



Se prepara la restitución del triángulo energético

El primer gobierno de Sánchez de Lozada impulsó la privatización de los hidrocarburos en el marco de una política a la que denominó el triángulo energético consistente en la capitalización de YPF, la imposición de una nueva ley de hidrocarburos (la Ley N° 1689) y la exportación de gas a Brasil (iniciada en 1999); el último vértice del triángulo o la exportación terminó siendo en realidad la columna vertebral de todo un modelo energético extractivista ya que desde entonces el país ha multiplicado sus exportaciones y los ingresos nacionales se han tornado cada vez más dependientes de las mismas. Precisamente el aumento de los ingresos provenientes de la exportación del gas es para el gobierno actual el resultado tangible de la “nacionalización”, es decir la exportación de materia prima es el eje central de la actual política energética sin que se vislumbre su transformación. En el corto tiempo en que se ha impuesto este modelo sus resultados son evidentes: mayor exportación de materias

Por: **Marco Gandarillas G.**
Investigador CEDIB



EL TRIÁNGULO ENERGÉTICO DE GONI, ADEMÁS DE LA EXPORTACIÓN DE GAS A BRASIL, IMPLICABA LA CAPITALIZACIÓN DE YPF Y UNA NUEVA LEY DE HIDROCARBUROS. CON LA “NACIONALIZACIÓN” HE-MOS RECUPERADO LA MAYORÍA ACCIONARIA EN LAS EMPRESAS EN QUE FUE PRIVATIZADA YPF. LAS TRANSNACIONALES DEMANDAN CAMBIOS EN LA NUEVA LEY DE HIDROCARBUROS LO QUE DEFINIRÁ EL RUMBO DE LA “NACIONALIZACIÓN” Y LA DISTRIBUCIÓN DE LOS EXCEDENTES; LAS TRANSNACIONALES SE ALISTAN A RECOMPONER EL TRIÁNGULO ENERGÉTICO.

primas con predominio de las transnacionales, crisis energética expresada en mayores importaciones y problemas fiscales y, finalmente, problemas de reservas que en la búsqueda de soluciones de corto plazo comprometen a territorios indígenas y áreas protegidas como el TIPNIS.

Bonanza con la venta de materia prima

“En el fondo, la dicotomía nacionalización o privatización de las riquezas naturales de un país, refleja la lucha a muerte

entre dos polos opuestos por controlar y usufructuar las ganancias que generan esas materias primas. Poseer su propiedad, pero sin generar ganancias o que éstas se vayan para otros, no sirve a la soberanía y potenciamiento económico de un país. No contar con la propiedad de las materias primas, pero utilizarlas para controlar la riqueza que generan, le sirve a medias. En cambio, ser propietario (artículo 1 del Decreto) y encima apropiarse de la riqueza que esas materias primas generan (artículo 4 del Decreto) es la clave de su control real, ma-

CUADRO N° 1 **PRECIOS DEL GAS NATURAL DE EXPORTACIÓN**

CONCEPTO	UNIDAD	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Precio al BRASIL	\$us/MMBTU	1,01	1,51	1,66	1,47	1,90	2,04	2,59	3,77	4,07	6,65	4,96	6,03
Precio a ARGENTINA	\$us/MMBTU						1,59	2,54	4,17	5,16	8,54	5,88	7,27

Fuente: Elaboración propia en base a Rodríguez Cáceres y YPFB

terial y efectivo. Y eso es justamente lo que se hizo con el Decreto de Nacionalización: nacionalizamos las materias primas hidrocarburíferas y además nos apropiamos de la riqueza económica que ellas generan por su uso y venta. El Estado boliviano tiene uno de los Government take (control de la ganancia gasífera a favor del Estado) más altos del mundo, oscilando entre un 74% a un 90%¹¹

La “nacionalización” de los hidrocarburos tiene para el gobierno un resultado central: el incremento de los ingresos del Estado. Sin entrar en los detalles de cómo se ha producido este evidente aumento, que de acuerdo a datos de YPFB pasaron de 279 millones de dólares en 2004 a 1.688 millones en 2010, se señala que es resultado directo de la nacionalización o dicho de otro modo de la acción del gobierno.

Al respecto es necesario hacer algunas precisiones. La primera, es que fue la Ley No. 3058 de mayo de 2005 -redactada con la participación de parlamentarios del MAS²- la que estableció el Impuesto Directo a los Hidrocarburos del 32%³ y que elevó la participación del Estado al 50%. La segunda, es que el Decreto Supremo No 28701 (conocido como de nacionalización) gravó con un 32% adicional la producción de los megacampo gasíferos por tan solo 180 días⁴. Finalmente, el porcentaje adicional de ingresos que sobrevienen del modelo de distribución de las utilidades entre YPFB y las transnacionales, establecido en los contratos de operación suscritos en octubre de 2006, son objeto de mucha polémica ya que dependen del nivel de reposición de inversiones a las empresas transnacionales⁵.

En resumen, sin los ingresos adicionales del IDH no se habría producido tal bonanza⁶. Existen además otros factores a los que el gobierno suele restarles importancia. Por un lado, el incremento de los precios de exportación y, por otro, el incremento de los volúmenes producidos. Ambos factores, ligados al aumento de la participación

porcentual del Estado por el IDH, son los responsables de la extraordinaria coyuntura de ingresos fiscales por hidrocarburos.

Ateniéndonos al incremento de los precios de exportación⁷, en el cuadro N°1 podemos observar, en el caso del gas de exportación al Brasil, que de un precio de 2,04 dólares por MMBTU en 2004, en 2010 éste se incrementó a 6,03 (promedio aritmético), es decir creció en alrededor de 300%. En el caso del gas de exportación a la Argentina, el precio osciló entre 1,59 en 2004 a 7,27 en 2010, o lo que es lo mismo creció en más de 400%. Tales aumentos son resultado principalmente de factores internacionales no atribuibles directamente a la política del gobierno⁸.

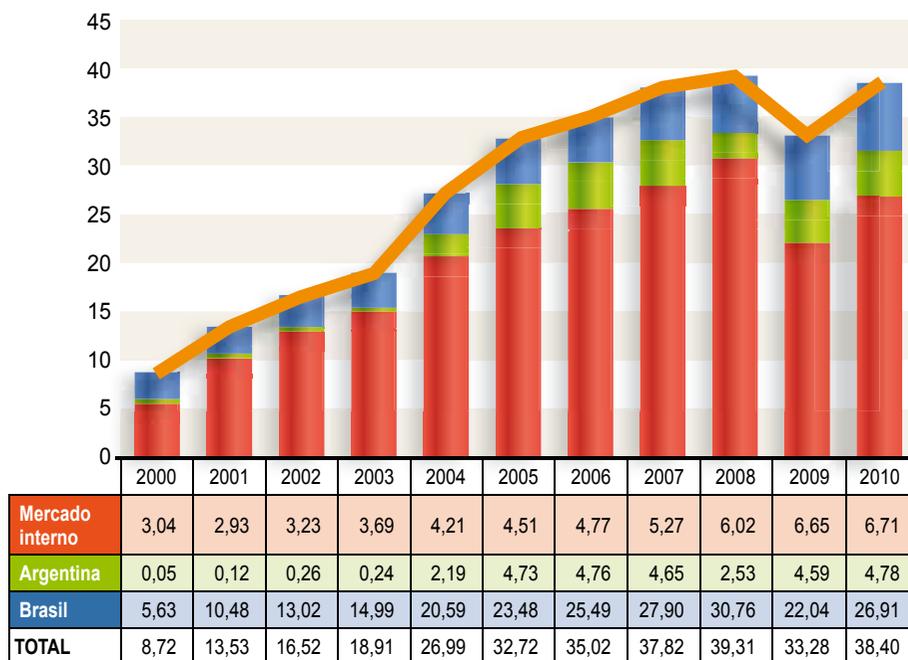
En el caso de los volúmenes, como se aprecia en el gráfico 1, hasta el año 2004 produjimos en promedio por debajo de los 30 millones de metros cúbicos por día (MMmcd), y desde el año 2005 producimos por encima de este volumen llegando

en el 2010 a bordear los 40 MMmcd. El presidente de YPFB ha informado que en la presente gestión se llegará a producir 46 MMmcd⁹, es decir alrededor de 100% más de lo producido hace apenas seis años.

Los precios y los volúmenes que se incrementaron desde el 2005 generaron un soporte que permitió a la mayor parte de las transnacionales mantenerse en el país con elevadas ganancias a pesar del nuevo sistema fiscal. Si nos atenemos a los precios, las ganancias de las transnacionales deberían ser más elevadas que en el periodo anterior al 2005 pues los precios, como hemos observado, se han más que duplicado. Los mayores volúmenes, han sido parte del atractivo ya que han multiplicado por dos el negocio en el último quinquenio.

¿Qué empresas salieron más favorecidas? Si observamos la evolución de la participación en la producción de gas natural por operador en el periodo 2003 al 2007 se destaca PETROBRAS BOLIVIA, de le- ▷

GRAFICO N° 1 **VOLUMENES COMERCIALIZADOS DE GAS NATURAL POR DESTINO (MMmcd)**



CUADRO N° 2 **GAS NATURAL: PARTICIPACION PORCENTUAL DE LAS OPERADORAS 2003 - 2007**

EMPRESA OPERADORA	2003	2004	2005	2006	2007
ANDINA	20%	19%	14%	14%	10%
CHACO	15%	12%	10%	12%	12%
VINTAGE	4%	3%	2%	2%	2%
MAXUS	1%	0%	0%	0%	0%
REPSOL YPF	0%	1%	7%	5%	6%
PETROBRAS ENERGÍA	5%	4%	3%	3%	3%
PLUSPETROL	1%	0%	2%	3%	3%
BRITHIS GAS	6%	6%	5%	4%	4%
PETROBRAS BOLIVIA	48%	55%	58%	57%	59%
TOTAL	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: Elaboración propia en base a informes mensuales de YPFB

▷ jos, como la principal productora debido a que en 2003 contaba con el 48% del total de la producción y en 2007 incrementó su participación hasta el 59%. En síntesis, se produjo más y esto fue producido en un mayor porcentaje por esta transnacional. Algo inverso ocurrió con ANDINA que de un 20% en 2003, redujo su participación a tan solo 10% en 2007. En el caso de CHACO de 15% en 2003 rebajó a 12% en 2007 (Cuadro No. 2).

Después de las medidas de nacionalización del gobierno podemos observar que estas tendencias se han mantenido (Cuadro No 3). PETROBRAS Bolivia conserva al 2010 su participación con 59,91% de la producción de Gas Natural y junto con las otras empresas transnacionales totalizan el 80,04%, es decir más de 2/3 partes de la producción siguen en manos extranjeras. Las nacionalizadas han visto reducir aún más su participación hasta el 2010: YPFB

ANDINA alcanzó este año tan solo 7,26% y YPFB CHACO 12,71%; juntas controlan tan solo 19,97%, cuando en 2004 sumaban 31%.

La dependencia de los nuevos ingresos hacia los incrementos de precios internacionales demuestra que no son sostenibles en la medida en que responden a un ciclo de auge que se halla fuera de nuestro control. La influencia del aumento de los volúmenes es mucho más serio pues revela que aunque nos ufanemos de mayores ingresos y del “government take más alto del mundo”, en realidad estamos exportando menos valor, lo que da por resultado un círculo vicioso de mayor extracción de materias primas sin industrializar.

Una crisis energética inducida

Esta crisis se expresa en la incapacidad en el corto plazo (al menos 5 años) de la

industria hidrocarburífera para producir, almacenar y refinar los derivados de petróleo que son imprescindibles en la matriz energética nacional y por tanto, la escasez es inminente¹⁰.

Como se observa en el cuadro No 4, la producción de gas natural crece sostenidamente y el condensado asociado a la producción de éste lo hace en similar proporción; mientras que la producción de petróleo cae, al igual que sus derivados: el diesel, las gasolinas automotrices y el gas licuado de petróleo. Con la actual matriz energética nacional, dependiente de derivados de petróleo, la situación es muy preocupante, el ejemplo más evidente es el diesel oil¹¹ aunque los otros derivados como el gas licuado de petróleo siguen la misma tendencia¹².

Otra expresión de esta crisis es que la demanda de combustibles (diesel, gasolina y gas licuado de petróleo) ha superado a la producción lo que obliga a mantener las importaciones que se tornan en permanentes y muy costosas por lo que son una amenaza para la precaria estabilidad económica y fiscal del país.

La paradoja es que la bonanza de ingresos fiscales por regalías e IDH, de la que tanto se alaba el gobierno, se destina en cada vez mayores proporciones al pago de las costosas importaciones de combustibles. Tan solo en los últimos 4 años (2007 - 2010) las importaciones han demandado 1.917,79 millones de dólares. En 2007 recibimos por concepto de regalías 286,56 millones de dólares y gastamos 280,40 millones en importaciones; en 2010 la situación empeoró ya que de 366,48 millones que ingresaron por regalías, erogamos en importaciones 614,29 millones, es decir casi el doble. Debido a que las importacio-

CUADRO N° 3 **PRODUCCIÓN PROMEDIO DE GAS NATURAL 2008 al 2010**

EMPRESA OPERADORA	GESTION 2008 en MMm3/día	PARTICIPACIÓN 2008 en %	GESTION 2009 en MMm3/día	PARTICIPACIÓN 2009 en %	GESTIÓN 2010 en MMm3/día	PARTICIPACIÓN 2010 en %
YPFB ANDINA	3,55	8,87%	2,68	7,82%	2,88	7,26%
YPFB CHACO	5,12	12,79%	4,46	13,02%	5,04	12,71%
VINTAGE PETROLEUM	0,93	2,32%	0,73	2,13%	0,72	1,82%
REPSOL YPF	2,4	6,00%	1,96	5,72%	2,57	6,48%
PETROBRAS ENERGIA	1,09	2,72%	0,92	2,69%	0,75	1,89%
BRITISH GAS	1,55	3,87%	1,21	3,53%	1,68	4,24%
PETROBRAS BOLIVIA	23,95	59,85%	20,9	61,00%	23,76	59,91%
PLUSPETROL	1,43	3,57%	1,4	4,09%	2,26	5,70%
PRODUCCIÓN PROMEDIO / %	40,02	100%	34,26	100,00%	39,66	100,00%

Fuente: Elaboración propia en base a Ministerio de Hidrocarburos y Energía. Anuario estadístico 2010

CUADRO N° 4 **PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS (2009-2011)**
Valores de producción promedio

PRODUCTO	2009	2010	2011
Producción bruta Gas Natural (MMmcd)	36,75	41,71	46,3
Producción de Petróleo (Bpd)	5,611	4,699	4,038
Producción de Condensado (Bpd)	28,172	29,839	33,263
Producción de Diesel (Bpd)	11,103	11,060	10,376
Producción de Gasolinas Automotrices (Bpd)	14,698	15,055	14,355
Producción de GLP (Bpd)	936	917	915

Fuente: YPFB Informe de rendición de cuentas 2010

nes son asumidas por el TGN, representan un altísimo porcentaje de sus ingresos por participaciones e IDH¹³.

El fracasado gasolinazo tuvo el propósito de descargar sobre las espaldas de la población el problema fiscal de las impor-

taciones. Si bien es cierto que los sojeros y demás agroindustriales de Santa Cruz se benefician de onerosas subvenciones al Diesel pues son uno de los mayores consumidores (junto al sector del transporte) con alrededor de 24%¹⁴, lo que más afecta al fisco no es la denominada subvención (que podría suprimirse para los agroindustriales en la medida en que además son en su gran mayoría extranjeros), sino las importaciones a precios internacionales realizadas por las empresas PDVSA, PETROBRAS y COPEC en el caso del Diesel y ENARSA, YPF y REPSOL en el caso del GLP.

La pregunta es ¿cómo llegamos a esta situación? Sencillamente por falta de in-

LA CRISIS ENERGÉTICA, TRANSFONDO DEL GASOLINAZO



Lejos de admitir el problema de fondo, es decir la crisis energética, como un detonante del gasolinazo, el gobierno insiste en el argumento del contrabando e insiste que se trató de una “nivelación de precios”⁰¹.

Respecto del contrabando sorprende que siendo tan alarmante como se ha dicho no se dispongan de datos oficiales, lo que hace imposible analizar el problema con seriedad.

Respecto de la nivelación es un argumento insostenible en el caso de la gasolina pues cuando se quiere comparar los precios de la “gasolina corriente” (que en Bolivia denominamos eufemísticamente “especial”) en los países vecinos nos encontramos con que son productos que tienen distinta calidad, es como pretender sumar peras con manzanas. Como se muestra en el siguiente cuadro la calidad de este tipo de gasolina en los países vecinos es superior a la nacional en Perú, Chile (importador neto) y Argentina, mientras que es de menor calidad en Brasil y Paraguay.

Con la gasolina si se pueden hacer comparaciones de precios es con la “Premium”. En este caso, el problema es que en Bolivia casi no se comercializa este producto.

En síntesis cuando se puede establecer un nivel de comparación, las diferencias

de precios son mínimas – como es el caso de la gasolina que en Bolivia denominamos Premium- considerando la situación de país productor que aún tenemos y obviamente el poder adquisitivo de los salarios en los países vecinos.

PRECIOS DE LA GASOLINA REGULAR

PAÍS	GASOLINA REGULAR/ LITRO	VARIACIÓN EN MONEDA LOCAL 1990 - 2009	PRECIO EN DÓLARES A 2010
BOLIVIA	85 Octanos	1,01 a 3,74	0,536
ARGENTINA	92 Octanos sin Plomo	0,49 a 2,20	0,824
BRASIL	75% Gas a. y 25% Alcohol	SD a 2,43	1,389
CHILE	93 Octanos sin Plomo	122,97 a 472,25	1,213
PARAGUAY	Gasolina eco mezcla de 75% de Gas y 25% de Alcohol	542,66 a 4.364,17	0,944
PERÚ	90 Octanos sin Plomo	0,08 a 2,58	1,053

Fuente: elaboración propia en base a CEPAL 2009 -2010.

*La CEPAL denomina Gasolina “Corriente” a la que en Bolivia denominamos “Especial”.

PRECIOS DE LA GASOLINA ESPECIAL

PAÍS	GASOLINA PREMIUM/ LITRO	PRECIO EN DÓLARES AMERICANOS/ 2010
BOLIVIA	95 Octanos sin Plomo	0,687
ARGENTINA	95 Octanos sin Plomo	0,945
CHILE	95 Octanos sin Plomo	1,248
ECUADOR	89 Octanos sin Plomo	0,512
PARAGUAY	95 Octanos sin Plomo	1,220
PERÚ	95 Octanos sin Plomo	1,281
VENEZUELA	95 Octanos sin Plomo	0,023

Fuente: elaboración propia en base a CEPAL 2010

01. Álvaro García Linera, op. cit., Pág. 25 a 27.

▷ versión; porque los gobiernos de los últimos años no tienen una política nacional de hidrocarburos y por ende de reservas; porque las inversiones extranjeras se concentraron, y lo siguen haciendo, en la exportación de mayores volúmenes de gas sin importar la reposición de las reservas; porque la demanda de mayor producción resultado de la ampliación de los contratos de exportación condujeron a una sobreexplotación de los reservorios afectando la capacidad de recuperación de las reservas; porque los precios de los derivados y el tamaño del mercado interno no fueron suficientemente “atractivos” para las transnacionales y prefirieron generar un lucrativo negocio de importaciones (a precios internacionales, lo que no pudieron hacer por la vía de gasolinazos) a costa de los ingresos fiscales; en fin esta crisis tiene nombre y apellido: orientación exportadora y cortoplacista de las inversiones extranjeras en la industria de los hidrocarburos, situación que claramente no se ha revertido en los últimos años¹⁵.

Sin embargo, en defensa de las inversiones extranjeras¹⁶, el vicepresidente señala “No se tendrían los enormes volúmenes de gas que hoy tenemos para consumo interno y exportación si no hubieran habido inversiones años atrás”¹⁷. En efecto, las empresas transnacionales concentraron sus actividades en la explotación (y en las facilidades de exportación como gasoductos, etc.) y en menor medida exploración del gas natural para la exportación y dejaron de lado, con la complicidad de los gobiernos de turno incluido el presente, al petróleo que es demandado por el mercado interno¹⁸.

La falta de inversiones para reponer el consumo de las reservas de petróleo nos ha conducido a una situación en que las reservas de este hidrocarburo se hallan a poco de estar completamente agotadas¹⁹. Como si fuera poco, los nuevos cálculos de las reservas de Gas Natural indican que podrían alcanzar, con los actuales niveles de producción, para 18 años más²⁰ cuando los contratos suscritos en 2006 son por 30 años es decir hasta el 2036.

En resumen, es una crisis estructural que puede agudizarse y ampliarse a todo el sector no tanto porque se vayan a agotar las reservas de gas natural (pueden incrementarse ligeramente las actuales reservas

PLAN DE INVERSIONES

El plan de inversiones en el 2011 contempla en exploración 240,4 millones de dólares de YPFB Corporación y 110,9 millones de las empresas operadoras; en total en la presente gestión se destinarían 351,4 millones al plan de exploración. Por otra parte, en las inversiones de explotación se cuentan 250,5 millones de dólares de YPFB Corporación frente a 561,5 de las empresas operadoras. En síntesis, YPFB invertirá más que las privadas en exploración, mientras que éstas invertirán más en desarrollo o explotación como han venido haciendo en los últimos años con el pretendido objetivo de incrementar la producción nacional de gas natural hasta 46 MMmcd1 para fines de exportación. Por si fuera poco, el representante de las transnacionales ha sentenciado que las inversiones en exploración “van a parar en dos o tres años”².

El problema es que la exploración de alto riesgo será de las subsidiarias de YPFB y con recursos del Estado, en cambio las petroleras están invirtiendo en la exploración de bajo riesgo porque se trata de zonas donde los campos ya fueron descubiertos y las tareas son de delimitación.

El detalle de las inversiones programadas en exploración muestra que YPFB – PETROANDINA concentrará 40% del total, seguida por CHACO y ANDINA que conjuntamente participarán con el 23%; las inversiones privadas que en conjunto llegan al 30% serán lideradas por TOTAL Bolivia y PLUSPETROL (Cuadro No 5). Los objetivos de estas inversiones serán: a) Evaluar el potencial hidrocarburífero en 32 áreas, b) Adquisición sísmica 2D/3D de 6 áreas, c) Estudio de Geología de Superficie de 3 áreas y d) Perforación de 16 pozos exploratorios para incrementar las reservas y niveles de producción.

INVERSIONES 2011 - ACTIVIDAD: EXPLORACIÓN (En miles de dólares americanos)

PAÍS	EMPRESA	PROGRAMADO 2011	% PARTICIPACIÓN
YPFB Corporación \$us 240,4 MM	Petroandina	140,980	40%
	YPFB Andina	55,031	16%
	YPFB Chaco	24,800	7%
	YPFB Casa Matriz	19,610	6%
Empresas Operadoras \$us 111 MM	Total Bolivia	76,923	22%
	Pluspetrol	24,543	7%
	BG	6,709	2%
	Petrobras	2,951	1%
TOTAL		351,350	100%

A lo anterior se añade que para las áreas reservadas a YPFB, según da cuenta el Viceministerio de Exploración y Explotación de Hidrocarburos al finalizar el 2010, se enviaron a la Asamblea Legislativa Plurinacional “cinco (5) Contratos de Servicios Petroleros para la Exploración y Explotación de cinco (5) Áreas Reservadas a favor de YPFB suscritos entre YPFB y dos (2) empresas privadas, Gas To Liquid International S.A. y Eastern Petroleum & Gas S.A.”¹. Los contratos de la empresa GTLI fueron homologados por las Leyes 129 a la 132 de 2 de junio de 2011².

01. YPFB Audiencia pública de rendición de cuentas. Inicial Marzo de 2011.

02. La Razón 25.08.2011 “Inversiones en exploración corren el riesgo de quedar paradas el 2013”.

03. VEEH. Rendición de cuentas públicas diciembre 2010.

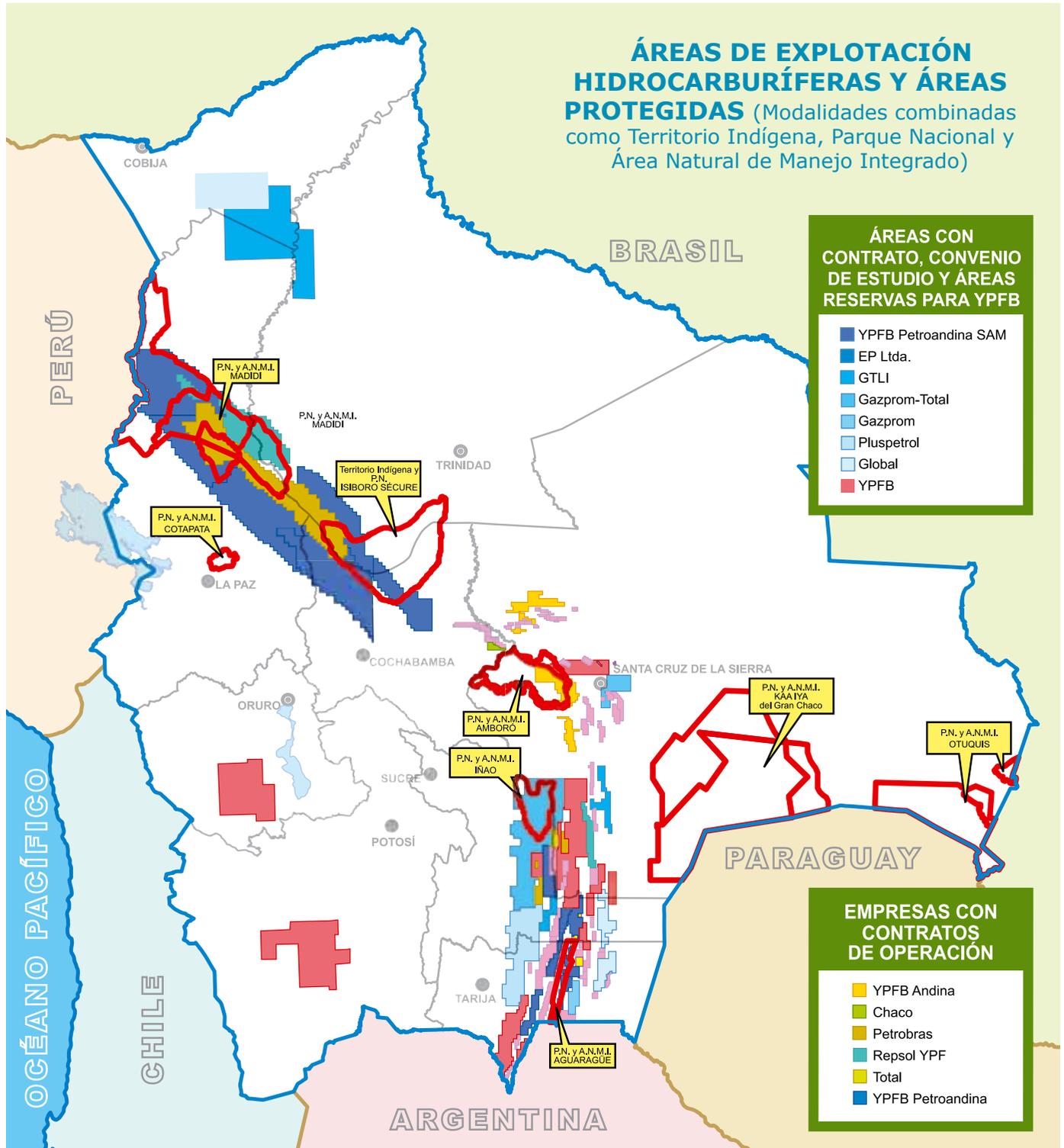
04. Se trata de las áreas: CUPECITO (Santa Cruz), ITACARAY (Chuquisaca), RIO BENI (La Paz, Beni y Pando) y ALMENDRO (Santa Cruz).

con nuevos descubrimientos como los de Huacaya e Itaú), sino porque se tenga solo lo necesario para cubrir los contratos de exportación y no así la industrialización o el crecimiento del consumo interno, con lo cual se profundizará aún más el extractivismo.

Arremetida contra los territorios

Sin que se llegaran a concretar las amenazas del gobierno hacia las transnacionales por el reiterado incumplimiento de sus obligaciones de inversión²¹, la artillería de advertencias gubernamentales se

vino volcando contra las comunidades y pueblos susceptibles de ser afectados por una acelerada carrera exploratoria que pretende “recuperar el tiempo perdido” sacrificando los derechos reconocidos a los pueblos y comunidades indígenas por el nuevo Estado Plurinacional. El discurso



▷ oficial arremetió contra las licencias ambientales, la consulta y participación de las organizaciones campesinas y pueblos indígenas endilgándoles ser el principal obstáculo para las inversiones en el sector²².

Con el reloj en contra, el gobierno ha acelerado la suscripción de acuerdos con varias empresas extranjeras mediante las

...la artillería de advertencias gubernamentales se vino volcando contra las comunidades y pueblos susceptibles de ser afectados por una acelerada carrera exploratoria que pretende "recuperar el tiempo perdido"...

modalidades de convenios de estudio y contratos de exploración y explotación en áreas reservadas a YPF²³ a través de la formación de sociedades anónimas mixtas, la primera con PETROANDINA²⁴ y en adelante con otras seis empresas²⁵, entre las que destaca la empresa GTLI debido a que sus convenios abarcan 1.252.750 hectáreas.

Considerando la dependencia que los ingresos fiscales nacionales y en especial

sub nacionales tienen del IDH y las regalías y la situación de las reservas, desde el año 2010 YPF ha empezado a ejecutar un "agresivo plan de exploración" que, como se ha señalado en el Petropress N° 25, ha ampliado la frontera hidrocarburífera de aprox. 3 millones de hectáreas, en 2005, a 12 millones en 2010, la mayor parte de estas, aprox. 11 millones de hectáreas para exploración en zonas tradicionales y no tradicionales, están ubicadas en territorios indígenas y áreas protegidas. Una superficie similar a la que se tenía en 1999, año de inicio de la exportación de gas natural al Brasil²⁶.

La ampliación de la frontera hidrocarburífera que la política de exploración de YPF impulsa compromete a 22 Territorios indígenas²⁷ y 10 áreas protegidas de las cuales seis son al mismo tiempo áreas de manejo integrado y/o territorios indígenas²⁸ donde varias organizaciones de pueblos indígenas han expresado ya su rechazo a este tipo de actividades por el riesgo que suponen para su forma de vida y los objetivos de conservación de estas áreas²⁹.

La razón por la que YPF, sus subsidiarias y nuevos socios, prevén actividades en

estas zonas de conservación es porque el gobierno ha decidido respetar las áreas ya adjudicadas en la zona tradicional a las empresas con contratos de operación. Nuevamente, las transnacionales obtienen del Estado seguridad jurídica mientras que los territorios indígenas y las áreas protegidas deben sacrificarse.

El triángulo energético de Goni, además de la exportación de gas a Brasil, implicaba la capitalización de YPF y una nueva Ley de hidrocarburos (la entreguista Ley 1689). Con la "nacionalización" hemos recuperado la mayoría accionaria en las empresas en que fue privatizada YPF: TRANSREDES (98,56%), CHACO (99,32%) y ANDINA (50,408%) y las empresas de Refinación (99,999%), Aviación (100%) y Logística (99,702%) respetando el modelo de sociedades anónimas mixtas diseñado por el D.S. 21060 y la capitalización, bajo ese modelo las empresas nacionalizadas son mayoritariamente estatales con excepción de ANDINA y a su vez subsidiarias de YPF Casa Matriz. Las transnacionales demandan cambios en la nueva Ley de Hidrocarburos lo que definirá el rumbo de la "nacionalización" y la distribución de los excedentes; las transnacionales se alistan a recomponer el triángulo energético ■

1 Álvaro García Linera. 2011. El "Oengismo" enfermedad infantil del derecho. Pág. 30-31.
 2 El MAS a través de Santos Ramírez dirigió la comisión de desarrollo económico que fue la gestora de la norma pero la Prensa (6.05.2005) consigna los votos de la sesión donde los 24 representantes de la bancada del MAS votaron no a la Ley No. 3058, frente a 56 votos a favor de los partidos MNR, MIR, NFR, UCS y ADN.
 3 Impuesto aplicable a toda la producción de hidrocarburos sin distinción entre campos nuevos y existentes.
 4 Artículo 4, I del Decreto Supremo No. 28701 del 1ro de mayo de 2006. De acuerdo con la Memoria Institucional 2008 del Ministerio de Hidrocarburos y energía, el total recaudado por este concepto fue de 282 millones de dólares.
 5 De acuerdo con nuestro análisis, YPF empieza a recibir más que las transnacionales solo cuando éstas han recuperado dos o hasta tres veces su inversión y el campo hidrocarburífero se encuentra ya en plena etapa de declinación.
 6 La incidencia de esta ampliación es ciertamente importante debido a que en los últimos años la participación del Gas Natural ha crecido en la producción y exportaciones de hidrocarburos y éste es importante en su totalidad, en los denominados por la Ley de Sánchez de Lozada, campos nuevos.
 7 Tomando en cuenta que "(...) Con relación al mercado de exportación, el mecanismo de determinación de precios de venta, fijado en los contratos de comercialización de gas natural a Brasil y Argentina, determina que los mismos se establecen con base en una canasta de *fuels* que, a su vez, son determinados con base al precio

West Texas Intermediate (WTI) (...) Tanto el precio de venta de gas natural a Brasil como a Argentina son calculados considerando el promedio del último trimestre, por lo que cualquier variación en el precio WTI impactará en los precios del gas boliviano, con un rezago de tres meses (...)" Fundación Jubileo. Situación del sector hidrocarburos en Bolivia. 2011.
 8 Los precios del gas de exportación son parte de los contratos suscritos con el Brasil y con la Argentina y dependen de una canasta de precios internacionales que se ajustan trimestralmente.
 9 El Mundo 04.07.2011
 10 Gustavo Rodríguez Cáceres. Crisis energética y gasolinazo en Bolivia. Petropress No 24.
 11 En la oferta total de este combustible el año 2000 la producción nacional cubría el 58% y las importaciones el restante 42% para el 2009 esta situación empeoró debido a que la producción nacional alcanzaba tan solo al 49% y las importaciones el 51%. Ministerio de Hidrocarburos y Energía. Balance Energético Nacional 2000-2009 (Pág. 43).
 12 "(...) se registraron volúmenes de importación de GLP superiores a los registrados durante el primer trimestre de 2010, principalmente durante el mes de febrero; estos volúmenes superaron, en promedio, a los del 2010 en un 88%. (...) Las importaciones de GLP se incrementaron en relación al primer trimestre de 2010 debido principalmente a que la producción total de GLP (GLP plantas +GLP refinarias) se redujo en 2%." YPF Boletín estadístico Enero - Marzo 2011 (Pág. 25).
 13 El cálculo de YPF en el primer trimestre de 2011 señala que de 210 millones de dólares que percibió el TGN por partici-

paciones (52,55 millones) e IDH (158,45 millones), 175,84 millones, lo que es igual al 83,34% de estos ingresos, se destinaron a las importaciones de combustibles.
 14 De acuerdo con datos de la memoria anual 2010 del Ministerio de Hidrocarburos y Energía Santa Cruz consume 40,4% del total del Diesel.
 15 Una evaluación de las inversiones extranjeras puede encontrarse en el libro Multinacionales españolas en Bolivia. CEDIB - OMAL PAZ CON DIGNIDAD. 2010.
 16 Mediante los costos recuperables, sin tomar en cuenta las auditorías que mandaba la Ley y el DS 28701, el gobierno reconoció a las transnacionales 2.097 millones de dólares.
 17 Ibid. Pág. 52-53.
 18 Los contratos suscritos para campos petroleros en 2006 no contemplan obligaciones de exploración.
 19 Gustavo Rodríguez Cáceres. Se agotan las reservas de petróleo en Bolivia. Petropress No. 20. Junio, 2010.
 20 De acuerdo con YPF (Abril 2011) tendríamos 9,94 TCF (trillones de pies cúbicos por sus siglas en inglés) de Reservas Probadas, 3,71 de Probables y 6,25 de Posibles; es decir un total entre probadas probables y posibles de 19,9 TCF. Las reservas Probadas (es decir sobre las que existe certidumbre) alcanzarían para para 11 años; al presente tenemos comprometidas 5,9 TCF en el contrato GSA con Petrobras (hasta el año 2019) y 4,1 TCF con Argentina.
 21 "Cumplan con los cronogramas de inversión" dijo el Presidente Morales a las petroleras en el tercer congreso sobre gas y energía de la Cámara Boliviana de Hidrocarburos. EFE y El Deber, 20 de agosto 2010.

22 La Razón 11.01.2010. "La licencia y la consulta son un obstáculo".
 23 El Decreto Supremo No 29130 del 13 Mayo 2007 establece el reglamento de Áreas reservadas a YPF donde se contemplan los convenios de estudio.
 24 El Decreto Supremo No 28930 del 15 Noviembre 2006 autoriza la conformación de la sociedad PETROANDINA GAS SAM entre YPF y PDVSA Bolivia. El D.S. No 29009 del 09 Enero 2007 autoriza la conformación de PETROANDINA EYE SAM entre YPF y PDVSA Bolivia. El D.S. No 29189 del 11 Julio 2007 autoriza la conformación de YPF - PETROANDINA SAM.
 25 Los convenios de estudio suscritos hasta el 2010 son con las empresas EP Ltda., GAZPROM, GAZPROM - TOTAL, PLUSPETROL y GLOBAL BOLIVIA.
 26 En este año se sumaron 12.891.033 Has. para exploración y 281.588 has. para explotación, ambas abarcaran 13.172.621 Has.
 27 Multiétnico II, Cavineño, Tacana, Lecos Franz Tamayo, Lecos Larecacha, Pilón Lajas, Territorio Indígena Chiman, Moseten, TIM Multiétnico, TIPNIS, Tacovo, Charagua Norte, Kaaguasu, Topaguasu, Itikaraparirrenda, Charagua Sur, kaami, Machareti Nancaroinza K, Avatiri Huacareta, Itikaguasu, Weenhayek, Nor Lipez y Uru Chipaya.
 28 R.N. de Vida Silvestre Amazónica Manuripi, P.N. y A.N.M.I. Madidi, A.N.M.I. Apolobamba, Territorio Indígena y P.N. Isiboro Sécure, P.N. Tunari, P.N. Carrasco, P.N. y A.N.M.I. Ambaró, P.N. y A.N.M.I. Iñao, P.N. y A.N.M.I. Aguaraquí y R.N. de Flora y Fauna Tariquia
 29 Observatorio Petrolero Sur. 06.05.2011 "Garantías buscan frenar la exploración de petróleo en la reserva del Aguaraquí".