónde nos dirigimos, analizar entre los diferentes sectores sociales las distintas posibilidades, y trazar una ruta crítica que incluya todos los componentes de la transición energética, empezando por la salida de la concepción extractivista y promoviendo medidas de redistribución y redimensionamiento del consumo, democratización de la gestión energética con participación social, establecimiento del derecho humano a la energía y construcción de mecanismos que garanticen efectivamente los derechos de la naturaleza. En el actual contexto la transición energética será compleja y escabrosa, pero es mejor encararla ahora antes que la situación se descontrolle.

[13] <https://funsolon.files.wordpress.com/2019/02/tunupa-107-color.pdf>

# Referencias:

Comité Nacional de Despacho de Carga CNDC, Memoria anual 2021.

ENDE Corporación, Ministerio de Hidrocarburos y Energía, enero 2022. Audiencia Rendición Pública de Cuentas - Final 2021.

ENDE Transmisión. Bonos ENDE TRANSMISIÓN I – Emisión 14. Disponible en: [https://www.asfi.gob.bo/images/VALORES/Emisores/Prospectos/2022/Prospecto\\_Complementario\\_Bonos\\_ENDE\\_TRANSMISI%C3%93N\\_I\\_-\\_Emisi%C3%B3n\\_14\\_v.pdf](https://www.asfi.gob.bo/images/VALORES/Emisores/Prospectos/2022/Prospecto_Complementario_Bonos_ENDE_TRANSMISI%C3%93N_I_-_Emisi%C3%B3n_14_v.pdf)

Energía Bolivia. Potencial y aprovechamiento de la hidroenergía en Bolivia. Disponible en: [https://www.energiabolivia.com/index.php?option=com\\_content&view=article&id=3455&](https://www.energiabolivia.com/index.php?option=com_content&view=article&id=3455&)

Estudio de Análisis de la Aplicación del Decreto Supremo N°2048 y su Sostenibilidad, 2020. Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas. Programa de asistencia técnica entre el Ministerio de Hidrocarburos y Energías y la Agencia Alemana de Cooperación Internacional (GIZ). Disponible en: [https://energypedia.info/images/4/4b/APROBADO\\_Informe\\_DS\\_2048.pdf](https://energypedia.info/images/4/4b/APROBADO_Informe_DS_2048.pdf)

Instituto Nacional de Estadística-INE. COMEX, Boletín comercio exterior, enero 2023, datos de la producción de petróleo y gas natural y datos de exportaciones e importaciones. Disponibles en: <https://www.ine.gob.bo/index.php/estadisticas-economicas/comercio-exterior/cuadros-estadisticos-exportaciones/> y <https://www.ine.gob.bo/index.php/estadisticas-economicas/comercio-exterior/importaciones-cuadros-estadisticos/>

International Energy Agency. World Energy Investment 2022, World Energy Outlook 2021, Energy Subsidies y Global CO2 emissions rebounded to their highest level in history in 2021. Disponibles en: <https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2022>, <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021>, <https://www.iea.org/topics/energy-subsidies> y <https://www.iea.org/news/global-co2-emissions-rebounded-to-their-highest-level-in-history-in-2021>

International Renewable Energy Agency. World Energy Transitions Outlook 2022: 1.5°C Pathway. Disponible en: [www.irena.org/publications](http://www.irena.org/publications)

Mauricio Medinaceli y Marcelo G. Velázquez, mayo de 2022. Estudio Precios y subsidios a los hidrocarburos en Bolivia 1986 – 2025.

Medinaceli Monrroy Mauricio, 21 julio 2021. Breve análisis y prospectiva de la industria del gas natural boliviano: 1980-2021 (Borrador)

Ministerio de Comunicación, enero 2018. Mensaje presidencial, informe 12 años de gestión.

Ministerio de Hidrocarburos y Energía. Balance Energético Nacional 2006-2020. Disponible en: <https://www.mhe.gob.bo/balance-energetico-nacional-2006-2020/>

Ministerio de Hidrocarburos y Energía, 2018. Informe de rendición pública de cuentas, final 2017 – inicio 2018 e Informe Rendición Pública de Cuentas final 2021.

Naciones Unidas, agosto 2022, Global impact of war in Ukraine: Energy crisis, un global crisis response group on food, energy and finance. Brief N° 3. Disponible en: <https://unctad.org/webflyer/global-impact-war-ukraine-energy-crisis>

Natures, 2022. G20's US\$14-trillion economic stimulus reneges on emissions pledges. Disponible en: <https://www.nature.com/articles/d41586-022-00540-6>

Pablo Bertinat, Jorge Chemes, Lyda Fernanda Forero, 2020. Transnational Institute. Transición energética, aportes para la reflexión colectiva.

Pablo Bertinat, Jorge Chemes, Lisandro Arelovich, 2014. Aportes para pensar el cambio del sistema energético ¿Cambio de matriz o cambio de sistema? Revista Ecuador Debate 92.

Plataforma Energética y CEDLA, junio de 2021. Cuadernos de coyuntura #31: Evaluación de los planes energéticos nacionales desde la perspectiva de la transición energética.

Sergio Oceransky. Fundación Yansa, 2015. Presentación Modelos Comunitarios para el Desarrollo de Proyectos Eólicos.

Transnational Institute y Taller Ecologista, 2019. Transición energética ¿corporativa o popular?

U.S Energy Information Administration, Independent Statistics and Analysis. Renewable energy explained. Disponible en <https://www.iea.org/news/global-co2-emissions-rebounded-to-their-highest-level-in-history-in-2021>

Rystad Energy, 2022. US gas output to top 100 Bcf by end-2022, a record high, with more growth expected next year. Disponible: en <https://www.rystadenergy.com/news/us-gas-output-to-top-100-bcf-by-end-2022-a-record-high-with-more-growth-expected>



FUNDACIÓN *Solón*

*Investigación: Ximena Montaño Sandoval, Pablo Solón*

*Diseño e ilustraciones: Valeria Blacutt*

*La Paz, 2022*

[www.fundacionsolon.org](http://www.fundacionsolon.org)

E-mail: [info@fundacionsolon.org](mailto:info@fundacionsolon.org)

Tel: 591-2-2417057

Dirección: Casa Museo Solón,  
Av. Ecuador N° 2517, La Paz, Bolivia



Fundación Solón

En Bolivia **NO HAY** una política de transición energética para salir de los combustibles fósiles. El **94%** de las fuentes de energía primaria provienen de combustibles fósiles. El sueño de los gobernantes y políticos es encontrar nuevas e inmensas reservas de hidrocarburos.

Hasta 2014, el modelo extractivista de hidrocarburos incrementó los ingresos por exportaciones de gas natural, permitió transferencias de dinero a la población, posibilitó precios subvencionados, y cubrió los costos de importación de gasolina especial y diésel oíl.

La energía eólica y solar representan **0,16%** de la producción de energía primaria. En el subsector eléctrico su contribución es menor al 5% de la generación eléctrica.

El primer proyecto de agrocombustibles con la gasolina Super Etanol 92 apenas incidió un 0,18% en la disminución de importación de gasolina especial.



Desde 2015 el modelo basado en los hidrocarburos está en declive por el agotamiento de las reservas. Cada vez son menores las exportaciones de gas. Las importaciones de combustibles alcanzan a las exportaciones. Los subsidios en el sector energético se empiezan a volver insostenibles.

El plan de exportar 10.000 MW de megahidroeléctricas ha fracasado por ser inviable y de alto impacto socio ambiental. La hidroenergía representa menos del **2%** de la producción de energía primaria en Bolivia, y su participación es de 20% de la capacidad instalada en el subsector eléctrico.

**NO**

Necesitamos una transición energética integral orientada a salir del extractivismo de los hidrocarburos.