

Producción, exportación y consumo interno del gas natural y la tendencia de la matriz energética en Bolivia

Ing. Oscar Eusebio Romay Azurduy¹

oeromay@umsa.bo

Universidad Mayor de San Andrés
Instituto de Investigaciones
de Ingeniería Eléctrica - IIIE
Bolivia

Ing. Samuel Morales Guaculla

samusol.mg@gmail.com

Universidad Mayor de San Andrés
Instituto de Investigaciones
de Ingeniería Eléctrica - IIIE
Bolivia

RESUMEN

El presente documento tiene como objetivo analizar el marco normativo vigente, las reservas mundiales de gas natural, la evolución de la producción de gas natural histórica en Bolivia, su comercialización, consumo interno y exportación, para finalmente proyectar las reservas residuales adoptando políticas estratégicas y satisfacer la demanda interna y los volúmenes contractuales con Brasil y Argentina, considerando los datos estadísticos de los últimos 13 años.

El resultado de este análisis permitirá establecer el rumbo que debemos seguir para la elaboración de una nueva la matriz energética, de tal forma que la creciente demanda de energía eléctrica a mediano y largo plazo sea satisfecha aprovechando nuestros recursos naturales disponibles de forma eficiente, manteniendo un equilibrio sostenible en relación al medio ambiente

Palabras claves: *gas natural; reservas probadas; producción; exportaciones y mercado interno.*

¹ Autor Principal

Production, export and domestic consumption of natural gas and the trend of the energy matrix in Bolivia

ABSTRACT

The purpose of this document is to analyze the current regulatory framework, world natural gas reserves, the evolution of historical natural gas production in Bolivia, its commercialization, domestic consumption and exports, in order to finally project residual reserves by adopting strategic policies and satisfying domestic demand and contractual volumes with Brazil and Argentina, considering the statistical data of the last 13 years.

The result of this analysis will allow us to establish the course we should follow for the development of a new energy matrix, so that the growing demand for electricity in the medium and long term is satisfied by taking advantage of our available natural resources in an efficient manner, maintaining a sustainable balance in relation to the environment.

Keywords: *key words: natural gas; proven reserves; production; exports and domestic market.*

Artículo recibido 15 abril 2023

Aceptado para publicación: 07 mayo 2023

1. INTRODUCCION

Dentro de la composición del Producto Interno Bruto en Bolivia, la industria hidrocarburífera juega un papel preponderante ya que su impacto se ve reflejado en los ingresos nacionales, generando una dinámica económica y política a través de la ejecución de distintos proyectos, en el campo de la educación, salud y la generación de nuevos empleos en los 9 departamentos del Estado Plurinacional de Bolivia, garantizando de esta forma un desarrollo sostenible en el tiempo.

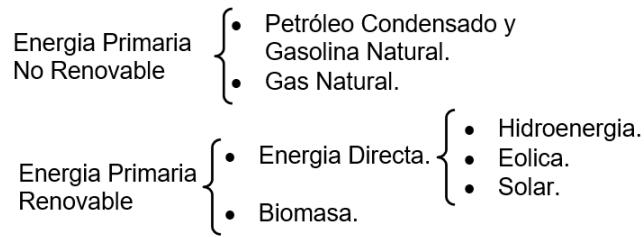
Este artículo pretende mostrar la situación actual del Gas Natural (GN) en Bolivia, considerando la información histórica emitida por el Ministerio de Hidrocarburos y Energía (MHE), Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), Autoridad de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN) y el Instituto Nacional de Estadística (INE); mediante el análisis de las reservas certificadas, identificando las potencialidades en cuanto a reservas probadas, probables y posibles, la producción de GN por los campos de explotación, los volúmenes totales exportados a los países Brasil y Argentina, el consumo interno para su transformación y el uso en los distintos sectores que forma parte del consumo total. Al final el objetivo será establecer el tiempo de duración considerando las reservas y la evolución del consumo en los últimos 13 años (2010-2022).

Este estudio se basó en la información contenida en el Balance Energético Nacional (BEN) 2021, los datos preliminares del INE, YPFB, ANH y publicaciones referidas al tema del GN. El BEN fue elaborado como un documento base para la construcción y la formulación de la política de planificación Energética, ya que resume información histórica referente a la oferta y el consumo de energía en el Estado Plurinacional de Bolivia, incluyendo las actividades de producción de energéticos primarios, su transformación en energía secundaria, la exportación e importación de energía y finalmente el consumo interno por sector económico como por tipo energético.

El BEN considera los nuevos lineamientos metodológicos establecidos en el documento “Manual Estadística Energética” (OLADE – BID - 2017) y considera como componentes del Balance Energético a las fuentes de energía, la oferta total, los centros de transformación y el consumo de energía.

Las fuentes de energía primaria son aquellas presentes en su estado natural, carentes de transformaciones físicas y/o químicas mediante la intervención humana. El BEN considera las siguientes fuentes de energía primaria.

Figura 1. Fuentes de Energía Primaria



Fuente: BEN-2021

En el desarrollo de este documento, se hace referencia a los siguientes conceptos que consideramos importante conocerlos:

Oferta interna. Comprende la producción menos la exportación y el no aprovechado.

Transformación. Es el proceso que permite convertir la energía proveniente de fuentes primarias, que ingresan a los centros de transformación, en energía secundaria.

No aprovechado. Es la cantidad de energía registrada en la producción, que por indisponibilidad técnica y/o económica, no es posible su utilización, corresponde al volumen de gas quemado reportado por YPF.

Pérdidas. representa la cantidad de energía que se pierde por diferentes razones durante el transporte y la distribución del energético.

Plantas de tratamiento de gas. Son centros donde el gas natural se procesa con el fin de recuperar hidrocarburos líquidos compuestos como la gasolina, gas licuado de petróleo (GLP), entre otros. (Planta de Gas y Planta separadora de líquidos).

Consumo. es la cantidad de energía utilizada.

Consumo final energético. Según la clasificación industrial internacional, los sectores que componen el consumo final son: Transporte, Industrial, Residencial, Comercial, Servicios Públicos, Agropecuario, Pesca, Minería, Construcción y otros.

Consumo no energético. Corresponde a los consumidores que emplean fuentes energéticas como materia prima para la fabricación de bienes, en el caso de GN se asocia al consumo de la Planta de Amoniaco y Urea.

Consumo aparente, es la cantidad de GN requerida para cubrir las necesidades internas del país. Se determina sumando el consumo final, consumo propio, las pérdidas y el total que ingresa para su transformación.

2. MARCO NORMATIVO.

Dentro del marco normativo vigente del sector de hidrocarburos son fundamentales las siguientes leyes y decretos supremos:

- La Ley de corredores de exportación de energía, hidrocarburos y telecomunicaciones (Ley N° 1961 de 23 de marzo de 1999), que estimula las inversiones en estos sectores estableciendo once corredores de exportación, que priorizan regionalmente canales de exportación con países limítrofes.
- La Ley de hidrocarburos N° 3058 de 17 de mayo de 2005, se constituye en el marco normativo bajo el cual el negocio de los hidrocarburos se consolida en Bolivia. A partir de esta normativa, se establecen las sociedades de riesgo compartido para las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos. Esta Ley sentó las bases para que se desarrollen dos procesos que impulsaron las inversiones en este sector: la capitalización (Exploración, Explotación y Transporte de Hidrocarburos) y la privatización (refinación y comercialización de productos derivados).
- La nacionalización de los hidrocarburos, dispuesta en el Decreto Supremo N° 28701 del 01 de mayo de 2006, establece que las empresas petroleras que realizan actividades de producción de GN y petróleo en el territorio nacional, entreguen en propiedad a YPFB, el total de la producción de hidrocarburos, para que YPFB comercialice en el mercado interno, la exportación y la industrialización.
- Los Decretos Supremos relacionados con la comercialización de este producto (El Reglamento de Comercialización de Gas Natural) y su transporte (Reglamento de Transporte), forman parte de la Ley de Hidrocarburos (aprobados mediante D.S.24399 y D.S.24398 de 31 de octubre de 1996) y sirven para el esclarecimiento de temas relacionados a este modelo de negocio.

3. RESERVAS DE GAS NATURAL A NIVEL MUNDIAL Y REGIONAL.

El cuadro 1, refleja las reservas de GN más importantes a nivel mundial considerando los 15 países con mayores reservas, el aporte de Bolivia y el resto del mundo.

Cuadro 1: Reservas del Gas Natural en el mundo en TCF

País	Reservas a 2021 en TCF	Participación
15 países principales	6.723,98	92,67%
Bolivia	5,81	0,07%
Resto del mundo	527,19	7,26%
TOTAL	7.256,00	100,00%

Fuente: ANH.

De los 15 países con mayores reservas de GN, destacan Venezuela y Estados Unidos que forman parte del continente americano

Cuadro 2: 15 países con mayores reservas en TCF

	País	Reservas de GN a 2021 en TCF	Porcentaje de participacion
15, países principales con mayor reservas de GN	Rusia	1373,75	20,43%
	Irán	1158,33	17,23%
	Qatar	872,28	12,97%
	Turquía	720,43	10,71%
	Estados Unidos	526,19	7,83%
	China	395,53	5,88%
	Arabia Saudita	324,90	4,83%
	Venezuela	303,71	4,52%
	Emiratos Arabes	215,42	3,20%
	nigeria	187,17	2,78%
	Argelia	158,92	2,36%
	Irak	130,67	1,94%
	Indonesia	127,13	1,89%
	Australia	116,54	1,73%
	Mozambique	113,01	1,68%
TOTAL	6.723,98	100,00%	

Fuente: ANH.

Actualmente, Argentina presenta una de las más altas reservas de GN a nivel mundial, según los datos presentados por el Ministerio de Energía y Minería de Argentina, que se estima en 308 TCF, sin embargo, no está claro si considera las reservas probadas, probables y posibles.

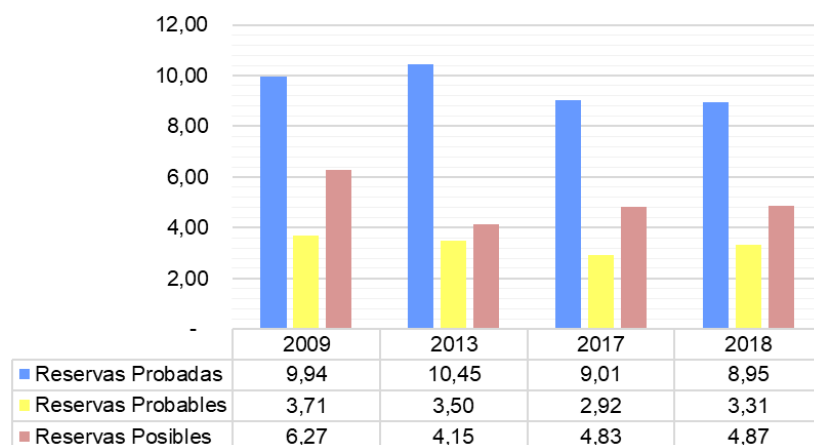
4. EVOLUCION DE LAS RESERVAS DEL GAS NATURAL EN BOLIVIA.

Las reservas de gas natural se clasifican en reservas probadas, probables y posibles. Sin embargo, las reservas efectivas consideran, las reservas probadas y probables (conocidas como reservas certificadas) [2].

Según reportes estadísticos, para el año 1997, las reservas certificadas fueron de 5.69 TCF incrementándose a 6.62 TCF en 1998 y alcanzando 8.58 TCF en 1999. Para el año 2000 las reservas certificadas fueron de 32.2 TCF y en el año 2001 llegó a 46.83 TCF, su máximo valor alcanzó el año 2002 con 52.29 TCF. Para el año 2009 se estableció que las reservas probadas eran de 9.94 TCF. La figura 2, muestra las reservas probadas según las últimas tres certificaciones oficiales efectuadas por RYDER SCOTT en el 2009, GLJ en el 2013 y SPROULE en el 2017.

Esta tendencia decreciente hace presumir que las políticas y estrategias adoptadas se concentraron en la obtención de mayores regalías generadas por los mega campos descubiertos hasta antes del año 2005; descuidando la exploración con el objetivo de incrementar o reponer nuestras reservas, aumentar la capacidad productiva y consolidar nuevos mercados para el gas natural boliviano.

Figura 2: Reservas del GN en Bolivia en TCF



Fuente: BEN en base a información proporcionada por YPFB.

Según datos de YPFB, para fines de 2018 Bolivia contaba con una reserva no certificada de 8.95 TCF. Según la Ley N° 3740 o Ley de desarrollo sostenible del sector de hidrocarburos, de 31 de agosto de 2007, en su artículo 7, establece que YPFB, deberá certificar las reservas del Gas Natural hasta el 31 de marzo de cada año. Sin embargo, YPFB estuvo certificando cada 4 años (2009, 2013, 2017). El 02 de

septiembre de 2021, YPFB lanzo la licitación para la adjudicación de empresas certificadoras de Gas Natural, sin embargo, este proceso no tuvo éxito, por cuanto, no se cuenta con una empresa seria certifique verazmente el volumen de las reservas nacionales.

En cuanto a los nuevos descubrimientos, la española Repsol descubrió nuevas estructuras geológicas en el Bloque Caipipendi en el departamento de Tarija, con un potencial de 4 TCF (reservas probables), que podría representar el 40% de incremento a nuestras reservas del Gas natural en Bolivia. Los reservorios (Boyui, Boicobo e Ipaguazú) son adicionales a las proyecciones previstas. El aporte de Boicobo probable sería de 9 MMmcd, Boyui 5,5 MMmcd e Ipaguazú entre 4 y 5 MMmcd, adicionalmente en el cerro Sararenda X3D en Camiri tendría un potencial equivalente a 1.3 TCF.

5. PRODUCCION HISTORICA DE GAS NATURAL 2010 AL 2022.

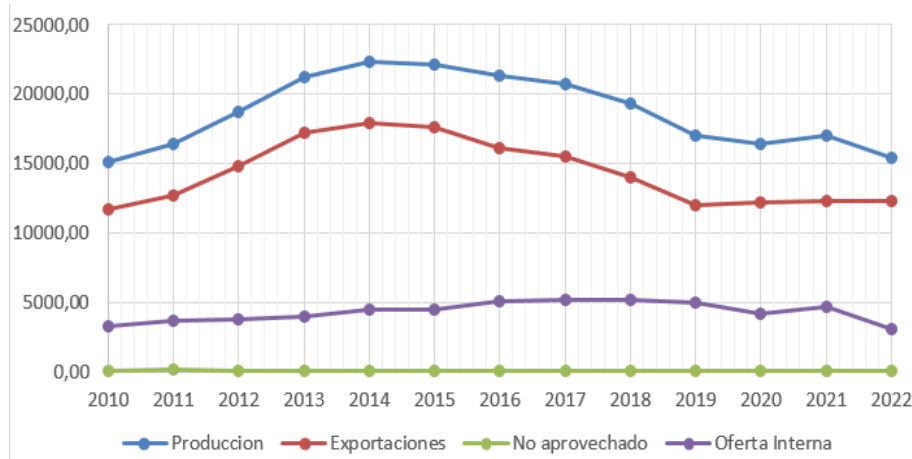
En el cuadro 4 se presenta los volúmenes de gas ofertados en función al nivel de producción alcanzado en cada año.

Cuadro 4: Producción, Exportación, Gas Quemado y Oferta Interna de Gas Natural en MMmc

Año	Producción	Exportaciones	No aprovechado	Oferta Interna
2010	15117,52	11721,91	87,42	3308,19
2011	16449,34	12667,15	124,57	3657,62
2012	18705,52	14829,36	71,03	3805,13
2013	21271,67	17199,80	98,65	3973,22
2014	22385,12	17889,71	68,38	4427,04
2015	22173,99	17603,86	73,05	4497,08
2016	21332,94	16162,99	87,57	5082,38
2017	20694,31	15487,41	66,97	5139,93
2018	19340,54	14055,93	75,18	5209,43
2019	17045,49	11979,82	84,40	4981,27
2020	16383,41	12183,86	67,15	4132,40
2021	16968,82	12274,95	67,15	4626,72
2022	15400,89	12274,95	67,15	3058,79

Fuente: BEN, INE (2021 y 2022)

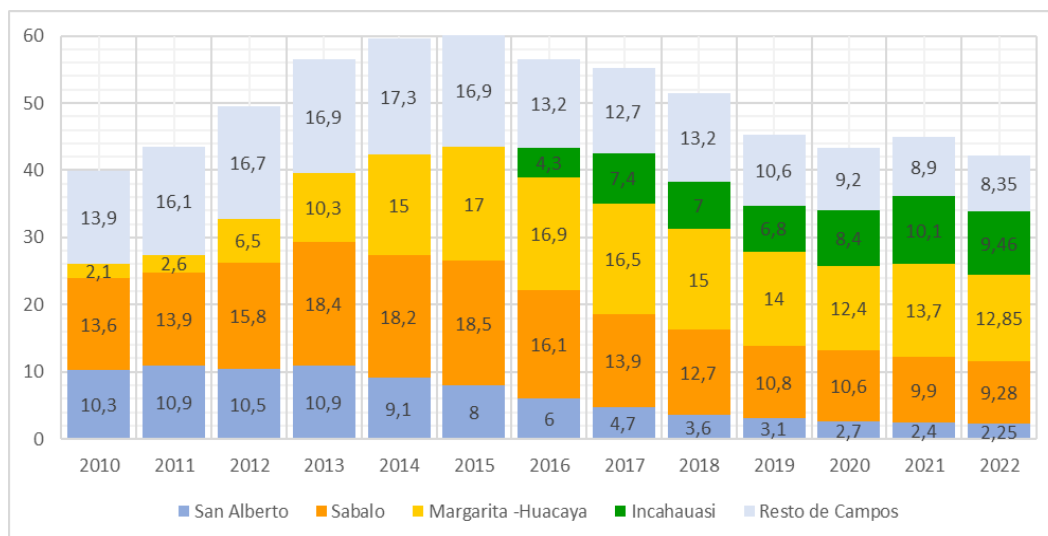
Figura 3: Producción, Exportación y Oferta Interna de Gas Natural en MMmc



Fuente: BEN, (I) INE.

La figura 3, muestra que durante el periodo 2010-2014, la producción tuvo una tendencia creciente, debido a que el campo Margarita – Huacaya, mantuvo una producción progresiva, al igual que el campo sábalo cuyos volúmenes de producción eran del orden de 13.6 a 18.5 MMmcd. En un segundo periodo 2015-2019 la producción presenta una tendencia decreciente debido a la declinación de los principales campos de producción, San Alberto y sábalo. Sin embargo, en contraposición inicio su operación el campo Incahuasi cuyo aporte a la producción se ve reflejado en la figura 4.

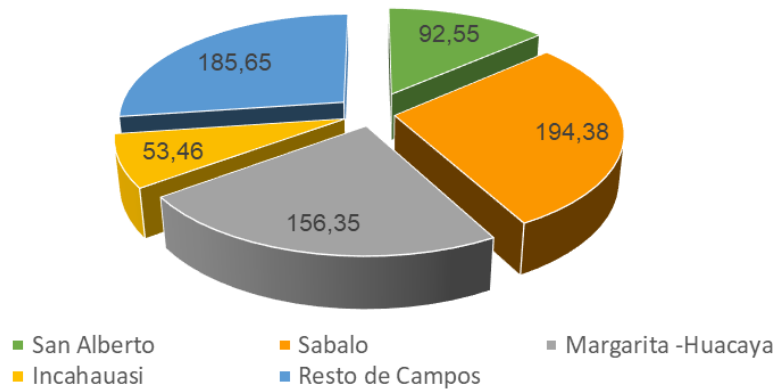
Figura 4: Producción de GN, por campos en MMmcd



Fuente: Fundacion de jubileo - INE.

La figura 5, sistematiza la producción de cada campo en MMmcd, el campo Sábalo, generó la mayor producción en el período 2010-2022 y en menor proporción el campo Incahuasi, debido a que inicio su producción el 2016. La producción total en el periodo 2010-2022, fue de 682.39 MMmcd.

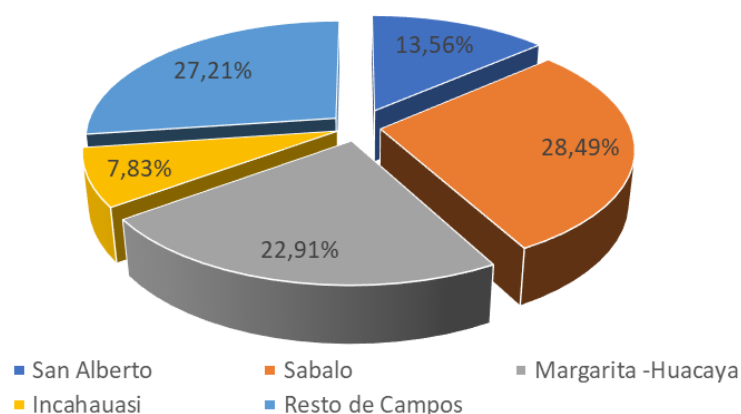
Figura 5: Producción de Gas Natural por Campo desde 2010 hasta 2022 en MMmcd.



Fuente: Fundación Jubileo.

En la figura 6, se representa los porcentajes de producción que cada campo aportó en el periodo 2010-2022. El campo de producción con mayor aporte, fue el campo Sábalo con 28.49% y en menor proporción aportó el campo Incahuasi, con 7.83%.

Figura 6: Porcentaje de Producción de Gas Natural por Campo desde 2010 hasta 2022 en porcentaje.

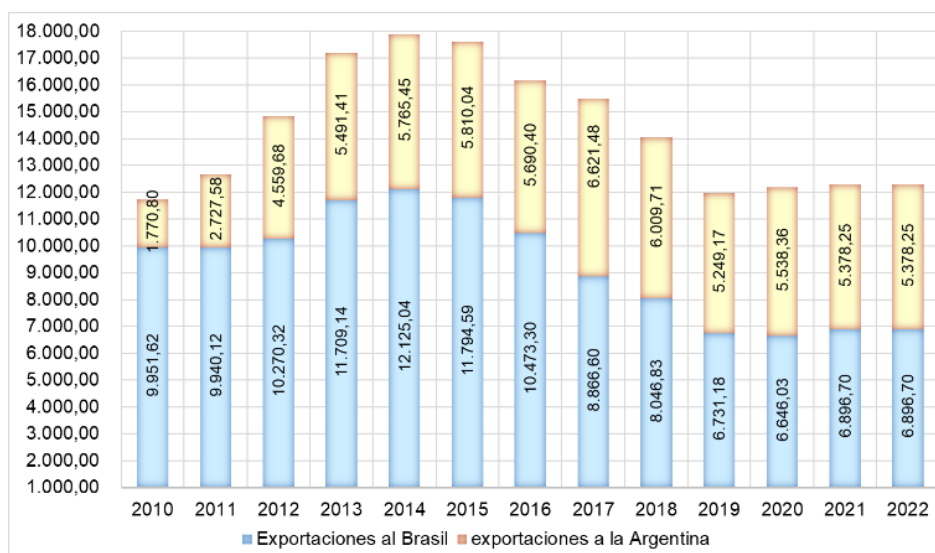


Fuente: Fundación Jubileo.

6. COMERCIALIZACIÓN Y EXPORTACIÓN DEL GAS NATURAL.

La figura 7, muestra la evolución de la exportación de GN al Brasil y a la Argentina en el periodo 2010 – 2022.

Figura 7: Exportaciones de Gas Natural al Brasil y a la Argentina periodo 2010 a 2022 en MMmc



Fuente: BEN - INE.

6.1. EXPORTACIONES AL BRASIL.

En 1999 se firmó el contrato de compra y venta de Gas Natural entre PETROBRAS S.A. y YPF. Este contrato de exportación, resultó ser uno de los proyectos más importantes para el país, no solo para abrir mercado a nuestros productos, sino también por el impacto positivo que tuvo en la economía nacional en los últimos 15 años.

Este contrato consideró:

- Un gasoducto de 3100 km desde Rio grande (Bolivia) hasta Puerto Alegre (Brasil).
- Un volumen inicial de 30.08 MMmcd de GN.
- Los precios de exportación fueron indexados a los precios internacionales.
- Se estableció una cláusula de Take or Pay por el 80% del volumen contratado.

La figura 7, muestra la evolución de la exportación de GN, durante los últimos 13 años, periodo en el que, entre Bolivia y Brasil se cumplió relativamente los términos del contrato.

Debido a la caída de los precios de exportación a nivel mundial en el 2015, la declinación de producción en el 2018 y la imposibilidad de poder cumplir con los volúmenes comprometidos, además de la incapacidad de satisfacer el mercado interno; en diciembre del 2019 se firmó la octava adenda, para modificar el punto de entrega del GN y disminuir los volúmenes contractuales, esto con el propósito de minimizar las sanciones económicas interpuestas. Entre mediados del 2014 y principios del 2016 se vivió una de las mayores caídas del precio del petróleo desde la segunda guerra mundial que alcanzó un 70 %, debido al auge de la producción de petróleo de esquisto en Estados Unidos, convirtiéndolo en el productor de costo marginal en el mercado internacional del petróleo. El 24 de agosto del 2015, el precio del barril de petróleo cayó a 38.24 dólares.

El precio de exportación al Brasil se fija cada tres meses y tienen una correlación con los precios internacionales del petróleo (WTI), vinculada a los combustibles que sustituirá en los diferentes sectores (F01, F02, F03), de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$PG = P_i \cdot \left(0.50 \cdot \frac{FO1}{FO1_0} + 0.25 \cdot \frac{FO2}{FO2_0} + 0.25 \cdot \frac{FO3}{FO3_0} \right) \dots \dots (1)$$

Donde:

PG: Precio del Gas (\$us/MMBTU) redondeado al cuarto decimal.

P(i): Precio base (\$us/MMBTU), para la Cantidad Diaria Contractual Base (QDCB), el P(i) varía de 0,95 a 1,06 y para la Cantidad Diaria Contractual Adicional (QDCA) es 1,20 para todo el periodo de vigencia del Contrato.

FO1: Fuel Oil de 3,5% de azufre, referido bajo el título de Cargo FOB Med Basis Italy (\$us/TM).

FO2: Fuel Oil de 1% de azufre, referido bajo el título U.S. Gulf Coast Waterborne (\$us /bbl).

FO3: Fuel Oil de 1% de azufre, referido bajo el título Cargo es FOB NWE (\$us /TM).

FO1, FO2 y FO3 son promedios aritméticos de cada día del trimestre anterior, al trimestre correspondiente a la aplicación de PG. Mientras que FO1o, FO2o y FO3o son promedios aritméticos para los mismos combustibles definidos anteriormente para el periodo comprendido entre el 1ro de enero de 1990 hasta el 30 de junio de 1992, excluyendo el periodo comprendido entre el 1ro de agosto de 1990 al 31 de enero de 1991 [5].

A partir del segundo trimestre de entrega del gas natural y para cada trimestre posterior, el precio del Gas (PG) será reajustado aplicándose la siguiente fórmula:

$$P_t = 0.50 \cdot PG + 0.50 \cdot P_{t-1} \dots \dots (2)$$

Donde:

Pt: Precio del Gas para el trimestre actual (\$us/MMBTU).

PG: Precio del Gas calculado de acuerdo a la ecuación (1).

Pt-1: Precio del Gas correspondiente al trimestre inmediatamente anterior (\$us/MMBTU).

Los precios del GN son variables, el 2005 ascendía a los 2 \$us/MMBTU, para el 2015, alcanzo los 7 – 8 \$us/MMBTU. En los últimos años entre el 2019 al 2021 hubo una disminución debido a la pandemia de COVID-19.

6.2. EXPORTACIONES A LA ARGENTINA.

El 19 de octubre de 2006, se suscribió el contrato de venta de gas natural entre YPFB – ENARSA para la comercialización de 7,7 MMmcd hasta 27,7 MMmcd.

En fecha 26 de marzo de 2010, se suscribe la primera adenda al contrato a través del cual se amplía el plazo para la entrega de 27.7 MMmcd y se establecen volúmenes garantizados [3].

En el 2012 se firma un contrato interrumpible de compra y venta de GN excedente de la cantidad establecida en la primera adenda. Los precios tanto en el contrato en firme como en el interrumpible se determinan bajo el mismo criterio que el caso analizado con Brasil.

En fecha 18 de julio de 2014, se suscribe la segunda adenda, modificándose las Cláusulas 11.1 y 11.2, referido a los componentes del precio del GN.

En fecha 26 de enero de 2015, se suscribe la tercera adenda, que incorpora la cláusula 13.11 referido a la facturación y forma de pago.

En fecha 14 de febrero de 2019, se suscribe la cuarta adenda entre la Integración Energética Argentina S.A. (IEASA), que reemplaza a la denominación Energía Argentina S.A. ENARSA-YPFB.

El 31 de diciembre de 2020, se suscribe la quinta adenda entre IEASA - YPFB, que modifica la cláusula 4.1 estableciendo una vigencia de contrato hasta 31 de diciembre de 2021, la cláusula 4.4 modifica los volúmenes para el 2021 y la 4.3 incorpora el numeral 4.3.4. que se refiere a la compra adicional hasta

CDC en el año 2021. Por otro lado, se fija que en fecha 30 de junio de 2021 se debe firmar la sexta adenda cuya vigencia inicia el primero de enero de 2022 al 31 de diciembre de 2026. Asimismo, se disminuye las obligaciones de entrega por parte de Bolivia, con el fin de evitar posibles multas futuras como resultado de incumplimiento en la entrega de los volúmenes establecidos.

A la fecha, la firma de la sexta adenda no fue realizada, sin embargo, IEASA declaró su necesidad de 14 MMmcd de Gas Natural para cubrir la demanda en el periodo de invierno. Actualmente, Bolivia tiene dificultades para el cumplimiento de este requerimiento sobre todo en esta época del año.

La fórmula de fijación de precios en el contrato de exportación de gas natural a la Argentina es similar a la estipulada en el Gas Sales Agreement (GSA) suscrita con el Brasil, pero, añadiendo el precio internacional de diésel, de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$PG = P * \left(0,20 \frac{FO1_i}{FO1_0} + 0,40 \frac{FO2_i}{FO2_0} + 0,20 \frac{FO3_i}{FO3_0} + 0,20 \frac{DO_i}{DO_0} \right)$$

Donde:

PG: Precio del Gas (\$us/MMBTU).

P: Precio base igual a 4,0588 \$us/MMBTU.

FO1, FO2 y FO3: ídem al caso con Brasil

DO: Diésel referido bajo el título U.S. Gulf Coast Waterborne en (UScents/USgalón)

FO1i, FO2i, FO3i y DOi: son promedios aritméticos de cada día del semestre inmediatamente anterior al trimestre correspondiente a la aplicación de PG [2].

El precio “P” de 4,0588 \$us/MMBTU, fue determinado endógenamente para que en el inicio del contrato el precio PG tome un valor de 5 \$us/MMBTU, alcanzando a 7.33 \$us/MMBTU para el año 2012 [5].

6.2.1. RESERVAS GASIFERAS VACA MUERTA

Vaca Muerta es una formación sedimentaria depositada de Gas Natural y petróleo no convencional, que presenta un enorme potencial de GN cercana a los 308 TCF según los estudios geológicos y geofísicos realizados en la cuenca Neuquina en la República de Argentina, descubierta en 1931 por el Geólogo estadounidense Charles Edwin Weaver, sobre una superficie de 30 mil km², en las provincias de Neuquén, Rio Negro, La Pampa y Mendoza. Las formaciones geológicas conocidas como rocas

generadoras denominadas Shale o Tight pueden contener abundantes recursos de gas y petróleo. Estas formaciones no convencionales denominadas así por su baja o nula permeabilidad, se explotan a profundidades que superan los 2500 metros a través de la estimulación hidráulica o fracking que consiste en la perforación de pozos a través de estas rocas (uso del trepano), para posteriormente realizar micro fisuras sobre varios metros de longitud en pocos milímetros de espesor. Esta metodología busca mejorar la permeabilidad de las formaciones mediante el uso del fluido de fractura compuesto por agua, arenas especiales y aditivos químicos (50 % de ácido clorhídrico, 25 % goma guar y el otro 25 % de surfactantes, bactericidas, anticorrosivos entre otros).

Uno de los grandes inconvenientes para su producción a gran escala es que independientemente de la mejor técnica aplicada para su extracción, es el costo de inversión que corresponde a la fracturación hidráulica y el costo de los grandes volúmenes de arenas especiales requeridas que actúan como agentes de sostén y que representan entre el 40% y el 45% de esta inversión. Otro factor limitante es su capacidad de transporte actual y la gran longitud de gasoductos que se requiere para transportar grandes volúmenes de gas desde los pozos de producción hasta los centros de consumo. De igual forma, se requiere grandes inversiones en la instalación de gasoductos si se considera la exportación de GN a los países vecinos. La otra posible alternativa, es la exportación de GNL a otros mercados como Europa y Asia cuyos precios USD/MMBTU deberán ser lo bastante atractivos para incentivar inversiones extranjeras en plantas de licuefacción, transporte, logística, equipamiento, un puerto especial entre otros. Todo esto será viable siempre y cuando las inversiones en el fracking (fracturación hidráulica) hayan sido subsanadas.

Según datos del ministerio de Energías y Recursos Naturales del país vecino, la producción de GN en vaca muerta aumento de manera significativa, alcanzando 146,9 MMmcd en diciembre de 2021 y actualmente esta cifra va en aumento.

7. CONSUMO INTERNO DEL GAS NATURAL.

Actualmente, dentro del Estado Plurinacional de Bolivia se considera como demanda interna la transformación que sufre el GN en otras formas de energía como sucede en las centrales termoeléctricas o con los auto productores donde se requiere este energético para la generación de energía eléctrica. De

la misma forma, las plantas de tratamiento de gas usan este energético para su extracción de derivados líquidos como la gasolina o el GLP.

7.1. CONSUMO PARA LA TRANSFORMACIÓN EN ENERGÍA SECUNDARIA.

El cuadro 5, muestra la evolución del consumo de GN, en:

- Plantas de tratamiento, que corresponden a la planta separadora de líquidos Gran Chaco, Planta de tratamiento de Gas Rio Grande, Margarita y Carrasco, cuyo consumo total tiene un comportamiento lineal.

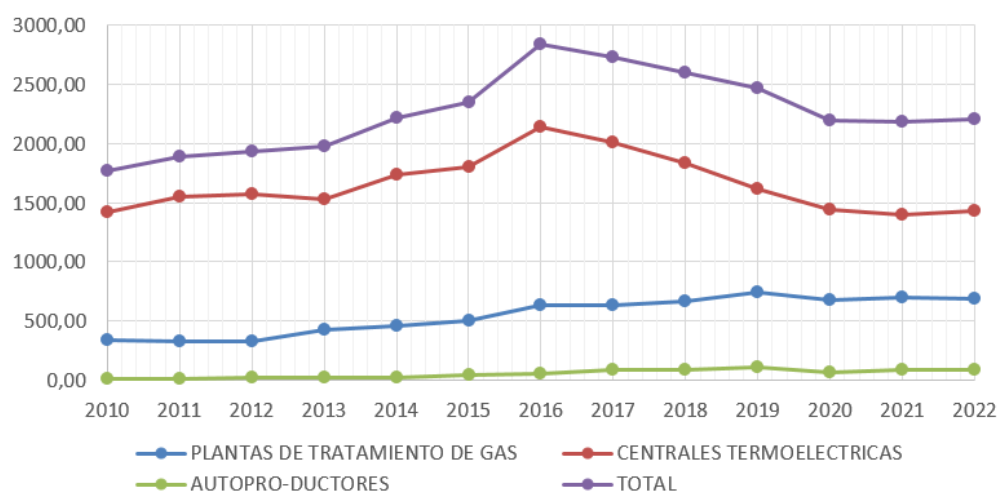
Cuadro 5: Consumo de GN para la transformación en energía secundaria en MMmc

Año	Plantas de tratamiento de gas	Centrales termoelectricas	Autoproductores	Total
2010	344,63	1413,99	9,88	1768,51
2011	330,92	1544,90	14,28	1890,11
2012	332,15	1575,42	19,69	1927,26
2013	431,22	1524,83	20,02	1976,07
2014	461,43	1736,83	20,38	2218,64
2015	508,79	1797,94	42,07	2348,81
2016	635,20	2142,23	57,54	2834,97
2017	635,30	2008,23	85,37	2728,89
2018	666,81	1835,18	89,12	2591,11
2019	742,40	1618,13	108,92	2469,45
2020	681,97	1444,62	63,68	2190,26
2021	697,12	1400,71	87,00	2184,83
2022	690,1	1430,15	87,00	2207,25

Fuente: BEN - INE.

- En Centrales termoeléctricas, el consumo de GN presenta una tendencia creciente hasta el 2016, luego se observa una disminución en el consumo, tal cual se ilustra en la figura 8.
- Forman parte de los auto productores la Empresa Minera Huanuni, Empresa Metalúrgica Vinto, Empresa Azucarera Guabirá y la empresa Boliviana de Almendra.

Figura 8: Consumo de GN para la transformación en energía secundaria



Fuente: BEN - INE.

7.1.1. CONSUMO DE GAS NATURAL PARA LA GENERACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA.

De acuerdo al anuario estadístico del CNDC, durante la gestión 2022, la cantidad de energía primaria utilizada por las centrales de generación termoeléctrica (incluyendo cuadro 6 y 7) que forman parte del Sistema Interconectado Nacional (SIN) fue:

- Gas Natural: 1447.98 MMmc

Cuadro 6: Consumo de Gas Natural por Central Termoeléctrica periodo 2010-2022 en MMmc

Año	Guaracachi	Santa Cruz	Bulo Bulo	Carrasco	V. Hermoso	Aranjuez	Kenko
2010	410,68	65,14	171,33	231,76	150,69	60,34	34,94
2011	478,59	69,19	178,23	195,26	138,69	63,77	37,45
2012	445,52	56,34	107,10	246,00	162,89	64,04	38,49
2013	441,39	16,51	134,43	212,55	161,46	55,70	17,23
2014	468,29	31,03	186,20	262,21	158,13	58,47	33,25
2015	439,06	34,23	156,06	167,18	83,89	46,26	10,93
2016	413,68	59,69	96,50	143,04	145,70	47,01	6,11
2017	385,94	58,72	150,10	176,26	185,51	47,79	5,42
2018	314,74	23,12	170,33	182,29	154,15	48,45	6,36
2019	346,65	21,25	153,97	93,47	121,20	40,88	3,19
2020	305,45	14,40	139,29	55,65	93,35	47,50	-
2021	190,18	11,10	4,14	29,38	35,04	39,14	-
2022	193,64	11,08	29,18	0,00	16,02	44,15	-

Fuente: AETN 2021.

Los cuadros 6 y 7 muestran el consumo anual de este energético por cada una de las centrales termoeléctricas considerando el periodo 2010 – 2022.

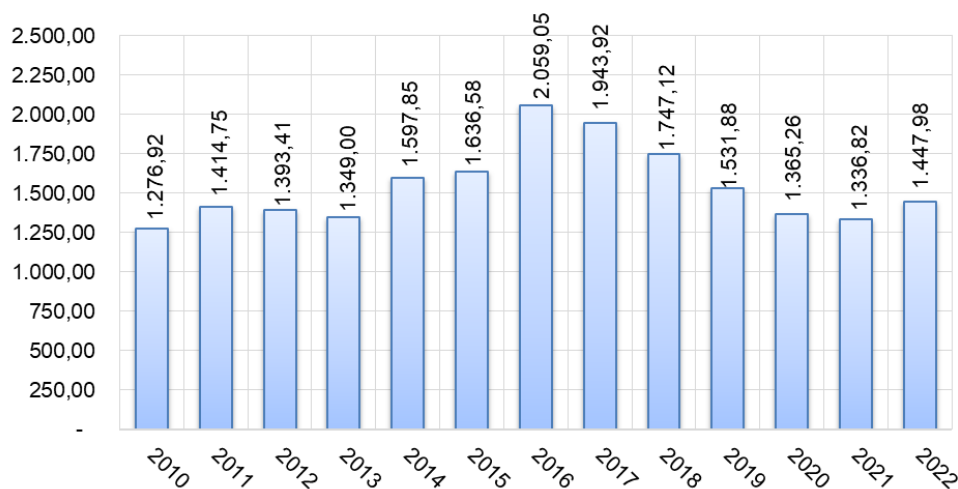
Cuadro 7: Continuación al cuadro 6, Consumo de GN por Central Termoeléctrica periodo 2010-2022 en MMmc

Año	El Alto	Entre Ríos	Karachipampa	Termoeléctrica del Sur	Termoeléctrica Warnes	Total por Centrales Termoelectricas
2010	-	123,02	29,02	-	-	1.276,92
2011	-	224,24	29,34	-	-	1.414,75
2012	16,64	233,76	22,64	-	-	1.393,41
2013	57,39	221,08	31,27	-	-	1.349,00
2014	50,41	219,52	22,58	107,76	-	1.597,85
2015	75,47	102,03	30,94	310,44	180,07	1.636,58
2016	80,95	208,73	29,39	347,96	480,28	2.059,05
2017	52,50	61,15	16,22	347,84	456,47	1.943,92
2018	23,13	24,38	2,10	335,19	462,90	1.747,12
2019	28,06	70,92	-	308,24	344,06	1.531,88
2020	9,97	174,74	-	219,91	305,01	1.365,26
2021	41,45	245,49	-	280,85	460,05	1.336,82
2022	44,22	237,94	-	316,96	554,79	1.447,98

Fuente: AETN 2022.

La diferencia existente entre el cuadro 5 y la suma de los cuadros 6 y 7 es que no se considera el uso de esta fuente primaria en los sistemas aislados. La figura 9 es más representativa considerando los valores presentados en los cuadros 6 y 7, donde se observa la tendencia en el uso de este energético en los últimos años.

Figura 9: Consumo de Gas Natural Anual de las Centrales Termoeléctricas en MMmc



Fuente: AETN.

En el periodo 2010 al 2016 el nivel de consumo de las centrales termoeléctricas incremento un 61.25%, sin embargo, desde el año 2017 al 2019 decreció un 29.68%, debido a los compromisos asumidos para la exportación. Asimismo, durante esta etapa se implementaron fuentes de energías alternativas para la generación de la energía eléctrica y la puesta en servicio de centrales de ciclo combinado. En el periodo 2020-2021 hubo una disminución como producto de la pandemia COVID-19.

Hasta el año 2022, el 63% de la energía eléctrica demandada fue generada por las centrales termoeléctricas, con una producción bruta de 9.966,2 GWh. Las Centrales Guaracachi, Aranjuez, Valle hermoso, Carrasco y el Alto, terminaron de ingresar sus unidades el año 2012 al SIN, las unidades en ciclo simple de las centrales Entre Ríos, Termoeléctrica del Sur y Warnes ingresaron entre el 2014 y 2015. Asimismo, las tres centrales de ciclo combinado más importantes (Entre Ríos, Termoeléctrica del Sur y Warnes), se incorporaron al SIN el 2019.

La estimación de la vida útil de las unidades de generación térmica es de 20 a 25 años, eso significa que las 3 centrales más importantes deben operar aproximadamente hasta el 2039, acorde al despacho económico previsto por el CNDC, considerando su rendimiento, tecnología y el consumo de combustible para la satisfacción de la demanda prevista, lo que obligará a que todas estas unidades continúen consumiendo el GN requerido para su funcionamiento. No debemos olvidarnos que estas centrales se instalaron para cumplir el propósito de la ley 786, la agenda patriótica 2025, la atención de la demanda creciente del SIN y sobre todo para fines de exportación.

La implementación de los tres ciclos combinados más importantes, fue realizado por el consorcio TSK – SIEMENS y financiado por el BCB, sus características son:

- Termoeléctrica Warnes, ubicada en el departamento de Santa Cruz, con 320 MW adicionales de potencia.
- Termoeléctrica del Sur ubicada en el departamento de Tarija, con 320 MW adicionales.
- Termoeléctrica Entre Ríos ubicada en el departamento de Cochabamba, con 360 MW adicionales.

Las centrales de ciclo combinado fueron inauguradas por el gobierno central el 2019 con una inversión de 1.395 millones de dólares, lo que equivale a 1,395 MMUSD/MW cifra que muestra un claro sobreprecio para este tipo de tecnología.

7.2. CONSUMO FINAL ENERGETICO Y NO ENERGETICO.

El cuadro 8, muestra el consumo final energético (GNV, industrial, residencial, comercial) y el consumo final no energético que corresponde a la producción y urea y amoniaco a partir del GN.

Cuadro 8: Consumo de GN por sector económico en MMmc

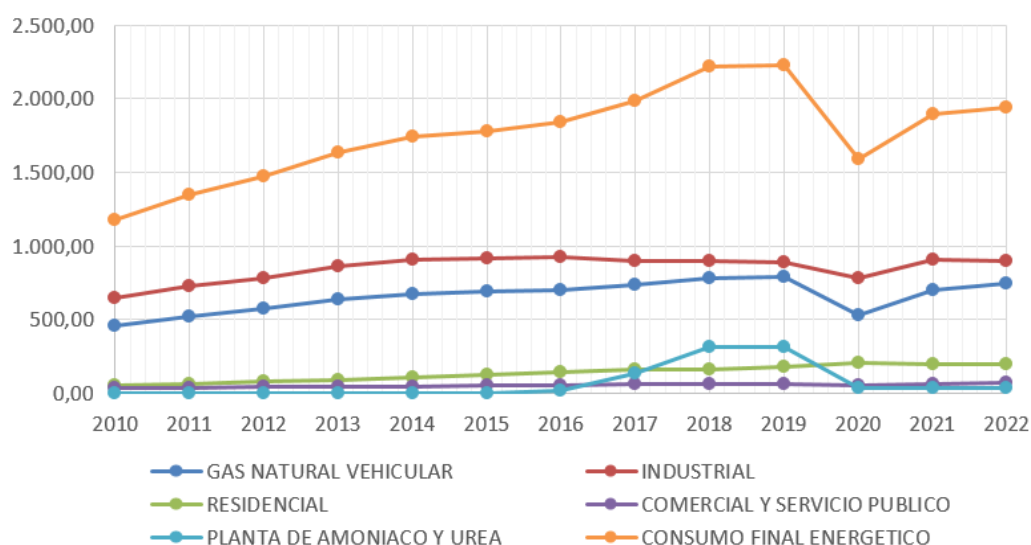
Año	GAS NATURAL VEHICULAR	INDUSTRIAL	RESIDENCIAL	COMERCIAL Y SERVICIO PUBLICO	PLANTA DE AMONIACO Y UREA	CONSUMO FINAL ENERGETICO
2010	453,75	644,25	49,82	32,52	0	1180,35
2011	520,90	725,12	64,74	38,37	0	1349,13
2012	570,92	782,79	77,45	41,26	0	1472,42
2013	640,14	862,73	91,65	44,46	0	1638,97
2014	673,55	911,34	108,76	48,10	0	1741,74
2015	688,82	914,26	126,72	50,77	0	1780,57
2016	703,59	922,87	143,75	54,94	17,48	1842,63
2017	737,26	899,31	158,64	58,38	130,82	1984,41
2018	781,38	896,97	162,54	62,40	313,75	2217,02
2019	789,58	885,59	176,30	64,24	313,52	2229,22
2020	525,96	778,93	206,89	49,47	32,59	1593,85
2021	698,59	903,66	198,22	62,99	32,59	1896,05
2022	742,34	896,84	194,11	72,82	32,59	1938,70

Fuente: BEN, INE 2021, 2022.

En la figura 10, el comportamiento del consumo de GN, en el año 2020, presenta una disminución notable, debido al efecto del COVID-19, este comportamiento también coincide, con la curva de consumo anual de energía reportada por la AETN.

La idea para el uso del Gas Natural Vehicular (GNV) se inició en Bolivia desde el año 1992, y una vez consolidado con reservas libres de GN, se promovió la conversión de vehículos a GNV, varias empresas privadas emprendieron las conversiones en las principales ciudades del país y, paralelamente se instalaron estaciones de servicio de GNV, lo que incide en el crecimiento de la demanda hasta el año 2019. En el periodo 2020-2021 por efectos de la pandemia del COVID -19, la demanda detuvo su crecimiento.

Figura 10: Consumo de Gas Natural por sector económico en MMmc



Fuente: BEN, INE 2021-2022.

El cuadro 9 representa la conversión de este energético traducido en energía eléctrica, lo que permitirá la comparación más acertada en las conclusiones del presente documento.

Cuadro 9: Conversión de GNV a GWh

Rendimiento Mecánico:		0,9
Rendimiento Termodinámico:		0,5
Año	GAS NATURAL VEHICULAR	ENERGIA EN GWh
2010	453,75	2.041,89
2011	520,90	2.344,04
2012	570,92	2.569,15
2013	640,14	2.880,61
2014	673,55	3.030,98
2015	688,82	3.099,70
2016	703,59	3.166,15
2017	737,26	3.317,65
2018	781,38	3.516,20
2019	789,58	3.553,10
2020	525,96	2.366,83
2021	698,59	3.143,66
2022	742,34	3.340,53

Fuente: BEN, INE 2021, 2022.

Por esta razón, el programa de GNV creado como una política de gobierno para apoyo e incentivo al sector transporte, la promoción del uso del GN en el sector residencial y el apoyo al desarrollo industrial,

tuvo una trascendental importancia en el crecimiento económico en el periodo 2010 – 2020.

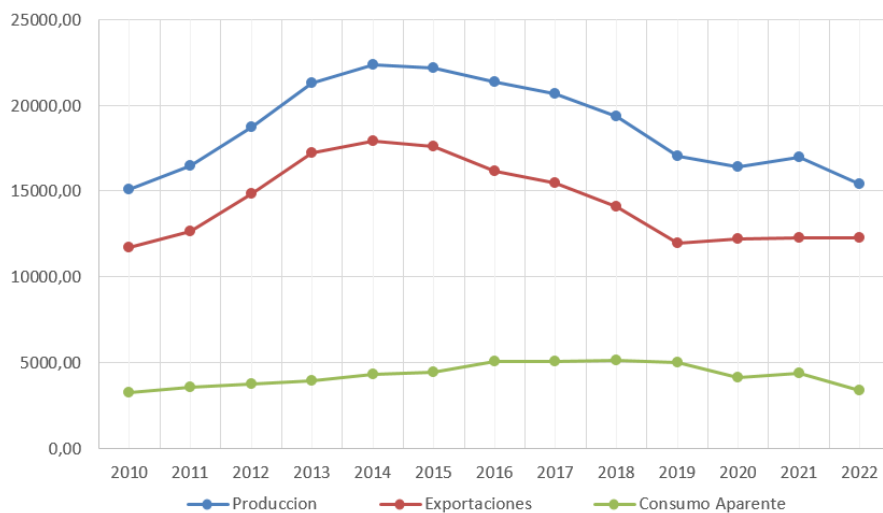
El consumo del sector residencial se vio bastante incrementado por las políticas de subvención implementadas por el Gobierno a partir del año 2014.

El 14 de septiembre del año 2017 Bolivia ingresó a la era de la industrialización del GN con la puesta en marcha de la Planta de Amoniaco y Urea, el cual, también incrementó a partir de esa fecha el consumo de GN. Durante el gobierno de transición esta empresa estratégica dejó de funcionar en el periodo 2020-2021 (No se cuenta con datos de consumo de este sector a partir de la gestión 2020, razón por el cual se mantiene el dato del 2020 en el cuadro 8).

8. CONSUMO TOTAL DE GAS NATURAL.

La figura 11, muestra la producción y el consumo total de GN en Bolivia, donde se identifica una clara incidencia de los volúmenes de exportación al Brasil y Argentina, frente al consumo interno total, incluyendo las pérdidas y la etapa de transformación.

Figura 11: Consumo Total de Gas Natural en MMmc



Fuente: BEN - INE. Web de IA opeai

9. PROYECCION DE LAS RESERVAS DE GAS NATURAL EN BOLIVIA.

El cuadro 10, refleja la proyección de las reservas de Gas Natural, a partir de las reservas certificadas en el año 2017 por la empresa SPROULE. La columna de producción, es el resultado de la proyección de todos los consumos tanto energéticos como no energéticos que deben satisfacer la demanda proyectada, pero, considerando que los volúmenes de exportación sean constantes. Con esta proyección,

las reservas del GN actuales en Bolivia sin considerar nuevos campos gasíferos descubiertos, podrían satisfacer la demanda interna como externa en los próximos 9 años (hasta 2032).

Cuadro 10: Proyección de las reservas en MMmc.

AÑO	Reservas probadas en MMmc	Produccion en MMmc	Reduccion de reservas en MMmc
	(A)	(B)	©=(A)-(B)
2017	254.893,00	20.694,31	234.198,69
2018	253.285,00	19.340,54	214.858,15
2019		17.045,49	197.812,66
2020		16.383,41	181.429,26
2021		16.968,82	164.460,44
2022		15.400,89	149.059,55
2023		16.094,04	132.965,51
2024		15.796,86	117.168,65
2025		15.447,91	101.720,74
2026		15.047,18	86.673,56
2027		14.594,68	72.078,88
2028		14.410,10	57.668,79
2029		14.229,91	43.438,88
2030		14.027,82	29.411,06
2031		13.803,85	15.607,21
2032		13.557,99	2.049,22

Fuente: Elaboración propia, según datos reservas certificadas.

10. PROSPECCION DEL GAS NATURAL EN BOLIVIA.

Considerando los actuales proyectos de prospección y perforación, la curva de declinación de los campos de producción y la demanda creciente sobre todo en el sector residencial, además de la información de las reservas probadas, probables y los nuevos descubrimientos encontrados, Bolivia podría sostener un nivel de producción igual a 50 MMmcd hasta el año 2028, luego se espera una declinación natural sustancial de los campos. En este entendido, las políticas gubernamentales deberán priorizar el abastecimiento del mercado interno y el volumen restante podrá ser exportado a los mercados del Brasil y la Argentina para cumplir con los volúmenes contratados, tomando en cuenta que deberán suscribirse adendas que permitan modificar los volúmenes contratados en la medida de nuestra capacidad de producción.

Es evidente que existe GN para abastecer el mercado interno cuya característica es el precio subsidiado, sin embargo, las posibilidades de exportar este producto serán cada vez menores, lo que conlleva a la

disminución de regalías y una reducción sustancial a nuestras divisas. En este sentido, si el mercado externo comienza a desaparecer, las necesidades para levantar el subsidio serán cada vez mayores.

En relación a los nuevos descubrimientos por la española REPSOL, en el bloque Caipipendi, en Tarija, se estima un potencial de 4 TCF de GN, lo que significaría un 40% de incremento a las reservas de GN en Bolivia. Los reservorios (Boyui, Boicobo e Ipaguazu), son adicionales a las proyecciones previstas el 2022, Boyui con un aporte de 5,5 MMmcd, Boicobo con 9 MMmcd e Ipaguazu con 4 MMmcd. Estos datos corresponden a reservas probables y/o posibles, mientras no se demuestre técnicamente o se respalde la existencia de estos volúmenes de GN a través de su certificación, simplemente se trata de probabilidades.

Según el ministro de Hidrocarburos y Energías, se viene trabajando en la exploración de 7 proyectos en el marco del Plan de Fortalecimiento de la Seguridad Energética, dos en Santa Cruz (Yope X1 y Yará X2), uno en el norte de La Paz (Mayaya Centro X1 en el área Lliquimuni), dos en Chuquisaca (Yapucaiti X1 y el Ñau X3D), dos en Tarija (Villamontes X7 y Bermejo X46). La exploración de estos pozos corresponde netamente a YPFB Casa Matriz.

Cuadro 11: *Proyectos Hidroeléctricas a ser considerados en la nueva matriz energética.*

N°	PROYECTO	POTENCIA DE GENERACION EN (MW)
1	COMPLEJO HIDROELECTRICO RIO GRANDE	2882,00
2	HIDROELECTRICA CACHUELA ESPERANZA	990,00
3	HIDROELECTRICA CHEPETE	860,00
4	HIDROELECTRICA EL BALA	425,00
5	HIDROELECTRICA ROSITAS	400,00
6	IVIRIZU	290,20
7	ICLA Y PUESTO MARGARITA	270,00
8	CARRIZAL	270,00
9	HIDROELECTRICA MIGUILLAS	211,35
10	BANDA AZUL	133,70
11	HIDROELECTRICA OQUITAS	125,00
12	ICONA	101,60
13	MOLINEROS	100,80
14	HIDROELECTRICA CAMBARI	93,00
15	AMBROSIA	84,90
16	HUACATA	10,70
17	HIDROELECTRICA EL CONDOR	1,46

Fuente: *Elaboración propia.*

11. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

Bajo el contexto que pretende establecer el presente artículo, se debe buscar mecanismos técnicos, financieros y legales para la búsqueda, prospección y perforación de nuevos campos de reservas gasíferas impulsando el desarrollo de nuevos proyectos para satisfacer la demanda del mercado interno manteniendo la exportación del GN al Brasil, incentivando su consumo y ofreciendo seguridad jurídica para dar continuidad a los contratos, los cuales, logran captar grandes recursos que se traducen en regalías que van en beneficio de los 9 departamentos del país.

Se debe incentivar a los inversionistas privados para que puedan invertir en estos estudios de prospección y perforación en Bolivia asegurando sus inversiones mediante políticas claras, y que no dependan en lo absoluto de las gestiones de Gobierno.

Considerando las reservas certificadas al 2017, la demanda interna, los volúmenes de gas comprometidos al Brasil y Argentina y la conversión de esta energía primaria en otras formas de energía, se llega a la conclusión que el agotamiento de este energético alcanzaría el 2032.

La Ley N° 3740 en su artículo 7, establece que el estado nacional a través del Viceministerio de Hidrocarburos debe realizar la certificación de los volúmenes probados anualmente, sin embargo, el último estudio data del año 2017. Por ello, la información que se maneja en los distintos medios, no es fidedigna lo que conlleva a la desinformación y esta situación es aprovechada por ciertos sectores con fines políticos para lograr ciertos objetivos. A esto se suma la asimetría de la información presentada por YPF, MHE, INE y ANH. Por cuanto, es vital realizar esta certificación y con esta información, tomar las medidas y acciones inmediatas que prevean y aseguren el suministro al mercado interno y se defina los volúmenes adecuados que serán exportados al Brasil y la Argentina en los próximos años a fin de evitar las sanciones económicas según los establecen los contratos suscritos con PETROBRAS y IEASA.

Los supuestos nuevos descubrimientos en Boyui, Boicobo, Ipaguazú y los 7 proyectos (Yope, Yará, Mayaya, Yapucaiti, Ñau, Villamontes y Bermejo) que YPF tiene agendado para el 2023, así como sub andina norte y sur, que serían reservorios no certificados, representan nuestras reservas probables o posibles, mientras no exista información técnica que respalde una empresa especialista en la certificación de los volúmenes mencionados, solo es una especulación elaborada.

El Gobierno debe invertir en estudios de prospección y perforación en áreas identificadas con potenciales de GN, ya que debe garantizar la continuidad de suministro de GN sobre todo para el consumo interno.

La matriz energética del SIN boliviano es muy dependiente de las centrales termoeléctricas ya que estas aportan al SIN en un 63%, esto implica que la continuidad y la confiabilidad de nuestro sistema tiene una fuerte dependencia del GN para satisfacer la demanda nacional de energía eléctrica, lo que nos obliga en cierta forma asegurar la provisión de este energético. Caso contrario, se debe reformular la matriz energética a través de la inserción de nuevos sistemas de generación fotovoltaica, eólica, pero sobre todo de la generación hidráulica; para ello se debe poner mayor atención a la actualización de los estudios para la ejecución de proyectos relacionados con las centrales hidroeléctricas que se detallan en el cuadro 11, mismos que podrían cubrir toda la demanda satisfecha actualmente por las centrales termoeléctricas y se podría encarar los proyectos de exportación de energía eléctrica al país vecino del Brasil, donde existe una demanda creciente y cuyos precios actuales de su mercado pueden ser atractivos en relación al precio actual de la energía en nuestro país.

El Gobierno actual debe buscar el camino más adecuado para establecer una transición en la matriz energética que permita la incorporación de nuevas fuentes de energía renovable y la inserción de nuevas tecnologías que permitan reducir el alto porcentaje de aporte de las centrales termoeléctricas, considerando la vida útil de estas unidades que entraron en operación en las centrales de ciclo combinado y la recuperación de las millonarias inversiones realizadas en su implementación además de las tarifas subvencionadas.

Con la reducción de reservas de GN, se verá afectado la generación de energía eléctrica, esto implica establecer políticas a nivel estado, con el propósito de incentivar a las inversiones privadas para apostar en nuevas fuentes de energía renovables convencionales, la construcción de nuevas centrales hidroeléctricas o la potenciación de centrales existentes que vienen operando actualmente en el SIN, es el caso de Pachalaca, Umopalca y Palillada.

Bajo este escenario poco alentador, y considerando que la fuente energética primaria para la generación de energía eléctrica tiende a agotarse, debemos buscar soluciones rápidas mediante la inserción de nuevas fuentes de energía más eficientes, limpias y respetuosas con el medio ambiente, para ello, el

gobierno central a través del Viceministerio de Energías, los gobiernos departamentales, municipales y las universidades deben plantear que proyectos deben formar parte de nuestra nueva matriz energética, actualizar los estudios pasados que consideraban centrales hidroeléctricas, de tal forma de asegurar la continuidad y disponibilidad del suministro de energía eléctrica para satisfacer la demanda creciente a mediano y largo plazo.

12. BIBLIOGRAFIA.

Ministerio de Hidrocarburos y Energías (2021) Balance Energético Nacional (BEN) 2006 – 2020.

Mauricio Garrón Bozo, Negocios del gas natural y los impactos esperados en Bolivia.

Mauricio Medinaceli Monrroy “Breve análisis y prospectiva de la industria de gas natural (1980-2021).

(UDAPE) Unidad de Análisis de Políticas Sociales y Económicas (2002), “Documento de Estructura del Sector de Hidrocarburos (1990-2000)”.

Carlos Tamayo Suarez “Exportaciones de GN”.

Daniel Canedo “El Mercado de Gas Natural en Sudamérica y la Nueva Posición competitiva de Bolivia”.

Balance y perspectiva de la política de hidrocarburos 2006-2013. *Cuadernos de Reflexión y Análisis de Políticas Públicas* No 5. PNUD. La Paz, Bolivia.

Medinaceli, M. y Mokrani, L. (2010). Impacto de los bonos financiados con la renta petrolera. *Revista Umbrales*, 20, 223-263. CIDES. Junio 2010. La Paz, Bolivia.

Metodologías para la determinación de precios de gas en la región (2007), Mauricio Garrón B y Pablo Cisneros G.

AETN, Anuario estadístico 2020

CNDC, Anuario estadístico 2020

AETN, Anuario estadístico 2021

CNDC, Anuario estadístico 2021

CNDC, Anuario estadístico 2022