

**LUCHO POR YPFB
LUCHEMOS POR UNA BOLIVIA MEJOR**



CONOCE A TU EMPRESA PETROLERA

Explorando talentos

La Paz, julio de 2022

CONTENIDO

Capítulo 1. Introducción	3
1.1. Introducción	3
1.2. Recursos naturales estratégicos.....	4
1.3. Hidrocarburos como recurso estratégico.....	5
Capítulo 2. Historia de Nuestros Hidrocarburos.....	6
2.1. Anteriores Nacionalizaciones.....	6
2.1.1. La primera nacionalización (1937)	6
2.1.2. La segunda nacionalización (1969).....	7
2.2. Capitalización (1996)	9
2.3. Última Nacionalización (2006).....	10
2.3.1. Marco conceptual	12
Capítulo 3. Marco Económico Social Productivo y Normativo de Hidrocarburos	14
3.1. Régimen Legal y Constitucional	16
3.1.1. Decreto de Nacionalización 28701, de primero de mayo de 2006:.....	16
3.1.2. Régimen Constitucional vigente en Hidrocarburos.....	17
3.2. Modelo Económico (excedentes, distribución de excedentes).....	18
3.3. El excedente como energía y como desarrollo.....	19
Capítulo 4. Contexto Internacional	21
4.1. Contexto Mundial	21
4.2. Contexto Regional	23
Capítulo 5. Cadena Productiva de Hidrocarburos	25
5.1. Estructura del sector.....	25
5.1.1. El Upstream	27
5.1.2. Downstream y facilidades	30
Capítulo 6. Importancia del Sector Hidrocarburos en la Economía	37
6.1. Relación entre el Producto Interno Bruto y el Sector Hidrocarburos	37
6.2. Relación de la actividad hidrocarburífera con otras actividades económicas de Bolivia	38
6.3. Participación en las Exportaciones	40
6.4. Inversión de YPFB y Formación Bruta de Capital Fijo a precios corrientes	42
6.5. Importancia en los Ingresos Tributarios del Estado.....	44
6.6. Renta Petrolera.....	45
6.7. Importancia de los Hidrocarburos en los Hogares	46
6.7.1. Transferencias de Recursos.....	46

6.7.2.	Uso de Combustibles en el Hogar	49
6.7.3.	Instalaciones Internas de Gas Natural.....	50
Capítulo 7.	Upstream	56
7.1.	Producción	56
7.1.1.	Producción fiscalizada de gas natural	56
7.1.2.	Producción fiscalizada de hidrocarburos líquidos.....	57
7.2.	Plan de Reactivación del Upstream.....	59
Capítulo 8.	Downstream	63
8.1.	Comercialización del Gas Natural.....	63
8.2.	Producción de Refinerías	65
8.3.	Comercialización de Hidrocarburos Líquidos por Destinos.....	67
8.4.	Importación de combustibles.....	70
8.5.	Producción y Comercialización de Gas Licuado de Petróleo.....	71
8.5.1.	Producción Total de GLP	71
8.5.2.	Comercialización de GLP en el mercado interno	73
8.5.3.	Comercialización de GLP al Mercado Externo por País de Destino	74
8.6.	Industrialización.....	75
8.6.1.	Primeros pasos: Plantas de Separación de Líquidos	75
8.6.2.	Planta de Gas Natural Licuado “GNL”	76
8.6.1.	Planta de Amoniaco y Urea	76
Capítulo 9.	Desarrollo Corporativo	79
9.1.	Estructura de YPFB Corporativa.....	79
9.1.1.	Misión.....	79
9.1.2.	Visión	79
9.1.3.	Objetivos estratégicos.....	79
Unidades y Factores de Conversión		82
Glosario de Términos		83

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

1.1. INTRODUCCIÓN

Los hidrocarburos, son estratégicos para el desarrollo de las sociedades, su importancia es tal que por su control y dominio se han desatado guerras. En nuestro país, junto con los minerales, son los recursos naturales más importantes, son la base del modelo de desarrollo implementado y piedra fundamental de nuestro futuro. Estos recursos están gestionados por el Estado, cuyo brazo operativo es YPFB, a quien se le ha confiado ejecutar todas las actividades petroleras, en toda la cadena productiva. YPFB es la empresa más grande e importante del país, no solo por los tipos de recursos que debe administrar, sino por las tareas que debe cumplir. Desde esta perspectiva presentamos esta Guía, esperando sea útil y acerque a sus lectores al sector y convoque a los profesionales más comprometidos a prestar sus servicios y generar conocimientos para seguir haciendo crecer a nuestra empresa estatal.

El sector de hidrocarburos es un sector complejo, en el cual se requieren grandes inversiones y desarrollo tecnológico, para exponerlo de manera sencilla, se ha elaborado el presente documento, que presenta brevemente y de manera sintetizada, su historia y la complejidad de los procesos que tienen lugar para extraerlo, transportarlo, transformarlo, industrializarlo y comercializarlo.

Es así que, en el primer capítulo, a manera de introducción, se exponen las principales características de los hidrocarburos, como recurso natural, para luego exponer en el segundo capítulo, de manera sintética, la historia de los hidrocarburos en el país, misma que comprende las dos anteriores nacionalizaciones (1937 y la de 1969) y la última en 2006, poniendo especial énfasis, como es natural, en ésta última, ya que establece el marco conceptual vigente.

En el tercer capítulo, se profundiza el marco conceptual, a partir de una breve explicación del régimen vigente en hidrocarburos, también desde una perspectiva legal. Desde el punto de vista legal se expondrá, en lo que corresponde, la Constitución Política del Estado, que regula este régimen y el Decreto de nacionalización, que da inicio al mismo, entre otras. Desde lo conceptual – económico, se explicará la propiedad y la distribución de los excedentes específica, lo cual además de referirse a los recursos monetarios generados, porque los Hidrocarburos son energía y desarrollo que se despliega a través de la implementación del Modelo Económico Social, Productivo y Comunitario.

En el capítulo 4 se muestra el contexto actual tanto a nivel mundial, como regional, en el cual se están desarrollando las actividades del sector. En el capítulo 5, se da paso a la exposición de la cadena productiva de Hidrocarburos en nuestro país; lo que incluye una síntesis de lo que significa cada actividad y de las más importantes infraestructuras y facilidades que están disponibles en Bolivia.

La importancia de los hidrocarburos y del sector en la economía boliviana se demuestra en el capítulo 6. Debido a la amplitud de los factores, se explican las relaciones con los principales indicadores de la economía: el Producto Interno Bruto (PIB), las exportaciones, la formación Bruta de Capital, los ingresos tributarios, la renta petrolera y el bienestar de los hogares.

Los capítulos 7 y 8 están dedicados a la exposición de los resultados que se han ido registrando de forma anual respecto a las actividades de la cadena. El capítulo 7 detalla la exploración y explotación de hidrocarburos y el capítulo 8 pone énfasis en el abastecimiento del mercado interno y la exportación, tanto de gas natural, como de combustibles. En su último apartado se incluye un punto sobre la industrialización, dicho de otro modo, de los procesos que añaden valor agregado al recurso natural.

Finalmente, en el último capítulo se presentan los lineamientos que YPFB Corporación se ha trazado para el quinquenio 2021-2025, los cuales lógicamente están vinculados al Plan de Desarrollo Económico y Social (2021-2025) y el Plan Sectorial de Desarrollo Integral PSDI.

1.2. RECURSOS NATURALES ESTRATÉGICOS

En nuestra Constitución Política del Estado (CPE), en el artículo 348 se definen como recursos naturales a: "...los minerales en todos sus estados, los hidrocarburos, el agua, el aire, el suelo y el subsuelo, los bosques, la biodiversidad, el espectro electromagnético y todos aquellos elementos y fuerzas físicas susceptibles de aprovechamiento", siendo éstos "...de carácter estratégico y de interés público para el desarrollo del país".

Asimismo, el concepto de Recursos Naturales (RRNN), es asumido desde una dimensión económica, es decir, desde su aprovechamiento y uso y en este sentido, se asume que: "la toma de decisiones sobre el uso de los recursos naturales es una tarea ...directamente relacionada con la definición de valor..." (Cerde & García, 2019).

Desde esta perspectiva, es decir, asumidos los Recursos Naturales como un elemento natural que existe para satisfacer las necesidades de la sociedad humana, se ha entendido la necesidad de especificar su "propiedad". Por lo que, de acuerdo con nuestra CPE (Art. 351, I): "El Estado, a través de entidades públicas, sociales o comunitarias, asumirá el control y la dirección sobre la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de los recursos naturales".

De esta manera los hidrocarburos, junto a otros recursos naturales, como los minerales, el agua y otros, son considerados como Recursos Estratégicos, los cuales, gracias a las diferentes reformas y normas implementadas desde los procesos de nacionalización gestados durante los 14 años de gobierno del MAS, son usados en beneficio de la población boliviana con el propósito de mejorar su bienestar.

1.3. HIDROCARBUROS COMO RECURSO ESTRATÉGICO

Los hidrocarburos, no son solo un compuesto de Hidrógeno y Carbono; son una materia prima importante para la sociedad, de hecho, muchas de las cosas que nos rodean están elaboradas en base a hidrocarburos y aunque las energías alternativas estén ganando terreno, aun somos muy dependientes de estos recursos.

Estos recursos son la fuente de energía necesaria para impulsar el desarrollo de las sociedades¹, se usan como combustible de automóviles y maquinarias, para la generación eléctrica y para dar calor, y gracias a la industria petroquímica, hoy se encuentran presentes en la industria de plásticos y fibras sintéticas, en pinturas, insecticidas, como componentes clave de máquinas y de electrodomésticos, es decir en muchas de las cosas que usamos todos los días.

Dado que, los hidrocarburos son parte vital en la evolución de la vida moderna, su importancia, en este momento histórico es alta y, por tanto, también lo es su posesión, su dominio y su propiedad. Por ello, quien en este momento tiene su propiedad, tiene la posibilidad de desarrollar su sociedad (si es el Estado) o de hacerse rico de manera particular (si es una empresa privada). La posibilidad de tomar decisiones a partir de su propiedad es vital para planificar el desarrollo de un país, de ahí que sean tan apetecibles y que su gestión sea tan relevante.

En general, en la gestión de los RRNN se ha optado por dos tipos de sistemas, aquel en el cual su propietario es el Estado y aquel en el cual un privado se hace propietario de esta riqueza y poder. En el siguiente capítulo, se revisará la historia de cómo en varias ocasiones se ha decidido ceder esta riqueza y poder a empresas privadas y como se los ha recuperado.

¹ El aporte del sector al desarrollo de la sociedad se empieza a explicar en el apartado 3.3 y en el capítulo 6 se detalla la contribución del sector en la economía.

Capítulo 2. HISTORIA DE NUESTROS HIDROCARBUROS

2.1. ANTERIORES NACIONALIZACIONES

2.1.1. LA PRIMERA NACIONALIZACIÓN (1937)

Durante el gobierno de German Bush, el 21 de diciembre de 1936, se crea la empresa estatal del petróleo, nombrándola **Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos**; su primer Directorio abordó el tema de la nacionalización de los Hidrocarburos. Hasta ese momento la *Standard Oil* (transnacional de origen norteamericano), había puesto sus intereses en Bolivia, “obtuvo una concesión en el oriente de más de 9 millones de hectáreas a lo largo de la faja Subandina, la cual colindaba en el Sur, por Bermejo, con su concesión en la Argentina” (Mariaca Bilbao, 2001), lo cual le daba un gran poder en el mercado del petróleo en Sud América. Esta empresa, junto con Royal Dutch Shell, sabían que su posición en la industria del petróleo “...determina un enorme factor de poder tanto en tiempos de paz, como de guerra, por lo que las potencias altamente industrializadas han pugnado y pugnan por el control de las fuentes de producción...” (Mariaca Bilbao, 2001), hecho que sin duda era utilizado por la Standard Oil.

La primera nacionalización de los hidrocarburos en Bolivia, fue un caso único, fue la primera “expropiación” que se realizó a la *Standard Oil*. Las razones que originaron la primera “caducidad de las concesiones” fueron varias, la más clara fue que entre 1926 y 1927, esta empresa “había producido y exportado petróleo a la Argentina del campamento Bermejo en Bolivia, ...sin pagar las patentes y regalías correspondientes” (YPFB, 2012), a las que estaba obligada según contrato, cometiendo defraudación fiscal en contra de los intereses de Bolivia. Pero el hecho más grave fue que: “...durante la guerra con el Paraguay, sabotó el suministro de combustibles al ejército nacional” (Mariaca Bilbao, 2001).

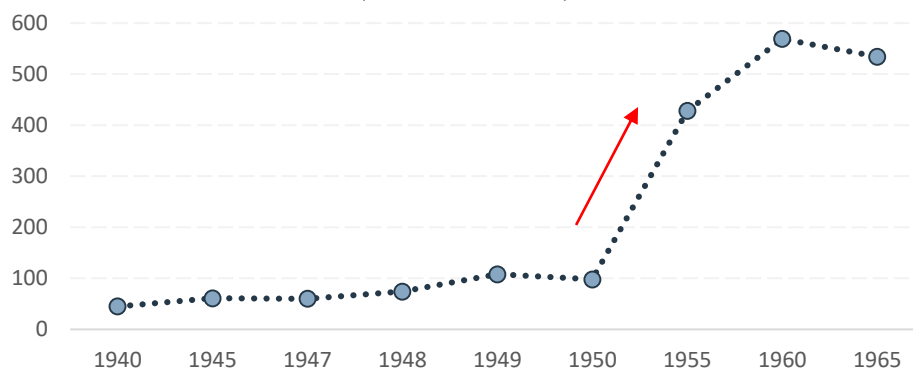
Bajo estas circunstancias la Resolución Suprema de 17 de marzo de 1937, resolvió: “Declárase la caducidad de todas las propiedades de Standard Oil Co. of Bolivia, dentro del territorio de la República, por defraudación comprobada de los intereses fiscales” (YPFB, 2012). En abril del mismo año, “todos los bienes, acciones y derechos de esta empresa fueron adjudicadas a YPFB definitivamente” (YPFB, 2012), llevándose a cabo así la primera expropiación realizada a esta empresa.

A partir de esta nacionalización, el Estado pudo plantear su política y estrategia para, a través de YPFB, efectivizar el “desarrollo integral de la industria, desde la exploración, perforación,

producción, transporte, industrialización, refinación, distribución y comercialización” (Mariaca Bilbao, 2001), captando así el 100% de los excedentes económicos.

Durante sus primeros años, YPFB tuvo que enfrentar grandes retos, el más grande fue el de lograr abastecer al mercado interno, con toda la línea de carburantes, con producción propia, para lo cual era necesario, entre otras cosas, aumentar de manera considerable dicha producción, hasta que, en 1954, YPFB logró abastecer al 100% del mercado interno. Con este propósito se invirtieron más de 23 millones de dólares de esa época (Mariaca Bilbao, 2001), logrando multiplicar por 4,4 la producción entre 1950 y 1955, como se puede observar en el gráfico siguiente:

Gráfico 1. Producción de petróleo en Bolivia, 1940 a 1965
(en metros cúbicos)



Fuente: Gráfico elaborado a partir de datos de: La industria del petróleo en América Latina; Naciones Unidas, 1973 y El petróleo en Bolivia de Enrique Mariaca.

El impulso nacionalista, duró hasta que, con el gobierno de la “Revolución Nacional”, el Movimiento Nacionalista Revolucionario (MNR) de Víctor Paz Estensoro, se contrató los servicios de un bufete estadounidense (Shuster y Davenport) en 1955, para que elabore el Código del Petróleo, denominado “Código Davenport”, bajo el cual se implementaron normas jurídicas, técnicas y económicas destinadas a dar seguridad y protección al capital privado, en desmedro de Bolivia.

El mencionado código fue aprobado por Decreto Ley N°4210 de 26 de octubre de 1955, el cual fue posteriormente elevado a rango de Ley el 29 de junio de 1956. Mediante este código “se abría nuevamente las puertas a la inversión extranjera, se entregaba más de tres millones de hectáreas y limitaba la participación de YPFB en nuevas áreas de exploración y explotación” (YPFB, 2012). Este Código fue parte de la política del MNR de “«puertas abiertas» a la inversión petrolera, que conllevaba implícito un plan de asfixia de YPFB” ... “adherido a un programa de ayuda económica norteamericana” (Mariaca Bilbao, 2001).

2.1.2. LA SEGUNDA NACIONALIZACIÓN (1969)

El nuevo contexto de “puertas abiertas”, del sector hidrocarburos que se vivió entre 1955 a 1969, “comenzó con la cesión de 359.700 hectáreas del área de YPFB... al aventurero texano *Gleen Mc Carthy*, el 26 de septiembre de 1952. Fue la señal para vender la naciente “revolución” por dinero

de ayuda (con la) que compraron el Código del Petróleo Davenport, aprobado en 1956” (Mariaca Bilbao, 2001).

En los 13 años de implementación del Código Davenport, ingresaron al país 15 empresas privadas, entre las que se encontraba nuevamente la empresa *Bolivian Gulf Oil Company*. A partir de 1956, el gobierno de Paz Estensoro dictó medidas de estabilización (contexto de hiperinflación), por lo que YPFB experimenta un drástico recorte en su presupuesto, debido a que debió entregar sus productos por debajo de su precio y otras medidas en contra de la empresa estatal, que termina generando un “déficit en YPFB de alrededor de 41 millones de bolivianos” (YPFB, 2012).

Bajo las malas condiciones a las que se la había llevado a YPFB, el Estado boliviano finalmente firma un contrato de Riesgo Compartido, con esta compañía estadounidense, el 23 de mayo de 1956, “entregando a esta transnacional una extensión de 1.500.000 hectáreas delimitadas en su zona exclusiva, para que la compañía... realice trabajo de exploración” (YPFB, 2012). Esta concesión duraría 40 años y se dieron, a cambio de una “ridícula participación del Estado en las utilidades de la empresa: “por muchos años, apenas un once por ciento” (YPFB, 2012), que junto con un impuesto único del 19%, lograba una participación del 30% de la producción bruta, además, “el Estado se hacía socio en los gastos del concesionario, pero no tenía ningún control sobre esos gastos” (YPFB, 2012).

Adicionalmente a estas condiciones, se empezó a registrar un descenso en la producción, hasta llegar a un 22% por debajo de la demanda interna, por lo que la estatal se vio obligada a importar petróleo desde Argentina. Por otra parte, la estatal fue sometida a injerencia de Naciones Unidas, hecho que fue en contra de una gestión transparente y eficiente, fruto de lo cual YPFB inició un proceso de descapitalización y agotamiento de reservas. Paralelamente, la *Gulf Oil* iba sumando poder, esta empresa presionó al gobierno de turno (MNR) para que se construyera un oleoducto entre Sica Sica y Arica, pero que no se utilizara, inmovilizando 16 millones de dólares, en una tubería que, en teoría no prestó servicios, pero que años después se supo, que la *Gulf Oil* había usado clandestinamente para contrabandear petróleo boliviano hacia Chile, con ganancias superiores a los 40 millones de dólares (YPFB, 2012).

Por los antecedentes descritos, el rechazo a esta empresa por su forma de actuar no se dejaron esperar. Tras la muerte del Gral. Barrientos a principios de 1969, asume el gobierno el Gral. Alfredo Ovando Candia (1969-1970), en el que participaron figuras importantes de la izquierda nacional, como su ministro de Minas y Petróleo: Marcelo Quiroga Santa Cruz, quienes derogaron el Código del Petróleo, en septiembre de ese mismo año. Bajo este contexto y con todo el apoyo popular, el 17 de octubre de 1969, el gobierno revolucionario del Gral. Ovando Candia emite el decreto que establece la reversión al dominio del Estado boliviano de todas las concesiones otorgadas a la *Bolivian Gulf Oil Company* y la nacionalización de todas sus instalaciones, inmuebles, estudios, planos, proyectos y todo otro bien sin excepción alguna, además de la entrega de estas a YPFB.

La política “revolucionaria” siguió vigente, hasta que el Cnel. Hugo Banzer Suarez, dio un Golpe de Estado, en 1971. En este periodo se lanza una nueva ley de Hidrocarburos, mediante decreto Ley N° 10170, en la cual se reponen los privilegios de las compañías transnacionales en el sector de

hidrocarburos en Bolivia, aunque la YPFB sigue siendo la empresa estatal petrolera del Estado y como tal, sigue realizando labores en toda la cadena productiva de hidrocarburos.

2.2. CAPITALIZACIÓN (1996)

A partir de 1985, en Bolivia se inicia el periodo de implementación de las Medidas de Ajuste Estructural, impuestas por el Fondo Monetario Internacional, el Banco Mundial y otras instancias del Consenso de Washington. El objetivo inicial de estas medidas fue el de frenar la hiperinflación y reactivar la economía, problemas derivados de la “... impagable deuda externa, de más de 4.700 MMUSD” (Mariaca Bilbao, 2001), deuda contraída, en su mayor parte, en los gobiernos militares de la década de los setenta y ochenta.

Estas medidas se asumieron en el marco de un modelo económico basado en el mercado y que limitaba la participación del Estado, por lo cual se establece la necesidad de privatizar los sectores estratégicos del país, sobre todo de nuestros Recursos Naturales. Sin embargo, antes de ejecutar las privatizaciones, el gobierno de Sánchez de Lozada (MNR), aprovechó para cargar económicamente la implementación de la NPE sobre la estatal YPFB, a través de enormes transferencias al Tesoro General de la Nación (TGN) a las que obligó a esta estatal.

No es difícil concluir que, debido a las medidas impuestas a YPFB en esos años, se la llevó a lo que, en palabras de su presidente, Arturo Castaños, fue una situación insostenible: “... ya no puede prestarse un dólar más: las inversiones están en riesgo y hay probable parálisis de la producción” (YPFB, 2012). Habían llevado a YPFB a una situación insostenible; aun así, hasta el año 1997 ésta Estatal petrolera, efectuaba labores de exploración, explotación, refinación, distribución y comercialización, generando importantes rentabilidades (Morales Olivera, 2000).

Si bien la desaparición de YPFB se encontraba entre los planes privatizadores de esta Nueva Política Económica (NPE) desde su inicio en 1985, no fue hasta el año 1996 que se ejecutó, junto con las Medidas de Ajuste Estructural de Segunda Generación. Producto de la capitalización la estatal YPFB es partida en cuatro: dos de ellas encargadas de actividades de exploración, explotación, denominadas Andina y Chaco, una dedicada al transporte, Transredes y una llamada YPFB residual, encargada de la distribución y comercialización. Las empresas capitalizadas, firmaron Contratos de Suscripción de Acciones, con las empresas petroleras capitalizadoras².

Sin embargo, la capitalización no fue más que una privatización con otro nombre, de hecho, la “administración” de estas empresas estaba controlada por las transnacionales. De cuatro miembros

² La empresa Chaco fue capitalizada por la *Amoco Netherlands Petroleum Company*, empresa norteamericana, la empresa Andina fue capitalizada por Andina Corporation, un consorcio conformado por empresas argentinas, ambos contratos fueron firmados el 10 de abril de 1997. Y finalmente la empresa Transredes fue capitalizada por TR Holdings Ltda, otro consorcio norteamericano, 15 de mayo de 1997 (Morales Olivera, 2000).

en total, tres eran representantes de las empresas capitalizadoras y un representante de las AFPs³ (Morales Olivera, 2000); así las capitalizadoras, claramente tenían el poder de decisión sobre las empresas capitalizadas.

En 1996 se promulga la Ley de Hidrocarburos la Ley N° 1689, que sustituye a la Ley N° 1189, ésta nueva ley impide a la empresa estatal efectuar ningún tipo de operación petrolera por sí misma, sino solo a través de contratos de riesgo compartido con otra empresa⁴. A raíz de esta nueva disposición se ponen nuevos campos en licitación y se transfieren los contratos existentes a la modalidad de riesgo compartido, poniéndose en vigencia propiamente, el régimen de concesión.

Lo peor de esta privatización, fue sin duda, la entrega de nuestros recursos naturales a las transnacionales, en palabras de Enrique Mariaca: “Para acrecentar la enajenación, gratificaron a esos consorcios con la transferencia a valor CERO de las reservas «vivas» de 165 millones de barriles de petróleo y 6 trillones de pies cúbicos de gas. Además, se concedieron... valiosos informes geológico-geofísicos (Mariaca Bilbao, 2001).

El nuevo régimen de concesión se consuma, con la aprobación de los nuevos contratos secretos, de “Riesgo Compartido” en los que se cede la propiedad de los hidrocarburos en boca de pozo, a las empresas transnacionales privatizadoras, otorgando así la posibilidad de toma decisión sobre este sector, es decir, el gobierno del MNR había cedido el poder y la soberanía nacional de este sector (y de otros sectores estratégicos).

2.3. ÚLTIMA NACIONALIZACIÓN (2006)

Acabar con la capitalización, y recuperar lo que se les entregó a las transnacionales, llevó años de lucha. Desde 1997, con la conformación del Consejo Nacional de Defensa del Patrimonio Nacional (CODEPANAL), pasando por actores políticos perseguidos y encarcelados, se llegó al año 2000, cuando se realizaron cientos de talleres y repartieron millones de folletos con explicaciones didácticas, acerca de lo que era la riqueza hidrocarburífera enajenada, casi reglada, del país⁵. Así se logró que la población conociera la verdad sobre la capitalización y fuera asumiendo la necesidad (y posibilidad real) de revertir esta medida.

En 2002 el MAS trabajó un nuevo Anteproyecto de Ley de Hidrocarburos, llamado: “Recuperación de los Hidrocarburos y de las Empresas Petroleras Capitalizadas” (MAS, 2002), en el cual ya se definía la recuperación de la propiedad de los hidrocarburos. En enero de 2003 se lanzó un bloqueo nacional

3 Administradoras de Fondo de Pensiones (AFP), introducidas a Bolivia a partir de la nueva Ley de Pensiones, el año 1996 y a quienes se benefició con la titularidad de las acciones de todos los bolivianos y a quienes representaba en los directorios de las capitalizadas.

4 Esto está claramente establecido en la Ley No 1689, Título 1, Capítulo 1 Disposiciones Generales, Artículo 1

5 Esta explicación se encuentra en el texto titulado: “Al fin de cuentas ¿Qué es la capitalización?, (Morales Olivera, 2000).

de caminos por la recuperación de los Recursos Naturales que habían sido cedidos a las transnacionales, a través de los contratos de Riesgo Compartido⁶.

En septiembre de 2003 se lanza nuevamente el bloqueo de caminos, a través del recién organizado Estado Mayor del Pueblo, campesinos de Omasuyos cerraron carreteras (YPFB, 2012), las acciones siguen creciendo debido a la respuesta violenta del gobierno de turno, que sacó al ejército a enfrentarse con la población civil, en varias oportunidades. Miles de manifestantes, en todo el país, se lanzaron a las calles exigiendo: “Nacionalización de los hidrocarburos, Asamblea Constituyente y la renuncia de Sánchez de Lozada”, este eslogan se volvió el común denominador en todas las protestas y en los manifestantes.

Los conflictos continuaron, hasta que, el entonces presidente Gonzalo Sánchez de Lozada y sus colaboradores cercanos, como Carlos Sánchez Berzaín, se vieron obligados no solo a renunciar, sino a dejar el país. Cabe anotar que estos personajes se fueron rumbo a EE. UU., donde actualmente radican.

Los cientos de talleres, debates y discusiones, junto al compromiso de organizaciones sociales a la cabeza de las Federaciones del Trópico de Cochabamba, lideradas por Evo Morales, la lucha del valeroso pueblo alteño, quienes entregaron la vida de 80 compatriotas caídos en esta lucha, logró sacar al neoliberalismo de palacio. Pero, para recuperar nuestros hidrocarburos aun había que recorrer un largo camino.

En 2004, en el gobierno de Carlos Mesa, se lleva a cabo el referéndum sobre hidrocarburos, el cual constó de cinco preguntas, el resultado principal apoya contundentemente la recuperación de los hidrocarburos en boca de pozo. En 2005, producto de la lucha por la recuperación de nuestros hidrocarburos se logra promulgar (la promulga Hormando Vaca Díez, presidente del Senado en ese momento), la ley N°3058, que establece la recuperación de los Hidrocarburos, así como un nuevo impuesto, el IDH con una tasa del 32%.

La recuperación de los hidrocarburos se consumó, cuando Evo Morales llegó al poder, con el D.S. N° 28701 “Héroes del Chaco”, de 1ro de mayo de 2006. Este estableció: “En ejercicio de la soberanía nacional... El Estado recupera la propiedad, la posesión y el control total y absoluto de estos recursos”. (Estado Plurinacional, 2006). Decreto que también estableció que las petroleras transnacionales, debían entregar en propiedad a YPFB toda la producción de hidrocarburos (Art.2. I) y que, a nombre y representación del Estado, en ejercicio de la propiedad de los hidrocarburos, YPFB “...asume su comercialización” (Estado Plurinacional, 2006), dándoles a las petroleras, un plazo de 180 días para migrar de contratos (Art.2. II).

6 Hasta ese momento, los Contratos de Riesgo Compartido, estaban ocultos y se negaba que la propiedad había sido enajenada.

Este Decreto establecía claramente la ruta que había que tomar para llegar a la recuperación definitiva de los hidrocarburos, dando inicio al proceso de negociación de los llamados nuevos contratos petroleros, los cuales fueron firmados en octubre de 2006.

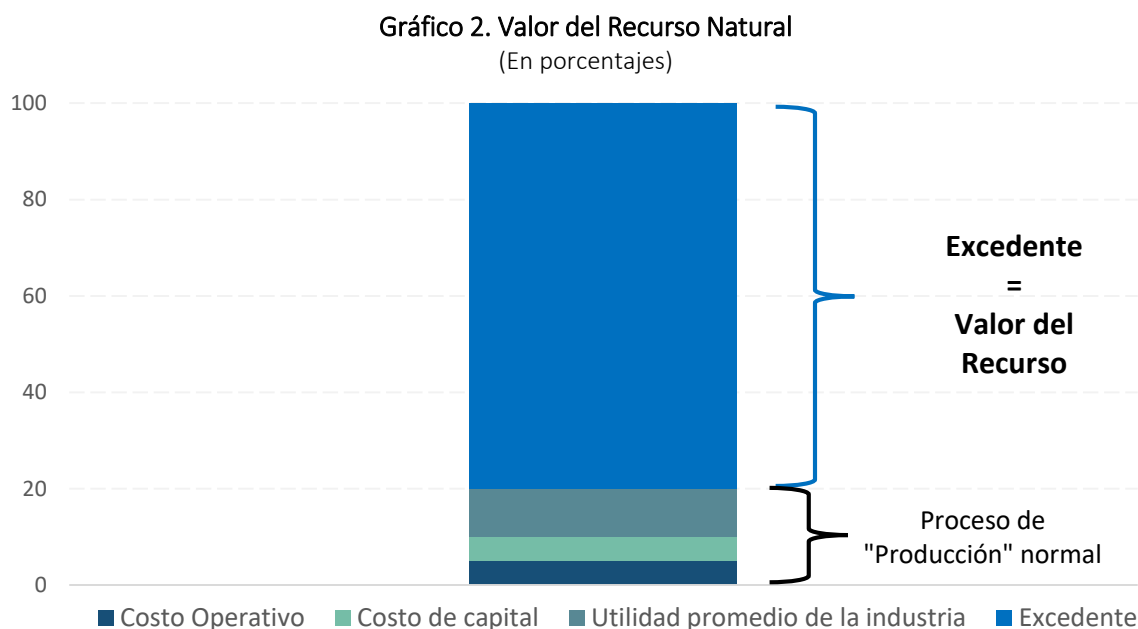
Los nuevos Contratos Petroleros, el Decreto de Nacionalización y posteriormente la redacción de la nueva Constitución Política del Estado, configuraron la recuperación definitiva de nuestros recursos hidrocarburíferos.

2.3.1. MARCO CONCEPTUAL

Para explicar el marco conceptual de la nacionalización, es importante primero recordar la capitalización: ésta se había llevado a cabo sobre una interpretación de la Constitución, para la cual “los hidrocarburos eran patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado”, pero, y aquí está la interpretación, eran del Estado solo cuando estaban bajo tierra; sin embargo, una vez “producidos” esta propiedad podrían pasar a manos de las empresas transnacionales.

Bajo esta forzada interpretación, los Contratos de Riesgo Compartido cedieron la propiedad de la producción de los hidrocarburos, mientras el Estado seguía siendo propietario de los recursos naturales antes de ser extraídos, debido a que, bajo su perspectiva, no tenían ningún valor.

Este es el punto de partida del concepto de la tercera nacionalización boliviana, justamente el valor intrínseco del recurso natural. Se recupera el valor que se hace visible cuando se monetiza, cuando los hidrocarburos llegan al mercado y se comercializan, a precios muy por encima de su costo de producción. Este concepto se lo presenta en el siguiente gráfico para una mejor comprensión:



Elaboración: Gerencia de Planificación Corporativa.

Como se puede ver en el anterior gráfico, después de descontar los costos operativos y de capital (inversiones) y el promedio de la utilidad de la empresa (cerca al pago del titular), de los ingresos totales, queda un excedente, una ganancia extraordinaria (que en el caso de Bolivia es igual a la renta petrolera). Este excedente resulta ser el valor del recurso natural. En otras palabras, desde el punto de vista de la nacionalización, el valor del recurso natural, su valor intrínseco, se expresa como la diferencia entre los costos de extracción, incluyendo el margen promedio de utilidad de las industrias, con el precio que tienen los hidrocarburos en el mercado.

Es así que, el concepto de la tercera nacionalización se centró en que los recursos naturales tienen un valor económico determinado para la sociedad humana, el cual había que recuperar. Con ello, también se recupera la comercialización, es decir como Estado se apropia de la definición de precio y volumen para el mercado interno y externo, recuperando así lo estratégico la monetización de los recursos naturales, ambos aspectos son definidos en el Decreto de Nacionalización N° 28701, a partir del cual se logra establecer este nuevo régimen o gestión de nuestros recursos.

Capítulo 3. MARCO ECONÓMICO SOCIAL

PRODUCTIVO Y NORMATIVO DE

HIDROCARBUROS

En este apartado, es necesario hablar del denominado régimen de hidrocarburos, con esto nos referimos a la forma en la que se gestionan estos recursos, esto es básicamente, a la posibilidad y el tipo de decisiones asumidas en relación a ellos.

Según Daniel Johnston⁷, en el sector de hidrocarburos, se pueden desplegar dos grandes tipos de regímenes: el de concesiones y el de servicios contractuales, de los primeros se desprenden, entre otros, los contratos de Riesgo Compartido. De los segundos, los contratos de Servicios o los de Producción compartida (Johnston, 1994). La diferencia principal, entre ambos regímenes, se encuentra en la propiedad del recurso natural⁸ (Johnston, 1994), pues quien la tenga, tendrá también la posibilidad de decidir sobre el desarrollo de su sociedad. Por esta razón, se debe entender que los hidrocarburos son mucho más que el valor monetario que adquieren cuando salen al mercado.

En el caso del régimen de Concesión, la propiedad del recurso le pertenece a la empresa privada que adquiere la concesión, en el caso de los Sistemas Contractuales, la propiedad puede ser del Estado o de la empresa privada, o una mezcla de ambos; sin embargo, en el caso de los contratos de servicios – parte de los Sistemas Contractuales – la propiedad es inequívocamente del Estado, esta no se les transfiere a las empresas en ningún momento.

Por otra parte, el sistema fiscal correspondiente a cada régimen, se basa también el ejercicio del derecho propietario, en el régimen de concesión, son las empresas privadas quienes, se apoderan de todo el excedente⁹, por lo que el Estado que cedió la concesión, debe intentar apoderarse de una parte, lo más grande que se lo permita quien detenta la propiedad, a través de impuestos o regalías. Mientras que, en el régimen de sistemas contractuales, específicamente en el de servicios, el excedente, al igual que la propiedad, es 100% del Estado, en este régimen, quien se ve obligado a “negociar” su participación para acceder a una parte de estos excedentes, son las empresas privadas.

7 Daniel Johnston es un consultor independiente quien se ha convertido en un referente en la industria extractiva, debido a los datos con los que cuenta, el análisis que realiza y a las instancias que asesora.

8 “The fundamental difference between them stems from different attitude towards the ownership of... resources” (Johnston, 1994)

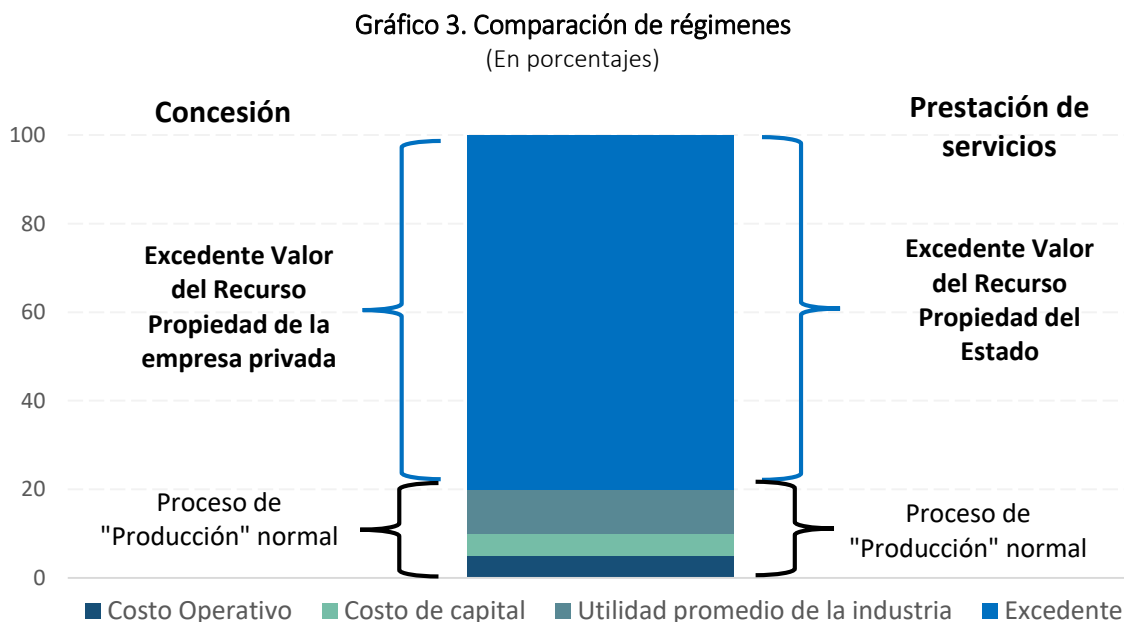
9 Se toma como definición de excedente al total de ganancia percibida, es decir los ingresos brutos menos los costos de producción y depreciación (Capex y Opex, según la jerga de la industria).

En Bolivia, pasamos de un régimen de concesión a uno de prestación de servicios; es decir, de un extremo a otro, dentro de la clasificación conceptual, según Johnston. En la época que estuvo vigente el régimen de concesión, las transnacionales tenían la propiedad del producto, la cual les fue otorgada a través de los contratos de Riesgo Compartido; por lo que, el sistema fiscal implícito en este régimen fue muy conservador, por decir lo menos y consistió en una regalía del 18% para los campos nuevos¹⁰ y del 32% para los campos ya existentes, pero que con el tiempo y en la práctica tendió a volverse una tasa única del 18%.

Este nuevo régimen vigente en Bolivia (Prestación de Servicios), tiene directa relación con el marco conceptual de la nacionalización ya expuesto, mismo en el cual la propiedad de los recursos es el hecho fundamental y éste se encuentra en manos de los y las bolivianas (aun cuando ya se han extraído), por lo que corresponde que nosotros paguemos a las empresas operadoras por el trabajo que han realizado; esto es por el trabajo de buscar y extraer el gas y el petróleo.

Valga aclarar que, la única forma en que una empresa que extrae nuestros hidrocarburos se convierta en propietaria de éstos, es cuando el Estado decide vendérselos. Y como propietarios de los hidrocarburos “producidos”, somos los bolivianos los que los comercializamos, decidimos a quién, a qué precio y cómo vender. Tenemos en nuestras manos todas las decisiones respecto de ellos.

Para comprender mejor el régimen y su funcionamiento, presentamos a continuación un gráfico, que refleja el régimen de concesión y el régimen de prestación de servicios:



10 Recordemos que hubo una importante discusión en torno a cómo se habían clasificado los campos, ex autoridades de YPFB, declararon que los campos mayores como Sábalo, San Alberto o Margarita ya habían sido descubiertos por YPFB hace años atrás y por tanto no eran “nuevos”, esta discusión no era vana, pues alrededor del 70% del total de regalías provenía de estos campos.

Elaboración: Gerencia de Planificación Corporativa.

Ambos lados del gráfico muestran desde la perspectiva del Estado, la distribución de los ingresos totales. La diferencia más importante entre ambos lados (a la derecha está el nuevo régimen y a la izquierda el, ya superado, régimen de concesión) radica en quien se apropia del excedente o valor del recurso. En el lado izquierdo, se muestra que quien se apropia del excedente es la empresa petrolera privada, en el lado derecho se muestra que éste es propiedad del Estado (o del pueblo de Bolivia, para ser más precisos). Con la propiedad del 100% del excedente, a través de la recuperación de la propiedad de la “producción” de hidrocarburos, se logró que el valor del recurso natural se quede en manos del Estado boliviano y de la sociedad boliviana y ya no sea una “ganancia extraordinaria” de las empresas operadoras. Este es un hecho real, que ha permitido “retener la renta en origen” (CELAG, 2019), a través de lo cual se ha podido también generar cambios estructurales en nuestro país. Por tanto, no solo se ha efectuado un importante cambio conceptual, sino que tiene resultados en los hechos, que repercute en las vidas de cada habitante de nuestro país.

3.1. RÉGIMEN LEGAL Y CONSTITUCIONAL

Según los conceptos señalados anteriormente, se trabajaron los instrumentos que efectivizarían la recuperación de los hidrocarburos y que servirían para el establecimiento de un nuevo régimen, estos instrumentos fueron (en orden cronológico):

3.1.1. DECRETO DE NACIONALIZACIÓN 28701, DE PRIMERO DE MAYO DE 2006:

Este decreto, para recuperar la propiedad de los recursos naturales, establece:

“Artículo 1.- En ejercicio de la soberanía nacional, obedeciendo el mandato del pueblo boliviano expresado en el Referéndum vinculante del 18 de julio del 2004 y en aplicación estricta de los preceptos constitucionales, se nacionalizan los recursos hidrocarburíferos del país.

El Estado recupera la propiedad, la posesión y el control total y absoluto de estos recursos.

Para recuperar la propiedad, de la “producción” de hidrocarburos, establece:

“Artículo 2.- I. A partir del 1 de mayo del 2006, las empresas petroleras que actualmente realizan actividades de producción de gas y petróleo en el territorio nacional están obligadas a entregar en propiedad a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), toda la producción de hidrocarburos. ...”

Para ejercer el derecho de comercialización:

“Artículo 2.- ... II. YPFB, a nombre y representación del Estado, en ejercicio pleno de la propiedad de todos los hidrocarburos producidos en el país, asume su comercialización, definiendo las condiciones, volúmenes y precios tanto para el mercado interno, como para la exportación y la industrialización.”

Para obligar a las empresas operadoras a acatar inmediatamente el Decreto:

“Artículo 3.- I. Sólo podrán seguir operando en el país las compañías que acaten inmediatamente las disposiciones del presente Decreto Supremo ...

II. ... YPFB tomará a su cargo la operación de los campos de las compañías que se nieguen a acatar o impidan el cumplimiento de lo dispuesto en el presente Decreto.”

3.1.2. RÉGIMEN CONSTITUCIONAL VIGENTE EN HIDROCARBUROS

Posteriormente, con la Nueva Constitución Política del Estado (CPE), se fortaleció el mencionado régimen.

Como ya lo hemos repetido en otras oportunidades, el elemento central del régimen de prestación de servicios, que rige el sector de hidrocarburos en Bolivia, es la propiedad de los hidrocarburos, para establecer esto de manera inequívoca, se estableció:

Art. 359 I “Los hidrocarburos, cualquiera sea el estado en que se encuentren... son de propiedad inalienable e imprescriptible de pueblo boliviano.

Este mismo artículo define que la comercialización y los ingresos producto de esta actividad también son del Estado:

“El Estado, ... ejerce la propiedad de toda la producción de los hidrocarburos del país y es el único facultado para su comercialización. La totalidad de los ingresos percibidos por la comercialización de los hidrocarburos, será propiedad del Estado” (Plurinacional de Bolivia, 2009)

En este mismo artículo, se define que:

“Ningún contrato, acuerdo o convenio de forma directa o indirecta, tácita o expresa, podrá vulnerar total o parcialmente lo establecido en el presente artículo. En caso de vulneración, los contratos serán nulos de pleno derecho y quienes los hayan acordado, firmado, aprobado o ejecutado, cometerán delito de traición a la patria” (Estado Plurinacional, 2006).

Por su parte, la empresa YPFB:

Art. 361 I “YPFB... es la única facultada para realizar las actividades de la cadena productiva de hidrocarburos y su comercialización.”

Y está autorizada para:

Art 362 I “...suscribir contratos, bajo el régimen de prestación de servicios... a cambio de una retribución o pago por sus servicios.”

Así queda cerrado el régimen de prestación de servicios, en el sector de hidrocarburos, mismo que precautela la propiedad de estos y con ella la posibilidad de que estos recursos sigan sirviendo al desarrollo más equitativo de nuestro país.

3.2. MODELO ECONÓMICO (EXCEDENTES, DISTRIBUCIÓN DE EXCEDENTES)

Recordemos que las regalías eran un pago, de las empresas operadoras al Estado (quien les cedía la propiedad de sus recursos), a cambio de apropiarse de los excedentes generados por los recursos explotados, lo cual implicaba que ellas eran las dueñas de los recursos y las encargadas de su comercialización. Esta entonces, era una manera indirecta que asumía el Estado de captar algo del excedente, propiedad de las empresas operadoras.

Con la nacionalización, se recupera el 100% de los excedentes; por tanto, conceptualmente, las regalías se volvieron solo una forma de distribución de éste, debido a que el Estado ya no necesita intentar captar una parte de la ganancia extraordinaria sino le toca a éste redistribuirlo. Esa misma figura se aplica al IDH.

Entonces, a partir de la nacionalización, las regalías y el IDH dejaron de ser mecanismos del Estado para captar parte de las “ganancias extraordinarias”, sino que éstas se convirtieron simplemente en un mecanismo interno de distribución de los excedentes entre, quienes por ley tienen participación, en este caso la Ley N°3058, misma que establece:

- Regalía Departamental equivalente al 11% de la Producción Departamental Fiscalizada de Hidrocarburos.
- Regalía Nacional Compensatoria del 1% de la Producción Departamental Fiscalizada de Hidrocarburos, pagadera a los Departamentos de Beni (2/3) y Pando (1/3).
- Participación del 6% de la Producción Nacional Fiscalizada de Hidrocarburos, en favor del Tesoro General de la Nación.

Sobre la distribución del IDH:

- Para los departamentos productores de hidrocarburos, el 4% de su correspondiente producción departamental fiscalizada.
- Para los departamentos no productores de hidrocarburos, el 2%.
- En caso de existir un departamento productos de hidrocarburos con ingreso menor al de algún departamento no producto, el TGN nivelará su ingreso hasta el monto percibido por el Departamento no productor.
- El poder ejecutivo asignará el saldo del IDH a favor del TGN, Pueblos Indígenas y Originarios, Comunidades Campesinas, de los Municipios, Universidades, Fuerzas Armadas, Policía Nacional y otros.

3.3. EL EXCEDENTE COMO ENERGÍA Y COMO DESARROLLO

Como ya se ha dicho, los hidrocarburos, son recursos naturales, que le sirven a la sociedad humana, ésta les ha otorgado un enorme valor debido a sus múltiples funciones, por lo mismo, son mucho más que simplemente una inmensa fortuna para nuestra economía. Los hidrocarburos se convierten en energía, misma que se la puede utilizar de diferentes maneras, puede ser energía que impulsa a la industria, o se la utiliza para contar con transporte más rápido y eficiente. Los hidrocarburos pueden convertirse en trabajo y producción, multiplicando la capacidad de trabajo y producción de una persona o una sociedad.

Entonces, con los hidrocarburos no sólo dispondremos de riqueza, de dinero que podremos utilizar en invertir o comprar bienes y servicios, en mejorar nuestra salud y educación, con los hidrocarburos podremos multiplicar la propia capacidad de trabajo y producción, podremos utilizar su energía para aumentar nuestra productividad.

La nacionalización ha permitido que esta inmensa riqueza hidrocarburífera esté en nuestras manos y con ello se ha logrado que nuestro país tenga los recursos, el dinero que necesita para desarrollarse y también, que tenga y pueda disponer libremente de la energía que necesita para desarrollarse.

El excedente como desarrollo

Para que el excedente pueda volverse desarrollo, es necesario entender las diferentes dimensiones de los hidrocarburos, ellos son riqueza, patrimonio y energía, todas ellas podrán potenciar e impulsar nuestro desarrollo.

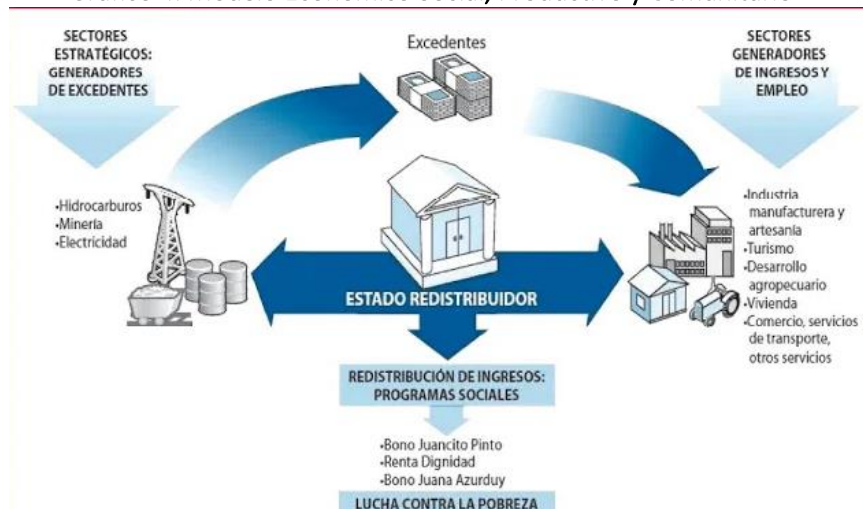
Con la nacionalización, se recuperó la riqueza, el patrimonio y la energía; sin embargo, para que pueda volverse desarrollo (y más si es un desarrollo equitativo, no desigual, como se lo ha planteado) había aun un camino por recorrer, no es suficiente con haber “retenido la renta en origen”, no es suficiente con que parte del excedente se redistribuya a los departamentos y municipios productores (sobre todo), como ya vimos en el inicio de este capítulo; es necesario, plantear un modelo de desarrollo que pueda cambiar las relaciones sociales de producción, o al menos uno que pueda tender a ello, para que el sistema funcione, porque, de otro modo, como un conocido premio nobel de economía dijo: “... un sistema económico que no proporciona bienestar a una parte muy importante en la sociedad es un sistema económico que fracasa” (Stiglitz, 2015).

En Bolivia, para no seguir con los problemas en los que nos ha sumergido la NPE de los años 90¹¹, se asume la decisión de cambiar de modelo de desarrollo ...“un modelo económico implica una forma de organizar la producción y la distribución, por lo tanto, una forma de organizar las relaciones sociales de producción” (Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, 2011).

11 Existen diversos y extensos estudios realizados, respecto de las consecuencias de la implementación de modelos ortodoxos como el monetarista. Revisar las publicaciones de Piketty, Stiglitz y otros.

En este sentido, se plantea de la mano del Actual Presidente Constitucional del Estado, Luis Arce Catacora (antes Ministro de Economía en el Gobierno de Evo Morales), implementar el Modelo Económico Social, Productivo y Comunitario (Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, 2011), contrario al modelo neoliberal. En este modelo existen dos sectores importantes: el estratégico, en el que se encuentra hidrocarburos, junto con otras industrias extractivas, que son los encargados de generar excedentes y el sector generador de ingresos y empleo, compuesto por la manufactura, industria, turismo, vivienda, etc. como vemos en el grafico siguiente:

Gráfico 4. Modelo Económico Social, Productivo y Comunitario



Fuente: Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, 2011.

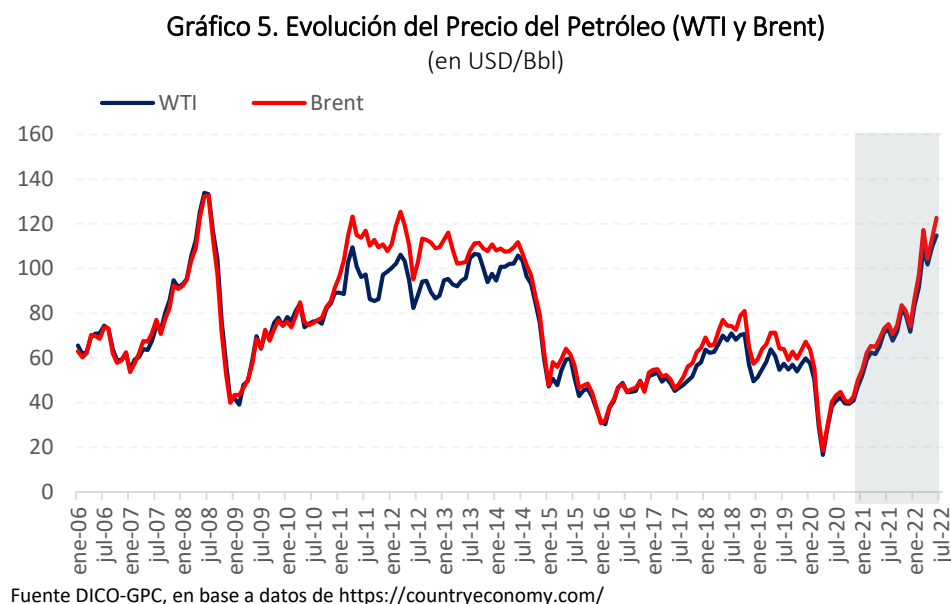
La función de los sectores estratégicos como hidrocarburos, es la de transferir recursos hacia los sectores generadores de ingresos y de empleo, a partir de los excedentes generados, por lo que si no se hubiera recuperado la propiedad y los excedentes, que "...retuvo la renta extractiva en origen" (CELAG, 2019), no se habrían logrado los resultados obtenidos.

Cabe resaltar que con la recuperación de los hidrocarburos, de sus excedentes y con la implementación del este modelo económico, se ha logrado: estabilidad y crecimiento económico, una de las tasas más baja de desempleo del subcontinente tras el 2020 (3,81%), un incremento del salario mínimo por 6 veces, desde 2005, una importante reducción en el nivel de pobreza extrema y pobreza, que se redujo en más de la mitad, de 38,2% en 2005 a 11,1% en 2021; mientras que la pobreza moderada igualmente disminuyó de 60,6% en 2005 a 36,3% en 2021, entre algunos de los resultados más importantes que se ya lograron, incluso con el retroceso generado en 2020.

Capítulo 4. CONTEXTO INTERNACIONAL

4.1. CONTEXTO MUNDIAL

El mercado de la industria del petróleo y de los hidrocarburos, es altamente sensible a las variaciones de sus precios, los cuales dependen de diferentes variables que afectan su demanda y oferta. El parámetro que se suele tomar para hacer análisis son los precios internacionales del petróleo, siendo los más importantes: el *West Texas Intermediate* (WTI) y el Brent; el WTI es la referencia para los EEUU y el Brent es el petróleo de referencia para Europa. A continuación, mostramos los datos para el precio de barril de petróleo:



El contexto internacional en el que se desenvuelve la industria del petróleo tiene que ver con diferentes variables, algunas que pueden ser más o menos previsibles, mismas que van a afectar el comportamiento de la demanda y oferta, y por tanto se verán reflejadas en los precios.

En cuanto a la oferta, existe una instancia intergubernamental que regula la oferta de petróleo en el mundo: la OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo), misma que está compuesta desde sus inicios por: Irán, Irak, Kuwait, Arabia Saudita y Venezuela, países decidieron hacer un frente común a las 7 empresas que dominaban el sector del petróleo en el mundo; nace en septiembre de 1960, en una Conferencia en Bagdad. En la actualidad cuenta con 13 países integrantes. Es una instancia donde los países miembros “...establecen medidas para coordinar y unificar las políticas petroleras ... con el fin de garantizar unos precios justos y estables para los productores de petróleo, el abastecimiento eficiente, económico y regular de petróleo a los países consumidores y un rendimiento justo del capital de los inversores”.

Rusia es el tercer país productor de petróleo crudo en el mundo, después de Estados Unidos y Arabia Saudita; sin embargo, el país que tiene más reservas de petróleo en el mundo es Venezuela, en segundo lugar, se encuentra Arabia Saudita y después está Canadá. En cuanto al gas, el país que más lo produce es Estados Unidos, y en segundo lugar se encuentra Rusia, quien además es el país con mayores reservas de gas en el mundo.

En cuanto a la demanda, las principales tres fuentes de consumo energético mundial aún siguen siendo el petróleo, el gas natural y el carbón, pese a que las energías alternativas van tomando importancia, sobre todo después de la cumbre del cambio climático en Glasgow - Reino Unido (COP-26), en el que se instó a los países a reducir gradualmente "el uso del carbón como fuente de energía y los subsidios a los combustibles fósiles ineficientes". Los países que más consumen combustibles fósiles son Estados Unidos, China y la India.

Conflicto entre Ucrania y Rusia

Por otra parte, es importante, dentro del contexto internacional, reflejar un hecho geopolítico que esta, por diversas causas, generando importantes impactos en los mercados internacionales del petróleo: el estallido del conflicto entre Ucrania y Rusia.

Rusia, como se ha anotado más arriba tiene un peso importante en la oferta mundial tanto de gas, como de petróleo; por otro lado, debido a decisiones políticas internacionales, se les ha impuesto una serie de sanciones cuyo objetivo es restringir el comercio internacional con este país y entre los productos afectados se encuentran el gas y el petróleo rusos. Europa, en este momento tiene una importante dependencia de ambos, Rusia provee gas natural a Alemania, Italia, Francia y Reino Unido. El 27% del petróleo crudo y el 40% del gas natural que consume Europa, provienen de Rusia (Carrillo & Políticas Públicas, 2022), lo cual denota una muy importante dependencia de estos países del petróleo y gas rusos.

El conflicto, y sobre todo las sanciones impuestas a Rusia, están desmejorando las proyecciones de crecimiento internacional, según las nuevas proyecciones de crecimiento del Banco Mundial y del Fondo Monetario Internacional, el crecimiento mundial sufrirá una desaceleración del 6,1% estimado para 2021 a 3,6% en 2022 y 2023 y la economía China estaría sufriendo una reducción en su crecimiento de 8,4% en 2021 a 4,4% para 2022. En general las economías emergentes y en desarrollo, estarían bajando de una proyección de 6,8 % para 2021, a 2,5% para el 2022, según el FMI; excepto, aquellos países exportadores de materias primas, los cuales se beneficiarán de la escalada de precios de la energía y los alimentos.

Según esta misma instancia, las proyecciones sobre el incremento de los precios, que por efecto de la pandemia y de la post pandemia, estaban altos, se mantendrán así, se prevé que la inflación, en las economías avanzadas, alcanzarían un ritmo del 5,7% y del 8,7% en las economías de mercados emergentes. Estas tasas de inflación se deben al incremento de los precios de las materias primas y de los otros bienes, producto de la pandemia y fortalecidos por el conflicto entre Ucrania y Rusia y por efecto de las sanciones impuestas.

4.2. CONTEXTO REGIONAL

La región de Latinoamérica y el Caribe presentará una desaceleración del crecimiento en 2022 a 2,1% luego de alcanzar un promedio de 6,2% el año pasado, según proyecciones publicadas en enero por la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).

Fitch Ratings predice que las condiciones para las compañías de petróleo y gas de América Latina se estabilizarán en 2022, luego de la mejora sustancial del año pasado, dichas compañías ayudarán a mantener a flote las economías regionales. Una fuente de dinamismo para las economías de la región es el sector del petróleo y el gas.

El aumento de los precios de la energía producto del conflicto ruso-ucraniano, crea una situación compleja en muchos países de América Latina, considerando que aún se lucha por recuperarse de la devastación económica provocada por la pandemia, el aumento de la producción ayudará a las empresas de energía de América Latina, y a sus propietarios, públicos o privados, a beneficiarse de precios más altos para las exportaciones. Precios más altos significan más regalías e ingresos. Pero cuando se trata del suministro interno, los precios más altos también pueden desencadenar inflación, mayor subvención, restringir la producción en otros sectores y un descontento de los ciudadanos, dando al gobierno un incentivo para sacrificar algunas ganancias por la paz interna. Los gobiernos se enfrentarán a decisiones fiscales difíciles, mientras que los inversores, operadores y proveedores de servicios de energía se enfrentan a un clima de inversión cada vez más espinoso que está ligado a riesgos políticos y marcos regulatorios cambiantes.

Petrobras, empresa brasilera, está comprometida en una semiprivatización a largo plazo, enfocado en su política de desinversión como medida para aumentar su rentabilidad.

Pemex, como muchos productores de energía en esta región, tiene propietarios gubernamentales mexicanos; por lo tanto, las condiciones internas, y también la política, afectan la forma en que se paga la deuda y se fijan los precios.

Ecopetrol se expande y se actualiza, ya que ha destinado importantes capitales para proyectos de mejora de combustibles y para desarrollo y proyectos piloto en hidrógeno verde y azul y otras tecnologías para su aplicación en refinerías. Asimismo, Ecopetrol invertirá en proyectos de gestión de agua y proyectos de descarbonización, junto con inversiones adicionales en transmisión de energía, telecomunicaciones y tránsito vial en Brasil, Perú y Chile. La región del Caribe será el principal receptor de inversión en exploración, enfocada a la búsqueda de gas natural que ejecutará Ecopetrol.

El sector de la energía normalmente requiere inversiones a largo plazo, con amortización en cuatro o cinco años, la inversión en exploración y extracción se hace insuficiente a largo plazo, lo cual es un problema mayor que la política, uno que requerirá un gasto de capital significativo (CAPEX) para abordarlo. Al mismo tiempo, muchas de estas empresas buscan diversificarse en nuevas líneas de negocio y nuevas geografías para reforzar la sostenibilidad a largo plazo de sus negocios; y esas expansiones también requieren gastos de capital. Aun así, los problemas energéticos de América

Latina y el mundo continuaran más allá del mediano plazo, según comenta Rodrigo Nishida, economista de la consultora LCA, con sede en São Paulo.

La enorme deuda de los productores de energía de América Latina es otro impedimento para su salud fiscal. Algunas de las principales empresas de petróleo y gas de la región —Ecopetrol, Petroperú, Pemex y Petrobras— necesitan restaurar sus balances.

Pemex de México, en particular, es la compañía petrolera más endeudada del mundo. La producción del año pasado aumentó solo un 3 %, por debajo de las proyecciones del gobierno y luego de muchos años de declive, en gran parte debido al envejecimiento de los campos y la falta de exploración y desarrollo en nuevas fuentes. El gobierno del presidente Andrés Manuel López Obrador ha otorgado apoyo en un plan tripartito para reducir las cargas fiscales, de deuda y de riesgo de la empresa.

Petroperú obtiene un respaldo similar y debe su calificación BBB+ de Fitch en parte a los "fuertes incentivos para apoyar a la empresa" del gobierno peruano, ya que es uno de los mayores proveedores de combustibles líquidos de Perú. Fitch también estima que "Petroperú mantendrá una deuda estructural durante el horizonte de calificación.

Petrobras, está encaminada en una privatización gradual a largo plazo, con la esperanza de recaudar disponibilidades vendiendo algunos activos, e invertir en proyectos con mayores retornos de activos para 2026. La compañía está enfocada en las ricas reservas de petróleo "presal" (enterrado bajo capas de roca, arena y sal debajo del fondo del océano) que la compañía exploró por primera vez en 2006. Todo ello según *Global Finance Magazine*.

Las exportaciones de gas natural de YPFB en la gestión 2021 los volúmenes exportados ascendieron a 32,9 MMmcd, YPFB actualmente exporta gas natural a Brasil y Argentina, una de las actividades importantes para lograr incrementar estos volúmenes e ingresos fueron los contratos interrumpibles que se gestionaron durante la gestión, contratos de exportación como AMBAR y MTGAS, que dentro de sus características se encuentra establecido un precio mayor al de los contratos en firme vigentes.

Es importante observar la recuperación de la comercialización de gas natural, los dos factores que permitieron este crecimiento son una mayor producción que permitió cubrir la demanda interna creciente de la gestión 2021 y el otro factor es la mejoría en los precios internacionales, adicionalmente a la gestión de mejores precios en contratos interrumpibles.

Por su parte, las exportaciones de GLP tienen como principales mercados Paraguay, Brasil y Perú, se puede desatacar que Brasil y Paraguay, el que presentan en 2021 una recuperación considerable de su demanda, superando el 200% de crecimiento interanual de los ingresos en cada caso, y un 32,5% en el volumen total.

Capítulo 5. CADENA PRODUCTIVA DE HIDROCARBUROS

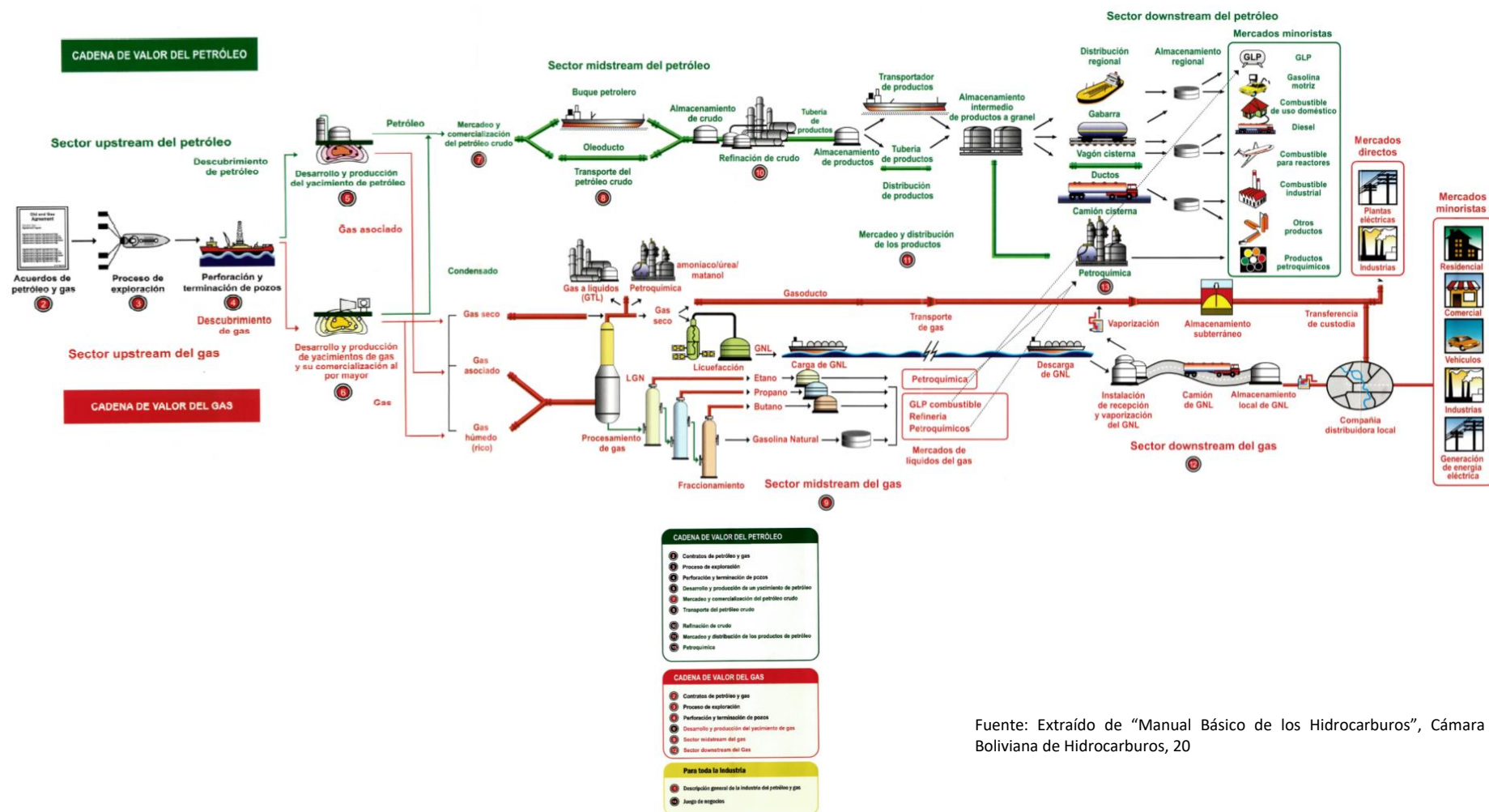
Según información del Instituto Nacional de Estadística, desde 2006 hasta 2021 la actividad de hidrocarburos (incluyendo refinación de petróleo) aportó en promedio con el 8,7% al PIB. El sector de hidrocarburos es uno de los sectores que más contribuyen en la economía, en cuanto a las exportaciones, inversiones y sobre todo en las recaudaciones fiscales. Además, es declarado en la Constitución Política del Estado como recurso natural estratégico y de interés público para el desarrollo del país; en este sentido, los recursos que ésta actividad genera tienen que ser enfocados a lograr el desarrollo de una economía diversificada, productiva y sostenible, todo esto con el objetivo de generar riqueza, reducir la pobreza, mejorar la calidad de vida y consolidar una integración nacional. A partir del año 2005, con la promulgación de la Ley de Hidrocarburos N° 3058, el sector ha atravesado una serie de reformas. El 1 de mayo de 2006, el Gobierno Nacional promulgó el Decreto Supremo N° 28701, en el que el Estado recupera la propiedad de los hidrocarburos, iniciándose en el país el proceso de nacionalización de los hidrocarburos, con lo cual el Estado recupera el control de toda la cadena de producción de hidrocarburos y se empiezan a generar más recursos para este por concepto de regalías, impuestos y participaciones. La Constitución Política del Estado promulgada el 7 de febrero de 2009, determina que los hidrocarburos, cualquiera sea el estado en que se encuentren o la forma en la que se presenten, son de propiedad inalienable e imprescriptible del pueblo boliviano. El Estado, en nombre y representación del pueblo boliviano, ejerce la propiedad de toda la producción de hidrocarburos del país y es el único facultado para su comercialización (artículo 359, CPE, 2009).

Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), es ahora la única empresa facultada para realizar las actividades de la cadena productiva de hidrocarburos y su comercialización. YPFB se constituye en el brazo operativo del Estado, en el marco de la política estatal de hidrocarburos.

5.1. ESTRUCTURA DEL SECTOR

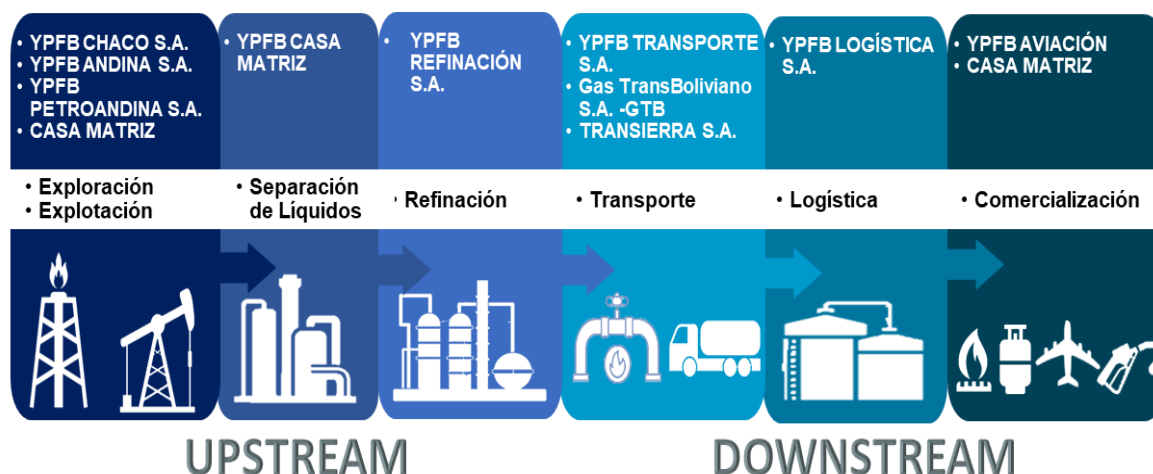
Para tener una mejor comprensión del funcionamiento del sector es importante conocer su estructura. La industria petrolera se encuentra dividida en dos grandes sectores: *Upstream* y *Downstream*.

CADENA PRODUCTIVA DE HIDROCARBUROS



Fuente: Extraído de “Manual Básico de los Hidrocarburos”, Cámara Boliviana de Hidrocarburos, 20

YPFB CORPORACION TIENE LA SIGUIENTE ESTRUCTURA:



Nota: Información a julio 2022.

5.1.1. EL UPSTREAM

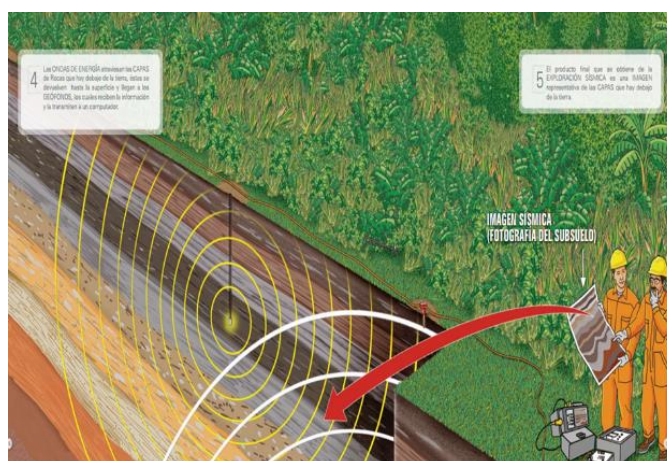
Las actividades del *Upstream* comprenden la Exploración y Explotación (E&E) de yacimientos hidrocarburíferos, esto incluye las tareas de búsqueda de potenciales yacimientos de petróleo crudo y gas natural, la perforación de pozos exploratorios, y posteriormente la perforación y explotación de los pozos que llevan el petróleo crudo o el gas natural hasta la superficie.

EXPLORACIÓN

¿EN QUÉ CONSISTE EL PROCESO DE EXPLORACION SÍSMICA?

Se abren caminos angostos en el terreno y con la ayuda de instrumentos topográficos se trazan líneas de varios kilómetros para obtener la orientación del curso de la línea Sísmica.

Se abren huecos pequeños sobre la Línea, en los cuales se introduce los generadores de energía para producir ondas.



Las ondas de energía atraviesan las Capas de Rocas que hay debajo de la tierra, estas se devuelven hasta la superficie y llegan a los Geófonos, los cuales reciben la información y la transmiten a un computador

El producto final que se obtiene de la Exploración Sísmica es una Imagen representativa de las Capas que hay debajo de la tierra.

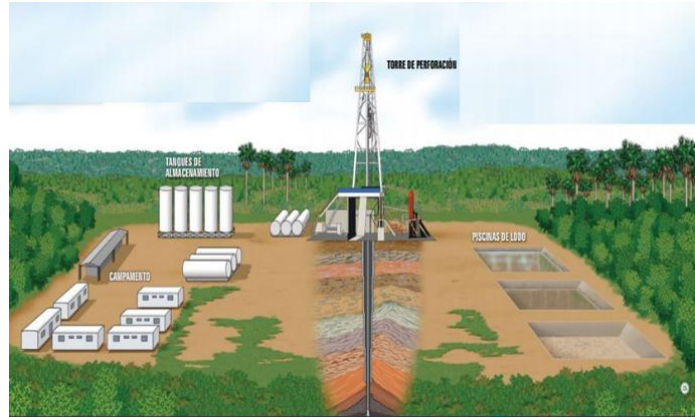
Bolivia cuenta con un total de 26,41 millones de hectáreas de interés petrolero, lo que representan el 24,2% del territorio nacional.

Este potencial se encuentra ubicado en las provincias geológicas de Madre de Dios, Subandino Norte, Llanura Beniana, Subandino Sur, Pie de Monte, Llanura del Chaco, Altiplano y Pantanal.

¿CUÁL ES EL PROCESO DE LA PERFORACION EXPLORATORIA?

1. Se adecua el terreno para la construcción de piscinas (para el tratamiento de lodos), campamentos e instalaciones del taladro.

2. Se procede a la perforación del pozo a través del taladro, el cual atraviesa las diferentes Capas de Rocas que se encuentran debajo de la tierra.



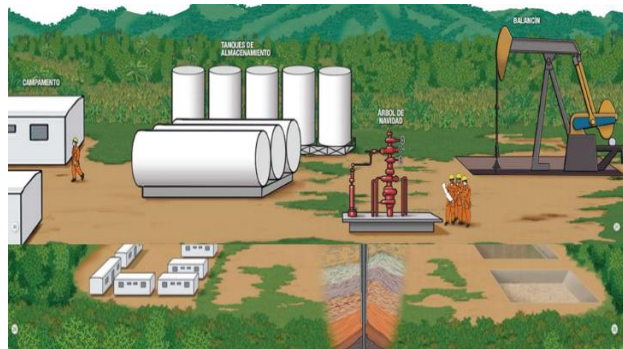
3. El proceso de perforación produce recortes de rocas que son llevados a la superficie mediante un sistema de circulación (lodo de perforación) y son depositados en las piscinas de lodos para su tratamiento.

4. El agua (doméstica e industrial) utilizada en esta actividad es sometida a un tratamiento de limpieza, antes de ser dispuesta nuevamente en el terreno.

EXPLOTACIÓN

Es el proceso por el cual se extraen los hidrocarburos (petróleo y gas) desde la capa de roca hasta la superficie.

En esta etapa se pueden perforar varios pozos de acuerdo al tamaño del yacimiento encontrado.



MECANISMOS

Para extraer el Hidrocarburo se utilizan dos mecanismos: A través de válvulas llamadas Árbol de Navidad, cuando los hidrocarburos fluyen a la superficie por si solos, y mediante una maquina llamada Balancín, cuando estos necesitan ayuda para subir a la superficie.

Tres mecanismos:

- Recobro primario, en el que la producción se basa en la energía natural del reservorio. Dentro del recobro primario, dependiendo de las características del reservorio, se tiene mecanismo de gas en solución, casquete de gas, empuje de agua, drenaje por gravedad.

- Recobro secundario, en el que se inyectan fluidos como agua y gas al subsuelo para mantener la presión o para desplazar el hidrocarburo hacia pozos productores dentro del reservorio.

Recobro terciario (EOR/IOR – Enhanced/Improved Oil Recovery), en el que se inyectan fluidos con características distintas a los que se tiene en el subsuelo. Este recobro se subdivide en 3 categorías: termal, químico y gas miscible.

PRINCIPALES CAMPOS PRODUCTORES

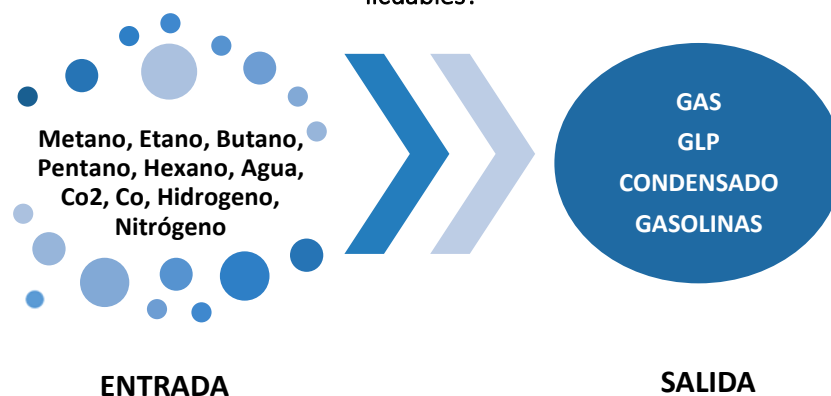
En Bolivia los principales campos productores son:

- MARGARITA - HUACAYA
- INCAHUASI
- SÁBALO
- SAN ALBERTO
- YAPACANÍ

EXTRACCIÓN DE LICUABLES EN CAMPO¹²

Una planta de extracción de licuables es un complejo de procesamiento que tiene como objetivo separar el gas rico y extraer Gas Licuado de Petróleo (GLP), gasolina natural y otros insumos comercializables aptos para la industrialización petroquímica.

¿Qué es lo que ingresa y que es lo que se obtiene en una planta de extracción de licuables?



Las primeras plantas de extracción de GLP que se instalaron en Bolivia fueron las plantas de Río Grande y Colpa, posteriormente YPFB instaló las plantas Vuelta Grande y Carrasco y las últimas instaladas fueron Paloma por la empresa *Maxus* y, después de la capitalización, fue instalada la planta Kanata por la empresa Chaco.

¹² Estas plantas se refieren a las ubicadas cerca de los campos de extracción de gas y de líquidos, mientras las Plantas Separadoras de Líquidos (PSL) tienen como fuente los gasoductos de exportación de gas a Argentina y a Brasil.

En Bolivia existen tres tipos de tecnología de extracción de GLP a partir del gas natural: Absorción con aceite y refrigeración con propano en Río Grande, Turbo expansión en Carrasco, Kanata, Paloma y Vuelta Grande, y Refrigeración con propano en Colpa.

5.1.2. DOWNSTREAM Y FACILIDADES

Las actividades del Downstream en Bolivia están reguladas, a diferencia de las actividades en Upstream, debido a que son monopolios naturales.

Las actividades de transporte por ductos y otros sistemas de transporte que son utilizados para trasladar petróleo crudo y gas natural, desde los sitios de producción a las refinerías y entregar los diversos productos terminados a los distribuidores del *Downstream*.

Por otro lado, las actividades del *Downstream* se refieren a las tareas de refinamiento del petróleo crudo y al procesamiento y purificación del gas natural así como también la industrialización, transporte, almacenaje, distribución y comercialización de petróleo, gas y productos derivados, llegando hasta los consumidores finales con productos como gasolina, querosén, combustibles aeronáuticos, diésel, fuel oil, lubricantes, ceras, asfalto, gas natural y gas licuado del petróleo así como también petroquímicos.

REFINACIÓN DE HIDROCARBUROS

La refinación es la separación del crudo en varios productos, que funciona a través de un proceso de destilación del producto al alcanzar una temperatura de entre 300°C y 400°C lo que provoca que sus moléculas asciendan a lo largo de una torre de fraccionamiento.

Proceso de reconstrucción de hidrocarburos

a) Desintegración térmica

Se llama desintegración (Cracking) a la descomposición pirogénica del petróleo, con la consecuente ruptura de las moléculas y la producción de hidrocarburos pesados y livianos. Esta descomposición es utilizada con el fin de convertir aceites muy pesados en diferentes gasolinas o naftas. La clave es la temperatura, a diferentes temperaturas se obtendrá diferentes cortes de crudo.

El Cracking si bien es un proceso valido, tiene limitaciones ya que produce gasolinas de bajo octanaje (70 a 80), por lo que los procesos sucesores son los procesos catalíticos.

b) Desintegración catalítica

La desintegración catalítica remplace a la desintegración térmica, excepto en procesos como el de reducción de viscosidad y coquizado. El uso de catalizadores incrementa el rendimiento y el octanaje. Con este tipo de desintegración es posible la obtención de: Gasolinas de alto octanaje, diésel, GLP y aromáticos.

c) Reformación

Su propósito es obtener combustibles para motores, es un proceso para mejorar naftas de bajo octanaje en gasolinas automotrices y de aviación. Las principales variables del proceso son la temperatura del reactor, la velocidad espacial, presión, régimen de circulación de catalizador, todo interrelacionado para obtener una operación regularmente económica de planta.

Las refinerías más importantes del país son Guillermo Elder Bell y Gualberto Villarroel, de propiedad de YPFB Refinación S.A. y que son multiproducto. Los productos refinados más importantes por el nivel de producción son la gasolina especial, gasolina premium, diésel oíl, crudo reconstituido, jet fuel, gasolina de aviación, gas licuado de petróleo y kerosene. Las refinerías pequeñas como Oro Negro producen principalmente gasolina blanca, gasolina especial y diésel oíl.

La producción de lubricantes y grasas con la marca YPFB es realizada en la Planta de Lubricantes de la Refinería Gualberto Villarroel y son comercializados por YPFB Refinación S.A.

REFINERÍA GUALBERTO VILLARROEL

Ubicación: instalada en la ciudad de Cochabamba.

Historia:

Esta planta fue desarrollada en varias etapas desde el año 1949, entre 1953 y 1957 se construyó la primera planta de lubricantes de YPFB, produciendo aceites, grasas, asfaltos y parafinas. En 1967 se amplió la planta Topping y se adecuaron técnicas de operación para la producción de gasolinas, jet fuel, fuel oíl, solventes y GLP, entre otros productos.

En 1976 se instaló una nueva planta de Topping de 12.500 barriles por día para cubrir las necesidades del mercado local.

En 1979 se inauguró el Complejo de Refinación, con una capacidad de procesamiento de 27.500 barriles por día en la Unidad de Carburantes.

Esta planta produce:

- Gas Licuado de Petróleo (GLP)
- Gasolina Especial
- Gasolina de Aviación
- Jet Fuel
- Kerosene
- Diésel Oíl
- Aceites y Grasas Automotrices e Industriales
- Cemento Asfáltico
- Solventes y otros

La capacidad de procesar petróleo crudo en las Refinerías Gualberto Villarroel es de 39.750 barriles por día (BPD).

REFINERÍA GUILLERMO ELDER BELL

Ubicación: ciudad de Santa Cruz

Cuenta con dos unidades operacionales de destilación: la primera de 15.000 barriles por día y la segunda de 5.000 barriles por día. Por otro lado, tiene dos Unidades de Reformación catalítica, cada una con capacidad nominal de 3.200 barriles por día.

Los principales productos elaborados por la Refinería son:

- Gasolina Especial
- Gasolina Premium
- Diésel Oil
- Jet Fuel
- Crudo Reducido
- Gas Licuado de Petróleo
- Kerosén, entre otros.

La refinería Guillermo Elder Bell de Santa Cruz procesa actualmente 24.000 BDP de crudo.

TRANSPORTE Y ALMACENAJE DE HIDROCARBUROS

Para transportar los hidrocarburos se utilizan líneas de tuberías metálicas denominadas ductos. El transporte de hidrocarburos por ductos en Bolivia se rige por el principio de libre acceso, es decir, que toda persona tiene el derecho de acceder a un ducto en la medida en que exista capacidad disponible en el mismo. La empresa transportadora no comercializa con el producto, obteniendo un retorno garantizado por tarifas reguladas mediante la metodología de tasa de retorno.

El sistema de transporte por gasoductos en el país es efectuado principalmente por la empresa YPFB Transporte S.A. y en menor participación por la empresa YPFB Transierra S.A. que transporta a través del Gasoducto Yacuiba – Río Grande (GASYRG), y Gas TransBoliviano S.A. (GTB) que trasporta gas natural para la exportación a Brasil, con uno de los ductos de mayor capacidad en el país.

El sistema de oleoductos conecta diferentes departamentos en la parte sur y central del país y es operado casi en su totalidad por la empresa YPFB Transporte S.A., propietaria de una red de aproximadamente 6.000 kilómetros de oleoductos, gasoductos e instalaciones asociadas, proporcionando servicios de transporte de hidrocarburos para los productores. Ejerce un papel fundamental en las exportaciones de gas boliviano hacia el Brasil y Argentina. La red de Poliductos distribuidos en toda Bolivia también permite transportar los hidrocarburos hasta las diferentes plantas de almacenaje para que después sean despachados hacia las distintas estaciones de servicio llegando finalmente hasta el público consumidor.

YPFB Transporte S.A. también opera y administra la terminal marítima de exportación de petróleo ubicada en Arica-Chile. Con sus principales activos ubicados en el corredor más

importante de producción de gas natural de Sudamérica, y con conexiones a Brasil, Argentina y Chile.

La función principal de YPFB Logística S.A. Almacenaje y Despacho de hidrocarburos líquidos (diésel oíl, kerosene, jet fuel, gasolina especial y GLP) en todo el territorio Nacional.

DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS

En Bolivia el Estado a través de YPFB, toma el control y dirección de la distribución y comercialización en toda la cadena de los hidrocarburos. Los precios están regulados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos y deben ser aprobados mediante Decreto Supremo por el Gabinete de Ministros debido al impacto que tienen en la economía del país.

La exportación de hidrocarburos (principalmente gas natural) es realizada exclusivamente por YPFB. Con relación a la distribución minorista en el mercado interno, de acuerdo con el capítulo II de la Ley de Hidrocarburos N°3058 de 17/05/2005 la comercialización de hidrocarburos y derivados puede realizarse por YPFB, sociedades mixtas o por personas individuales o colectivas del ámbito público o privado. Sin embargo, la actividad está regulada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos a través de resoluciones administrativas respecto a tarifas, abastecimiento, a la construcción y operación de las estaciones de servicio, instalaciones de gas según categoría, entre muchos otros temas.

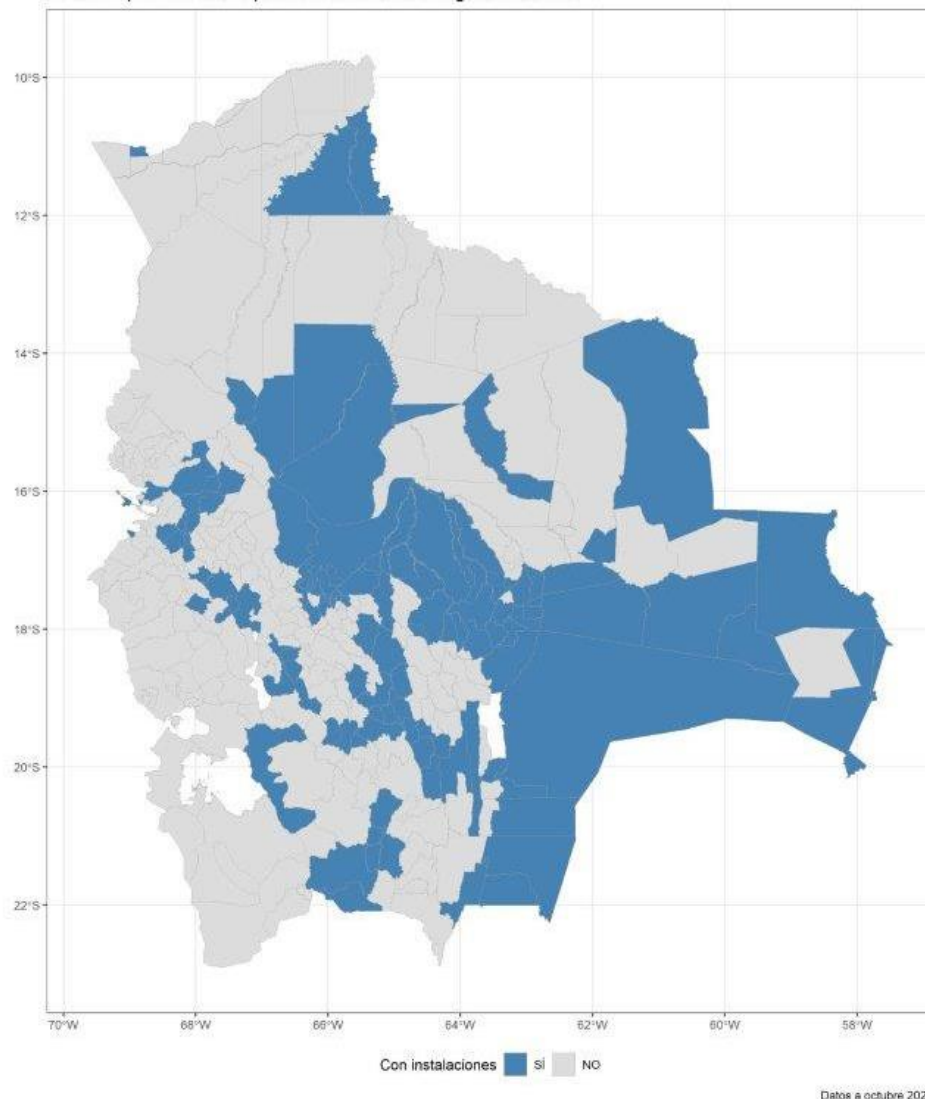
Finalmente, se tiene el suministro de combustible de aviación (Jet Fuel y AV Gas) mediante plantas instaladas en los principales aeropuertos del país. El jet fuel genera un fuerte movimiento económico ya que es un producto comercializado a dos precios en el país, según vuelos comerciales nacionales y/o internacionales.

REDES DE GAS NATURAL

YPFB realiza la distribución de Gas Natural llegando hasta el consumidor final ubicado en las ciudades capitales y en diferentes ciudades intermedias a través de redes de Gas Natural. La construcción de la red primaria y secundaria, así como la instalación de gas para su uso en domicilios, locales comerciales y para la industria permite un suministro continuo de gas natural.

Uno de los primeros grandes proyectos en esta materia fue el Proyecto 39-K que planteaba la instalación de 39 mil instalaciones domiciliarias, y en 2006 el Presidente Evo Morales brinda todo su apoyo a este proyecto, el objetivo de este proyecto fue la “masificación del uso del gas natural” (YPFB, 2012). Luego, la CPE (2009) reforzaría esta prioridad, ya que dispone que el uso del gas natural es un derecho de la población y la establece como un servicio básico.

Gráfico 6. Bolivia. Mapa de los municipios con instalaciones de gas domiciliario



Fuente: Gerencia de Redes de Gas y Ductos.
Elaboración: Gerencia de Planificación Corporativa.

A fines del 2005, apenas se habían dado de alta 28.021 instalaciones. Al cierre de 2021 se contaban con un total de 1.083.883 instalaciones de Gas Domiciliario en todo el país, habiendo llegado solo en ese año a 280.620 nuevos beneficiarios¹³.

INDUSTRIALIZACIÓN DE LOS HIDROCARBUROS

En el marco del Decreto Supremo N° 922 de 29/06/2011 y la Política Nacional de Hidrocarburos, el extinto Presidente de YPFB, Lic. Carlos Villegas Quiroga, impulsó el desarrollo de los proyectos de industrialización de hidrocarburos específicos.

¹³ En 2021 se dieron de alta 70.155 instalaciones nuevas.

PLANTAS DE AMONIACO Y UREA (PAU)

En el caso de la Planta de Urea y Amoníaco, durante la gestión 2012 se suscribe el contrato con la empresa *Samsung Engineering* para la ejecución del Paquete de Diseño de Procesos, *Front End Engineering Design* e Ingeniería de Detalle, Procura, Construcción, Puesta en Marcha, Operación y Mantenimiento Asistido de las plantas. Con este paso se ha logrado un primer paso para el ingreso de la era de la petroquímica en Bolivia.

De acuerdo a dicho contrato, la construcción y puesta en marcha del complejo petroquímico de urea y amoníaco permitirá producir 2.100 TMD de urea con un consumo aproximado de 1,42 MMmcd de gas natural.

Entre el 10% y 20% de dicha producción será destinada al mercado interno y el resto será para la exportación a mercados potenciales, como Argentina y Brasil. La construcción del complejo se realiza en la localidad de Bullo Bullo, municipio de Entre Ríos del Departamento de Cochabamba.

La PAU es puesta en operaciones desde 2017, generando ingresos desde esa gestión hasta mayo de 2022 de 313,88 Millones de dólares, resaltar que la PAU es uno de los logros importantes en el proceso de industrialización ya que con procesos petroquímicos obtenemos un producto elaborado que es exportado principalmente a países como Brasil, Argentina, Perú, Paraguay y Uruguay.

No debemos olvidar que la mala operación de la PAU durante el gobierno de Jeanine Añez, tuvo como consecuencia la paralización de la planta durante toda la gestión 2020. El año 2021, por mandato de nuestro Presidente del Estado Plurinacional de Bolivia, Luis Arce Catacora, se dio inicio nuevamente a la operación de la planta.

PLANTAS SEPARADORAS DE LÍQUIDOS

Planta de Separación de Líquidos Río Grande, constituyó el primer paso para la industrialización de los Hidrocarburos y la misma se encuentra ubicada en el Municipio Cabezas de la Provincia Cordillera del departamento de Santa Cruz. Desde el mes de julio inició la producción de GLP y gasolinas. La capacidad de procesamiento de la planta es de 200 millones de pies cúbicos por día de gas natural, con una capacidad máxima de producción de GLP de 361 toneladas por día, aproximadamente 350 BPD de gasolina natural y 195 BPD de Isopentano.

Planta Separadora de Líquidos Gran Chaco, la planta Gran Chaco inicia operaciones en julio de 2015. Esta planta tendrá una capacidad de proceso de 32,2 millones de metros cúbicos día para producir 2.100 TMD de GLP, 716 a 1.044 BPD de Isopentano y 1.137 a 1.658 BPD de gasolina.

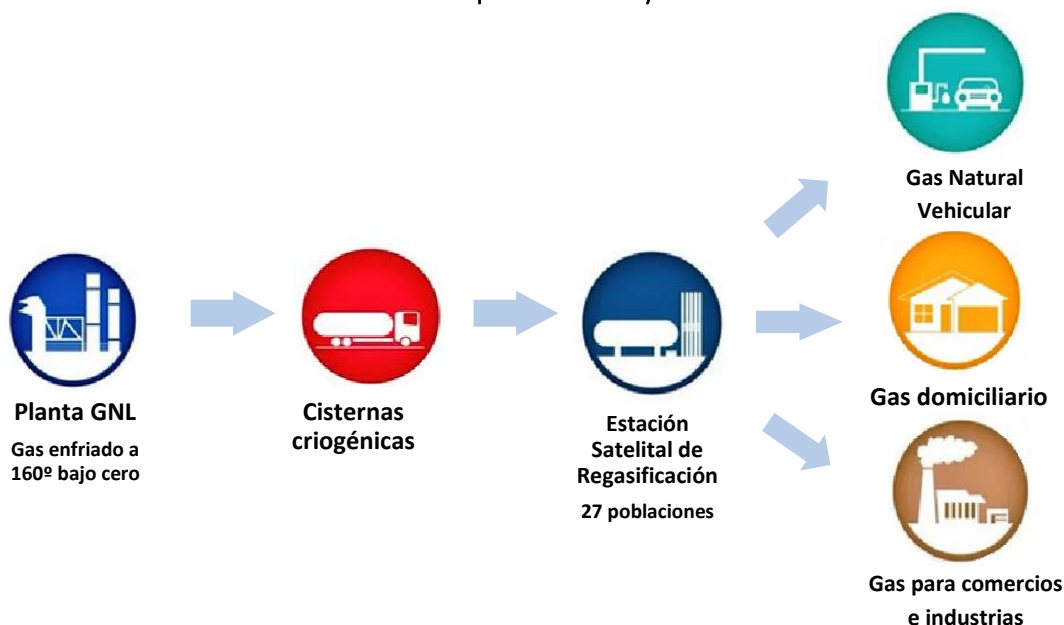
Gracias al proceso de industrialización con las PSL se logra generar excedentes para exportar GLP a países como Brasil, Perú, Argentina y Paraguay.

PLANTA GNL

En febrero de 2016, se entregó la Planta de Licuefacción de Gas Natural (GNL), este complejo está pensado para atender la demanda de poblaciones intermedias donde no se puede llegar

con ductos. Este complejo se encuentra en el departamento de Santa Cruz, en la localidad de Río Grande, municipio de Cabezas del departamento de Santa Cruz.

Gráfico 7. Descripción del Proyecto GNL



Fuente: Gerencia de industrialización.

Como se puede observar en el gráfico anterior, el gas natural es enfriado a 160° bajo cero y transportado en cisternas criogénicas hasta las estaciones de regasificación, en las que retoma nuevamente su estado gaseoso, para abastecer el consumo doméstico, industrial y comercial de gas, así como el consumo de GNV.

En la actualidad se cuentan con 27 estaciones satelitales de regasificación (ESR), instaladas en ciudades intermedias, donde no llegan los gasoductos convencionales y beneficiando a bolivianos en Potosí, Beni y Santa Cruz principalmente.

Cuadro 1: Ubicación de las Estaciones Satelitales de Regasificación

- | | |
|--------------------------|---------------------------|
| • Ascensión de Guarayos, | • Uyuni, |
| • San Julián, | • Villazón, |
| • San José de Chiquitos, | • Riberalta, |
| • Cabezas, | • Guayaramerín, |
| • Tupiza, | • Rurrenabaque, |
| • Desaguadero, | • San Borja, |
| • Copacabana, | • Trinidad, |
| • Achacachi, | • Santa Ana de Yacuma, |
| • Coroico, | • San Ignacio de Velasco, |
| • Caranavi, | • Mora, |
| • Guanay, | • Roboré, |
| • Huanuni, | • Cobija, |
| • Challapata, | • San Ignacio de Moxos. |
| • Llallagua, | |

Capítulo 6. IMPORTANCIA DEL SECTOR HIDROCARBUROS EN LA ECONOMÍA

A partir del 2006, una vez que se puso en marcha del Modelo Económico Social Comunitario Productivo, se puede observar un cambio en el crecimiento del Producto Interno Bruto. La gestión 2020 a nivel mundial y local estuvo marcada porque se vivieron condiciones totalmente atípicas, debido a la pandemia de COVID-19, la cual no sólo desencadenó una crisis sanitaria, sino un deterioro importante en las condiciones económicas y sociales, marcada también por los distintos niveles de restricción en la movilidad y a nivel económico de las personas y empresas (cuarentenas).

A nivel Latinoamericano, la CEPAL estimó que la contracción de la actividad económica¹⁴ fue de -7,7% en 2020, lo que representa la mayor caída del último siglo debido a la velocidad e intensidad con la que se presentó, así como también debido a su generalidad o masificación. La recuperación estimada para el 2021 es de 5,3% para la región.

En Bolivia, la producción alcanzó un valor máximo de 40.601,53 MMUSD en 2019, y a un año de la mayor crisis¹⁵, la producción ha recuperado niveles cercanos a los previos, pasando de 36.366,70 MMUSD en 2020 a un PIB de 40.117,92 MMUSD para el 2021. Según los datos del INE la tasa de crecimiento estimada para el PIB a precios corrientes de Bolivia es de 10,3%.

6.1. RELACIÓN ENTRE EL PRODUCTO INTERNO BRUTO Y EL SECTOR HIDROCARBUROS

Como se ha señalado en el acápite 3.3 (página 19), el Modelo Económico Social Comunitario Productivo identifica dos pilares: el sector estratégico que genera excedentes y el sector generador de ingresos y empleo. El sector de hidrocarburos, junto con minería, electricidad y recursos ambientales son las actividades que generan excedentes económicos.

El aporte del Sector de Hidrocarburos sobre el PIB considera la producción de Petróleo Crudo, Gas Natural, Productos Refinados a precios básicos e Impuestos sobre la producción (Impuestos Indirectos).

De esta forma la participación directa del sector de hidrocarburos presentó una tendencia creciente hasta alcanzar su máximo valor en 2013. Durante el periodo 2006-2021, la producción del sector hidrocarburos representó en promedio el 8,8% del Producto Interno Bruto. En la gestión 2021, el sector hidrocarburos representó el 6,0% del PIB. Esta aparente baja

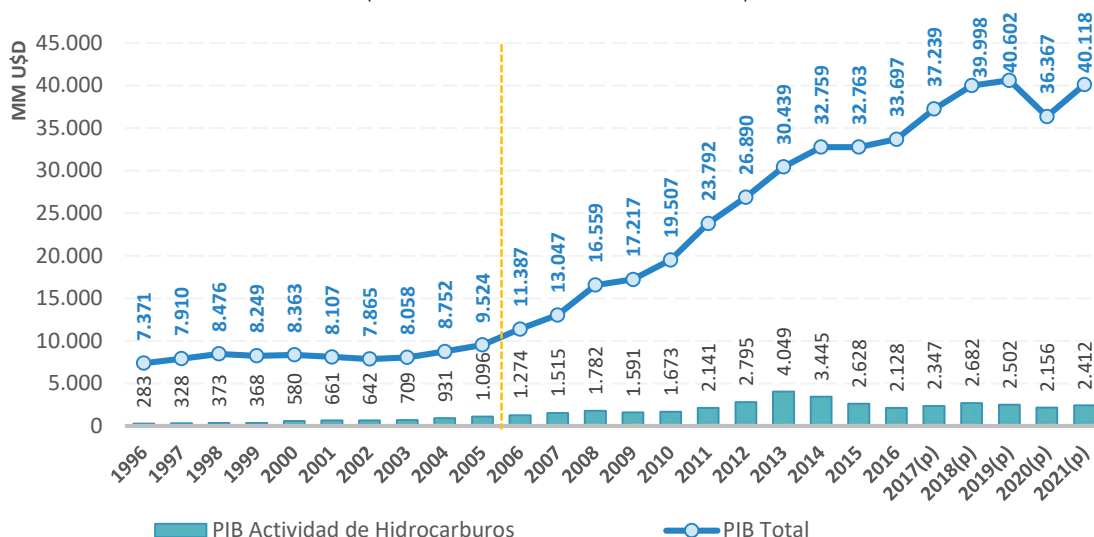
14 Con relación a la tasa de crecimiento del producto interno bruto (PIB) total anual por habitante a precios constantes. La información está disponible en el siguiente link:

<https://statistics.cepal.org/portal/cepalstat/dashboard.html?theme=2&lang=es>

15 La tasa de variación interanual del PIB a precios corrientes entre 2019 y 2020 fue de -10,4%, siendo la caída más alta desde 1980- el PIB a precios constantes fue -8,7%.

participación de los hidrocarburos en el PIB, se explica debido a que los hidrocarburos son insumos que forman parte de productos terminados¹⁶.

Gráfico 8. Producto Interno Bruto Total y del Sector Hidrocarburos, 1996 a 2021
(en millones de dólares americanos)



Nota: El aporte del Sector de Hidrocarburos sobre el PIB considera la producción de Petróleo Crudo, Gas Natural, Productos Refinados a precios básicos e Impuestos sobre la producción (Impuestos Indirectos).

(P) Dato preliminar.

Fuente: Instituto Nacional de Estadística.

Elaboración: Gerencia de Planificación Corporativa.

6.2. RELACIÓN DE LA ACTIVIDAD HIDROCARBURÍFERA CON OTRAS ACTIVIDADES ECONÓMICAS DE BOLIVIA

Bolivia cuenta con 35 actividades económicas vinculadas entre sí y que se condicionan mutuamente, entre ellos tenemos a: “Petróleo crudo y gas natural” y “Productos Refinados de Petróleo”, pertenecientes al sector hidrocarburos, mismo que tiene una trascendental importancia para la economía boliviana, y esto podemos ver a través de sus eslabonamientos (relación) con las diferentes actividades económicas, siendo estos proveedores de insumos o receptores de estos bienes producidos en el sector petrolero.

Los “eslabonamientos hacia atrás”, son las relaciones que tiene un sector económico con otros sectores proveedores de insumos para el primer sector. Respecto a los “eslabonamientos hacia adelante”, son sectores que producen insumos que son utilizados por otros sectores económicos.

El efecto que tiene el sector hidrocarburos en el resto de la economía se puede observar a través del análisis de la Matriz Insumo Producto que nos permite determinar las interrelaciones entre todos los sectores económicos.

¹⁶ El PIB es el valor monetario de la producción de bienes y servicios finales de un país o región durante un período determinado.

Considerando las interrelaciones de las actividades económicas pertenecientes al sector hidrocarburos, tenemos que la actividad “Petróleo crudo y gas natural” demanda productos de 16 actividades económicas¹⁷. Sin embargo, esta actividad brinda un producto que es utilizado como insumo en otras 9 actividades económicas¹⁸. Respecto a “Productos Refinados de Petróleo”, requiere diferentes insumos provenientes de un total de 16 actividades económicas¹⁹. Pero a su vez provee de insumos a otras industrias, a 32 actividades en total²⁰.

La Matriz Insumo Producto nos permite observar que las actividades de “Petróleo crudo y gas natural” y “Productos Refinados de Petróleo”, tienen una gran gama de interrelaciones con otras actividades, ya que son oferentes y demandantes de insumos. El grado de interrelaciones que tiene con la economía nacional, podemos identificar a través del análisis de los multiplicadores.

Estos multiplicadores nos ayudarán a calcular los eslabonamientos y el efecto de un sector económico sobre el resto de la economía para lo cual se consideran dos criterios:

- a) “Eslabonamientos hacia atrás, que miden la capacidad de un sector de arrastrar a otros ligados a él, por su demanda de bienes de consumo intermedio y, estimulando, a su vez, la actividad de tales sectores.
- b) “Eslabonamientos hacia adelante, que miden la capacidad de un sector de estimular a otros, en virtud de tener su capacidad de oferta.

Cuadro 2: Multiplicadores y eslabonamientos totales hacia atrás y hacia adelante

ACTIVIDAD ECONOMICA	ESLABONAMIENTOS TOTALES HACIA ATRÁS	ESLABONAMIENTOS TOTALES HACIA ADELANTE
PETRÓLEO CRUDO Y GAS NATURAL	2,54	6,17
PRODUCTOS DE REFINACIÓN DEL PETRÓLEO	2,64	3,73

17 Silvicultura, caza y pesca, Petróleo crudo y gas natural, Textiles, prendas de vestir y productos del cuero, Papel y productos de papel, Sustancias y productos químicos, Productos de refinación del petróleo, Productos básicos de metales, Productos metálicos, maquinaria y equipo, Electricidad, gas y agua, Construcción, Transporte y almacenamiento, Comunicaciones, Servicios Financieros, Servicio a las empresas, Servicios comunales, sociales y personales, Restaurantes y hoteles.

18 Petróleo crudo y gas natural, Azúcar y confitería, Productos alimenticios diversos, Bebidas, Textiles, prendas de vestir y productos del cuero, Sustancias y productos químicos, Productos de refinación del petróleo, Productos de Minerales no metálicos, Electricidad, gas y agua.

19 Petróleo crudo y gas natural, Textiles, prendas de vestir y productos del cuero, Papel y productos de papel, Sustancias y productos químicos, Productos de refinación del petróleo, Productos básicos de metales, Productos metálicos, maquinaria y equipo, Productos manufacturados diversos, Electricidad, gas y agua, Construcción, Transporte y Almacenamiento, Comunicaciones, Servicios Financieros, Servicio a las empresas, Servicios comunales, sociales y personales, Restaurantes y hoteles.

20 Productos agrícolas no industriales, Productos agrícolas industriales, Productos pecuarios, Silvicultura, caza y pesca, Petróleo crudo y gas natural, Minerales metálicos y no metálicos, Carnes frescas y elaboradas, Productos lácteos, Productos de molinería y panadería, Azúcar y confitería, Productos alimenticios diversos, Bebidas, Tabaco elaborado, Textiles, prendas de vestir y productos del cuero, Madera y productos de madera, Papel y productos de papel, Sustancias y productos químicos, Productos de refinación del petróleo, Productos de minerales no metálicos, Productos básicos de metales, Productos metálicos, maquinaria y equipo, Productos manufacturados diversos, Electricidad, gas y agua, Construcción, Comercio, Transporte y almacenamiento, Comunicaciones, Servicios Financieros, Servicios a las empresas, Servicios comunales, sociales y personales, Restaurantes y hoteles, Servicios de la Administración Pública.

Petróleo crudo y gas natural:

Los multiplicadores obtenidos reflejan que esta actividad tiene un efecto hacia adelante mucho mayor que hacia atrás. Y los multiplicadores muestran que el valor de producción adicional de por ejemplo Bs1 en esta actividad generará un efecto total (directo e indirecto) de Bs2,54 en el resto de la economía (encadenamiento hacia atrás-arrastre), al crecer esta actividad demandará diversos insumos a otras actividades económicas con los cuales esta interrelacionado, produciendo un efecto arrastre.

Asimismo, continuando con el ejemplo de una producción adicional de Bs1 éste generará un efecto total de Bs6.17 en el resto de la economía (hacia adelante-impulso), al dinamizarse ésta actividad proveerá mayor cantidad de insumos a las demás actividades económicas con los cuales esta interrelacionado generando un efecto impulso.

Productos Refinados de Petróleo:

Respecto a esta actividad, identificamos que el mismo también tiene un efecto mayor en los encadenamientos hacia adelante que hacia atrás. Por ejemplo, el valor de producción adicional de Bs1 generará un efecto total de Bs2,64 en el resto de la economía (hacia atrás-arrastre), la producción de combustibles o refinados de petróleo requiere de diferentes insumos, por lo cual, al incrementar la producción en esta actividad, habrá una presión por el lado de la demanda de insumos, generando un efecto positivo sobre los mismos.

Asimismo, el valor de producción adicional de Bs1 generará un efecto total de Bs3,73 en el resto de la economía (hacia adelante-impulso), los combustibles de refinería son insumos para diferentes sectores, toda vez que son fuentes de energía, por tanto, esta producción adicional generará un impulso en varias actividades económicas que utilizan a estos productos como insumos.

Por los efectos cuantiosos que genera el Sector Hidrocarburos con las actividades de petróleo crudo y gas natural, y productos de refinación del petróleo en la economía boliviana, este sector es considerado como estratégico además de generador de excedente económico.

6.3. PARTICIPACIÓN EN LAS EXPORTACIONES

En Bolivia, la disponibilidad de recursos, particularmente de origen externo, es determinante para garantizar una expansión monetaria y fiscal que pueda sostenerse sin agotar las reservas internacionales, debido a que la política cambiaria actual se sustenta en ellas.

Las exportaciones del sector hidrocarburos presentaron la misma tendencia que las exportaciones nacionales. En términos generales, las exportaciones bolivianas presentaron una tendencia creciente entre los años 2006 y 2014, pasando de 4.232 MMUSD a 13.034 MMUSD²¹.

21 El año 2009, estas decrecieron a 5.486 MMUSD, como consecuencia de la crisis internacional que afectó el nivel de consumo de las economías avanzadas y de la disminución de los precios de los *commodities*.

Durante las gestiones 2015 y 2016 las exportaciones disminuyeron principalmente por un efecto en los precios de *commodities*. En 2021 las exportaciones alcanzaron los 11.080 MMUSD, cuyo valor fue el más alto en los últimos 6 años.

Con relación a los hidrocarburos y derivados, las exportaciones alcanzaron un máximo de 6.683 MMUSD registradas el 2013. En el periodo 2015-2016 las exportaciones del sector hidrocarburos tuvieron una declinación, llegando a 2.221 MMUSD en 2016, debido principalmente a la disminución de los precios de exportación de gas natural. En la etapa posterior, las exportaciones se han mantenido por encima de los 2.000 MMUSD y el promedio de la participación de los hidrocarburos y derivados fue de 32%; sin embargo, el 2021 la participación fue de 21,6% debido a que las exportaciones incrementaron en mayor medida²², la tasa de variación del total de exportaciones, entre 2020 y 2021, fue de 57,5%.

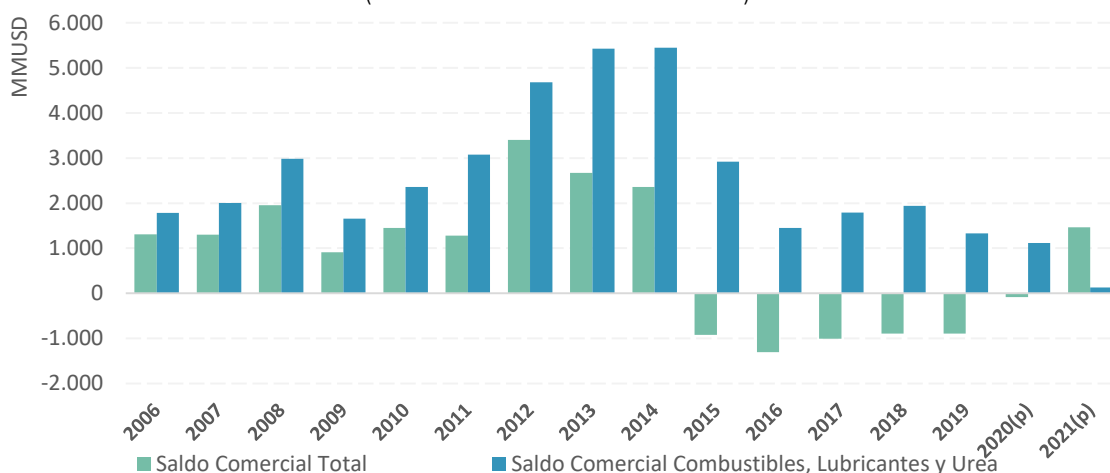


Por otro lado, el saldo comercial se puede desagregar según grandes categorías económicas (GCE Rev.3), para así identificar la contribución del sector en la balanza comercial, siendo esta positiva incluso en el periodo 2015-2019, cuando a niveles globales el saldo comercial fue negativo. En 2021, el saldo comercial total se destaca ya que fue positivo después de 6 años, siendo lo principal las exportaciones de Oro y Zinc.

Con relación al sector de hidrocarburos, durante el 2021 se observa un aumento considerable en el valor de las importaciones, lo que redujo el saldo comercial; esto se debe al aumento en los precios de los combustibles que se importan para abastecer el mercado interno. El efecto de los precios internacionales de los combustibles afecta de manera más inmediata a las importaciones; mientras que, a las exportaciones, debido a los contratos, su efecto se registra con 3 o 6 meses de rezago.

²² A partir de 2019, se incrementó la participación de los siguientes productos: oro metálico, mineral de zinc y joyería de oro.

Gráfico 10. Saldo comercial total y del sector hidrocarburos⁽¹⁾, 2006 a 2021
(en millones de dólares americanos)



(1): Incluye Reexportaciones y Efectos Personales.

(p): Preliminar.

Fuente: Instituto Nacional de Estadística.

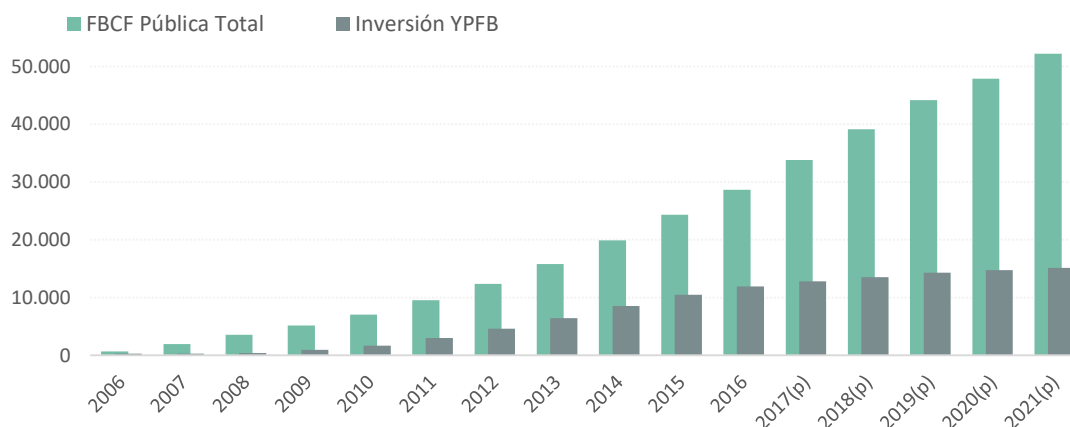
Elaboración: Gerencia de Planificación Corporativa.

6.4. INVERSIÓN DE YPFB Y FORMACIÓN BRUTA DE CAPITAL FIJO A PRECIOS CORRIENTES

La valoración de los bienes duraderos adquiridos para la producción se define como la Formación Bruta de Capital Fijo (FBCF), incluye tanto los activos fijos tangibles, como intangibles. Las fluctuaciones que se registran están vinculadas a las expectativas: de las empresas, el crecimiento y la confianza.

YPFB realiza inversiones en toda la cadena, por lo que abarca una amplia variedad de proyectos, que permiten desde la exploración de nuevos pozos, hasta la instalación de gas en los hogares de toda Bolivia. Como se observa en el gráfico de la inversión realizada por YPFB, con la implementación del Modelo Económico Social Comunitario Productivo, se tuvo una porción creciente de la FBCF. Entre el 2006 al 2021 se han invertido 15.144 millones de dólares americanos.

Gráfico 11. Inversión de YPFB y Formación Bruta de Capital Fijo a precios corrientes, acumulados de 2006 a 2021
(en millones de dólares americanos)



Fuente: Instituto Nacional de Estadística.
Elaboración: YPFB

Las inversiones mostradas en el gráfico fueron ejecutadas por YPFB Casa Matriz, Empresas Filiales y Subsidiarias de YPFB y empresas operadoras que realizan actividades de la cadena en el marco de la normativa vigente²³.

La inversión en exploración representa el 19,3% del total, con estos recursos se han desarrollado diferentes tipos de estudios que incluyen la gravimetría, sísmica y otros específicos que son previos a la perforación de un nuevo pozo.

Como se observa en el siguiente gráfico, las inversiones se han concentrado en las actividades de explotación, integrando el 43,4%; esto debe a la especialización del equipamiento que permite el desarrollo de pozos que están produciendo gas natural o líquidos, así como la reposición de maquinaria y herramientas.

La inversión en transporte representa el 10,1%, con estos recursos se construyeron de gasoductos, oleoductos y poliductos, hoy en día contamos con cerca de 9 mil kilómetros. Esta red permite el abastecimiento interno, ya que transporta los productos extraídos de los campos, hasta las refinerías (hidrocarburos líquidos) o las PSL (gas natural), para luego llevar los productos terminados a los hogares. Al mismo tiempo, las facilidades que entregan la red de ductos permiten la exportación de gas natural tanto a la Argentina, como a Brasil.

La inversión realizada con relación a refinación suma el 4,4% del total de inversión. Los diferentes proyectos encarados están orientados a mantener una operación eficiente y segura de las Refinerías. Además, en los últimos años, la refinería Gualberto Villarroel ha logrado establecer en el mercado una línea de Lubricantes Terminados.

El diseño y la construcción de las Plantas Separadoras de Líquidos, de la planta de GNL y la Planta de Amoniaco y Urea, en conjunto significan el 13,3% del total de inversión, mismas que se concentran en mayor medida en el primer quinquenio de la década presente.

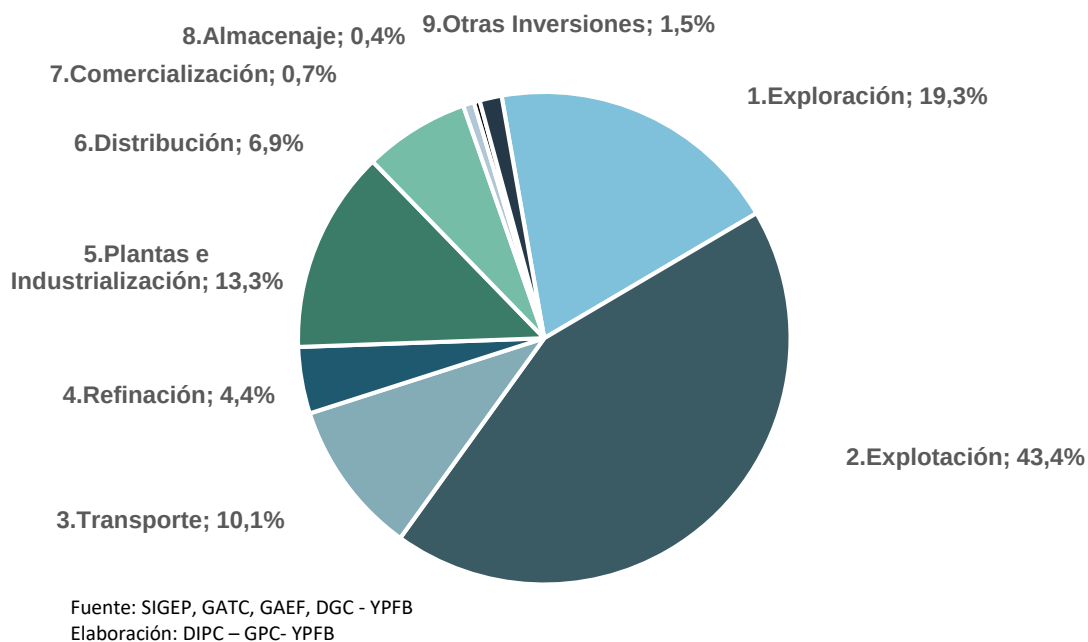
Las actividades que se ejecutaron para el desarrollo de la distribución de gas natural a nivel nacional incluyen la construcción y tendido de Red Primaria y Red Secundaria, así como la conexión de instalaciones internas, todas estas inversiones acumulan el 6,9% del total.

La inversión en comercialización representa el 0,7%, con estos recursos se ha podido instalar nuevas estaciones de servicio y facilidades para las actividades comerciales. El almacenaje también requiere inversión para ampliar la capacidad instalada distribuida en todo el territorio nacional, representa el 0,4% y contribuye al adecuado abastecimiento del mercado interno. Finalmente, existen otras inversiones realizadas las cuales suman el 1,5% del total.

Gráfico 12: Ejecución de inversiones en el sector hidrocarburos por actividad de la cadena, Acumulado 2006-2021

(En millones de dólares)

23 Las empresas operadoras participan solamente de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en el marco de contratos de servicios petroleros y contratos de operación.



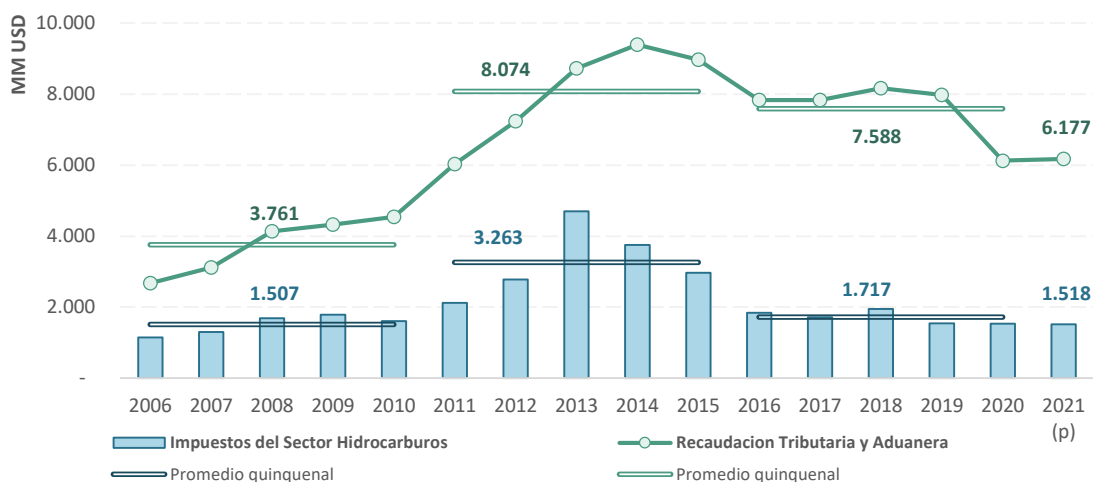
En la actualidad, YPFB identificó la necesidad de direccionar e impulsar las inversiones en Upstream, resultado de ello se estima que del total de la inversión que realiza YPFB Corporación, cerca del 60% de dichos recursos sea destinado a proyectos de exploración.

6.5. IMPORTANCIA EN LOS INGRESOS TRIBUTARIOS DEL ESTADO

El sector hidrocarburos aporta con una proporción importante en la recaudación impositiva por concepto de pagos de IVA, IT, IUE, IUE a remesas, RC-IVA, IEHD, IDH y otros. En este marco, durante el periodo 2006-2021, la participación del sector hidrocarburos en el total de las recaudaciones del país ha registrado un promedio de 33,8%.

La recaudación del sector alcanzó su nivel máximo durante el 2013 registrándose 4.699 MMUSD, que representaron el 53,8% de la tributación total, misma que se registró en 8.729 MMUSD. En la gestión 2021 las recaudaciones tributarias del sector sumaron 1.518 MMUSD, lo cual representó el 24,6% de los ingresos corrientes.

Gráfico 13. Aporte de los hidrocarburos a impuestos nacionales, 2006 a 2021
(en millones de dólares americanos)



Nota: Considera la recaudación por concepto de IVA, IT, IUE, IUE a remesas, RC-IVA, IEHD, IDH, impuestos Auxiliares y Conceptos Varios. (P) Dato preliminar.

Fuente: Ministerio de Economía y Finanzas Públicas.

Elaboración: Gerencia de Planificación Corporativa.

6.6. RENTA PETROLERA

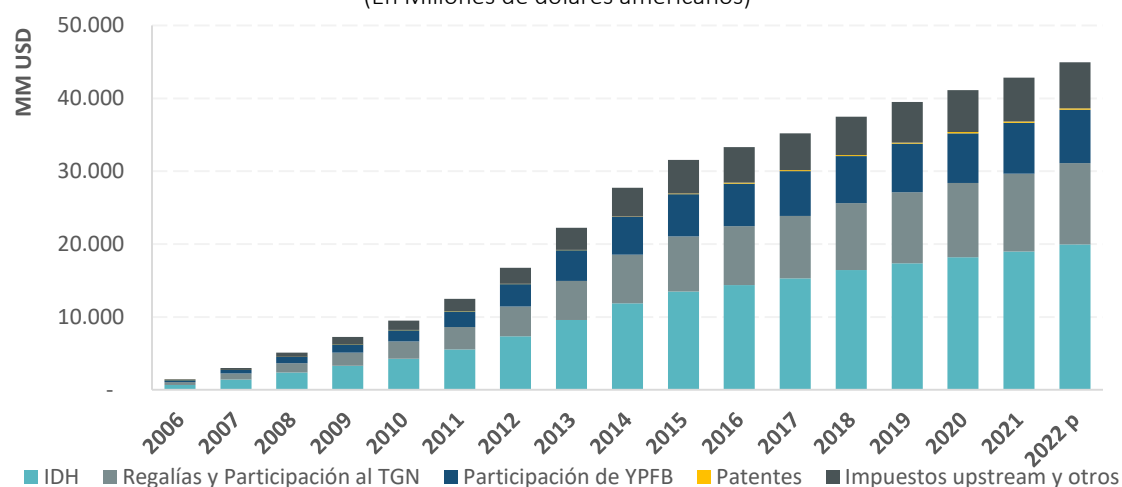
La renta petrolera, generada por la actividad hidrocarburífera, está compuesta por las Regalías, el IDH y otros impuestos y patentes, cuyo destino y beneficiarios finales están establecidos por la Ley de Hidrocarburos N° 3058, el decreto N°28701 y normas conexas, como se explicó en el acápite 2.3 (página 10).

La Renta Petrolera registro resultados importantes de la nacionalización ya que entre el 2005 al 2006, la renta se incrementó en 118,5%, pasando de 674 MMUSD a 1.473 MMUSD. A pesar de que el promedio de la variación interanual es de 5%, a partir del 2015 se nota una desaceleración en el crecimiento de la renta acumulada, producto de los precios internacionales.

En el marco de la normativa vigente, durante el periodo 2006-2021 se reportó 42.838 MMUSD por concepto de la Renta Petrolera, de los cuales 1.701 MMUSD, corresponden a la gestión 2021.

Gráfico 14. Renta petrolera por componente, acumulado 2006 a 2021

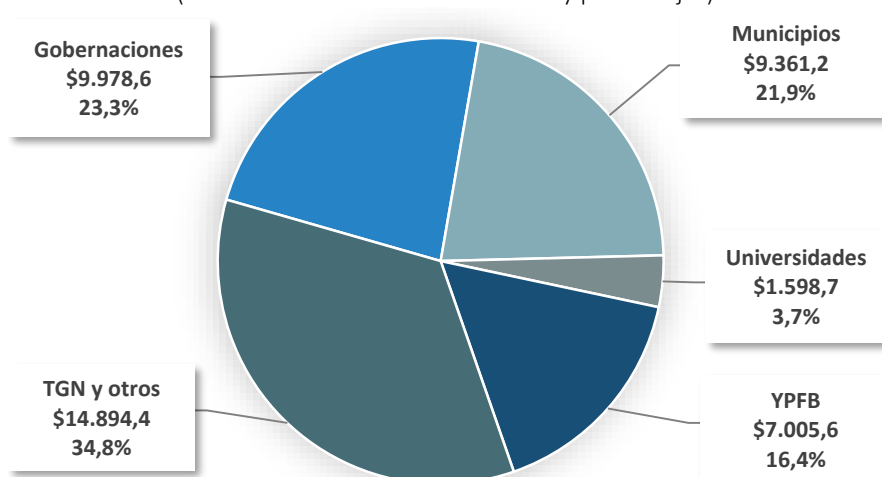
(En Millones de dólares americanos)



Fuente: Gerencia de Administración Económica y Financiera de Contratos.

Elaboración: Gerencia de Planificación Corporativa.

Gráfico 15. Distribución de la renta petrolera por beneficiario, acumulado 2006 a 2021
(En Millones de dólares americanos y porcentajes)



Fuente: Gerencia de Administración Económica y Financiera de Contratos.
Elaboración: Gerencia de Planificación Corporativa.

6.7. IMPORTANCIA DE LOS HIDROCARBUROS EN LOS HOGARES

YPFB Corporación participa cada año en políticas sociales destinadas directamente a la población: la primera dirigida fomentar la permanencia de niñas y niños en el sistema educativo, y la segunda a la población adulta mayor.

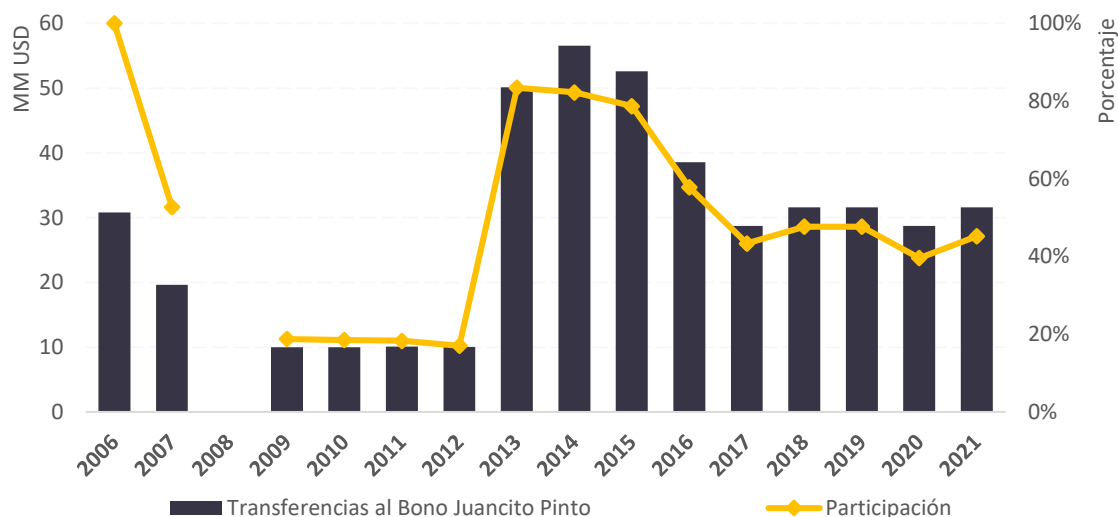
Además, el acceso a servicios energéticos seguros y adecuados, mejoran la calidad de vida, así como también contribuyen a la equidad social. El gas natural es una fuente de energía importante, en especial es usada tanto en los hogares como en la industria y en establecimientos comerciales, es un tipo de energía menos dañina para el medio ambiente, seguro, accesible en términos económicos y la única alternativa que, en la práctica, puede sustituir masivamente al carbón y a los petrolíferos en diversos usos.

6.7.1. TRANSFERENCIAS DE RECURSOS

BONO JUANCITO PINTO

A partir del Decreto Supremo Nro. 28899 se estableció que YPFB debe transferir cada año para el pago Bono Juancito Pinto, el cual fue creado el 26 de octubre de 2006, como incentivo a la matriculación, permanencia y culminación del año escolar. En 2006 YPFB era la única empresa financiadora y en la historia de este Bono se puede afirmar que YPFB es la empresa que más aportó al pago de este beneficio para las niñas y niños del país.

Gráfico 16. Transferencias al Bono Juancito Pinto, 2006 a 2021
(En millones de dólares americanos-MMUSD y porcentaje)



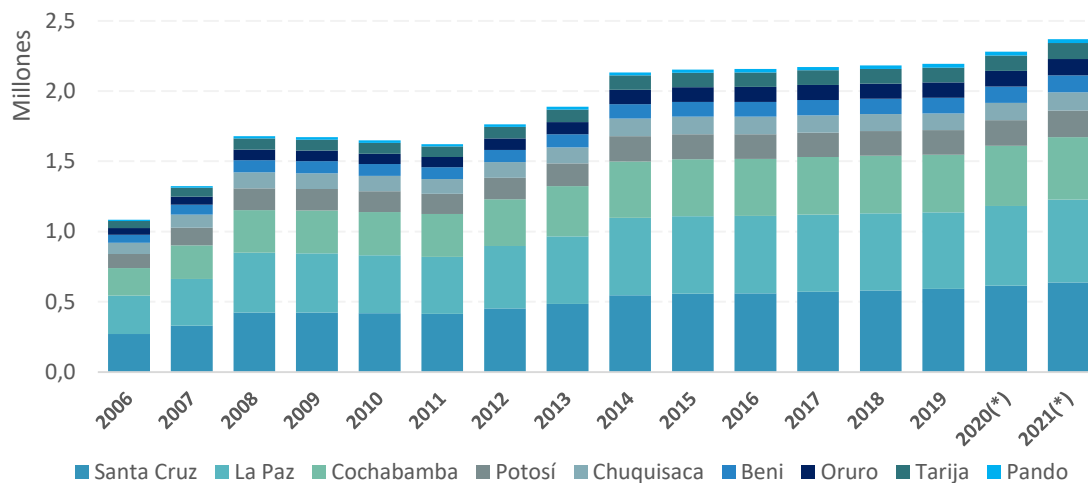
Nota: En 2008 el bono se financió exclusivamente con el Tesoro General de la Nación.

Fuente: Gerencia de Administración Económica y Financiera de Contratos y norma conexa.

Elaboración: Gerencia de Planificación Corporativa.

En la gestión 2021, YPFB realizó la transferencia de un total de Bs 220 millones en cumplimiento al Decreto Supremo Nro. 4606, del 27 de octubre, el aporte de la empresa representó el 45,3% del monto total destinado al pago del bono. El monto transferido al Bono Juancito Pinto por parte de la empresa en 2021 aumentó en 10% respecto a la gestión 2020.

Gráfico 17. Estudiantes beneficiados por el Bono Juancito Pinto según departamento, 2006 a 2021
(en número de estudiantes)



(2012 a 2019): Reporte de Unidades Militares. A partir del 2020 se realiza el pago a través del sistema financiero.

Fuente: UDAPE en base a datos del Ministerio de Educación. (*) Datos proyectados por YPFB en base a datos publicados.

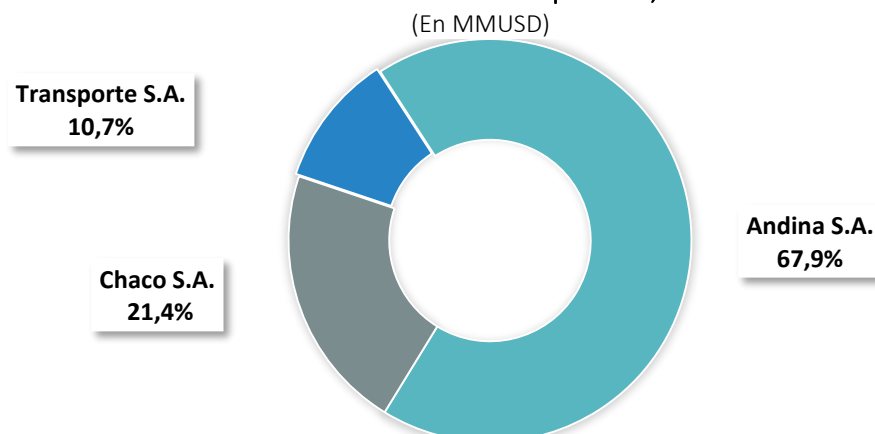
Elaboración: Gerencia de Planificación Corporativa.

TRANSFERENCIAS AL FONDO DE LA RENTA UNIVERSAL DE VEJEZ

A partir del Decreto Supremo Nro. 29400 se estableció que el Fondo de la Renta Universal de Vejez (FRUV) que tiene por objeto financiar la Renta Dignidad y los Gastos Funerales, el cual está financiado por una parte con los dividendos de las empresas públicas capitalizadas, generados

a partir de la gestión 2008, en la proporción accionaria que corresponde a los bolivianos. Cada empresa realiza el pago de dividendos en función de resultados acumulados de gestiones anteriores, conforme las resoluciones aprobadas por su Junta General Ordinaria de Accionistas (JGOA). Entre las gestiones del 2008 al 2021 los mayores aportes por dividendos fueron en 67,9% de YPFB Andina S.A., seguido del 21,4% de YPFB Chaco S.A. y 10,7% YPFB Transporte S.A.

Gráfico 18. Transferencias al FRUV por Filial, 2008 al 2021

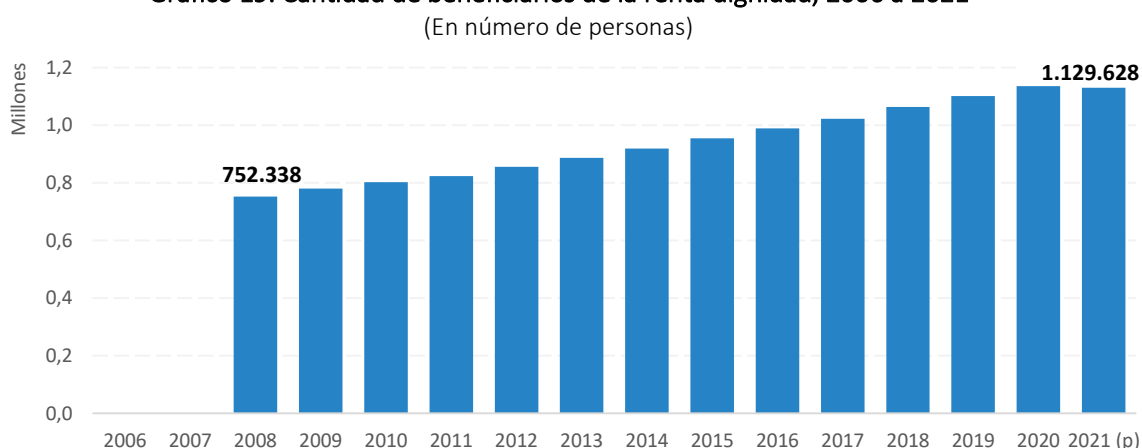


Fuente: Dirección de Gestión Corporativa y Gerencia de Administración y Finanzas Corporativa.
Elaboración: Gerencia de Planificación Corporativa.

Para el 2021, las tres empresas realizaron distribución de dividendos, correspondientes a los resultados acumulados no distribuidos de gestiones anteriores.

Los beneficiarios de la Renta Dignidad²⁴, en su primer año de vigencia (2008) sumaron a más de 752 mil personas mayores de 60 años residentes en el país, y se estima que en la gestión 2021 la cantidad de beneficiarios alcanzó a más de 1,1 millones de personas; registrándose entre estas gestiones un crecimiento del 50,1%.

Gráfico 19. Cantidad de beneficiarios de la renta dignidad, 2006 a 2021



Nota: Gestiones 2008 – 2020 información recopilada del Boletín Económico – Viceministerio de Pensiones y Servicios Financieros (MEFP). (P) Para la Gestión 2021 la cantidad de Beneficiarios corresponde al pago por Gestión Calendario
Fuente: Gestora Pública de la Seguridad Social de Largo Plazo (Gestora).
Elaboración: Gerencia de Planificación Corporativa.

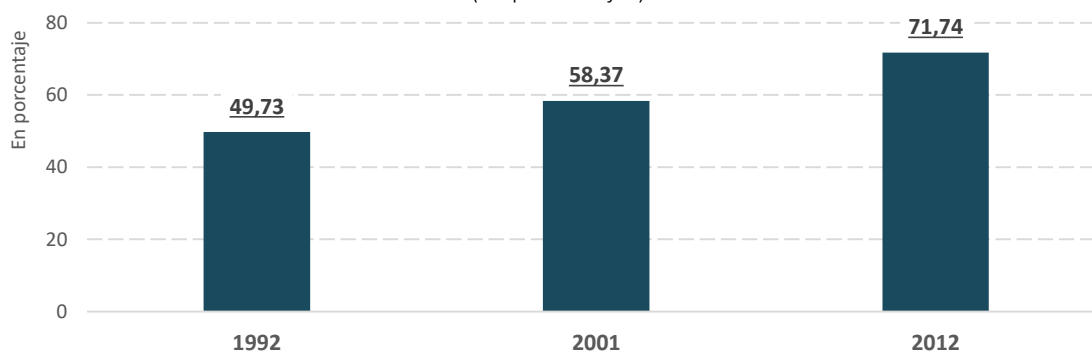
24 Son beneficiarios: personas de 60 años o más, residentes en el país, independientemente de que hayan o no aportado a la Seguridad Social de Largo Plazo.

6.7.2. USO DE COMBUSTIBLES EN EL HOGAR

En Bolivia los hogares utilizan diferentes fuentes de energía para cocinar sus alimentos, entre los más utilizados se encuentran los de origen fósil²⁵, es decir: el gas licuado de petróleo (GLP) en cilindros de 10 kilos (gas en garrafa²⁶) y gas natural domiciliario (por cañería), entre las otras fuentes se pueden mencionar: leña, guano, bosta o taquia.

Según datos del censo 2001, la participación del uso de energía fósil respecto el total de hogares en Bolivia ascendía al 58,4%, porcentaje que aumentó para el censo 2012, el cual muestra que el uso de energía de origen fósil alcanzó una participación de 71,7%, mostrando un crecimiento del 22,9% entre estos censos.

Gráfico 20. Porcentaje de hogares que usan gas (garrafa o por cañería) como principal combustible para cocinar, según los censos de población y vivienda, 1992, 2001 y 2012
(en porcentajes)



Fuente: Instituto Nacional de Estadística.
Elaboración: Gerencia de Planificación Corporativa.

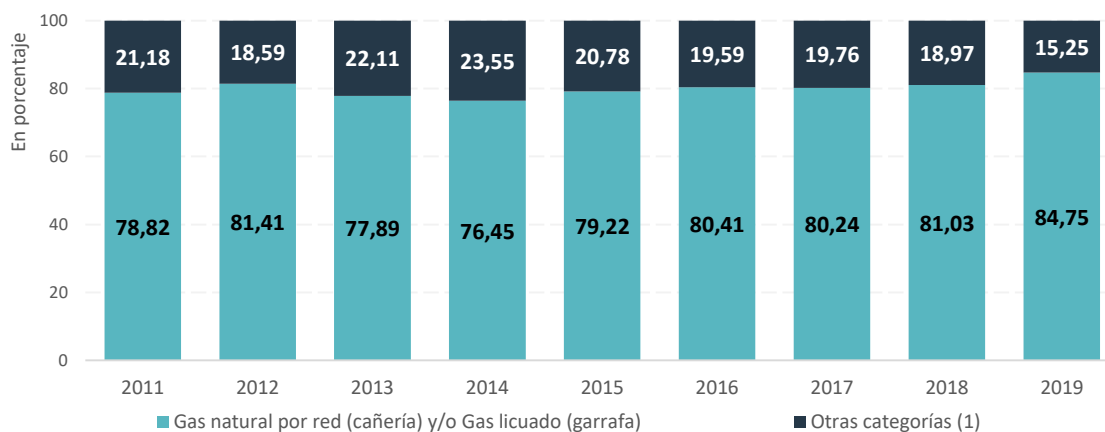
Por su parte, las encuestas de hogares también ayudan a hacer seguimiento al uso de combustibles para cocinar²⁷, después del censo se han realizado encuestas a hogares de forma anual, y estas muestran el crecimiento en la cobertura de los combustibles fósiles, el promedio anual es de 0,8%.

Gráfico 21. Porcentaje de hogares que usan gas (garrafa o por cañería) como principal combustible para cocinar, según las encuestas a hogares, 2011 a 2019
(en porcentajes)

25 Se denomina combustibles fósiles a los hidrocarburos (petróleo y gas) y al carbón. Sin embargo, en el presente documento para fines estadísticos, se considera como energía fósil sólo al gas natural y al gas licuado de petróleo.

26 Los garrafones de 45 kilos de GLP es utilizado en panaderías, restaurantes, hospitales entre otros locales comerciales.

27 La encuesta 2020 no incluyó esta pregunta. Estas encuestas proporcionan estadísticas e indicadores socioeconómicos y demográficos de la población boliviana, necesarias para la formulación, evaluación, seguimiento de políticas y diseño de programas de acción contenidas en el PDES 2016 – 2020.

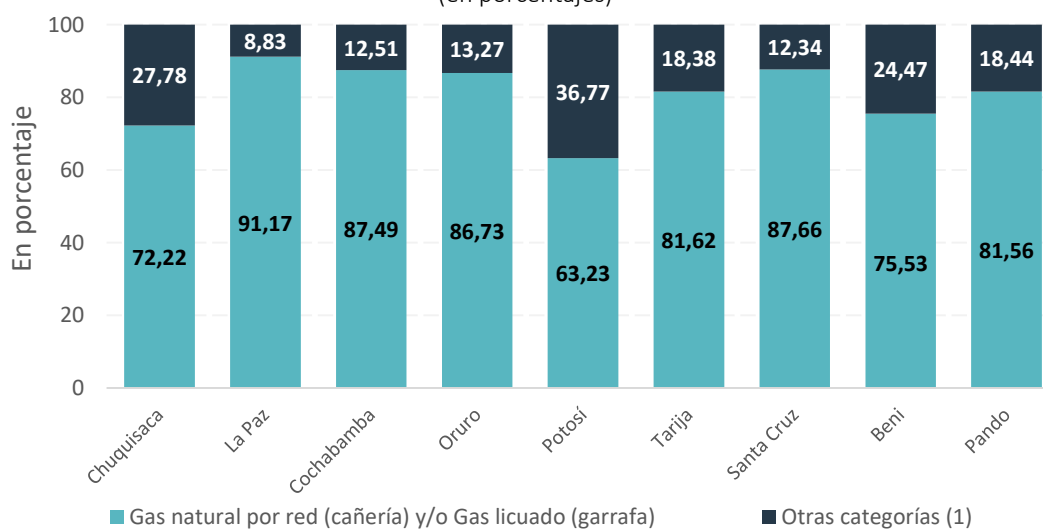


Fuente: Instituto Nacional de Estadística.

Elaboración: Gerencia de Planificación Corporativa.

A nivel departamental, se puede observar que cuatro departamentos superan el porcentaje a nivel nacional.

Gráfico 22. Porcentaje de hogares por departamento que usan gas (garrafa o por cañería) como principal combustible para cocinar, según la encuesta a hogares 2019
(en porcentajes)



Fuente: Instituto Nacional de Estadística.

Elaboración: Gerencia de Planificación Corporativa.

Es importante hacer notar que el Gas Licuado de Petróleo y Gas Domiciliario son energías sustitutas; sin embargo, en nuestra descripción del uso de estos, podemos encontrar hogares que pueden contar con ambas fuentes de energía.

Finalmente, es relevante resaltar que además del sector doméstico, el gas natural beneficia a los sectores comercial, industrial y de transporte vehicular.

6.7.3. INSTALACIONES INTERNAS DE GAS NATURAL

La masificación de las instalaciones de gas a domicilio es otro logro de YPFB. En febrero del 2021 se alcanzó el primer millón de conexiones. Este servicio básico contribuye a mejorar la calidad de vida de las familias bolivianas en los nueve departamentos del país.

Uno de los resultados más importantes de la Nacionalización es el cambio de la matriz energética que permitió masificar el consumo del gas natural en el mercado interno, dando a la población mayor acceso a este combustible. Es así como durante la gestión 2006 el consumo se encontraba en alrededor de 4,3 millones de metros cúbicos por día (MMmcd) y en 2021 se registró un consumo de más de 11 MMmcd.

A lo largo del periodo de análisis, el sector que más incrementó su consumo de gas natural fue el sector domiciliario. Las instalaciones internas de gas domiciliario fueron categorizadas dentro de dos sistemas: Sistema Convencional, aquellas instalaciones que se realizan dentro de poblaciones a las que se accede a través del sistema de ductos y redes convencional; y Sistema Virtual, aquellas instalaciones que se realizan dentro de poblaciones a las que se llega con Gas natural Licuado (GNL), mayormente poblaciones rurales.

El GNL es el gas natural convertido a su estado líquido para facilitar su transporte a lugares distantes y de difícil acceso a través de la red de ductos. El objetivo principal de la Planta de Gas natural Licuado, ubicada en Santa Cruz, es reforzar la política de cambio de la matriz energética en el área urbana, rural y a nivel nacional y fomentar el uso masivo del gas natural como sustituto de otras fuentes energéticas en el mercado interno.

El gas que alimenta a la Planta de GNL proviene principalmente de la corriente de salida de gas de la Planta de Separación de Líquidos Río Grande. La Planta procesa 13,8 millones de pies cúbicos día (MMpcd) de gas natural con una capacidad de producción de 210 toneladas métricas día (TMD) de GNL. Desde la Planta de GNL se envía Gas natural Licuado en cisternas criogénicas hasta las Estaciones Satelitales de Regasificación, donde el GNL retorna al estado gaseoso y es entregado a las redes de distribución de domicilios, comercios, industrias y estaciones de servicio a GNV.

Con la política de masificación del uso del gas natural en el mercado interno, desde el año 2006 se ha incrementado sustancialmente el número de familias bolivianas que gozan de los beneficios de usar este combustible en reemplazo del gas licuado de petróleo u otros. Entre los principales beneficios se puede rescatar como el de mayor impacto, el aspecto económico, puesto que el costo del gas natural es menor con relación al del GLP. Otros de los aspectos beneficiosos de usar este combustible en las viviendas es la disponibilidad de un energético más limpio y seguro y su practicidad, ya que el gas natural llega a las viviendas a través de una red de tuberías distribuidas, lo que hace que el servicio de gas natural sea constante las 24 horas del día y los 365 días del año.

Hasta el 2014 sólo se realizaron instalaciones dentro del Sistema Convencional. A partir del 2014 se realizaron las inversiones necesarias para la instalación del Sistema Virtual; se realizó la construcción y tendido de ductos de la Red Primaria y Red Secundaria, así como la instalación de Estaciones Satelitales de Regasificación (ESRs) en las poblaciones alejadas de la red de gasoductos.

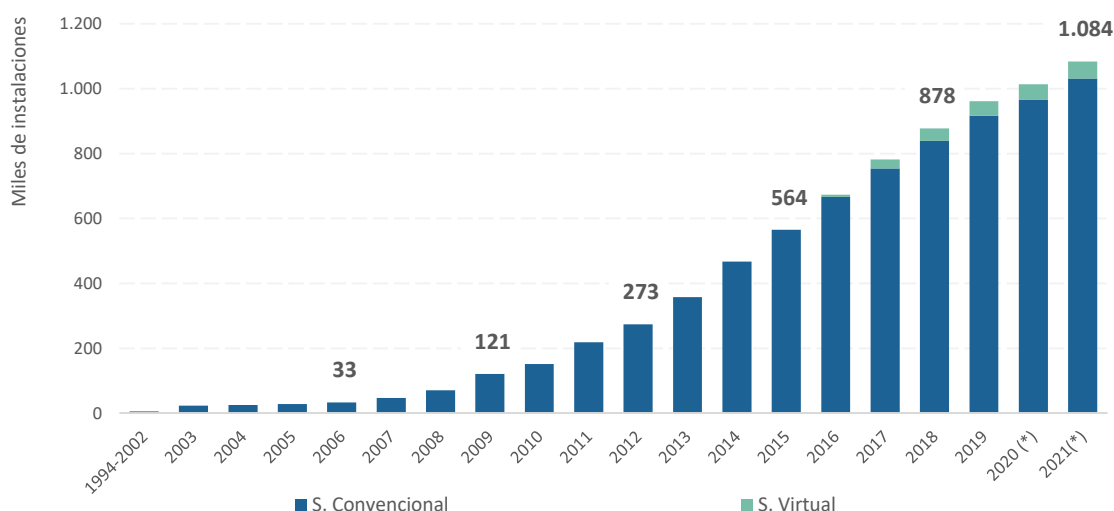
Hasta finales de 2021 se tienen registradas 1.083.883 nuevas instalaciones de gas domiciliario dentro de los sistemas convencional y virtual.

Por otra parte, es importante resaltar las gestiones realizadas para abastecer de gas domiciliario la provincia de Gran Chaco. En marzo de 2019, la Agencia Nacional de Hidrocarburos ya había otorgado la licencia de Operación de Distribución de Gas Natural por Redes de forma indefinida a YPFB en la Región Gran Chaco, del departamento de Tarija (RAR ANH DRC N° 0003-2019).

A partir de esa fecha, YPFB empezó a realizar y gestionar las obras de Instalaciones Internas y Acometidas, aprovechando la infraestructura instalada del sistema de distribución. El 9 de diciembre del mismo año, el ministro de hidrocarburos aceptó un recurso jerárquico interpuesto por EMTAGAS, con lo cual de manera formal rechaza la licencia otorgada (Resolución ministerial R.J. N° 132-2019). Tras ello, las obras se paralizaron y la población de la región fue perjudicada. El 12 de octubre del 2020 se logró una Resolución Judicial de Medida Cautelar para dar continuidad al servicio de gas natural domiciliario en la provincia.

En la gestión 2020, el número de instalaciones internas habilitadas fue el más bajo desde 2010; sin embargo, para 2021 se realizaron 70.155 instalaciones, beneficiando a igual número de familias con gas natural en sus domicilios. El incremento de esta gestión es del 34,2%, respecto al año pasado.

Gráfico 23. Nuevas instalaciones internas para gas natural, 1994 a 2021
(en miles de instalaciones)

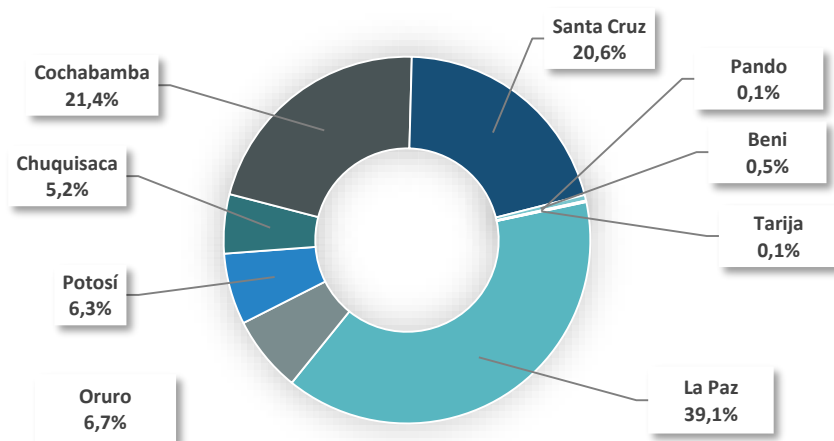


Fuente: Gerencia de Redes de Gas y Ductos.

Elaboración: Gerencia de Planificación Corporativa.

Durante todo el periodo de análisis se observa que el 81,1% de las instalaciones internas se localizaron en el eje troncal, ubicándose el 39,1% en La Paz, 21,4% en Cochabamba y 20,6% en Santa Cruz, mientras que en los departamentos de Oruro, Potosí, Chuquisaca, Beni y Pando se localizó el 18,9% restante.

Gráfico 24. Distribución departamental de nuevas instalaciones internas para gas natural, acumulada 2006 a 2021
(en porcentaje)



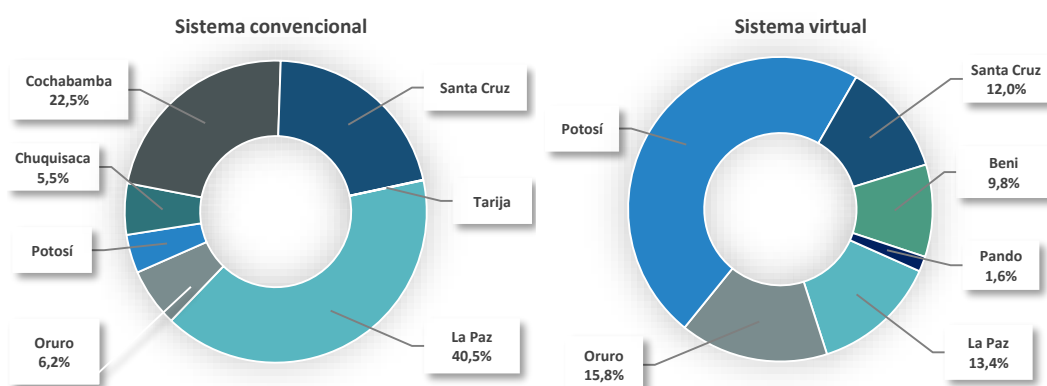
Fuente: Gerencia de Redes de Gas y Ductos.
Elaboración: Gerencia de Planificación Corporativa.

Por su parte, las 27 estaciones satelitales de regasificación (ESR), distribuidas en ciudades intermedias, donde no llegan los gasoductos convencionales, contribuyen a este objetivo. Cerca del 7% de las instalaciones del 2021 han sido en el sistema virtual, beneficiando a bolivianos en Potosí, Beni y Santa Cruz principalmente.

En la gestión 2021, se efectuaron 70.155 nuevas instalaciones internas, de las cuales el 6,8% fueron ejecutadas dentro del Sistema de Gas Virtual y 93,2% dentro del Sistema Convencional. Del total de instalaciones realizadas, el 35,7% se localizó en el departamento de La Paz, 21,8% en Cochabamba y 20,0% en Santa Cruz, sumando un total de 77,6%.

En el Sistema Convencional, el 84,1% de las instalaciones fueron realizadas dentro del Eje Troncal, siendo que el 40,5% se localizó en La Paz, el 22,5% en Cochabamba y el 21,1% en Santa Cruz; mientras que en el Sistema Virtual el 74,7% de las instalaciones fueron realizadas en los departamentos de Potosí, Oruro, Beni y Pando porcentaje que se distribuyó en dichos departamentos en 47,5%, 15,8%, 9,8% y 1,6% respectivamente.

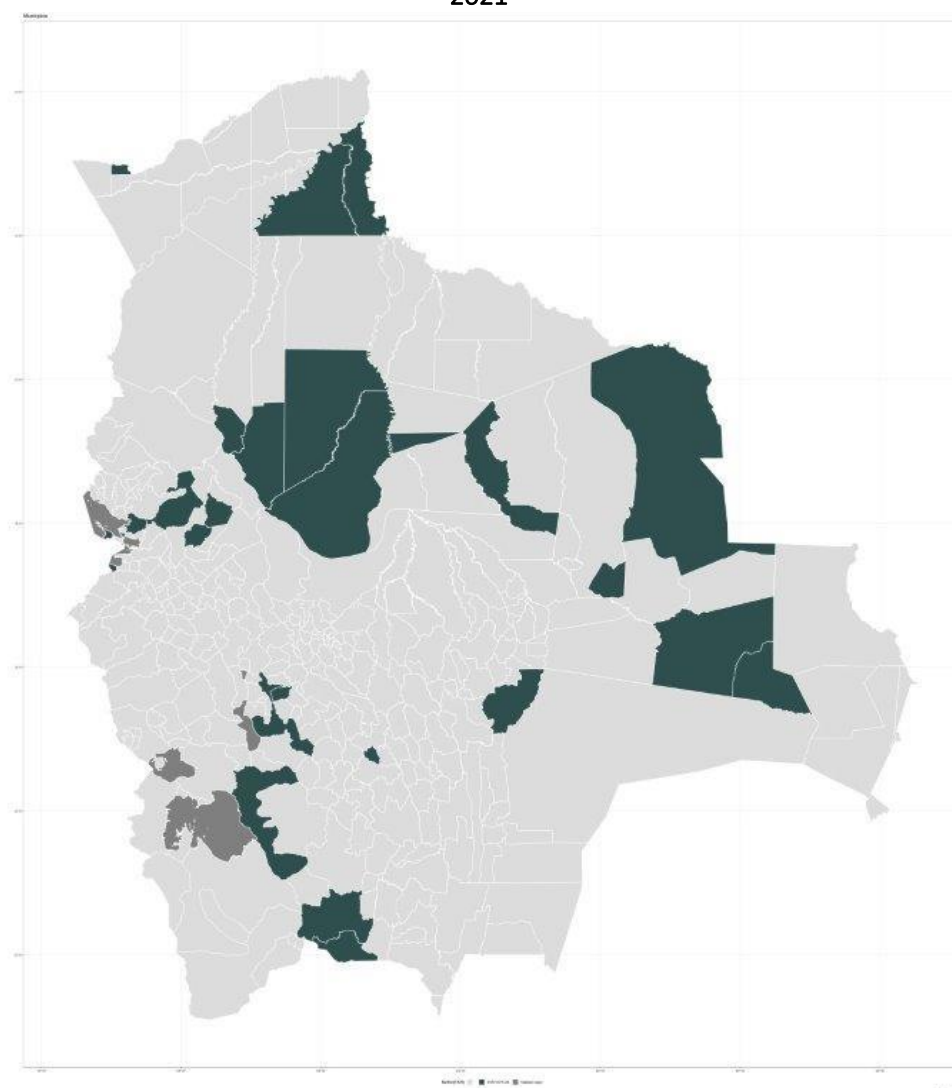
Gráfico 25. Distribución departamental de nuevas instalaciones internas para gas natural por tipo de sistema, acumulada a 2021
(en porcentaje)



Fuente: Gerencia de Redes de Gas y Ductos.
Elaboración: Gerencia de Planificación Corporativa.

En Bolivia se cuenta con estaciones de regasificación sobre todo en las regiones más alejadas del país, como se puede observar en el siguiente gráfico:

Gráfico 26. Municipios de Bolivia con instalaciones domiciliarias en el sistema virtual, 2021



Fuente: Gerencia de Redes de Gas y Ductos.

Elaboración: Gerencia de Planificación Corporativa.

Capítulo 7. UPSTREAM

7.1. PRODUCCIÓN

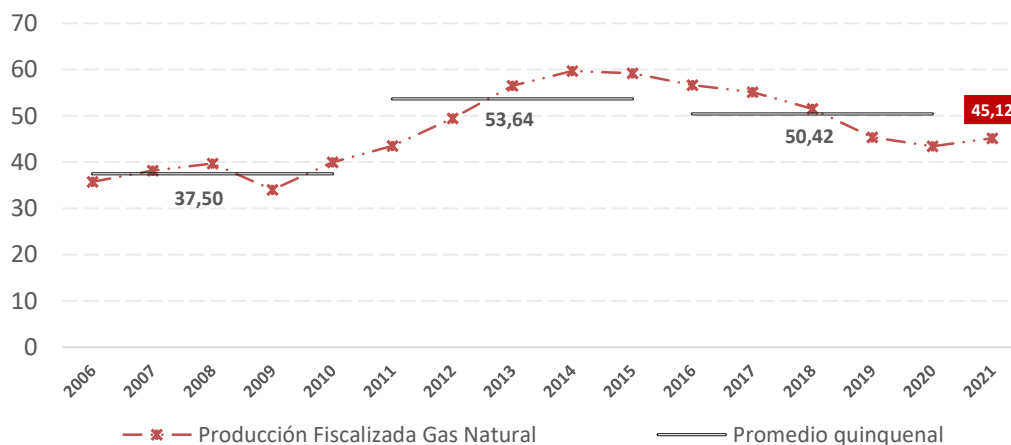
La Producción Fiscalizada de Hidrocarburos considera la producción sujeta al pago de regalías y Participación al TGN, es decir, son aquellos que han sido adecuados para el transporte y comercialización, descontando los volúmenes utilizados en las operaciones de campo, como inyección, combustible, quema, los volúmenes fiscalizados, tienen derecho a una retribución o participación según lo establecido en contratos. Los puntos de medición y monitoreo de calidad y composición de los hidrocarburos son los puntos de fiscalización, de entrega a plantas de extracción, refinación, industrialización, sistema de transporte y puntos de exportación.

7.1.1. PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE GAS NATURAL

La Producción Fiscalizada de Gas natural está sujeta al pago del Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH), Regalías y Participaciones, es medida en el punto de fiscalización de cada campo, más los volúmenes de producción sujetos a penalidades por quemas. Este volumen es menor a la Producción Bruta debido a que esta última es medida en boca de pozo, antes del proceso de separación de los componentes licuables y adecuación del gas a las condiciones contractuales, anterior a las actividades de uso del gas en los campos como combustible, quema y venteo.

Desde la Nacionalización de los Hidrocarburos, el incremento de la producción permitió cumplir con la creciente demanda interna y los compromisos de exportación asumidos con Brasil y Argentina, siendo que en 2021 se registró una Producción Fiscalizada promedio igual a 45,12 MMmcd, superior en 26,3% a lo reportado en 2006 y para el 2020 se registró 43,42 MMmcd, cabe aclarar que entre las gestiones del periodo 2020 y el 2021, el contrato de compra y venta de gas natural al Brasil (GSA) se encontraba en su etapa final.

Gráfico 27. Producción fiscalizada de gas natural, 2006 a 2021
(en millones de metros cúbicos día, MMmc/día)



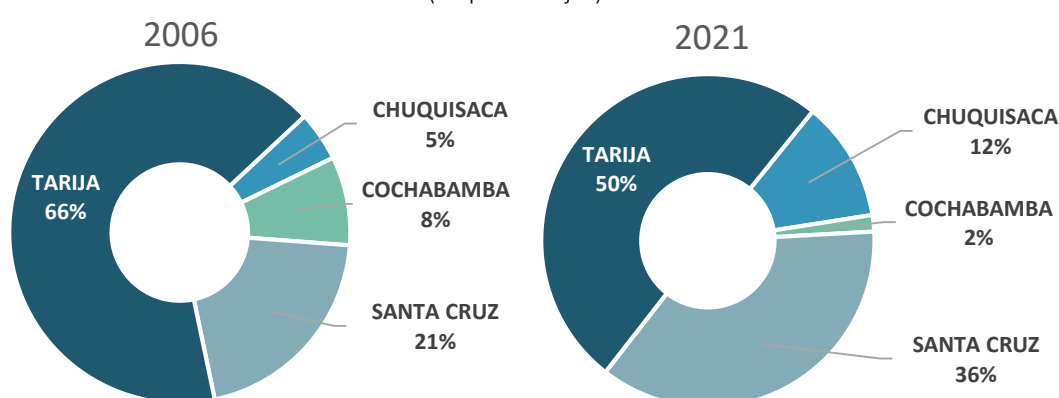
Fuente: Gerencia Nacional de Fiscalización.

Elaboración: Gerencia de Planificación Corporativa.

Desde el punto de vista departamental, entre 2006 y 2021 se evidenció un crecimiento sostenido de la Producción Fiscalizada, identificándose en 2021 a Chuquisaca como el departamento de mayor expansión con un crecimiento 2,1 veces mayor que en 2006, seguido por el departamento de Santa Cruz con una tasa de crecimiento de 124%.

En lo que respecta a la composición departamental de la Producción Fiscalizada de gas natural, ésta no describió modificaciones significativas, manteniendo a Tarija como el primer departamento productor durante todo el periodo, seguido de Santa Cruz, Chuquisaca y Cochabamba, con porcentajes de participación en 2021 correspondientes a 50,3%, 36,4%, 11,7% y 1,6%, respectivamente.

Gráfico 28. Comparación de la producción fiscalizada de gas natural por departamento, 2006 vs 2021
(en porcentajes)



Fuente: Gerencia Nacional de Fiscalización.
Elaboración: Gerencia de Planificación Corporativa.

Como se observa en el gráfico anterior, para 2021 se registró un crecimiento de la producción fiscalizada del gas natural, toda vez que se generaron acciones para incrementar la producción y atender de esa manera los requerimientos del mercado externo, particularmente Brasil, esto debido a que se espera que los mercados empiecen a recuperarse de los efectos post pandemia del COVID-19.

7.1.2. PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS

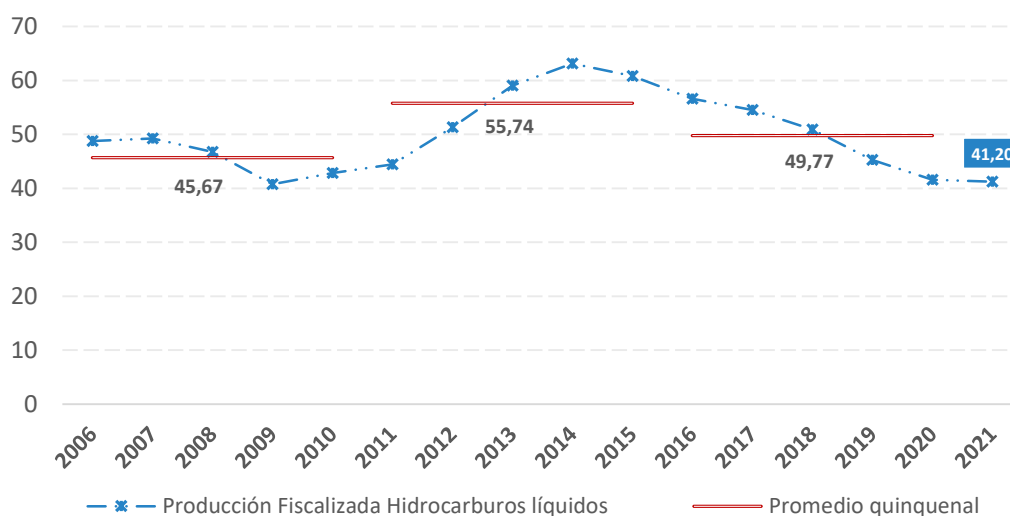
La Producción Fiscalizada de Petróleo, Condensado y Gasolina Natural es medida en el punto de fiscalización de los campos y está sujeta al pago de IDH, regalías y participaciones.

El volumen de Producción Fiscalizada en promedio de Hidrocarburos Líquidos para el año 2021 llegó a 41,20 MBbl/día; registrando un crecimiento respecto a 2006 de un 25% en la producción de Gasolina Natural y por otro lado la producción de Petróleo disminuyó en 70% como también la producción de Condensado disminuyó en 6%, explicados por los comportamientos atribuibles a la naturaleza de líquidos asociados a la producción de Gas Natural.

En 2021, dentro del total de la Producción Fiscalizada, la participación del Condensado fue de 67,8% (6,6 puntos porcentuales superior a lo registrado en 2006), la participación de la Gasolina

Natural fue de 24,2% mostrando un incremento de 4,7% respecto a 2006 y la participación del Petróleo decreció de 22,4% a 7,9% respecto al año base.

Gráfico 29. Producción fiscalizada de Hidrocarburos Líquidos, 2006 a 2021
(en miles de barriles día, MBbl/día)



Nota: Los hidrocarburos líquidos se refieren a incluye de petróleo, condensado y gasolina natural

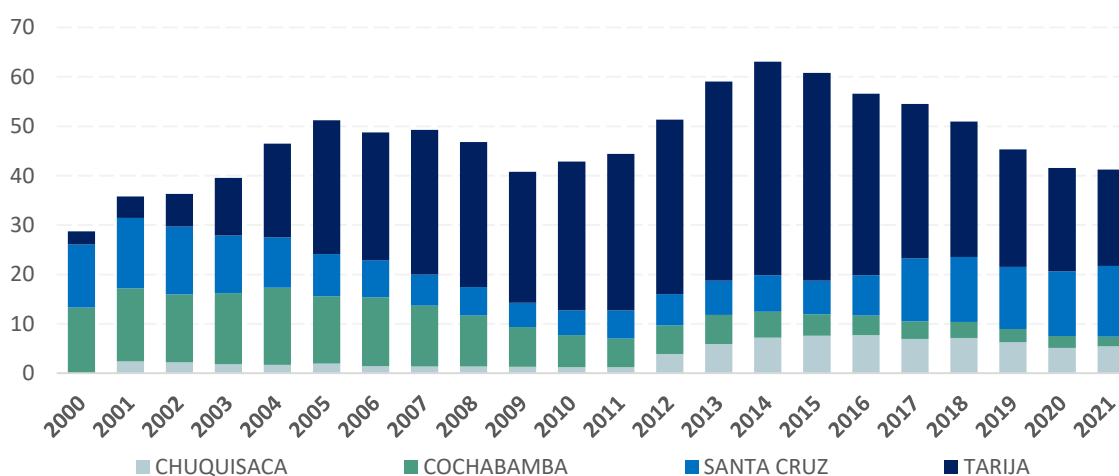
Fuente: Gerencia Nacional de Fiscalización.

Elaboración: Gerencia de Planificación Corporativa.

Al comparar la producción por departamento de 2021 respecto a 2006, se observa que Chuquisaca duplicó su producción con relación a lo reportado en el año base. Asimismo, el departamento de Santa Cruz registró un crecimiento de 0,9%, mientras que Tarija y Cochabamba reportaron un decrecimiento de 0,2% y 0,9% respectivamente.

En el año 2021, el 47,33% de la Producción de Hidrocarburos Líquidos se ubicó en el departamento de Tarija, el 34,78% en Santa Cruz, 13,0% en Chuquisaca y 4,69% en Cochabamba.

Gráfico 30. Producción fiscalizada de hidrocarburos líquidos por departamento, 2006 a 2021
(en MBbl/día)

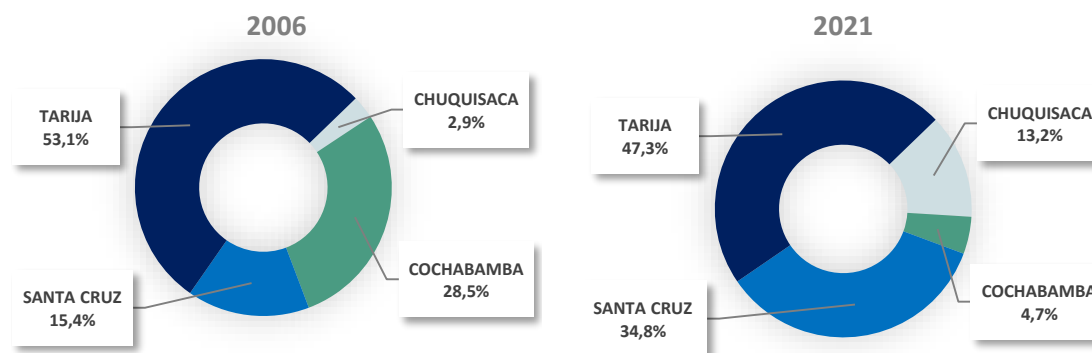


Fuente: Gerencia Nacional de Fiscalización.

Elaboración: Gerencia de Planificación Corporativa.

La producción de hidrocarburos líquidos en el departamento de Santa Cruz alcanzó cifras que superan todos los antecedentes históricos, como se puede observar en el siguiente gráfico, gracias al plan de reactivación de todo el sector hidrocarburífero que se implementó con el Presidente Luis Arce.

Gráfico 31. Comparación de la Producción fiscalizada de hidrocarburos líquidos por departamento, 2006 y 2021
(en MBbl/día)



Fuente: Gerencia Nacional de Fiscalización.
Elaboración: Gerencia de Planificación Corporativa.

7.2. PLAN DE REACTIVACIÓN DEL UPSTREAM

En la gestión 2021, YPFB elaboró el Plan de Reactivación del Upstream (PRU).

El objetivo principal del PRU es incrementar la producción de hidrocarburos y la reposición de reservas mediante la optimización de recursos existentes e inversiones en exploración y explotación, en el corto y mediano plazo.

El PRU considera un portafolio de treinta (30) oportunidades exploratorias y el desarrollo de campos maduros. Las oportunidades exploratorias en el portafolio se clasifican según su madurez exploratoria en prospectos y leads, con recursos asociados totales de 17,9 TCF y 319,9 millones de barriles.

Las estrategias principales del Plan incluyen:

- La **clasificación de oportunidades** según su rentabilidad, tamaño y disponibilidad.
- La optimización técnica y económica mediante la utilización de **facilidades de transporte y tratamiento existentes** (Polos de desarrollo).
- La negociación de **nuevos contratos para el mercado externo** bajo el nuevo contexto normativo en Brasil que permitan mejores condiciones de venta.
- La optimización de la normativa para la ejecución de actividades exploratorias, minimizando tiempos administrativos.

Los cronogramas de los proyectos exploratorios consideran el periodo entre la generación del proyecto hasta la fecha estimada del comienzo de la producción regular y sostenida, en caso de darse el éxito exploratorio, divididos en las siguientes fases:

a) Preinversión:

- Generación y conceptualización del proyecto
- Procesos administrativos intrínsecos
- Aprobación del proyecto
- Licencias ambientales
- Procesos de contratación

b) Inversión: (Periodo Exploratorio)

- Obras civiles
- Perforación de pozos exploratorios
- Análisis y recolección de muestras para laboratorio

El mencionado Plan tiene como componentes:

POZOS PLAN DE REACTIVACIÓN DEL UPSTREAM 2021, 2022 Y 2023

POZOS PLAN DE REACTIVACIÓN
DEL UPSTREAM 2021, 2022 Y
20232 ESTUDIOS G & G (EN
GESTION)

6. EXPLOR. SÍSMICA EN EL ÁREA IRENDA
7. EXPLOR. SÍSMICA TATARENDA SUR

Empresa: YPFB Casa Matriz.

5 ESTUDIOS G & G
APROBADOS

1. EXPLOR. ADQUISICIÓN, PROCESAMIENTO E
INTERPRETACIÓN SÍSMICA 2D - CAMATINDI EN
CHUQUISACA Y TARIJA
2. EXPLOR. ADQ. GEOQUÍMICA DE SUP. BOO-LLB.
3. EXPLOR. ADQ. AERO GRAV-MAG MDD LLB
4. SÍSMICA EN EL BOOMERANG NORTE
5. EXPLOR. SÍSMICA EN EL ÁREA VITIACUA

Empresa: YPFB Casa Matriz.

16 Proyectos en ejecución.

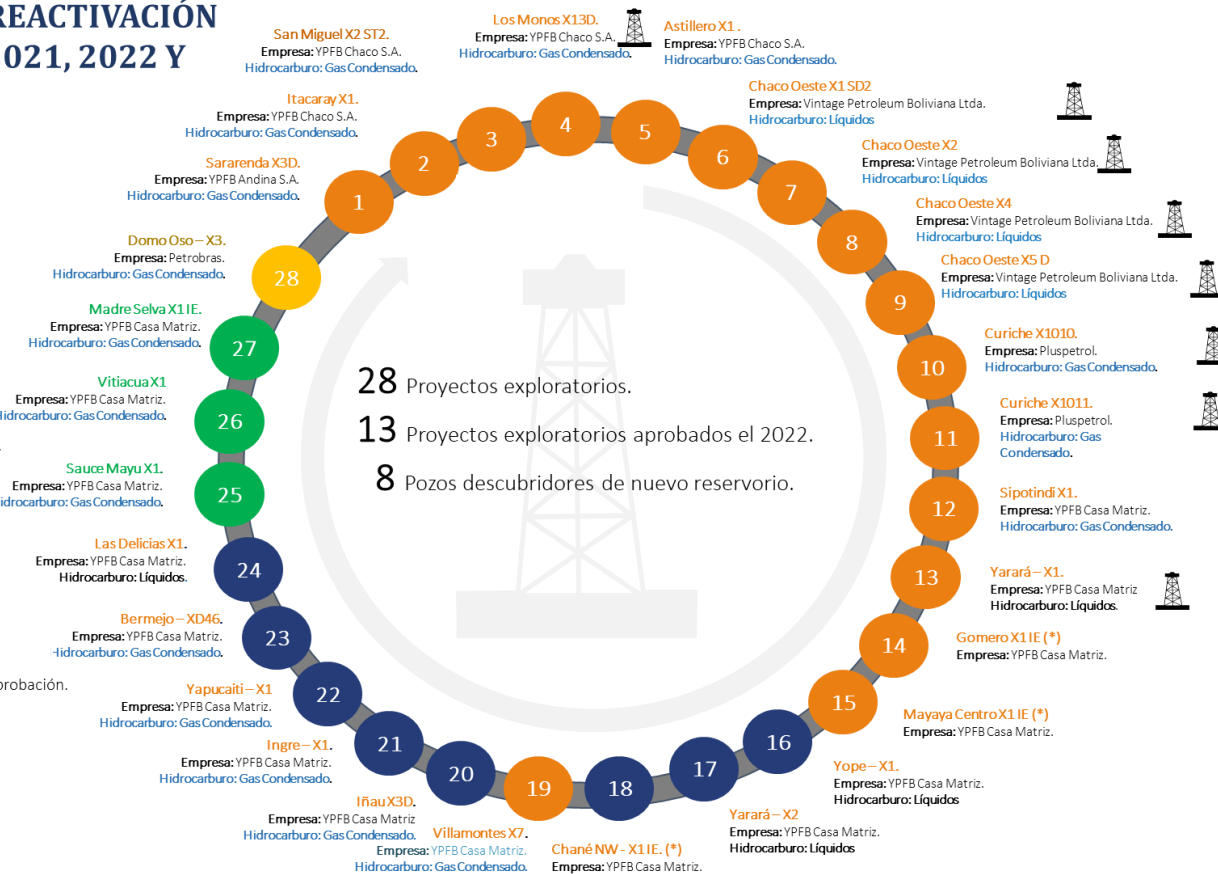
3 Proyectos en gestiones de aprobación.

1 Proyecto con fuerza mayor.

8 POZOS

 Pozos descubridores de hidrocarburos

(*) Pozos Estratigráficos



El PRU comprende los años 2021, 2022 y 2023, al momento cuenta con 28 proyectos exploratorios (proyectos de inversión), de los cuales a la fecha 8 fueron pozos descubridores de nuevos reservorios. Asimismo, contempla 7 estudios de preinversión.

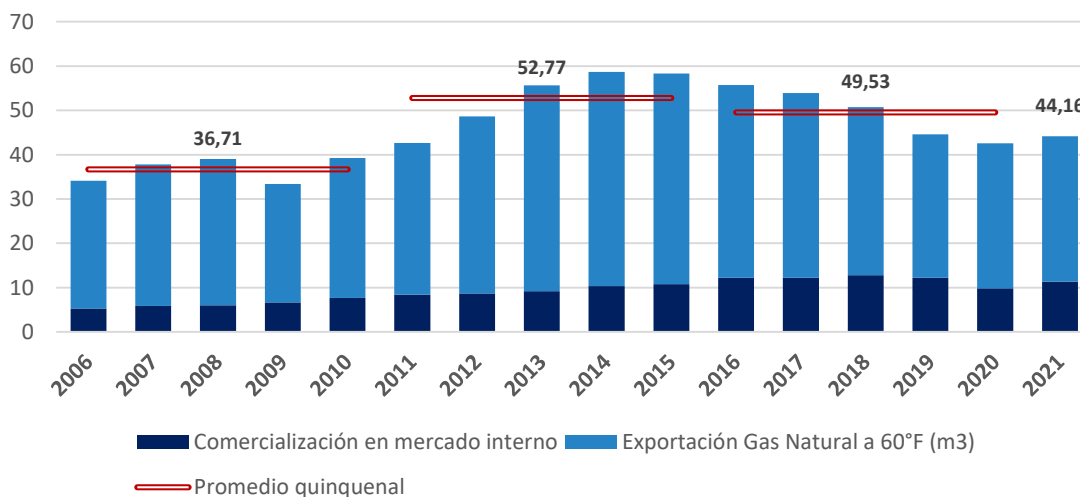
- 
- 1** **EXPLOR. ADQUISICIÓN, PROCESAMIENTO E INTERPRETACIÓN SÍSMICA 2D - CAMATINDI EN CHUQUISACA Y TARIJA**
Empresa: YPFB Casa Matriz.
Resultados: Adquisición de información sísmica 2D, en 210 kilómetros de líneas sísmicas y realizar el procesamiento.
 - 2** **EXPLOR. ADQUISICIÓN GEOQUÍMICA DE SUPERFICIE BOOMERANG – LLANURA BENIANA EN SANTA CRUZ, COCHABAMBA**
Empresa: YPFB Casa Matriz.
Resultados: Investigación de Leads estratigráficos y/o mixtos.
 - 3** **EXPLOR. ADQ AEROGRAVIMÉTRICA-AEROMAGNETOMÉTRICA EN LA CUENCA MADRE DE DIOS, ZONA BOOMERANG Y SUB ANDINO SUR FASE 1.**
Empresa: YPFB Casa Matriz.
Resultados: i) Apertura de nueva cuenca en el área de Madre Selva; ii) Apertura de nuevos Play de cuña silúrica en Madre de Dios.
 - 4** **EXPLOR. SÍSMICA EN EL BOOMERANG NORTE DEL DPTO. DE SANTA CRUZ.**
Empresa: YPFB Casa Matriz.
Resultado: 282 Km2. de información sísmica adquirida, procesada e interpretada
 - 5** **EXPLOR. SÍSMICA 2D EN EL ÁREA VITIACUA DEL DPTO. DE CHUQUISACA**
Empresa: YPFB Casa Matriz.
Resultado: 172,04 Km. de líneas sísmicas adquiridas, procesadas e interpretadas.
 - 6** **EXPLOR. SÍSMICA TATARENDA SUR DEL DPTO. DE SANTA CRUZ**
Empresa: YPFB Casa Matriz.
Resultado: En proceso de aprobación del proyecto.
 - 7** **EXPLOR. SÍSMICA EN EL ÁREA IRENDIA**
Empresa: YPFB Casa Matriz.
Resultado: En proceso de aprobación del proyecto.

Capítulo 8. DOWNSTREAM

8.1. COMERCIALIZACIÓN DEL GAS NATURAL

La comercialización de gas natural al mercado interno es una de las variables importantes que nos permite reflejar el comportamiento de la actividad económica nacional, debido a la relación que existe entre la producción y el consumo de gas natural, ya que el gas natural se ha convertido en una materia importante en la industria Boliviana, la gestión 2020 es particular debido a dos aspectos importantes la Pandemia que ingresa a Bolivia en Marzo de 2020 y el cambio de gobierno cuyas decisiones económicas y políticas afectaron el comportamiento del consumo de Gas Natural, para 2020 el consumo alcanza a 9,85 MMmcd, siendo el consumo más bajo en las últimas 5 gestiones, para la gestión 2021 se obtiene un crecimiento de 15,4%, alcanzando a un consumo de 11,36 MMmcd, se debe resaltar dos aspectos importantes para este crecimiento, el primero se relaciona a la política de reactivación económica llevada a cabo por el gobierno central, la segunda es la reactivación de la actividad industrializada del Gas Natural gestionada por la Presidencia de YPFB, esto es el incremento del consumo de la Planta Amoniaco Urea, debido a su reactivación en septiembre de 2021, luego de encontrarse por varios meses paralizada, también incidió el incremento de consumo por parte de la Planta Separadora de Líquidos Carlos Villegas, que empezó a producir mayores volúmenes de GLP garantizando el abastecimiento al Mercado Interno y Generando excedentes importantes para la exportación.

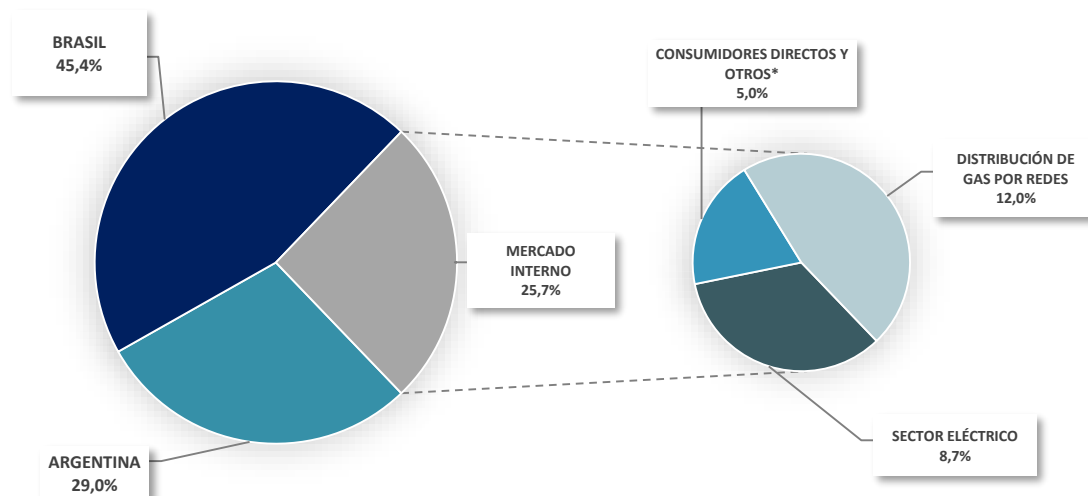
Gráfico 32. Comercialización de gas natural según mercado, 2006 a 2021
(en MMmc/día)



Fuente: Gerencia de Contratos de Exportación de Gas Natural.
Elaboración: Gerencia de Planificación Corporativa.

Gráfico 33. Participación por mercado y sector en la comercialización de gas natural, 2021

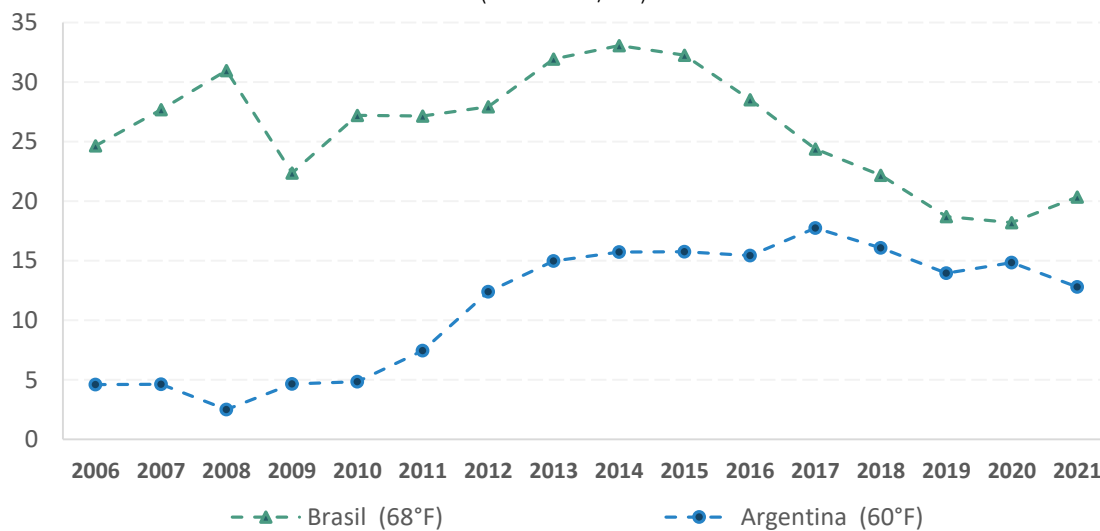
(en porcentajes)



Fuente: Gerencia de Contratos de Exportación de Gas Natural.
Elaboración: Gerencia de Planificación Corporativa.

Gráfico 34. Volúmenes promedio facturados al mercado de exportación, 2006 a 2021

(en MMmc/día)



Nota: Los volúmenes a Brasil incluyen gas combustible en el tramo boliviano para el Contrato YPFB-PETROBRAS y volúmenes facturados de MT GAS. Los volúmenes a Argentina incluyen volúmenes correspondientes al Contrato YPFB-ENARSA e incorporan los volúmenes del contrato interrumpible.

* Volúmenes a 68°F Base Saturada, Contrato YPFB – PETROBRAS y Contrato YPFB – MT GAS.

** Volúmenes a 60°F Base Seca, Contrato YPFB – ENARSA.

Fuente: Gerencia de Contratos de Exportación de Gas Natural.

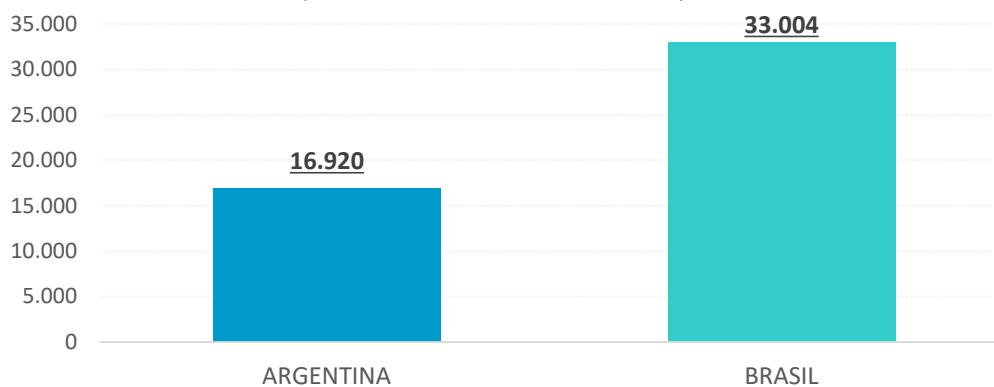
Elaboración: Gerencia de Planificación Corporativa.

Un logro importante para destacar son los ingresos generados por la exportación de Gas Natural, entre el 2006 al 2021 estos ingresos ascienden a 49.924,2 MMUSD, también es importante observar que luego de tener una tendencia decreciente en los últimos 2 años, la tendencia retorna a ser creciente, los dos factores que permitieron este crecimiento son una mayor

producción de Gas Natural que permitió cubrir la demanda creciente de la gestión 2021 y el otro factor es la mejoría en los precios internacionales, adicionalmente a la gestión de mejores precios en contratos interrumpibles.

Gráfico 35. Valor de exportación del gas natural por mercado de destino – acumulado desde 2006 a 2021

(en millones de dólares americanos)



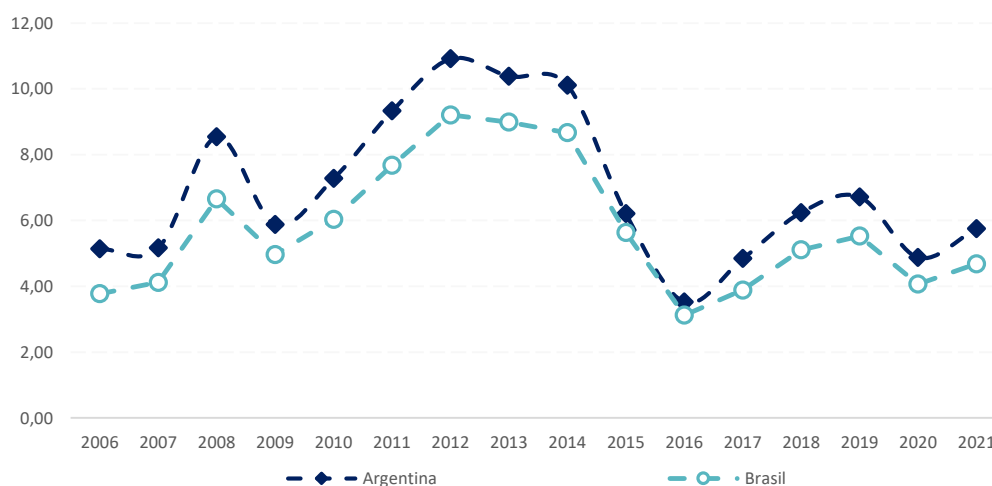
Nota: Actualmente se tienen dos contratos en firme para la exportación de Gas natural y tres de carácter interrumpible.

Fuente: Gerencia de Contratos de Exportación de Gas Natural.

Elaboración: Gerencia de Planificación Corporativa.

Gráfico 36. Evolución del precio promedio anual del gas natural, 2006 a 2021

(en USD/MMBtu)



Fuente: Gerencia de Contratos de Exportación de Gas Natural.

Elaboración: Gerencia de Planificación Corporativa.

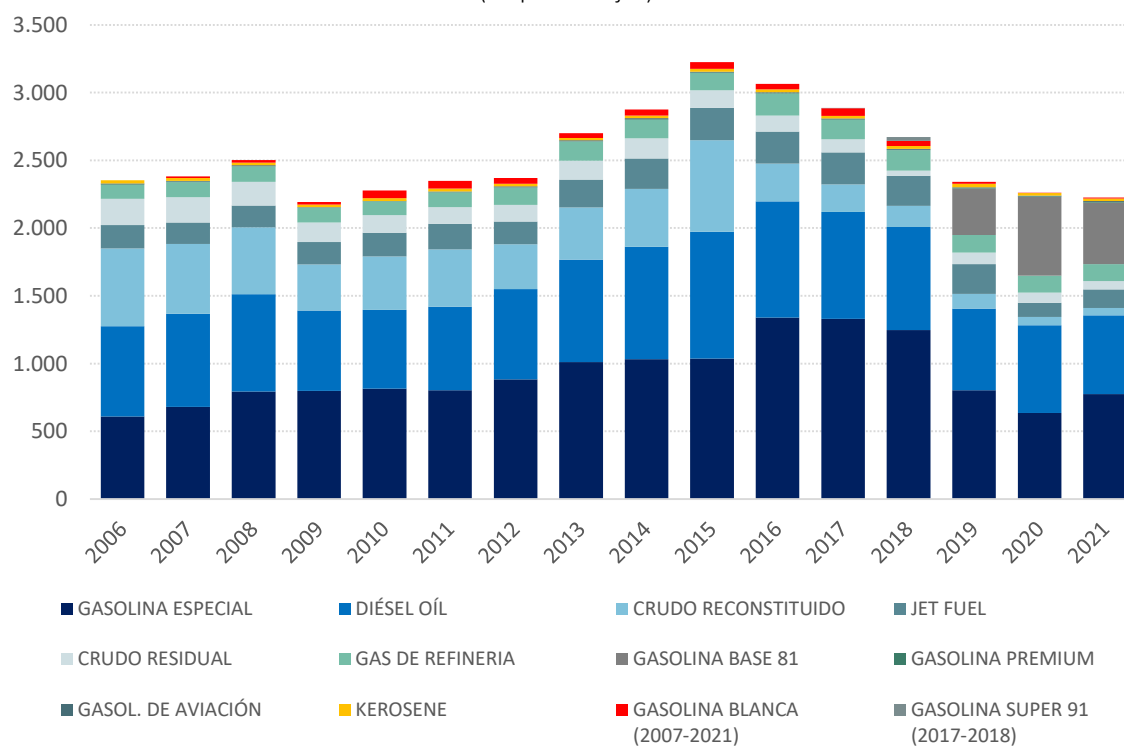
8.2. PRODUCCIÓN DE REFINERÍAS

La Refinería Gualberto Villarroel tiene una capacidad actual para procesar 39.750 barriles por día de petróleo crudo (BPD), es la planta de refinación con mayor capacidad de procesamiento de petróleo en el país. Construida en 1948, esta planta posee dos Unidades de Reformación Catalítica con una capacidad de procesamiento total de 13.600 BPD, teniendo como objetivo principal la producción de gasolina reformada de alto octanaje (95 RON) para elaborar mayores

volúmenes de Gasolina Especial (85 RON); asimismo cuenta con una planta de Lubricantes para la producción de Aceites Base y Aceites Lubricantes Automotrices e Industriales cuya capacidad de producción es de 2.200 m3/mes. Como se había mencionado antes, la producción de lubricantes y grasas, con la marca YPF, es realizada en la Planta de Lubricantes de esta Refinería, y son comercializados por YPF Refinación S.A.

La Refinería Guillermo Elder Bell cuenta con una capacidad de procesamiento de 24.000 barriles de petróleo crudo por día y está conformada por las unidades de crudo del Área 301 y el Área 300 y dos plantas de Reformación Catalítica que procesan un total de 6.400 BPD. Esta unidad de refinación está ubicada en el departamento de Santa Cruz y fue inaugurada en 1979, desde entonces contribuye al desarrollo nacional con la producción de gasolinas y diésel oíl, entre otros productos de importancia estratégica.

Gráfico 32. Producción de refinerías - principales combustibles, 2006 a 2021
(en porcentajes)

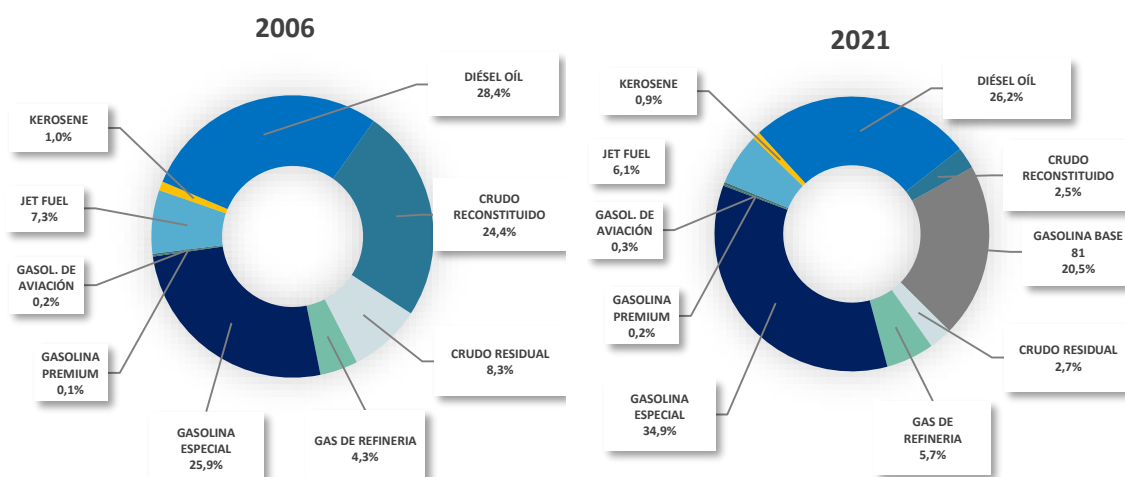


Fuente: YPF Refinación S.A.

Elaboración: Gerencia de Planificación Corporativa.

Para la gestión 2021, la producción de gasolina especial se incrementó en 30% respecto al 2006, igual que la gasolina de aviación, seguida de la gasolina Premium con un incremento del 20%. Asimismo, desde el 2019 se puso en marcha la producción de Gasolina Base 81 incrementando su producción en promedio al 2021 en 30%. También la Gasolina Blanca en el último quinquenio ha registrado un crecimiento del 31% desde inicios de su producción.

Gráfico 37. Producción de refinerías - principales combustibles, 2006 vs 2021
(en porcentajes)



Fuente: YPF Refinación S.A.

Elaboración: Gerencia de Planificación Corporativa.

En la gestión 2021, las producciones de las refinerías incrementaron la producción de Gasolina Especial a 34,9% y continuaron produciendo Diésel Oíl representado por el 26,2% del total de la producción. La refinación en Bolivia ha aportado de gran manera al desarrollo del país en los últimos años. La expansión en la capacidad de procesamiento de las refinerías permite una mayor producción de combustibles terminados, lo cual es un beneficio directo para todo el pueblo boliviano.

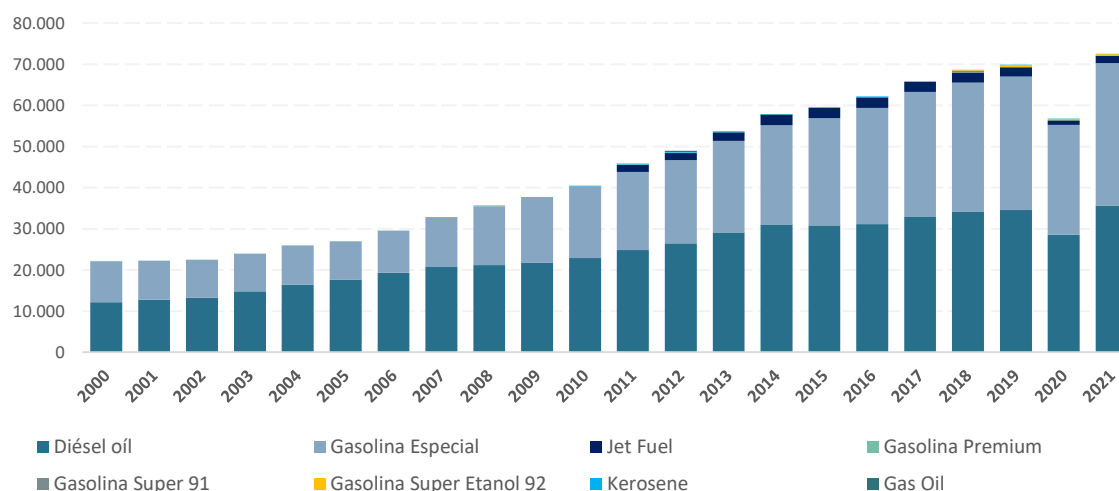
8.3. COMERCIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS POR DESTINOS

Durante el periodo 2006 a 2021, la evolución de la comercialización de los principales Combustibles Líquidos dentro del mercado interno demostró un incremento sostenido, de manera tal que en 2021 el promedio alcanzó a 72.592,4 Bbl/día, 2,5 veces superior a lo registrado en 2006.

En este contexto, en 2021 el 96,8% del total de la comercialización de los dos principales combustibles fue conformado en un 49% por el Diésel Oíl, y 47,8% por la Gasolina Especial. En términos de la participación de los diferentes combustibles dentro del total comercializado, no se registraron diferencias significativas, sin embargo, se destaca la introducción al mercado del nuevo combustible: la Gasolina Súper Etanol 92 en 2018.

Tanto el diésel oíl, como la gasolina especial tienen una oferta que está compuesta por la producción de refinerías y por la importación, su abastecimiento está garantizado para cubrir la demanda creciente de los diferentes sectores, siendo los principales el agrícola y el transporte pesado.

Gráfico 38. Comercialización de los principales combustibles líquidos, 2006 a 2021
(en Bbl/día)



Fuente: Gerencia de Comercialización.

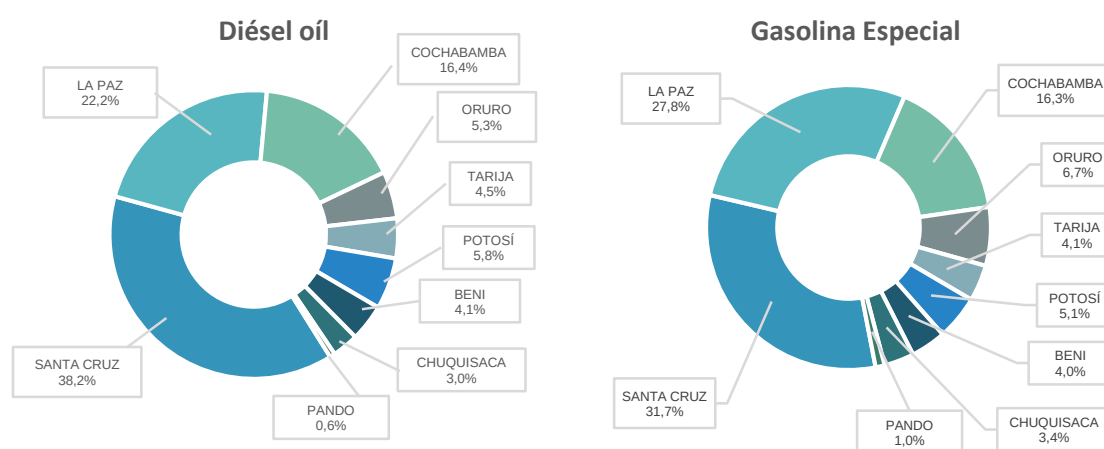
Elaboración: Gerencia de Planificación Corporativa.

El crecimiento de la demanda entre el 2020 y el 2021 fue de 24,6%, superando los niveles registrados en 2019. La tasa de crecimiento interanual entre el 2016 y el 2019 en promedio fue 3,5%, la cual es semejante a la variación registrada entre 2019 y 2021 de 3,1%, lo cual demuestra una **recuperación de la demanda, registrando volúmenes de comercialización mayores a las gestiones precedentes**.

En cuanto a la comercialización de la gasolina especial, entre el 2019 y el 2020 se registró una caída de 17,3% en el volumen, producto de las restricciones en el tránsito de personas y vehículos por cerca de 3 meses, seguido de una serie de medidas que restringieron las actividades económicas como el comercio, la construcción y, por supuesto, el transporte liviano.

No obstante, entre el 2020 y el 2021, la demanda de la gasolina especial creció 27,1% y el abastecimiento fue garantizado. En este caso, la variación interanual entre el 2016 y 2019 fue en promedio 4,6%, mientras que la variación entre el 2019 y el 2021 es del 5%.

Gráfico 39. Comercialización de los principales combustibles líquidos por departamento, 2021
(en Bbl/día)



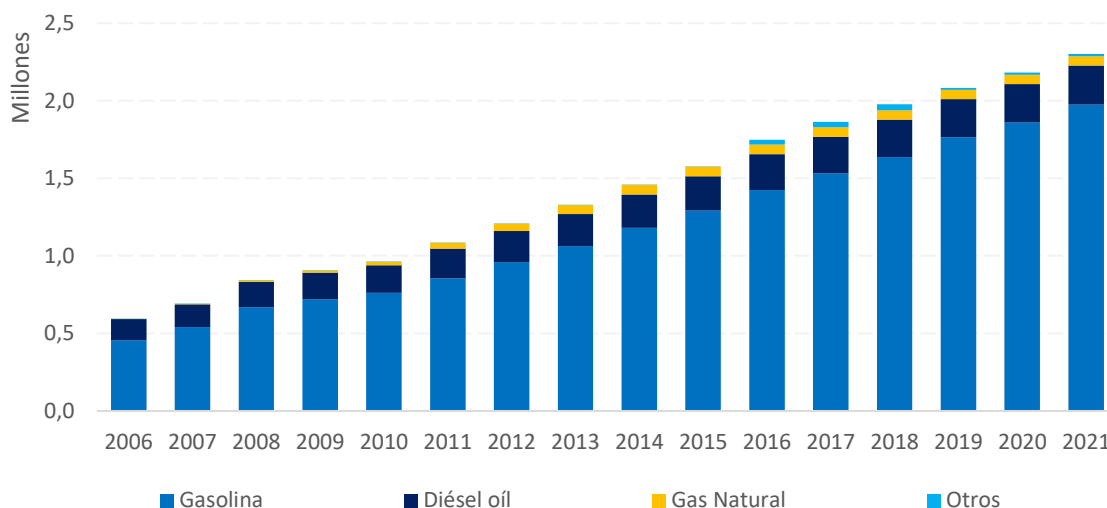
Fuente: Gerencia de Comercialización.

Elaboración: Gerencia de Planificación Corporativa.

El incremento de la demanda de combustibles se debe en gran parte al crecimiento del parque automotor, el cual paso de 593.165 en 2006 a 2.300.814 de vehículos registrados en 2021, cuya tasa de crecimiento promedio anual asciende a 9,6%; destacándose cada vez la cantidad de vehículos que usan gasolina, llegando a representar el 85,9% del parque automotor de 2021.

Gráfico 40. Parque automotor por tipo de combustible, 2006 a 2021

(en número de automoviles)

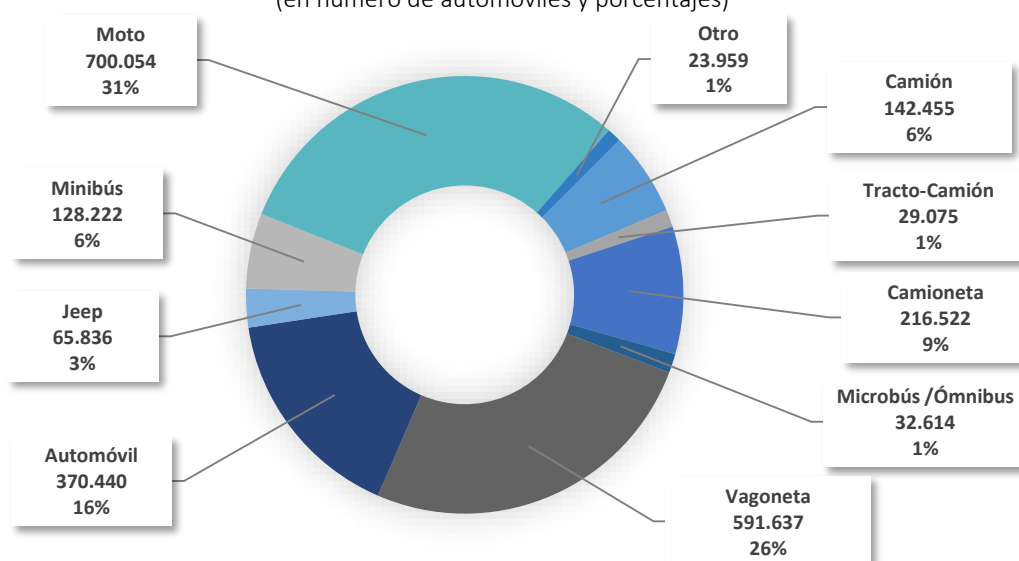


Fuente: Registro Único para la Administración Tributaria Municipal.
Elaboración: Gerencia de Planificación Corporativa.

Cabe destacar, que el incremento de motocicletas es uno de los principales contribuidores al crecimiento del parque automotor, ya que su tasa de crecimiento es 24,6%, con lo que se alcanzó a registrar más de 700 mil motorizados; le siguen los tracto-camiones, categoría que tiene en promedio un crecimiento interanual del 17,5%; en tercer lugar, se encuentran los minibuses, cuyo promedio fue de 10,7%.

Gráfico 41. Parque automotor por tipo de vehículo, 2021

(en número de automoviles y porcentajes)



Fuente: Registro Único para la Administración Tributaria Municipal.
Elaboración: Gerencia de Planificación Corporativa.

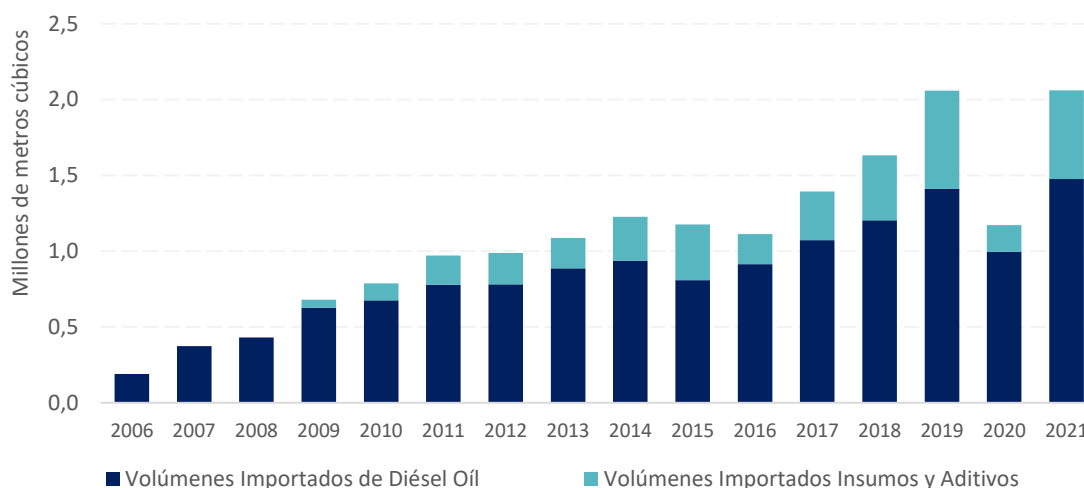
8.4. IMPORTACIÓN DE COMBUSTIBLES

El marco normativo actual contempla la subvención de importación de hidrocarburos por los siguientes productos, entre los que tenemos a:

- Diésel Oíl.
- Gasolinas.

Las subvenciones por importación de diésel oíl y gasolinas, obedece al comportamiento crecimiento de su demanda, la reducción de la producción y a la fluctuación de las cotizaciones de los precios internacional de los hidrocarburos.

Gráfico 42. Importación de diésel oíl e insumos y aditivos, 2006 a 2021
(en millones de metros cúbicos)



Fuente: Gerencia de Productos Derivados e Industrializados.

Elaboración: Gerencia de Planificación Corporativa.

Bajo este contexto, de no aplicar medidas de sustitución de importaciones, se espera un crecimiento continuo de la subvención por dichos conceptos, lo cual genera riesgos de liquidez para YPFB, debido que los costos en que incurre la empresa por la importación de dichos productos, que no son cubiertos por la tarifa del mercado.

En este sentido, se están realizando las acciones correspondientes para el análisis, estudios y evaluación de diversos proyectos que contribuyan a la sustitución de importaciones del diésel oíl:

- Proyecto de construcción de la Planta de Diésel Renovable (HVO).
- Proyecto de construcción de la Planta de Biodiesel.
- Proyecto de producción de diésel sintético.

Asimismo, se tiene planificado evaluar la factibilidad de realizar la contratación de los estudios para los proyectos de producción de hydrodiesel y GTL.

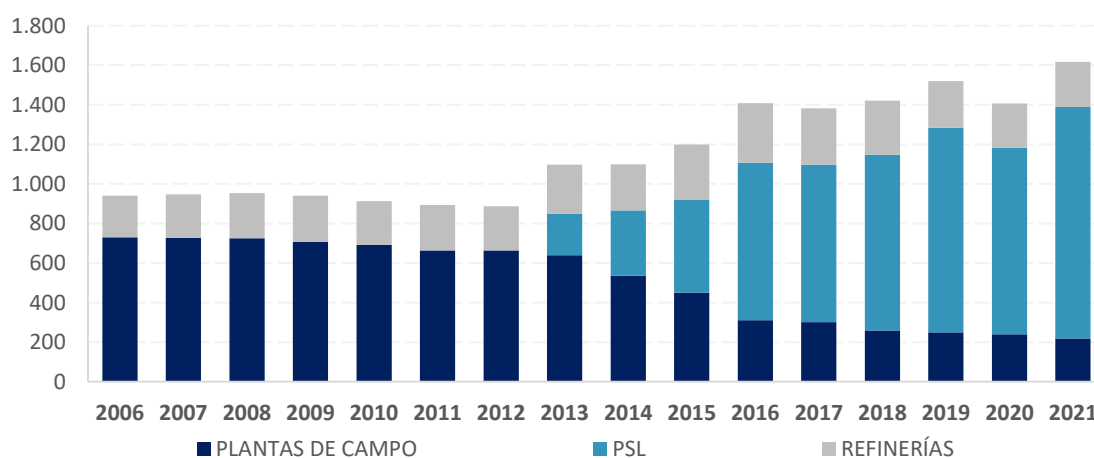
8.5. PRODUCCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE GAS LICUADO DE PETRÓLEO

8.5.1. PRODUCCIÓN TOTAL DE GLP

La producción total de GLP se compone de 3 fuentes, la producción en campo, en las Plantas de Separación de Líquidos (PSL) y en las plantas de refinación. La producción que corresponde a YPFB muestra una tendencia creciente, entre el 2006 y 2021 la producción total aumento en más del 72,1%, llegando la misma a 1.617,2 TM/día, a pesar que en la gestión 2020 se registró una caída del 7,4%.

En términos de composición, al incorporarse las Plantas de Separación de Líquidos (PSLs) a la matriz de producción se observa una transformación destacable, siendo que en 2006 el 77,1% de la producción de GLP dependía estrictamente de las Plantas de Campo, mientras que en 2018 el 72,3% de la producción provino de las Plantas de Separación de Líquidos, seguido de la producción en Refinerías con una participación del 14,2%, quedando en tercer lugar la producción en campo, con el 13,5%. La producción total está liderada por la producción en las PSL ya que en los últimos años pasó de representar el 54% en 2016 a aproximadamente el 80% en 2021. Durante la gestión 2021 se logró superar los niveles totales previos, registrando un crecimiento de cerca del 14%.

Gráfico 43. Producción total de GLP, 2006 a 2021
(En Tm/día)

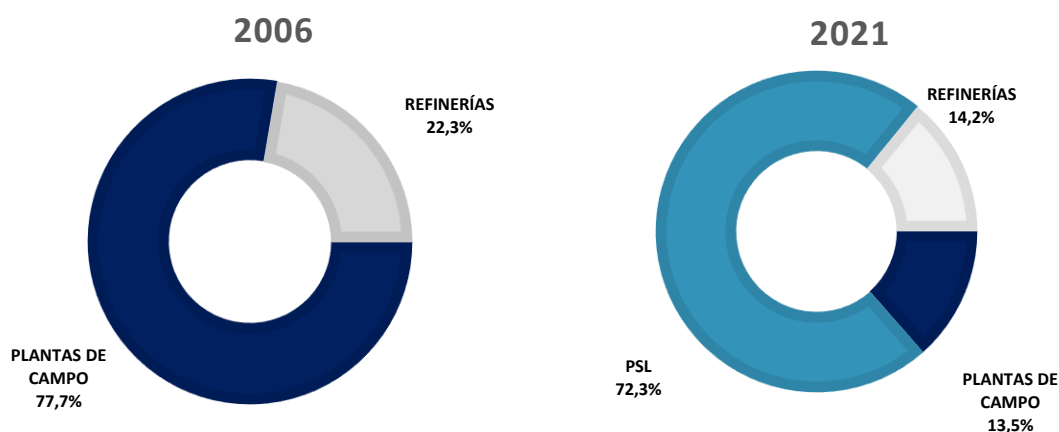


Notas: 1) Los datos corresponden a promedios anuales. Las operaciones de la PSL Rio Grande se iniciaron en julio de 2013 y de la PSL Carlos Villegas en julio de 2015; 2) La producción en refinerías corresponde a la totalidad de GLP más butano puro producido por YPFB Refinación S.A.

Fuente: Gerencia Nacional de Fiscalización, Gerencia de Productos Derivados e Industrializados, YPFB Refinación S.A.

Elaboración: Gerencia de Planificación Corporativa.

Gráfico 44. Volúmenes Totales de GLP Producidos
(En porcentaje)



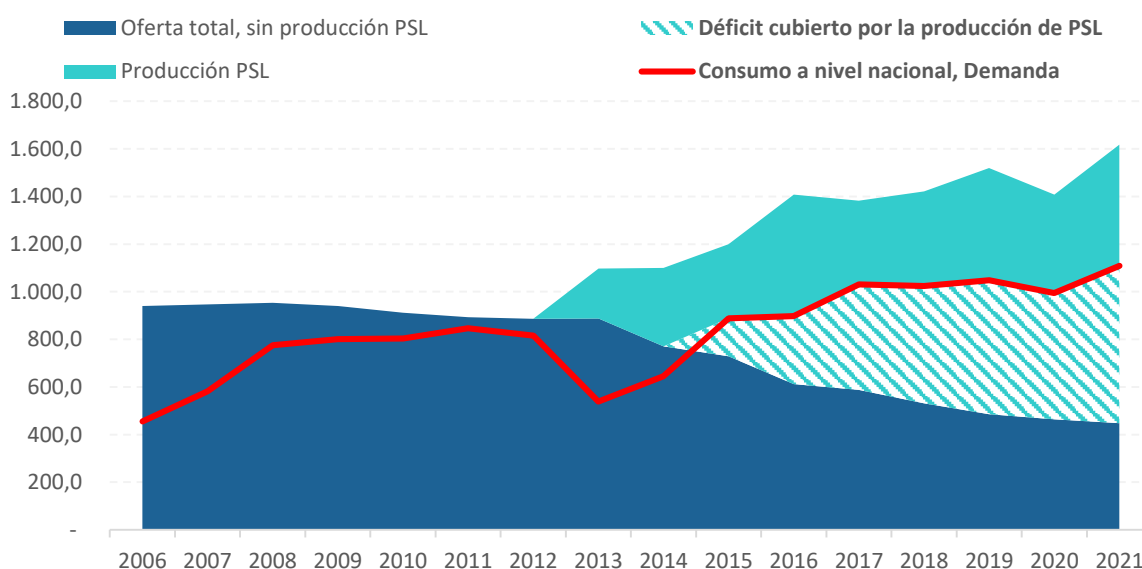
Notas: 1) Los datos corresponden a promedios anuales. Las operaciones de la PSL Río Grande se iniciaron en julio de 2013 y de la PSL Carlos Villegas en julio de 2015; 2) La producción total en refinerías corresponde a la totalidad de GLP más butano puro producido por YPF Refinación.

Fuente: Gerencia Nacional de Fiscalización, Gerencia de Productos Derivados e Industrializados, YPF Refinación S.A.

Elaboración: Gerencia de Planificación Corporativa

Considerando que la oferta de GLP proviene de tres tipos, es importante hacer notar que el volumen de GLP generado por las PSL en parte es utilizado para el abastecimiento en el mercado interno. Como se ve en el siguiente gráfico, la oferta que se originaba en campos y refinerías era suficiente para cubrir la demanda de GLP hasta el 2015, incluso generando excedentes antes de ese año. Sin embargo, el consumo interno fue incrementado de manera moderada, razón por la cual la contribución de las PSL fue vital para el suministro del mercado interno, como también para la generación de divisas con las ventas al mercado externo.

Gráfico 45. Comparación de la oferta y demanda de GLP, con y sin PSL, 2021
(En porcentaje)



Fuente: Gerencia de Productos Derivados e Industrializados

Elaboración: Gerencia de Planificación Corporativa

8.5.2. COMERCIALIZACIÓN DE GLP EN EL MERCADO INTERNO

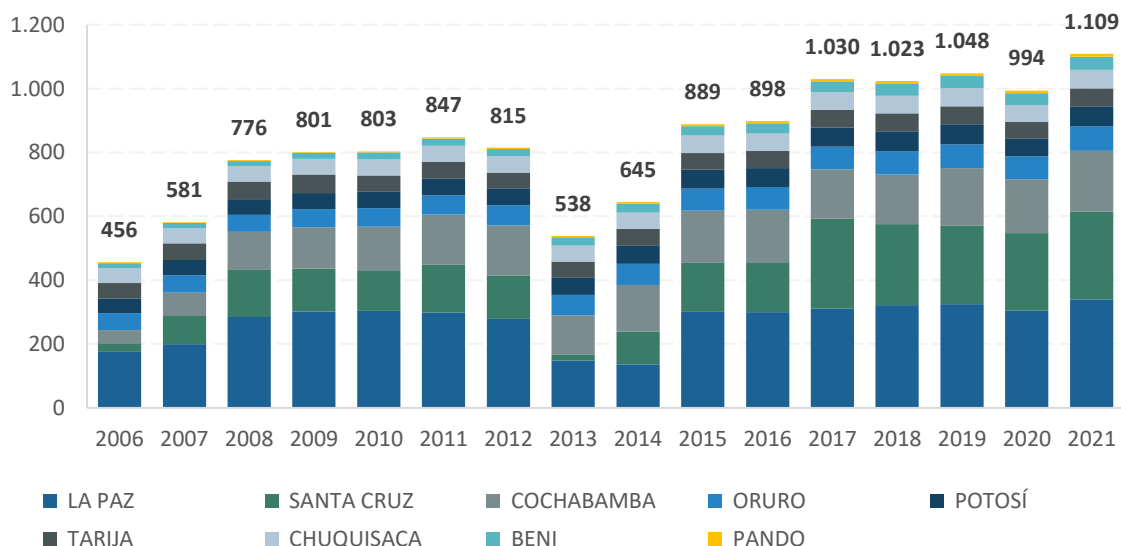
El crecimiento de la demanda gas licuado de petróleo (GLP), se ha desacelerado en los últimos años, producto de las instalaciones domésticas y comerciales de redes de gas.

Analizando la evolución de la variable, se observa que la comercialización de GLP al mercado interno describe una tendencia ascendente de 2006 a 2011, en la cual la comercialización llegó a ser 85,8% superior a lo reportado en 2006, entre 2012 y 2014 se presentó una reducción hasta llegar a un volumen promedio igual a 644,65 Tm/día en 2014, posterior a ello, de 2015 en adelante se presentó un comportamiento ascendente.

En 2020 la comercialización de GLP alcanzó un promedio de 994,0 Tm/día, y en 2021 la comercialización presenta un incremento a 1109,01 Tm/día, lo cual representa un incremento de 143% respecto a lo comercializado en 2006.

A nivel departamental, en 2021 el mayor crecimiento se registró en Santa Cruz, alcanzando un volumen igual a 275,0 Tm/día (cuyo incremento fue de 13,4%), seguido de Cochabamba, La Paz, Chuquisaca y Pando, todos ellos registran un crecimiento por encima del 10%. Asimismo, en el periodo de análisis el departamento de La Paz se constituyó en el principal departamento en el que se comercializa GLP, con excepción de 2014, año en el cual Cochabamba superó a La Paz en 10,87 Tm/día.

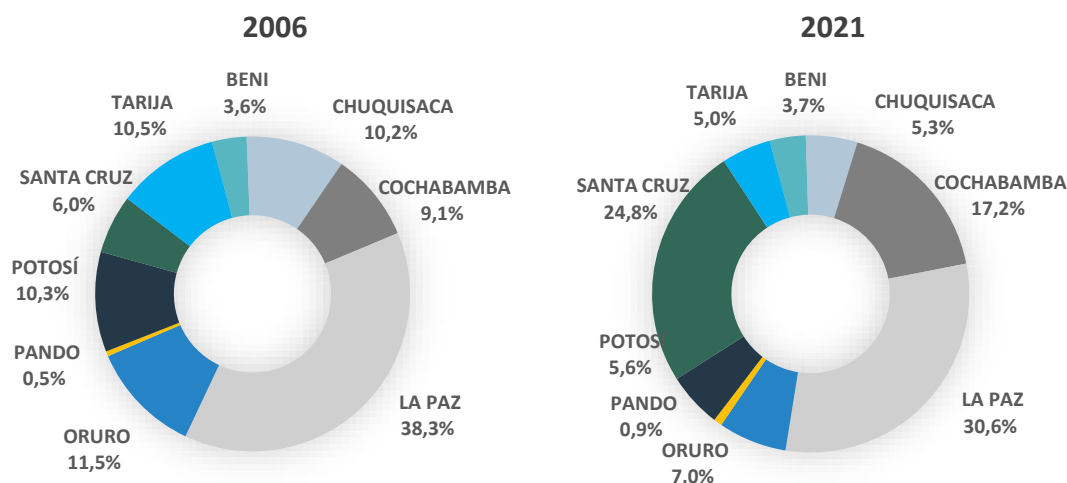
Gráfico 46. Comercialización de GLP al mercado Interno por Departamento, 2006 a 2021
(En Tm/día)



Fuente: Gerencia de Comercialización
Elaboración: Gerencia de Planificación Corporativa.

En 2021, el 73% de la comercialización se ubicó en los departamentos de La Paz, Santa Cruz, Cochabamba y Oruro, con una participación del 31%, 25%, 17% y 7% respectivamente para cada uno de los departamentos mencionados.

Gráfico 47. Comercialización de GLP por Departamento, 2006 vs 2021
(En porcentaje)



Fuente: Gerencia de Comercialización
Elaboración: Gerencia de Planificación Corporativa.

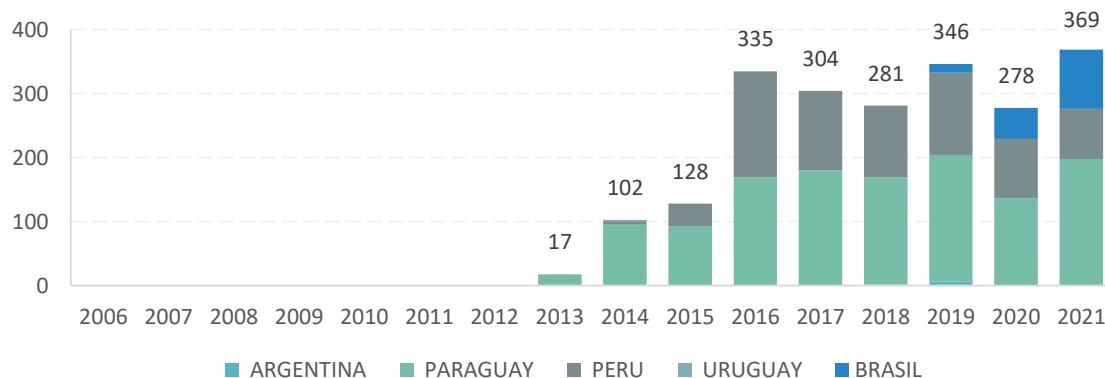
8.5.3. COMERCIALIZACIÓN DE GLP AL MERCADO EXTERNO POR PAÍS DE DESTINO

Desde el inicio de operaciones en la PSL Río Grande en 2013, a través de la puesta en marcha de la Planta Separadora de Líquidos de Río Grande, en julio de 2013, que posibilitó no sólo la disminución y posterior suspensión de importaciones de GLP, sino el inicio de exportaciones de este combustible a países vecinos.

Los volúmenes exportados de GLP se han ido incrementando aceleradamente, llegando a 134.560,94 Tm en 2021, equivalente a 21,64 veces lo exportado en 2013. El mercado externo de GLP boliviano lo constituyen Paraguay, Perú y Brasil.

La recuperación de la demanda, en la gestión 2021, se ve reflejada en una tasa de incremento interanual de la comercialización del 36,5%, liderado por los mercados de Brasil (90%) y Paraguay (44%). El mercado de Perú no tuvo una recuperación, ya que registro una disminución del 15% respecto a la gestión 2020, pero se espera mejores perspectivas hacia el 2022.

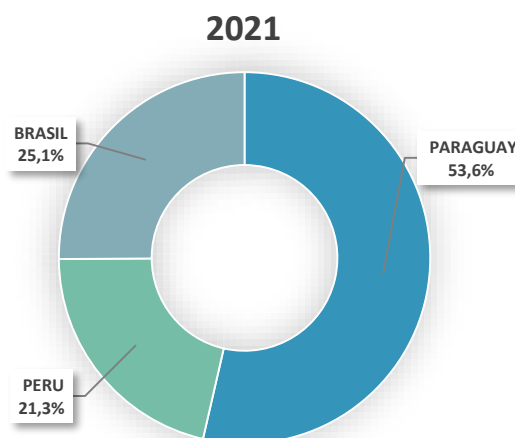
Gráfico 48. Comercialización de GLP por país de destino, 2006 a 2021 (Por país de destino)
(En Tm/día)



Fuente: Gerencia de Productos Derivados e Industrializados
Elaboración: Gerencia de Planificación Corporativa

Si bien se inició la exportación de GLP con un 85,7% del total destinado al Paraguay y 14,2% a Uruguay, al 2021 los mercados de destino fueron ampliados, llegando a los países de Paraguay, Perú y Brasil, con una participación de 53,6%, 21,3% y 25,1% respectivamente.

Gráfico 49. Comercialización de GLP por país de destino, 2021
(En porcentaje)



Fuente: Gerencia de Productos Derivados e Industrializados.
Elaboración: Gerencia de Planificación Corporativa.

8.6. INDUSTRIALIZACIÓN

8.6.1. PRIMEROS PASOS: PLANTAS DE SEPARACIÓN DE LÍQUIDOS

La implementación de la Planta de Separación de Líquidos, constituye el primer paso²⁸ hacia la industrialización de los Hidrocarburos ya que, a través de procesos de criogenización, se logra separar el gas seco de los hidrocarburos licuables cuya venta generó nuevos ingresos (divisas). Específicamente, separan Etano, Gas Licuado de Petróleo (Propano + Butano), Gasolina Rica en Isopentano y Gasolina Estabilizada.

PLANTA RIO GRANDE

Esta fue la primera planta instalada en Bolivia, que empezó a operar en julio 2013; se encuentra en el municipio de Cordillera en Santa Cruz. El propósito de ésta Planta es procesar la corriente de gas natural del Gasoducto Yacuiba Río Grande (GASYRG). En esta planta se procesa la producción del gas de los campos del sur de Bolivia, recurso que se exporta principalmente hacia el mercado brasileño. Esta planta es una de las tres más importantes de la región en cuanto a capacidad²⁹.

²⁸ Nos e refiere a la industrialización como tal ya que no significan una transformación química de los hidrocarburos.

²⁹ Otras se encuentran ubicadas en Neuquén (Argentina) y en Camisea (Perú).

La Planta Separadora de Líquidos Rio Grande (PSLRG) puede procesar un caudal de 5,6 millones de metros cúbicos día para obtener 361 TMD de GLP, 350 barriles por día (BPD) de gasolina estabilizada y 195 BPD de gasolina rica en isopentano.

PLANTA CARLOS VILLEGAS QUIROGA

Esta planta se encuentra en el municipio de Yacuiba en Tarija, e inició operaciones en agosto 2015. El propósito de esta planta es procesar la corriente de gas natural del Gasoducto de Integración Juana Azurduy (GIJA), y separar los componentes antes mencionados. Su capacidad de Producción le permite procesar 32,2 millones de metros cúbicos día (MMmcd) de gas natural, para producir 2.247 toneladas métricas día de Gas Licuado de Petróleo (GLP) y 3.144 TMD de etano, además de 1.044 BPD de isopentano y 1.658 BPD de gasolina natural. Es importante hacer notar que con la implementación de esta planta en específico se recupera la energía excedente en la corriente de gas de exportación hacia Argentina, cumpliendo de manera eficiente los términos de calidad del gas exportado.

Para la gasolina rica en isopentanos, el principal mercado es Perú (que representa el 88,3% del total de volumen exportado), seguido de Brasil (11,6%); Además, en la gestión 2021 se empezó a exportar hacia Argentina, aumentando las posibilidades de comercialización.

8.6.2. PLANTA DE GAS NATURAL LICUADO “GNL”

La planta GNL está instalada en el municipio Cordillera del departamento de Santa Cruz, se encuentra en operación comercial desde febrero de 2016, así como el sistema logístico de transporte conformado por los 32 camiones cisterna criogénicos y tracto camiones para el despacho de GNL a las poblaciones beneficiadas donde se encuentran implementadas las ESRs (véase el acápite 6.7.3 en la página 50).

El complejo de licuefacción tiene una capacidad de proceso de 362.280 m³/d, apta para producir 210 TMD de GNL y cuenta con una unidad de almacenamiento a condiciones criogénicas de 3.000 m³/d. Actualmente, el único destino de este producto son las familias bolivianas, pero tomando en cuenta el contexto actual, en la gestión 2022 se empieza a realizar análisis de mercados externos potenciales.

Por su parte, como se había mencionado, se tienen 27 estaciones satelitales de regasificación (ESR), que se encuentran distribuidas en ciudades intermedias, detalladas en el Cuadro 1.

8.6.1. PLANTA DE AMONIACO Y UREA

Con la aprobación del Decreto Supremo Nº 922 de 29/06/2011, el Ministerio de Hidrocarburos encargó a YPFB desarrollar los proyectos de industrialización de hidrocarburos: Planta de Urea y Amoniaco. La Planta está ubicada a 4,2 km al sur de la localidad de Bulo-Bulo, en el municipio de Entre Ríos, sexta sección de la Provincia Carrasco del departamento de Cochabamba fue implementada con el propósito de cubrir la demanda insatisfecha del mercado interno y externo de Urea, generando, mejorando los indicadores de rendimiento de suelos agrícolas.

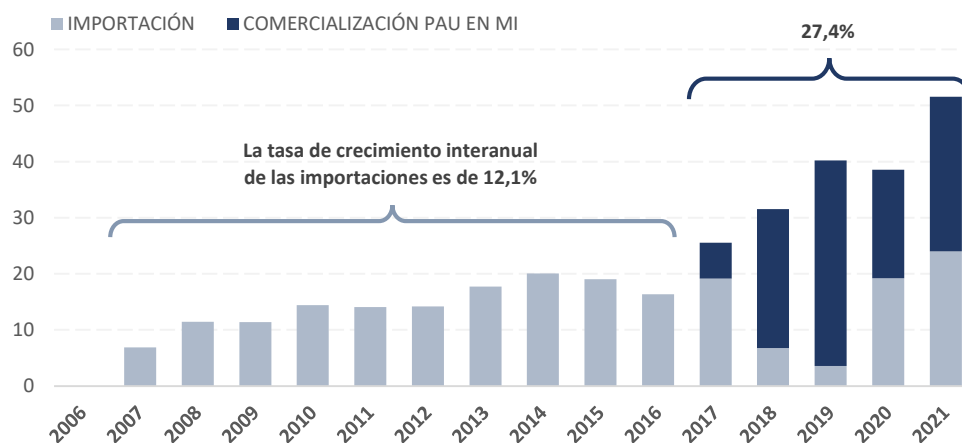
La producción de Urea comenzó en septiembre 2017, y desde entonces tuvo una producción creciente, llegando a producir hasta 330,8 miles de toneladas métricas (TM) de Urea en 2019. La Planta de Amoniaco y Urea estuvo parada y sin producción desde el nov/2019 a sept/2021.

Dentro los objetivos de la gestión 2021 se encontraba la reactivación de la PAU, hecho que se concreta en septiembre, mes en el que se inició operaciones en planta, llegándose a producir cerca de 158 mil TM de Urea entre septiembre y diciembre de 2021.

La comercialización de Urea desde el inicio de operaciones de la PAU tuvo un importante mercado al interior, sustituyendo las importaciones, cuya demanda fue creciente hasta 2019. Como se puede observar la demanda fue impulsada, con lo cual la tasa de crecimiento del consumo aparente en el territorio nacional pasó de un promedio de 12,1% entre 2006 a 2016 a 27,4% después del 2017.

Gráfico 50. Volumen comercializado de Urea en el mercado interno, 2006 a 2021

(En miles de toneladas métricas)

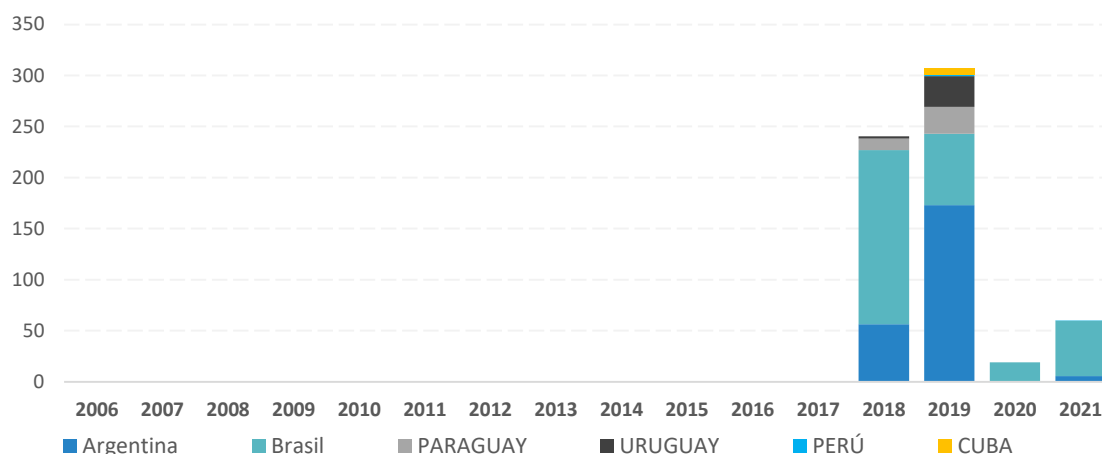


Nota: En la gestión 2020, por instrucción de la Dirección de la Planta de Amoniaco y Urea y con la aprobación de UPS-UAF, en febrero se registra un volumen de producción de 5998,46 TM de urea, y en mayo se registra un volumen de 1085,20 TM de urea producida, correspondiente a un ajuste de medición efectuado por planta
Fuente: Instituto Nacional de Estadística y Gerencia de Productos Derivados e Industrializados.
Elaboración: Gerencia de Planificación Corporativa.

Las exportaciones de este producto tienen similar comportamiento; para la gestión 2019 las exportaciones de Urea alcanzaron un máximo de ventas de 306.947 TM, en la gestión 2020 solo se exportaron saldos de la gestión 2019. Con la reactivación de la PAU, para la gestión 2021 la comercialización de Urea a Mercado Interno alcanza a 28.919 TM y las Exportaciones llegaron a 107.249 TM. En cuatro meses se llegó a comercializar con Argentina, Brasil y Perú retomando la confianza de los países vecinos, representando un logro importante en la gestión 2021.

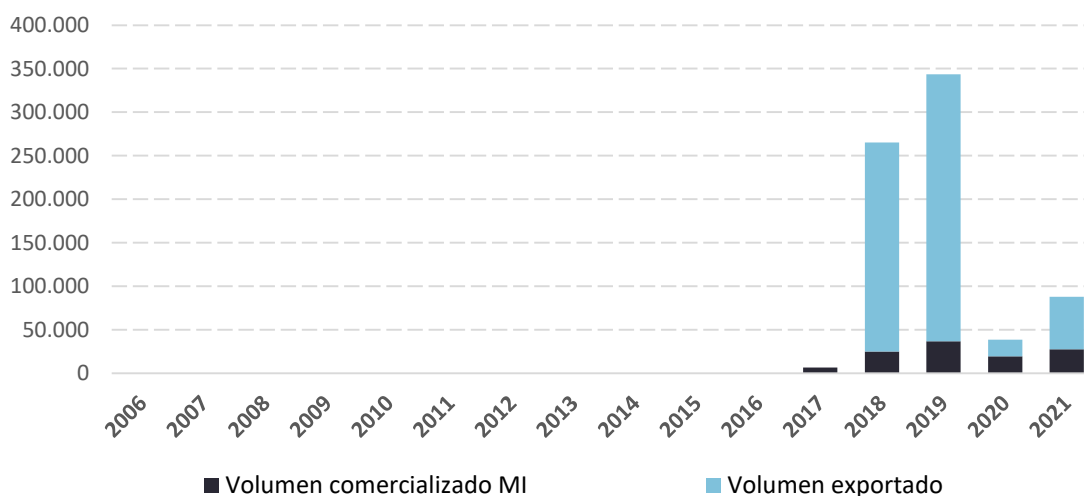
Gráfico 51. Comercialización de Urea según mercado, 2006 a 2021

(En miles de toneladas métricas)



Los ingresos generados por comercialización de Urea tenían un comportamiento ascendente hasta 2019, en el 2020 se paralizó las actividades operativas de la PAU, por esta razón solo se pudo generar ingresos con la comercialización de saldos de la gestión 2019, para la gestión 2021 los ingresos por comercialización al Mercado Interno superaron a lo generado años anteriores, llegando a comercializarse un total de 15,55 MMUSD, en la generación de ingresos por exportación de la misma manera se logró ingresos por 51,64 MMUSD, se debe tener presente que en la gestión 2021 la PAU comienza operaciones en septiembre, lo que hace importante la generación de recursos que se realizó durante los meses de reactivación de la PAU.

Gráfico 52. Volumen comercializado de Urea según mercado, 2006 a 2021
(En miles de toneladas métricas)



Fuente: Gerencia de Productos Derivados e Industrializados.
Elaboración: Gerencia de Planificación Corporativa.

Después de 16 años, la nacionalización de los hidrocarburos y el modelo económico ha permitido la construcción de 2 plantas separadoras de líquidos: Río Grande y Carlos Villegas; la instalación de la Planta de Licuefacción de Gas Natural Licuado y la Planta de Amoniaco y Urea. Estas cuatro plantas han significado una inversión global que supera los 1.995 millones de dólares. Y en los siguientes años se continuará esta labor, construyendo plantas para producir biodiesel y una segunda planta para la producción de urea.

Capítulo 9. DESARROLLO CORPORATIVO

9.1. ESTRUCTURA DE YPFB CORPORATIVA

9.1.1. MISIÓN

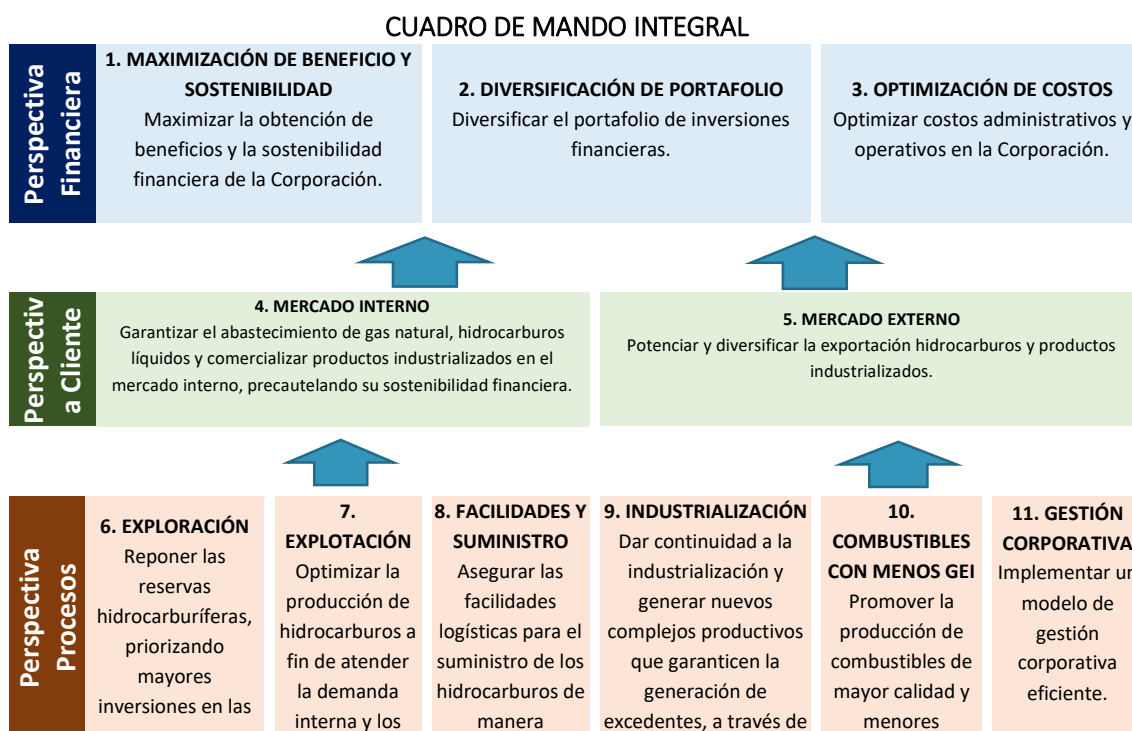
Corporación estatal de hidrocarburos, pilar fundamental del desarrollo de Bolivia, reconocida como un modelo de gestión eficiente, rentable y transparente, con responsabilidad social y ambiental y presencia internacional

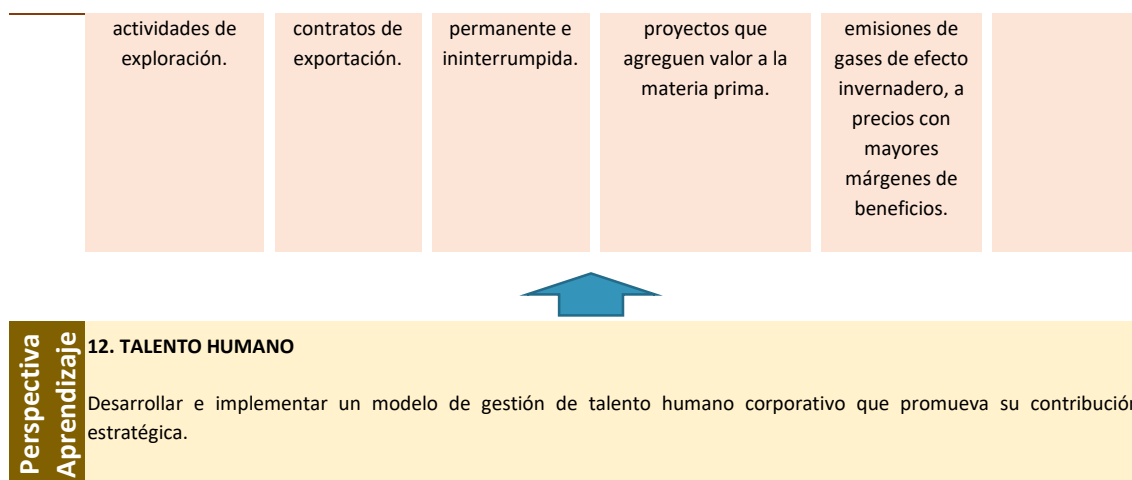
9.1.2. VISIÓN

Operar y desarrollar la cadena de hidrocarburos, garantizando el abastecimiento del mercado interno, el cumplimiento de los contratos de exportación y la apertura de nuevos mercados, generando el mayor valor para beneficio de los bolivianos

9.1.3. OBJETIVOS ESTRATÉGICOS

El Plan Estratégico Corporativo 2021 – 2025 se formuló bajo el enfoque del *Balanced Scorecard* (Cuadro de Mando Integral), un sistema de Gestión Estratégica que mide y focaliza la actuación de la empresa desde cuatro (4) perspectivas equilibradas: Finanzas, Clientes, Procesos y Aprendizaje. Al respecto, los objetivos estratégicos o acciones de mediano plazo fueron planteados bajo este enfoque, habiéndose definido las siguientes:





Elaboración: Gerencia de Planificación Corporativa.

Por consiguiente, para el cumplimiento de la misión corporativa y en la búsqueda de alcanzar nuestra visión de futuro, YPFB planteó los siguientes objetivos estratégicos para el período 2021 – 2025.

No.	OBJETIVOS ESTRATÉGICOS 2021 – 2025
1	MAXIMIZACIÓN DE BENEFICIO Y SOSTENIBILIDAD Maximizar la obtención de beneficios y la sostenibilidad financiera de la Corporación.
2	DIVERSIFICACIÓN DE PORTAFOLIO Diversificar el portafolio de inversiones financieras.
3	OPTIMIZACIÓN DE COSTOS Optimizar costos administrativos y operativos en la Corporación.
4	MERCADO INTERNO Garantizar el abastecimiento de gas natural, hidrocarburos líquidos y comercializar productos industrializados en el mercado interno, precautelando su sostenibilidad financiera.
5	MERCADO EXTERNO Potenciar y diversificar la exportación hidrocarburos y productos industrializados.
6	EXPLORACIÓN Reponer las reservas hidrocarburíferas, priorizando mayores inversiones en las actividades de exploración.
7	EXPLOTACIÓN Optimizar la producción de hidrocarburos a fin de atender la demanda interna y los contratos de exportación.
8	FACILIDADES Y SUMINISTRO Asegurar las facilidades logísticas para el suministro de los hidrocarburos de manera permanente e ininterrumpida.
9	INDUSTRIALIZACIÓN Dar continuidad a la industrialización y generar nuevos complejos productivos que garanticen la generación de excedentes, a través de proyectos que agreguen valor a la materia prima.

No.	OBJETIVOS ESTRATÉGICOS 2021 – 2025
10	COMBUSTIBLES CON MENOS GEI Promover la producción de combustibles de mayor calidad y menores emisiones de gases de efecto invernadero, a precios con mayores márgenes de beneficios.
11	GESTIÓN CORPORATIVA Implementar un modelo de gestión corporativa eficiente.
12	TALENTO HUMANO Desarrollar e implementar un modelo de gestión de talento humano corporativo que promueva su contribución estratégica.

Elaboración: Gerencia de Planificación Corporativa.

UNIDADES Y FACTORES DE CONVERSIÓN

UNIDADES UTILIZADAS

Bbl :	BARRIL
Btu :	UNIDAD TÉRMICA BRITÁNICA
m ³ :	METROS CÚBICOS
Tm :	TONELADA MÉTRICA
pc :	PIE CÚBICO
USD :	DÓLARES AMERICANOS

PREFIJOS UTILIZADOS

SÍMBOLO	PREFIJO	VALOR
M	MIL	10 ³ = 1.000
MM	MILLONES	10 ⁶ = 1.000.000

EQUIVALENCIAS

VOLUMEN
1 PIE CÚBICO (pie ³) = 0,0283168 METROS CÚBICOS (m ³)
1 METRO CÚBICO (MMmc) = 35,314667 PIES CÚBICOS (pie ³)
1 BARRIL (Bbl) = 158,987295 litros = 5.64583 PIES CÚBICOS (pie ³)
PESO
1 TONELADA MÉTRICA (Tm) = 1.000 KILOGRAMOS (kg)
CALOR
1 UNIDAD TÉRMICA BRITÁNICA (BTU) = 0,252075 KILOCALORÍAS (Kcal) = 1,05506 KILOJOULES (KJ)
1 MMBTU = 251.996 Kcal (Conforme los Contratos de Exportación)

GLOSARIO DE TÉRMINOS

CITY GATE: Instalaciones destinadas a la refinación, filtrado, control de calidad del gas natural, refinación, regulación, medición, odorización y despacho del gas natural, a ser distribuido a través de los sistemas correspondientes

COMMODITIES: Los commodities son bienes que han sufrido poca elaboración, a los que se le ha añadido poco o nulo valor agregado; se encuentran de manera natural en el planeta o son producidos en enormes cantidades.

CONSUMIDORES DIRECTOS Y OTROS: comprenden a las industrias Incluye a las industrias conectadas directamente a la red troncal de ductos, consumidores propios del sector de hidrocarburos como refinerías, plantas, estaciones de bombeo y plantas de compresión, entre otros.

CONTRATOS DE OPERACIÓN: Contratos petroleros de Exploración y Explotación suscritos entre YPFB y las empresas petroleras (Titulares), en octubre de 2006 y protocolizados en mayo de 2007.

DOWNSTREAM: Expresión utilizada para referirse a las actividades de Transporte, Almacenaje, Comercialización, Refinación, Distribución e Importación.

ENARSA: Energía Argentina Sociedad Anónima, empresa encargada de la comercialización de volúmenes de Gas natural en territorio argentino.

GLP: Gas Licuado de Petróleo. Es la mezcla de propano y butano en proporciones variables. El GLP es producido en plantas de campo, plantas de separación de líquidos (PSL) y refinerías.

GLP DE PLANTAS: Es el Gas Licuado de Petróleo (GLP) extraído del Gas natural en plantas de extracción de licuables en campos de producción.

GLP DE REFINERÍAS: Es el Gas Licuado de Petróleo (GLP) extraído del petróleo en las Refinerías.

GLP DE PLANTAS DE SEPARACIÓN DE LÍQUIDOS: Es el Gas Licuado de Petróleo (GLP) extraído del Gas natural en Plantas de Separación de Líquidos, de Río Grande y Carlos Villegas.

GSA (GAS SUPPLY AGREEMENT): Contrato de compra-venta de Gas natural entre YPFB y PETROBRAS Brasil firmado en 1996.

IDH: Impuesto Directo a los Hidrocarburos

IEHD: Impuesto Especial a los Hidrocarburos y sus Derivados

PRODUCCIÓN BRUTA: Es el volumen total de fluidos que produce un pozo: Petróleo, gas natural, agua de formación y sedimentos, antes de ser conducidos a un sistema de adecuación.

PRODUCCIÓN FISCALIZADA: Son los volúmenes de hidrocarburos medidos en el Punto de Fiscalización de la Producción.

PUNTO DE FISCALIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN: Es el lugar donde son medidos los hidrocarburos resultantes de la explotación en el campo después que los mismos han sido sometidos a un Sistema de Adecuación para ser transportados.

Para campos con facilidades de extracción, el Punto de Fiscalización de la Producción, será a la salida de la planta ubicada antes del Sistema de Transporte y debe cumplir con los requerimientos de adecuación del gas o los líquidos de acuerdo a reglamentación.

En los campos donde no existan facilidades de extracción de GLP y/o Gasolina Natural, el Punto de Fiscalización de la Producción será a la salida del sistema de separación de fluidos. Para este efecto, los productores instalarán los instrumentos necesarios como ser: gravitómetros, registradores multiflujo, medidores másicos, cromatógrafos para análisis cualitativos y cuantitativos, registradores de presión y temperatura y todo equipo que permita establecer las cantidades de GLP y Gasolina Natural incorporadas en la corriente de Gas natural despachada.

PRODUCTOS REFINADOS DE HIDROCARBUROS: Son los productos denominados combustibles, lubricantes, grasas, parafinas, asfaltos, solventes, GLP y los sub-productos y productos intermedios que se obtienen de los procesos de Refinación del Petróleo.

QDCA: Cantidad diaria adicional a la cantidad diaria base (QDCB) de gas natural, en el marco del contrato de exportación GSA, que YPFB se compromete a vender y a suministrar y PETROBRAS se compromete a recibir.

QDCB: Cantidad diaria base de gas natural en el marco del contrato de exportación GSA, que YPFB se compromete a vender y a suministrar y PETROBRAS se compromete a recibir.

PIB NOMINAL: Valor a precios de mercado (a precios corrientes) de la producción de bienes y servicios finales producidos en un país durante un período determinado de tiempo, normalmente un año.

RECON (Crudo Reconstituido): Mezcla de crudo reducido, obtenido como residuo de la destilación atmosférica, con gasolina blanca obtenida en las plantas de separación de los campos y en las refinerías.

REGALÍAS: Compensación económica obligatoria pagadera al Estado, sobre la producción fiscalizada, en dinero o en especie, en favor de los Departamentos productores por la explotación de sus recursos naturales no renovables.

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (SIN): Es el sistema eléctrico que integra sistemas de generación transmisión y distribución en los departamentos de La Paz, Cochabamba, Santa Cruz, Chuquisaca, Oruro, Potosí y Beni.

SISTEMA AISLADO (SA): Es cualquier sistema eléctrico que no está conectado al Sistema Interconectado Nacional (SIN)

TGN: Tesoro General de la Nación.

UPSTREAM: Expresión utilizada para referirse a las actividades de Exploración y Producción de hidrocarburos.

LOGROS DE YPFB CON LA NACIONALIZACIÓN

La Nacionalización de los Hidrocarburos ha dado un giro importante en la política y estrategia hidrocarburífera, lo cual permitió que YPFB logre resultados concretos, es así como el fortalecimiento de YPFB permitió obtener los siguientes resultados históricos que predicen un buen auge para la estatal petrolera:

LA NACIONALIZACIÓN PERMITE INICIAR LA INDUSTRIALIZACIÓN	La industrialización es un eslabón fundamental de la cadena de los hidrocarburos que permite añadir valor agregado para incrementar los ingresos que se recibe por la venta del gas natural. El proceso industrializador iniciado la gestión 2006, implicó una inversión de USD 2.084 millones mismos que fueron dirigidos a la construcción de las Plantas de Separación de Líquidos Río Grande y Carlos Villegas, la Planta de Gas Natural Licuado (GNL), la Planta de Amoniaco Urea, entre otros proyectos que se encuentran en actividades previas.
GAS PRIMERO PARA LOS BOLIVIANOS	La masificación del gas natural impulsó a la industria nacional con un combustible accesible y más limpio. A partir del gas natural destinado a las plantas de separación de líquidos y plantas petroquímicas se logró la autosuficiencia en GLP, la exportación de excedentes y la producción de fertilizantes.
MÁS DE UN MILLÓN DE CONEXIONES DE GAS DOMICILIARIO	El Sistema Virtual de Gas Natural Licuado (GNL) y las Estaciones Satelitales de Regasificación (ESR) permiten masificar el uso de gas natural en el mercado interno y beneficia a poblaciones intermedias donde no llegan los gasoductos convencionales en regiones fronterizas.
INVERSIONES HISTÓRICAS	Las inversiones se orientaron a las actividades de exploración y explotación con el objeto de incrementar las reservas y los niveles de producción. Además, se destinó recursos significativos a las plantas de separación de líquidos Río Grande y Gran Chaco y a la construcción del complejo Amoniaco Urea. Con la producción comercial de la Planta de Separación de Líquidos Río Grande y la Planta de Separación de Líquidos "Carlos Villegas Quiroga", Bolivia se convirtió en un país autosuficiente en la producción de Gas Licuado de Petróleo (GLP), contando con remanentes importante para la exportación.

La nacionalización de los hidrocarburos se basa, principalmente, en retomar el control de toda la cadena productiva por parte de YPFB y recuperar las empresas capitalizadas, en tal sentido, al estar YPFB a cargo de la gestión del sector hidrocarburos. Por otro lado, el Decreto de Nacionalización y las políticas implementadas en los últimos 10 años, han creado las condiciones para impulsar la actividad exploratoria, para una sostenibilidad de ingresos fiscales a largo plazo, así como la posición de Bolivia para la gestión de nuevos mercados o la renegociación de contratos de los hidrocarburos.