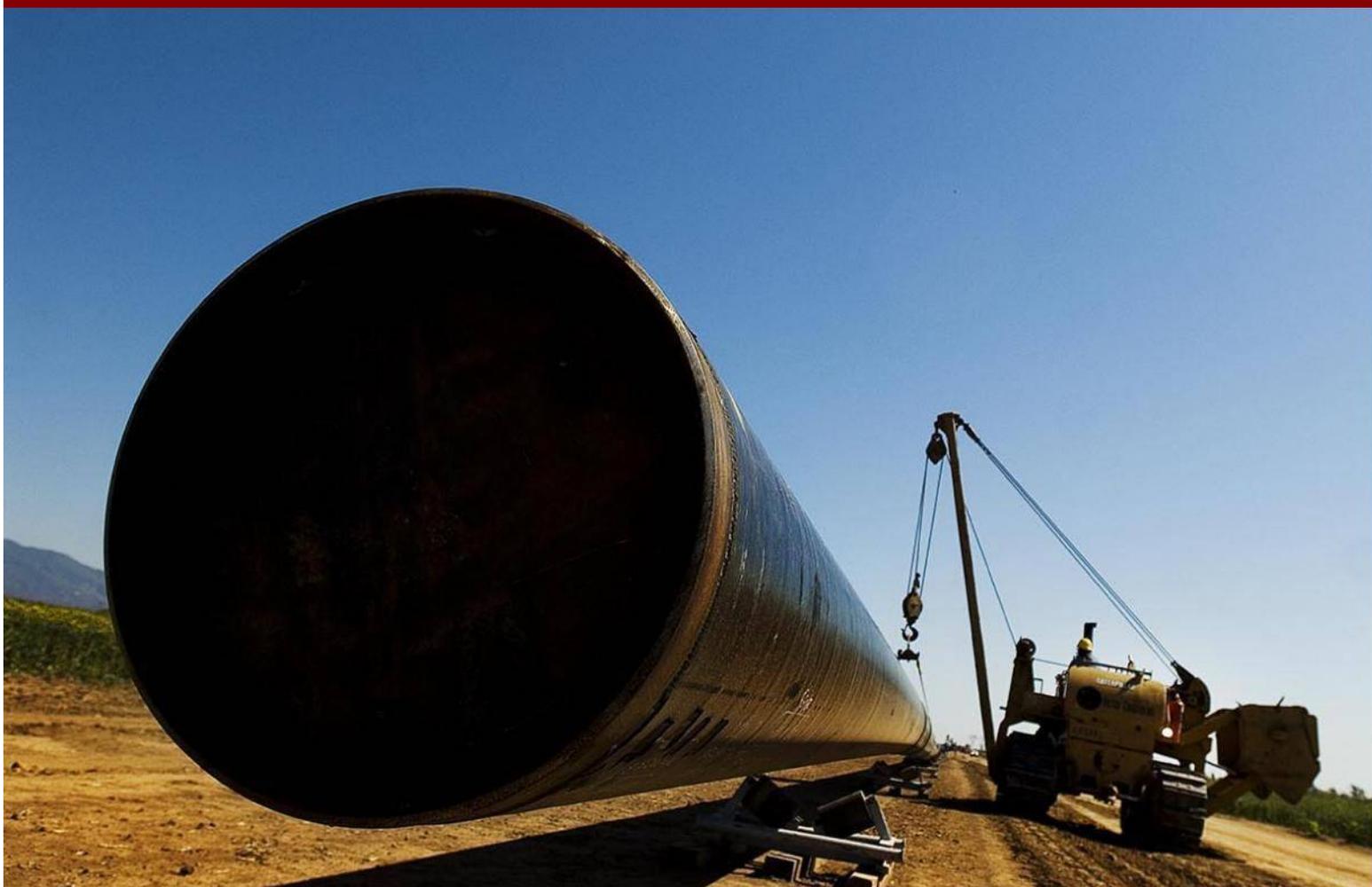


EXPORTAR O MORIR

LA DIRECCIÓN DE LAS POLÍTICAS PARA
ENFRENTA LA CRISIS

Carlos Arze Vargas



13 GRUPO SOBRE POLÍTICA
FISCAL Y DESARROLLO

13 GRUPO SOBRE POLÍTICA FISCAL Y DESARROLLO

Centro de Estudios para el Desarrollo Laboral y Agrario - CEDLA / Grupo sobre Política Fiscal y Desarrollo (GPF)

Exportar o morir: La dirección de las políticas para enfrentar la crisis / Por Carlos Arze Vargas / CEDLA 2015

N° 13 - Octubre de 2015 - La Paz, Bolivia

Serie: Revista del Grupo sobre Política Fiscal y Desarrollo (GPF)

CEDLA (Ed.)

I. t.

II. s.

Contenido

Estimaciones del crecimiento del PIB	1
Evolución de la economía durante el primer cuatrimestre	3
El retorno del déficit comercial	7
<i>La caída del IDH</i>	9
Redundancia de las políticas extractivas	10
<i>Incremento de la inversión pública</i>	10
<i>Atracción de la inversión extranjera en hidrocarburos</i>	12
<i>Nuevos mercados extranjeros para el gas y exportación de electricidad</i>	19
<i>Apurar los mega-proyectos de industrialización</i>	22
Conclusiones	25

Director Ejecutivo: Javier Gómez
Coordinación GPF: Juan Luis Espada
Autor: Carlos Arze Vargas (CEDLA)
Producción editorial: Unidad de Comunicación y Gestión de Información
Edición y diseño: Comunicación CEDLA
Fotografía de tapa:
Impresión: Imprenta Presencia

Editorial CEDLA Av Jaimes Freyre N° 2940, Sopocachi
Telfs. 2 412429 - 2 413223
E-mail: info@cedla.org
URL: www.cedla.org

Las opiniones presentadas en el presente documento son las de los autores y no son necesariamente compartidas por las agencias que han apoyado generosamente este trabajo.

Ninguna parte de esta publicación, incluido el diseño de tapa, puede ser reproducida, almacenada o transmitida de manera alguna ni por ningún medio, sin permiso previo del editor. RRI

Exportar o morir

La dirección de las políticas para enfrentar la crisis

ESTIMACIONES DEL CRECIMIENTO DEL PRODUCTO INTERNO BRUTO (PIB)

A despecho de la postura optimista del ministro de economía Luis Arce, que reiteradamente argumentó sobre el supuesto blindaje de nuestra economía frente a la crisis internacional, el gobierno ha modificado su previsión de crecimiento de la economía nacional para este año bajando la tasa de crecimiento del PIB de 5,9% —incluido en las metas del presupuesto fiscal del 2105— a solamente 5%¹. Esta reducción de la tasa proyectada coincide con las realizadas por organismos internacionales como el Fondo Monetario Internacional (FMI) que redujo la tasa estimada de 5% a 4,3% y la misma Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) que modificó su previsión de fines del año pasado de 5,5% a sólo 5%, aunque difiere con la corrección al alza que hizo el Banco Mundial (BM) en el mes de junio.

Cuadro 1 Proyección de crecimiento PIB de Bolivia en 2015		
	Diciembre 2014 - Enero 2015	Marzo 2015 - Abril 2015
Gobierno	5,9%	5,0%
Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL)	5,5%	5,0%
Banco Mundial (BM)	4,5%	4,8%
Fondo Monetario Internacional (FMI)	5,0%	4,3%

Fuente: BM, Global Economic Prospects 2015 January y 2015 June; FMI, Perspectivas Económicas abril 2014 y abril 2015; CEPAL, Balance Preliminar de las Economías de América Latina y el Caribe 2014 y Comunicado de prensa de 7/4/2015; MEFP, Proyecto Presupuesto General del Estado 2015; MEFP-BCB, Decisión de ejecución del Programa Fiscal-Financiero 2015 de 11/03/2015.

El gobierno se aferra a su propia interpretación sobre la fortaleza de la economía boliviana y la sostenibilidad de su crecimiento, aduciendo que “el motorcito” del PIB ya no son las exportaciones (demanda externa), sino el consumo y la inversión (demanda interna), las mismas que habrían mejorado su dinamismo gracias a las políticas redistributivas implementadas por el gobierno. Contrariamente, dice, las exportaciones netas (exportaciones menos importaciones) ya no son determinantes del nivel del PIB. Por tanto —a contrapelo de la crisis internacional que se traduce

1 MEFP-BCB, Decisión de ejecución del Programa Fiscal-Financiero 2015.

en la caída de las cotizaciones internacionales de las materias primas que exportamos—, no tendríamos que preocuparnos pues el elevado consumo de los hogares y del gobierno seguirá jalando el crecimiento de la economía.

Esta evaluación oficial, que contrasta con la sensación generalizada de deterioro y con la fría contundencia de los datos, obvia el hecho de que tanto el mayor consumo de los hogares y el mayor gasto estatal (corriente y de inversión) son posibles gracias a los ingresos generados por el trabajo en los sectores productivos de hidrocarburos, minería y agroindustria, principalmente, cuya demanda reside en el exterior. Desconoce que esos ingresos —bajo la forma de renta fiscal y de salarios— financian el consumo personal y el consumo productivo o inversión al interior de la economía; en fin, no toma en cuenta que la propia reducción de las “exportaciones netas” se debe al incremento de las importaciones financiadas con las divisas provenientes de las exportaciones de esas industrias extractivas.

Contrariamente a esa visión halagüeña, es necesario señalar que la importancia del comportamiento de la demanda externa de materias primas radica en las consecuencias que su deterioro podría tener sobre la dinámica de los sectores extractivos —minería e hidrocarburos— y sobre el conjunto de la estructura productiva del país, dada la creciente importancia de dichos sectores. Ese efecto podría producirse, en primer lugar, por un menor flujo de inversión privada ante la perspectiva de menores ingresos y/o rentabilidad. Como podremos ver más adelante, esa situación parece estarse dando en el país.

En segundo lugar, el deterioro del contexto externo se reflejaría también en la disminución de la capacidad financiera del fisco, situación que no se vería atenuada significativamente por la reducción de los montos destinados a la subvención de combustibles para el mercado interno. En efecto, la participación de los ingresos provenientes de la explotación de hidrocarburos —exceptuando los impuestos pagados por las empresas petroleras— en el financiamiento de la inversión pública llegó, como promedio anual del período 2006-2013, a poco menos de la mitad, como muestra el cuadro 2.

Cuadro 2 Inversión pública por fuente de financiamiento, promedio 2006 -2013 (En porcentajes)	
IDH ¹ , Regalías y Fondo Compensatorio	43%
Coparticipación (+ IEHD ²)	26%
Recursos propios	17%
Tesoro General de la Nación (TGN)	10%
Otros	4%
	100%
Notas: 1. IDH Impuesto Directo a los Hidrocarburos 2. IEHD Impuesto Especial a los Hidrocarburos y Derivados Fuente: Elaboración propia con base en Unidad de Análisis de políticas Sociales y Económicas (UDAPE).	

La dependencia de los recursos provenientes de la explotación de hidrocarburos es aún mayor en el caso de los gobiernos departamentales. De acuerdo a información oficial², los ingresos provenientes de Regalías, IDH y Fondo Compensatorio respecto del total de ingresos corrientes de las gobernaciones, fueron subiendo de 78% en el año 2005, hasta un promedio de 88% en los últimos tres años. Esto quiere decir que no sólo la inversión que ejecutan estas entidades, sino también su funcionamiento, dependen en gran medida de los ingresos provenientes de la explotación de hidrocarburos.

Asimismo, se debe considerar que la reducción de las exportaciones afectaría, vía la reducción de la oferta de divisas, a la provisión de bienes para la inversión productiva y el consumo debido a la elevada dependencia nacional de bienes importados de consumo final e intermedio. En efecto, las importaciones equivalen casi a la cuarta parte del valor de la oferta total, aunque considerando los diferentes rubros económicos esa participación alcanza niveles mucho mayores como en el caso de los productos metálicos, maquinarias y equipos.

Cuadro 3 Participación de las importaciones en la oferta total en 2013 (En porcentajes)	
Bienes	22,5%
<i>Productos de metal y maquinaria y equipo</i>	76,5%
<i>Manufacturas</i>	4,9%
Servicios	12,8%
Compras directas otros B&S	100,0%
Total	19,3%
Fuente: Elaboración propia con base en Instituto Nacional de Estadística (INE), MIP2013.	

EVOLUCIÓN DE LA ECONOMÍA DURANTE EL PRIMER CUATRIMESTRE DE 2015

De acuerdo a información oficial³, la actividad económica del país habría crecido a marzo de este año en 5,2 —tasa de variación a 12 meses— o en 4,6% —tasa de variación interanual del trimestre. Como la primera medida incluye el comportamiento de nueve meses correspondientes a la gestión pasada, consideramos que la segunda refleja con mayor precisión lo sucedido en el primer trimestre de 2015 y la tendencia que seguirá la economía nacional en lo que queda del año, por lo que es susceptible de ser comparada con el PIB del primer trimestre de 2014.

Cuadro 4 Variación del PIB al primer trimestre (En porcentajes)		
	2014	2015
Variación PIB 1er. trimestre	5,61%	4,60%
Fuente: Elaboración propia con base en el Instituto Nacional de Estadística (INE) y el Ministerio de Economía y Finanzas Públicas (MEFP).		

Como se puede observar, de no mediar un impulso mayor proveniente de la demanda interna, especialmente de la inversión pública, el retroceso en el ritmo de crecimiento de la economía podría ser mayor al que pronostica el gobierno —comparando la tasa anual de 5,44% del año pasado con la tasa anualizada mencionada de 5.2%—, pues la diferencia podría alcanzar a poco más del 1% si se mantuviesen los factores que prevalecieron en el primer cuatrimestre, especialmente los que tienen relación con el contexto externo.

Por otra parte, la evolución de la actividad económica durante el primer trimestre de 2015 respecto a similar período del año anterior, muestra que las ramas extractivas presentaron un importante deterioro —la explotación de hidrocarburos cayó en 0,89% y la extracción de minerales se redujo

3 Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, *Desempeño de la economía en Bolivia. Enero – Abril 2015*, separata de prensa.

en 0,28%— y del resto de las ramas productivas sólo la construcción y el sector de electricidad crecieron a una tasa importante, mientras que la agropecuaria y la manufactura tuvieron una tasa cercana a la tasa general.

Cuadro 5 Variación PIB primer trimestre 2015, respecto a similar período según actividad económica. (En porcentajes)		
	1er. trimestre 2014	1er. trimestre 2015 (p)
Construcción	6,09	9,88
Administración pública	5,59	6,76
Electricidad	5,45	6,13
Agropecuaria	3,12	4,86
Manufactura	4,81	4,31
Minería	6,03	-0,28
Hidrocarburos	8,28	-0,89

Fuente: Elaboración propia con base en INE.

Esta situación coincide con el comportamiento de la inversión extranjera durante el primer trimestre del presente año, que mostró una reducción importante respecto a similar período del pasado año; situación aún más negativa si se toma en cuenta que la inversión bruta de 2014 fue afectada por una elevada amortización de créditos durante el primer trimestre, cosa que no ocurrió en el presente año. Así, aunque la diferencia en la inversión neta de los dos años sólo es de 2%, la diferencia entre los montos de la inversión bruta recibida del exterior llega a 37%, afectando particularmente a sectores como comercio y electricidad, transportes y comunicaciones e hidrocarburos.

Cuadro 6 Inversión Extranjera Directa al primer trimestre de cada año (En millones de dólares y porcentajes)					
	2013	2014	2015	Dif.	Var. %
Total recibido	438,3	565,6	353,8	-211,8	-37%
Hidrocarburos	244,8	401,1	209,1	-192	-48%
Minería	43,1	32,8	45,4	12,6	38%
Industria	97,6	70,4	72,4	2	3%
Transporte, almac., comun.	23,9	28,8	27	-1,8	-6%
Comercio, electric., otros	28,9	32,5	-0,1	-32,6	-100%
Desinversión	98,4	250,4	43,9	-206,5	-82%
Amortización créditos relacionados	98,4	250,4	43,9	-206,5	-82%
IED¹ Neta	339,9	315,2	309,9	-5,3	-2%

Nota: 1. EID Inversión Extranjera Directa.
Fuente: Elaboración propia con base en BCB, Reporte de B.Pagos y posición Inversión internacional. Primer trimestre 2015.

Asimismo, en marzo el gobierno modificó su previsión sobre el déficit del Sector Público No Financiero (SPNF) incluido en el Presupuesto General del Estado (PGE), elevándolo de 3,6% a 4,1%, como porcentaje del PIB, seguramente en previsión de un posible incremento de la inversión, aún más allá de lo inicialmente presupuestado⁴.

Con todo, el deterioro de la economía, proveniente de los cambios en los mercados internacionales de materias primas, se refleja principalmente en una importante caída de las exportaciones de hidrocarburos y minerales. Contrariamente, las importaciones cayeron en menor medida (3,5%) que las exportaciones (28,6%), ocasionando que el saldo comercial se torne deficitario (Cuadro 7), lo que afectaría no sólo a los ingresos fiscales sino a la acumulación de reservas de divisas.

Cuadro 7 Evolución del comercio exterior en el primer cuatrimestre (En millones de dólares y en porcentajes)			
	Enero-Abril 2014	Enero-Abril 2015	Variación %
Exportaciones*	4.237,49	3.025,88	-28,59%
Importaciones	3.214,30	3.100,50	-3,54%
Saldo Comercial	1.023,19	(74,62)	-107,29%
Nota: (*) No incluye re-exportaciones. Fuente: Elaboración propia con base en INE, Resumen Estadístico junio 2015.			

Analizando en detalle el comportamiento de las exportaciones nacionales, tenemos que el aspecto más importante es el referido al comportamiento de las ventas externas de Gas Natural (GN), principal producto de la oferta de exportación nacional.

Cuadro 8 Exportaciones de Gas Natural primer cuatrimestre				
	2014	2015*	Diferencia	Var.
Volumen (MMm*)	5.917,25	5.852,61	(64,64)	-1%
Valor (\$US MM)	2.076,48	1.467,04	(609,44)	-29%
Nota: (*)Bolivia repuso volúmenes de energía pagados por Brasil en los años 2002 y 2003, del 1 de septiembre de 2014 al 3 de abril del 2015. Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energía (MHE), Entrega de Gas Natural para Comercialización e INE, Resúmenes Estadísticos.				

Como se puede observar, el volumen de las exportaciones de GN en el primer cuatrimestre de 2015, en relación a similar período del año pasado, cayó menos que el valor de las mismas.

Esto se explica no sólo por el hecho extraordinario de que YPFB tuvo que reponer cierto volumen del producto a Brasil por importaciones pagadas y no efectivizadas hace una década, sino por una reducción importante del precio unitario del GN de exportación, tanto a Brasil como a Argentina.

Los precios de exportación del gas natural boliviano (GN) a Brasil y Argentina han estado cayendo desde 2012 debido a la baja de la cotización internacional del petróleo. Aunque la cotización del gas boliviano tiene relación con el precio del petróleo de referencia West Texas Intermediate (WTI), el efecto de la caída de las cotizaciones internacionales del petróleo es atenuado merced a que los precios de contrato de las exportaciones del GN se basan en la variación de precios de una canasta de derivados (fuel oil y diésel oil), distinta para cada país de destino. De ese modo, la caída de los precios de exportación del GN en el primer cuatrimestre del presente año ha sido menor que la del precio del petróleo: mientras el precio del WTI se redujo en 49,6% en el primer cuatrimestre de 2015 respecto a similar período de 2014, en precio de exportación del GN boliviano a Argentina cayó en 23,4% y el de la exportación a Brasil en 30,2% (Gráfico 1).

La perspectiva para el país y en particular para el fisco no es alentadora, pues las tendencias del mercado internacional del petróleo, como la debilidad de la demanda y el incremento de la ya

Gráfico 1
Precios promedio GN de exportación y petróleo WTI
(En dólares por MMBtu y por Bbl)



Nota: 1 MMBtu Miles de millones de British Thermal Units.
2. Bbl Barril de petróleo.

Fuente: Elaboración propia con base en Medinaceli, *Ingresos extraordinarios en el sector de hidrocarburos*, Fundación Milenio 2014 y MHE, *Reporte Diario Informe de Precios 08/06/15*.

excesiva oferta, apuntan a la continuidad de la caída del precio del petróleo y también del gas natural. Contradictoriamente, el fortalecimiento del dólar estadounidense que opera como un factor contrarrestante para los países exportadores netos de hidrocarburos, no nos favorece debido a la inmovilidad del tipo de cambio dispuesto por el gobierno desde hace varios años atrás. Respecto a las exportaciones mineras —concentrados y metales—, la información oficial destaca la reducción de su valor en el primer cuatrimestre del presente año, respecto a similar período del 2014, en un 25%, pese al incremento de su volumen en aproximadamente 5%⁵. En el caso de los

	2014	2015	Diferencia	Variación %
Total concentrados y metales	1.304,50	973,84	(330,66)	-25,35%
Concentrados	649,52	574,32	(75,20)	-11,58%
Metales	654,98	399,52	(255,46)	-39,00%

Fuente: Elaboración propia con base en INE, Resumen Estadístico.

concentrados la reducción en el valor de las exportaciones fue del orden del 12% y en el caso de los metales —productos industriales— la caída fue del 39%⁶.

En este sentido, se puede afirmar que el factor determinante de la reducción de valor de las

5 Según información de exportaciones de INE.

6 Entre los concentrados, únicamente las exportaciones de oro, antimonio y cobre experimentaron crecimiento: 87%, 30% y 26% respectivamente. En cambio, las mayores caídas se dieron en los casos del plomo (28%) y el estaño (27%). Finalmente, las exportaciones de todos los metales cayeron, aunque las mayores tasas se produjeron en el oro metálico (46%) y los cátodos de cobre (36%).

exportaciones mineras fue la caída de las cotizaciones internacionales de los principales minerales. Así, hasta abril de 2015 las cotizaciones internacionales, respecto a la cotización anual promedio de 2014, bajaron en un 27% en el caso del estaño, 13,7% en la plata, 10,5% en el plomo, 4,4% en el oro y apenas 1% en el caso del zinc.

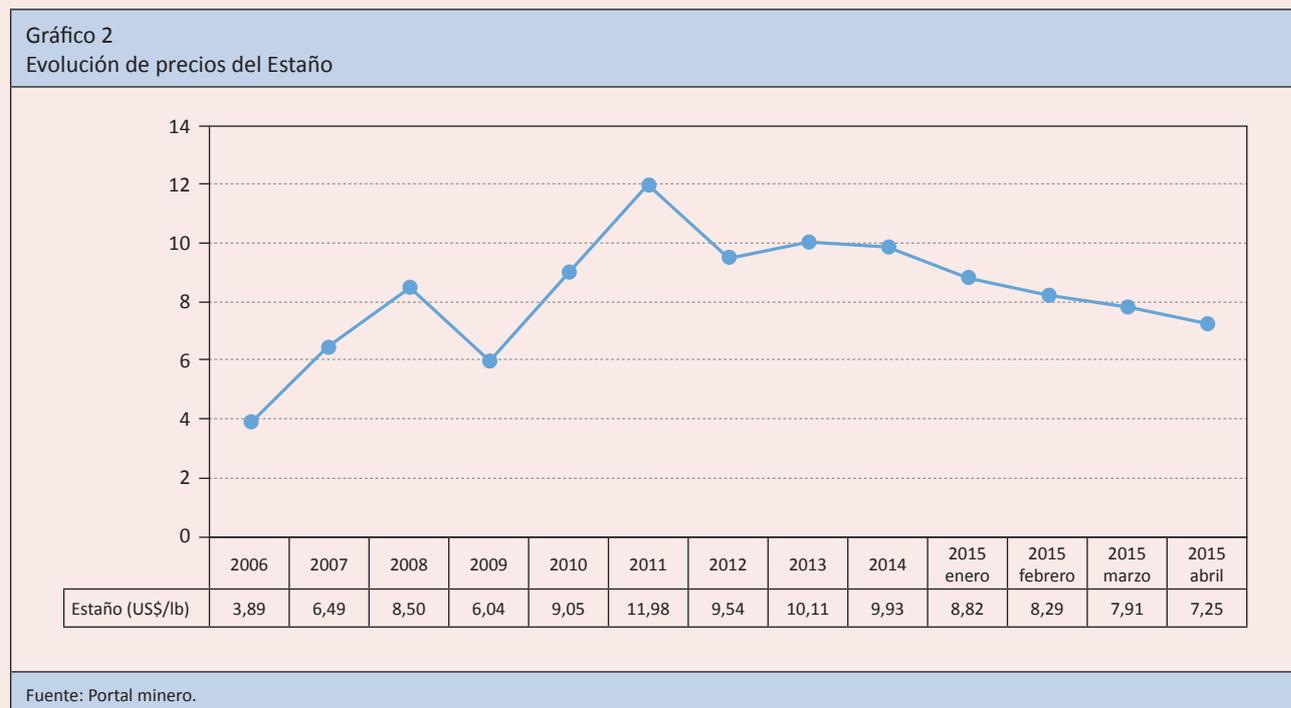
Debido a la importancia que tiene la producción de estaño, en términos de empleo y porque las únicas minas estatales explotan principalmente ese mineral, el comportamiento de su exportación merece una mención especial. Como puede observarse en el cuadro 10, la venta al exterior de concentrados y estaño metálico cayó en su valor durante el primer cuatrimestre, respecto a similar

Cuadro 10 Exportación de estaño, primer cuatrimestre (En toneladas y millones de dólares)				
	2014	2015	Diferencia	Variación %
Volumen	5.500,64	5.693,03	192,39	3,50%
Valor	117,37	99,85	(17,52)	-14,93%

Fuente: Elaboración propia con base en INE.

período de 2014, pese al incremento en el volumen exportado, debido a la baja en su cotización internacional.

La caída en la cotización del estaño hasta fines del mes de abril de 2015, respecto al promedio anual de 2014 fue de 27%. La cotización promedio mensual de abril de 7,2 dólares por libra fina, no sólo impacta sobre el valor total de las exportaciones, sino que amenaza la permanencia de los productores en la actividad minera, incluida la empresa minera Huanuni que, de acuerdo a



declaraciones de algunos de sus ejecutivos tendría un punto de equilibrio financiero de 7,5 dólares por libra fina.

El retorno del déficit comercial

En una perspectiva de mediano plazo, el aspecto más importante relativo al equilibrio externo de la economía está relacionado con algunas características del comportamiento de las importaciones.

La primera característica de las importaciones es su inflexibilidad a la baja, característica que en un contexto de deterioro de la dinámica productiva y exportadora de algunos sectores —ocasionado por la concentración del interés de la política económica gubernamental en el incentivo de la exportación de materias primas—, explica la vulnerabilidad de la balanza comercial de una economía tan abierta y con escaso desarrollo industrial como la boliviana.

El saldo comercial, medido como la diferencia entre el valor de las exportaciones e importaciones totales, a fines de los dos últimos años fue cayendo tanto en términos absolutos como en términos relativos: mientras que en 2012 el saldo comercial representaba el 24% del valor de las exportaciones, en 2013 sólo significaba el 20% y en 2014 había rebajado al 14%. Esto quiere decir

Cuadro 11 Balanza Comercial (En millones de dólares)						
	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Exportaciones	4.960,40	6.401,90	8.358,20	11.254,00	11.656,70	12.265,80
Importaciones	4.544,90	5.590,20	7.927,30	8.578,30	9.337,70	10.534,50
Saldo Comercial	415,50	811,70	430,90	2.675,70	2.319,00	1.731,30

Fuente: Elaboración propia con base en información del Banco Central de Bolivia (BCB).

que una fracción cada vez menor del valor de las exportaciones puede ser destinada a otros usos que no sean la importación de bienes.

Comparando los últimos nueve años correspondientes a la gestión del Movimiento al Socialismo (MAS) con los nueve años que les precedieron, descubrimos que ese comportamiento de las importaciones ha sido una norma en la última década, caracterizada por la presencia de un ciclo expansivo de la economía. Las importaciones se han comportado de manera diferente a de las exportaciones: cuando estas últimas tuvieron una tasa de crecimiento elevado las importaciones también crecieron a un ritmo similar, en cambio, cuando las exportaciones redujeron su ritmo de expansión las importaciones mantuvieron una tasa de crecimiento mayor al de las ventas externas. Este comportamiento refleja precisamente la mencionada inflexibilidad de las importaciones.

En los últimos tres años casi todas las importaciones, a excepción de la compra de combustibles atenuada por el incremento de la producción interna, mostraron un crecimiento aunque, en general, a tasas más bajas. Lo que es destacable es que las importaciones de bienes de capital, equipos de transporte y artículos de consumo mantuvieron tasas anuales elevadas de crecimiento que duplicaron las de los alimentos y suministros industriales, lo que podría estar revelando la profundidad de los cambios en los hábitos de consumo de algunos estratos sociales que han

Cuadro 12 Variación de las importaciones al primer cuatrimestre de 2015, según categorías económicas (En porcentajes)		
	2014-2013	2015-2014*
Alimentos y Bebidas	15%	-23%
Suministros industriales	9%	2%
Combustibles y Lubricantes	-5%	-25%
Bienes de capital	21%	-9%
Equipos de transporte	17%	17%
Artículos de Consumo	12%	5%

Nota: (*) A abril de cada año
Fuente: Elaboración propia con base en INE, Resúmenes Estadísticos.

mejorado sus ingresos en los últimos años. En el primer cuatrimestre del presente año, esa diferencia en el comportamiento al interior de las importaciones se ratifica (Cuadro 12).

La tendencia señalada en el comportamiento de las importaciones es adecuadamente retratada por el comportamiento de la propensión media a importar de los diferentes tipos de bienes, que en el período 2006-2014 se incrementó respecto al período 1997-2005, como lo revela el cuadro 13. Esto se explica por la orientación de la economía rentista que prioriza la producción de *commodities*, en desmedro de la atención a la mejora de la producción de bienes para el mercado

Cuadro 13 Propensión Media ¹ de las Importaciones según CUODE por períodos (Promedio anual)								
	Bienes de Consumo		Bienes Intermedios		Bienes de Capital		Total	
	1997-2005	2006-2014	1997-2005	2006-2014	1997-2005	2006-2014	1997-2005	2006-2014
Propensión media	5,0	6,2	10,7	14,2	7,3	8,5	23,3	29,2

Fuente: elaboración propia con base en BCB, Boletín del Sector Externo diciembre 2014.
¹ La propensión media a importar es la relación entre el valor de las importaciones y el valor del PIB multiplicado por 100.

interno y del mismo proceso de industrialización que se ha limitado a la transformación básica de materias primas como los hidrocarburos.

La caída del IDH

La caída de las exportaciones en el primer cuatrimestre de este año repercutió negativamente en la percepción de ingresos fiscales, en particular del IDH y de las Regalías. Como muestra el siguiente cuadro, contrariamente a la previsión del Presupuesto General del Estado 2015 (PGE) que auguraba un incremento anual del orden del 23% en las recaudaciones del IDH, durante el

Cuadro 14 IDH: programación anual y recaudación a abril (En millones de dólares)				
	2014	2015	Diferencia \$us	Variación %
PGE anual	1.515,2	1.864,5	349,3	23,1%
Recaudación primer cuatrimestre	742,9	627,4	(115,5)	-15,5%

Fuente: MEFP, Proyecto PGE 2105 y SIN, comunicado 11/6/2015.

primer cuatrimestre de 2015 se ha obtenido una recaudación menor en 115 millones de dólares —equivalentes al 15,5%.

Si tomamos en cuenta que las regalías por hidrocarburos se liquidan y pagan de la misma forma y sobre la misma base imponible que el IDH, podemos decir que los ingresos por ese concepto también cayeron en 15,5%, es decir, en aproximadamente 65 millones de dólares respecto a similar período del año 2014. De esa manera, la reducción de los ingresos estatales por concepto de regalías e IDH en el primer cuatrimestre del año habría sumado alrededor de 180 millones de dólares, equivalentes al 0,6% del PGE y 0.5% del PIB.

Pese a la caída de las recaudaciones por concepto de IDH en 15,5%, la recaudación total de ingresos tributarios aumentó en 4,3% respecto al primer cuatrimestre del pasado año, gracias al incremento en la percepción de otros impuestos. La compensación de la caída del IDH —en más de 800 millones de Bolivianos— fue producto del incremento de las recaudaciones de impuestos como el Impuesto a la Utilidades de las Empresas (IUE), Impuesto al Valor Agregado (IVA), el Impuesto a las Transacciones (IT) e Impuesto al Consumo Específico (ICE) (Cuadro 15).

Desde la perspectiva del sujeto del tributo, las recaudaciones aumentaron de la siguiente manera: impuestos directos (11,3%), de impuestos indirectos (14%) y, principalmente, de deudas

Cuadro 15 Recaudación Primer Cuatrimestre, por tipo de impuesto (En millones de bolivianos)				
	2014	2015	Diferencia	Variación %
IVA	3.221,80	3.650,80	429,00	13,3%
IT	1.526,40	1.711,70	185,30	12,1%
IUE	5.602,50	6.386,90	784,40	14,0%
IEHD	953,20	997,50	44,30	4,6%
ICE	581,60	640,50	58,90	10,1%
ITF	126,90	133,30	6,40	5,0%
Otros	727,90	897,40	169,50	23,3%
Total	12.740,30	14.418,10	1.677,80	13,2%

Notas: IVA Impuesto al Valor Agregado
IT Impuesto a las Transacciones
IUE Impuesto a las Utilidades de las Empresas
ICE Impuesto al Consumo Específico
ITF Impuesto a las Transacciones Financieras
Fuente: Elaboración propia con base en información del Servicio de Impuestos Internos (SIN).

impositivas y otros conceptos (30,9%), como lo refleja el cuadro 16. De esa manera, la estructura de la recaudación tributaria sufrió un cambio en desmedro de los consumidores, cuyas transacciones están gravadas por impuestos como el Impuesto Especial a los Hidrocarburos y sus Derivados (IEHD) y el Impuesto a los Consumos Específicos (ICE), principalmente. Así, se puede colegir que la solución a la caída de los ingresos fiscales provenientes de las rentas de la explotación de recursos naturales, acaba impactando en los ingresos de los consumidores a través del pago de impuestos

Cuadro 16 Estructura de la recaudación tributaria del primer cuatrimestre (En porcentajes)		
	2014	2015
Indirectos	37%	40%
Directos	31%	34%
Otros	2%	3%
IDH	29%	23%
Total	100%	100%

Fuente: Elaboración propia con base en información del SIN.

indirectos, situación que se puede considerar un agravamiento del carácter regresivo de la política tributaria vigente desde los inicios del modelo neoliberal.

REDUNDANCIA DE LAS POLÍTICAS EXTRACTIVAS

Incremento de la inversión pública

Frente a este escenario, el gobierno ha optado por impulsar el incremento de la inversión, tanto pública como privada, mediante medidas administrativas y de creación de condiciones para atraer inversiones privadas extranjeras.

El comportamiento de la inversión en los últimos años ha tenido algunas características que vale la pena destacar: se ha verificado un crecimiento significativo de la inversión pública —especialmente desde 2011, un incremento importante de la Inversión Extranjera Directa (IED) y un crecimiento moderado e irregular de la inversión privada nacional.

Desde el año 2011 se advierte un mayor protagonismo de la Inversión Pública en la economía. Frente a un promedio anual de 1.312 millones de dólares del quinquenio previo, en los últimos

cuatro años se elevó hasta un promedio de 3.306 millones de dólares, es decir, un incremento de más del 150%. En la misma dirección, la IED aumentó en un 140%, pasando de un promedio anual de 449 millones de dólares a poco más de 1.000 millones de dólares para el período 2011-2014. Contrariamente, la Inversión Privada Nacional sólo creció en 53%, pasando de 700 a 1.000 millones de dólares aproximadamente. Empero, en 2014, como producto del aumento en 200% de la amortización de créditos vinculados —de 280 a 858 millones de dólares— y a la compra de acciones de tres empresas “nacionalizadas” de los sectores de hidrocarburos y electricidad que sumó 575 millones de dólares, se produjo una desinversión extranjera de 1.465 millones de dólares, quintuplicando el monto de 2014 por el mismo concepto⁷. Consecuentemente, la IED neta cayó en más de 60% y el crecimiento de la inversión total —de sólo 4%— estuvo apoyada en el crecimiento de la inversión estatal en 31%, llegando a sumar 4.519 millones de dólares, el monto históricamente más elevado.

Con base en ese comportamiento, la estructura de la inversión en los últimos cuatro años fue cambiando en favor de una mayor participación de la inversión pública y la IED —con la mencionada

Cuadro 17 Estructura de la Inversión Total (En porcentajes)				
	2011	2012	2013	2014
Inversión Pública	57%	58%	55%	70%
Inversión Extranjera Directa	19%	23%	28%	10%
Inversión Privada Nacional	24%	19%	17%	20%
Total	100%	100%	100%	100%

Fuente: Elaboración propia con base en BCB, Boletín Externo diciembre 2014.

caída de ésta en 2014— y una consecuente reducción de la participación de la inversión privada nacional.

Como respuesta al deterioro de las condiciones de la economía internacional, el gobierno ha dispuesto el incremento de la inversión pública que, como sucedía en el pasado en circunstancias similares, contrarresta la pesadez de la inversión privada. La inversión pública prevista para el 2015 asciende a 6.179 millones de dólares, reflejando un incremento de 1.661 millones de dólares respecto a la inversión programada en 2014, pero menor en 557 millones a la inversión reprogramada ese mismo año. Adicionalmente, se prevé que con las inversiones de las empresas con participación estatal la inversión pública total llegue, en 2015, a 7.398 millones de dólares⁸.

Aunque la esperanza del gobierno es ejecutar la totalidad de lo programado, ésta deberá afrontar la recurrente ineficiencia de la administración pública, reflejada, por ejemplo, en el hecho de que en los cuatro años anteriores se ejecutó como promedio sólo el 64,4% y en 2014 el 66,9% de los montos de inversión reprogramados y vigentes a fines de cada gestión⁹. En el caso del financiamiento también se percibe un cambio en las expectativas oficiales inducido por la evidente reducción de los ingresos fiscales: mientras la ejecución presupuestaria a finales del año 2014 muestra que la inversión fue cubierta en un 85% por recursos internos y en un 15% por recursos del exterior,

7 MEFP, *Memoria de la Economía Boliviana* 2014.

8 Declaraciones del ministro de Planificación del Desarrollo, René Orellana, al periódico *La Razón* (22/2/2015).

9 Esta información detallada proveniente del Viceministerio de Inversión Pública y Financiamiento Externo (VIPFE), desmiente las declaraciones triunfalistas de personeros de gobierno en sentido de que la ejecución de la inversión pública en 2014 había llegado al 99,7, pues dicho porcentaje tiene relación solamente con el monto programado inicialmente y no toma en cuenta las reprogramaciones posteriores que incrementaron este.

Con el propósito de compensar la caída de ingresos fiscales provenientes de la explotación de recursos naturales, la Asamblea Legislativa aprobó en julio la Ley 713 que amplía la vigencia del Impuesto a las Transacciones Financieras (ITF) e incrementa gradualmente su alícuota desde 0,15% para 2015 hasta 0,30% para el año 2018.

el PGE 2015 prevé que los recursos internos financien el 79% del presupuesto y los recursos externos provenientes de créditos y donaciones el restante 21%.

De acuerdo al PGE 2015, la inversión estaría dirigida a sectores de infraestructura en un 40,4%, sectores productivos en 28,6%, sectores sociales en 27,3% y proyectos multisectoriales en 3,7%. Una distribución que, comparada con la del presupuesto reprogramado de 2014, muestra una participación menor de los sectores sociales y un incremento —casi en la misma proporción— de la participación de los sectores de infraestructura¹⁰, lo que denota claramente las prioridades gubernamentales y, posiblemente, su certeza de que el mayor grado de ejecución presupuestaria se alcanza siempre en la inversión en infraestructura, que promueve jugosos negocios para las empresas privadas extranjeras y reporta ganancias importantes en popularidad.

El gobierno ha llegado a una serie de convenios de préstamo con organismos multilaterales y países, para financiar varias obras públicas. Los convenios de préstamo firmados por el gobierno y aprobados por la Asamblea Legislativa mediante leyes expresas en los primeros cinco meses del presente año, son 12 y suman un total de 706.3 millones de dólares. De ese total, 97% corresponde a créditos de organismos multilaterales —principalmente la Corporación Andina de Fomento (250.8 millones de dólares) y el Banco Mundial (236 millones de dólares)— y 3% a créditos bilaterales. El destino de esos recursos serían: infraestructura caminera 51%, desastres y cambio climático 36%, infraestructura de riego 11% y Otros 1%¹¹.

Con el propósito de compensar la caída de ingresos fiscales provenientes de la explotación de recursos naturales, la Asamblea Legislativa aprobó en julio la Ley 713 que amplía la vigencia del Impuesto a las Transacciones Financieras (ITF) hasta el 2018 e incrementa gradualmente su alícuota desde 0,15% para 2015 hasta 0,30% para el año 2018. Aunque el gobierno ha justificado esta medida con la necesidad de continuar con el proceso de “bolivianización”, lo cierto es que las recaudaciones por ITF —a pesar de representar sólo el 0,6% de los ingresos tributarios— no son desdeñables, pues en 2014 se ubicaban en el sexto puesto en términos de valor con 401 millones de bolivianos y equivalieron a casi siete veces el monto en que aumentó el IDH en el pasado año (59 millones de bolivianos)¹².

Para facilitar la ejecución de la inversión pública, el gobierno dispone de normas que facilitan el endeudamiento de las empresas estatales y la facilitación de las contrataciones. El DS 2242 de enero del presente año, que reglamenta la aplicación del Presupuesto General del Estado de 2015, establece la posibilidad de que las empresas públicas contraten deuda interna o créditos externos hasta el valor de su patrimonio¹³. Asimismo, está vigente la disposición legal que autoriza a las entidades públicas la compra sin licitación de bienes, obras y servicios especializados en el exterior del país.

Atracción de la inversión extranjera en hidrocarburos

Con todo, la preocupación central del gobierno es incrementar la inversión en los sectores

10 En el PGE reprogramado de 2014, se destinaba 34% a infraestructura, 34% a sectores sociales, 26% a sectores productivos y 5% a proyectos multisectoriales.

11 Leyes 644 a 649, 674, 676, 680, 681, 689 y 690.

12 MEFP, *Memoria de la Economía Boliviana 2014*.

13 Así, YPFB podría endeudarse hasta los 58.800 millones de bolivianos, equivalentes a más de cinco veces su deuda externa actual (Balance general comparativo al 31 de diciembre de 2014 y 2013).

extractivos, especialmente en el sector de hidrocarburos, para enfrentar la caída de los ingresos fiscales¹⁴. Esta disposición oficial coincide con el interés de las empresas transnacionales por que el gobierno garantice la sostenibilidad de la explotación de los recursos hidrocarburíferos que está a su cargo y se concentraría en la búsqueda de nuevas reservas de gas natural y petróleo mediante una política más agresiva de inversiones.

Aunque se ha anunciado diversos montos de inversión en el sector para la próxima década, aquí analizamos los presupuestos del Plan Estratégico Corporativo 2015-2019 de YPFB (PEC)¹⁵, elaborado a principios del 2015. El PEC sería el documento que guie la actividad sectorial en el presente quinquenio, tanto de la empresa estatal como de las empresas transnacionales que operan los principales campos. Contiene nueve objetivos estratégicos, relacionados con la búsqueda de nuevas reservas, la producción para el mercado interno y para exportación, el desarrollo de logísticas de almacenaje y transporte, así como con la industrialización de los hidrocarburos, la refinación, el incremento del consumo interno de GN y el desarrollo de mercados para hidrocarburos líquidos y productos petroquímicos. En esa dirección, los objetivos más desarrollados, en el sentido de la identificación, cuantificación y financiamiento de sus metas, corresponden a la exploración y la explotación, que contaría con financiamiento proveniente de recursos propios de la empresas, cosa que no sucede en el caso de los objetivos vinculados a las demás actividades de la cadena, que no tendrían financiamiento identificado para el 40% de su presupuesto.

El desarrollo del *Upstream*, que tiene la mayor inversión proyectada de todo el sector, es determinante y arrastra a las estrategias de almacenaje, transporte, distribución y comercialización. Las estrategias para la búsqueda de reservas consisten en la puesta en marcha de un Plan Inmediato de Exploración con la perforación de pozos en estructuras descubiertas y en áreas que inclusive no tengan “contratos protocolizados”, la realización de estudios para identificar nuevos prospectos, el desarrollo de capacidad de perforación y la asignación de nuevas áreas a las empresas filiales de YPFB. Esas estrategias son consistentes con los objetivos de garantizar la producción de los campos en actual producción, el desarrollo de nuevos campos, la reactivación de campos maduros y la mejora de la eficiencia de las operaciones inscritas en los contratos petroleros, que permitan proveer al mercado interno y a los contratos de exportación a Brasil y Argentina. Consecuentemente, los siguientes objetivos apuntan a mejorar la capacidad de almacenaje, transporte y distribución. Complementariamente, se proponen objetivos de mejora de la refinación, promoción del consumo de GNV y GLP como sustitutos de combustibles deficitarios y el desarrollo de productos alternativos, que reducirían las subvenciones fiscales. Contrariamente, la industrialización encontraría su realización



14 En julio Evo Morales señaló: “cuando (en el Gobierno) pensamos de dónde vamos a sacar más recursos económicos, más dinero para atender las demandas (del pueblo)”, la respuesta es ampliando las inversiones en “la exploración, en la explotación del gas natural” para luego convertirlo en energía con destino a la exportación, afirmó Morales (La Razón, 24/7/2015).

15 YPFB Corporación está compuesta por YPFB Casa Matriz y sus empresas subsidiarias: YPFB Andina, YPFB Chaco, Petroandina, YPFB Refinación, YPFB Transporte, YPFB Transierra, YPFB Logística, YPFB Aviación, Gas TransBoliviano, Flamagas y la Central Eléctrica Bulu Bulu.

plena recién después del quinquenio, por lo que se avanzaría en la consolidación de mercados para el GLP de las plantas de separación, mientras que el desarrollo de nuevos mercados para sus productos sólo avanzaría en tareas como el inicio de gestiones comerciales.

Cuadro 18 Inversiones en el sector hidrocarburos (En millones de dólares)		
	2015	2015-2019
Exploración	539,51	4.308,61
YPFB	342,98	1.847,27
<i>Casa Matriz</i>	107,87	620,82
<i>Subsidiarias</i>	235,11	1.226,45
Operadores	196,53	2.461,34
Explotación	1.033,42	3.293,37
YPFB	338,17	1.324,79
<i>Subsidiarias</i>	338,17	1.324,79
Operadores	695,25	1.968,58
Transporte, Refinación, Almacenaje	376,56	1.395,91
Comercialización	191,77	962,32
Plantas	398,82	2.190,41
Otras	13,04	17,87
Total	2.553,12	12.168,49
Fuente: Elaboración propia con base en Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), PEC 2015-2019.		

Así, el plan gubernamental que incluye la probable inversión de las empresas transnacionales que explotan la mayor parte de los hidrocarburos del país, es una respuesta a la declinación de las reservas —necesarias para sostener el financiamiento de las políticas del actual gobierno—, debido a la política neoliberal de acelerada monetización de las reservas mediante la exportación que, contradictoriamente con el discurso oficial, se mantiene como filosofía del PEC (Cuadro 18).

El PEC 2015-2019 de YPFB proyecta una inversión para el quinquenio 2015-2019 de 12.168 millones de dólares, de los cuales 7.738 corresponderían a YPFB Corporación y 4.429 a las operadoras privadas. Prevé un incremento sustancial de la inversión en el Upstream en relación con el quinquenio anterior, pasando de 4.600 millones de dólares a 7.600 millones de dólares (equivalentes al 62% de la inversión sectorial en todo el período), con un aumento del promedio anual de 919 millones de dólares a 1.520 millones de dólares¹⁶.

La inversión en *exploración* sumaría 4.309 millones de dólares, con un promedio anual que subiría de 175 millones de dólares a 862 millones de dólares respecto al quinquenio anterior. Esta priorización de la exploración —que recibiría como promedio para todo el período el 57% de los recursos en el *Upstream*, a diferencia del 19% que recibió en el quinquenio anterior— tiene la finalidad de destinar grandes recursos a la perforación de 84 nuevos pozos (70 de gas y 14 de petróleo) para la búsqueda de al menos 5.4 Tcf de Gas Natural (GN) y 184.4 millones de barriles

16 En esta danza de millones, el Presidente de YPFB, declaró en junio de 2015 que la empresa tendría previsto invertir 9.000 millones de dólares sólo en exploración en el próximo quinquenio (Energía16.com de 23/6/2015), mientras que el Vicepresidente Álvaro García Linera en ocasión del VIII Congreso Internacional de Gas y Energía de la Cámara Boliviana de Hidrocarburos y Energía, agosto de 2015, señaló que la inversión para el período 2015-2025 llegaría a los 30.000 millones de dólares, de los cuales 8.000 millones serían para exploración.

(MMBbl) de hidrocarburos líquidos hasta el año 2019¹⁷. Empero, la participación mayoritaria de la exploración en la composición de la inversión en el *Upstream* no será regular a lo largo del quinquenio, pues en los primeros dos años será sólo de 34% y 41%.

Por su parte, la inversión en *explotación* de hidrocarburos alcanzará los 3.293 millones de dólares en el quinquenio, con un promedio anual de 659 millones de dólares, menor al promedio de 745 millones de dólares del quinquenio anterior. En este rubro, la inversión privada, 1.969 millones de dólares, superará la inversión de las filiales de YPF, YPF Andina y YPF Chaco, que sumará 1.325 millones de dólares.

La magnitud de la inversión prevista por el plan gubernamental, se basa en una proyección que prevé que el *mercado interno* demandará en el período, un volumen creciente de GN de 12.15 a 18.25 millones de metros cúbicos diarios (MMmcd), y que el *mercado externo* —Brasil y Argentina— demandará entre 48 y 52.14 MMmcd, haciendo un total de 60.15 MMmcd y 70.39 MMmcd para 2015 y 2019, respectivamente¹⁸. Si tomamos en cuenta que en 2014 la venta interna y externa de GN llegó a 59.78 MMmcd, el incremento esperado sería de entre 1,7% y 19% en los dos años extremos del quinquenio, correspondiendo a la demanda o consumo interno un incremento de 50% y a la demanda de exportación un 9% de incremento. En el caso de las ventas externas de GN, su proyección sólo considera un volumen de exportación a la Argentina de 16.74 MMmcd por los primeros cuatro años y de 20.88 MMmcd en 2019¹⁹, volúmenes menores a los establecidos por la adenda del contrato YPF-ENARSA de 2010, que deberían crecer desde 20.7 MMmcd en 2015 a 25.1 MMmcd en 2019.

En consecuencia, si tomamos en cuenta el ritmo de consumo de las reservas probadas de GN previsto en el PEC —que, como mencionamos, no considera los volúmenes del contrato de exportación a Argentina—, las reservas probadas se agotarían en sólo 10 años, de modo que en el año 2025 el saldo sería insuficiente para cubrir la demanda interna y de exportación. Esa vulnerabilidad de la economía nacional no se superaría con los resultados que el PEC busca, pues los 5.4 Tcf esperados sostendrían la oferta únicamente por otros cuatro años adicionales, es decir hasta el 2029.

Por tanto, la perspectiva de desarrollo del sector no parece que vaya a ser distinta a lo que acontece actualmente, pues de la previsión de inversiones se desprende que la prioridad para las compañías transnacionales seguirá siendo, al menos en los próximos cinco años, la explotación de las reservas probadas. Esto se desprende del hecho de que, aunque las necesidades de inversión en exploración tienden a ser crecientes, la inversión privada del quinquenio estará destinada sólo en 56% a la exploración (2.461 millones de dólares), en cambio la *inversión pública* estará dirigida en un 58% a la exploración²⁰ (1.847 millones de dólares). Además, de los 2.461 millones de inversión privada inscritos en el PEC, 532 millones de dólares, equivalentes al 21,6%, no están asignados todavía a ninguna compañía, por lo que la inversión del Estado asignada a sus filiales equipararía a la privada ya asignada.

Si tomamos en cuenta el ritmo de consumo de las reservas probadas de GN previsto en el PEC, las reservas probadas se agotarían en sólo 10 años, de modo que en el año 2025 el saldo sería insuficiente para cubrir la demanda interna y de exportación

17 Posteriormente el Ministro de Hidrocarburos señaló que se pretende aumentar las reservas de gas entre 7 y 12 tcf hasta 2023, con la perforación de 86 pozos (El Deber 8/7/2015).

18 Contradictoriamente, el PEC establece que la producción se elevaría a 58.3MMmcd en 2015 y a 65.58MMmcd en 2019, con un promedio diario para los cinco años de 62.74MMmcd, lo que resulta incoherente con la demanda proyectada (PEC 2015, 94).

19 Esto parece deberse no sólo a la escasa demanda argentina, sino también al retraso en la implementación de la 4ta unidad de compresión en la Estación de Compresión Campo Grande del gasoducto Juana Azurduy para alcanzar una capacidad de hasta 33 MMmcd, aunque el presidente de YPF Transporte SA afirma que la capacidad de transporte a ese país alcanzaría a 30 MMmcd (La Razón 13/5/15).

20 Esa participación de la exploración en los planes de inversión privada en el 2015 es todavía menor, pues solo alcanzaría al 22%, a diferencia del 50% que le corresponde en la inversión estatal.

Se debe recalcar que si bien del total de la inversión en el *Upstream* el 57% está destinado a la exploración —4.309 millones de dólares—, la mayor parte (72% o 3.079 millones de dólares) se concentra en seis empresas: YPFB Corporación, Repsol, Petrobras y BGB.

Por tanto, se puede afirmar que, como corresponde a la lógica de la Ley 3058, la responsabilidad de la inversión en exploración es cargada a cuenta del Estado, debido a que en los contratos de operación no se incorporó la obligación de las operadoras de reponer las reservas explotadas.

Considerando ese rol que se le ha asignado, en lo que va del presente año YPFB ya avanzó en la implementación de las estrategias de exploración, especialmente de la estrategia nombrada “Asignación de nuevas áreas con estudios a las empresas filiales”:

- i) en enero, el presidente de la empresa estatal suscribió un acuerdo para evaluar el potencial hidrocarburífero de ocho áreas reservadas para YPFB²¹ que se estima tendrían un potencial de 3Tcf de GN, con sus tres filiales: YPFB Andina, YPFB Chaco y YPFB Petroandina, bajo la forma de convenios de estudio que luego darían paso a contratos de servicios de exploración y explotación,
- ii) en abril YPFB anunció que sus filiales Andina y Chaco evaluarían el potencial de cinco nuevas áreas²², cuyo potencial sería de 2Tcf de gas,
- iii) en abril la Cámara de Diputados aprobó los contratos de exploración y explotación de YPFB con sus filiales Andina y Chaco en las áreas reservadas de Carohuaicho 8A, 8B y 8D, y Oriental, que sumarían reservas potenciales de 2.54Tcf de GN,
- iv) en mayo autorizó la suscripción del contrato para el área Carohuaicho 8C, con un potencial de 1Tcf de GN,
- v) en junio YPFB anunció el descubrimiento de un nuevo reservorio de petróleo en Yapacaní, departamento de Santa Cruz, en el pozo BQN N-X4D que contendría 28 millones de barriles, volumen que casi triplicaría las reservas existentes de crudo que en 2013 se situaban en 16 millones de barriles,
- vi) finalmente, en junio se informó de indicios positivos de la existencia de petróleo y gas natural en Liquimuni, conseguidos a través de la perforación del pozo LQC-X1 —iniciada en diciembre de año pasado—, cuyo potencial sería de 10 millones de barriles y de 153 millones de MMpc.

YPFB también informó la existencia de una serie de proyectos de exploración en los que se realizan estudios de sísmica 2D y 3D como Madre de Dios, en las áreas Río Beni, Nueva Esperanza; Sararenda, Huacareta, Tajibo, Cedro y Tacobo, así como el inicio de la adquisición de información a través métodos geofísicos aéreos como la técnica denominada SFD (detección de campos de esfuerzo, por sus siglas en inglés) en cinco departamentos del país, para lo cual firmó un contrato con la empresa canadiense NXT, en junio de este año.

Con todo, la implementación del presupuesto anual de la empresa estatal muestra que se habría priorizado el financiamiento de la construcción de las mega-obras de hidrocarburos. Así, la ejecución del primer trimestre —148 millones de dólares— que habría sobrepasado lo proyectado en 14%, habría estado destinada, principalmente, a la construcción de las plantas de “industrialización”: la separadora de Gran Chaco, la planta de Úrea-Amoniaco y la planta de GNL.

Por su parte, las empresas transnacionales estarán enfocadas principalmente a la explotación de las reservas de gas natural, pues su prioridad es garantizar el abastecimiento de los mercados de exportación. El PEC prevé la declinación de la producción de campos maduros como Itaú, San Alberto y Sábalo, por lo que las tareas de las empresas se concentrarán en el mantenimiento de la producción de las reservas probadas de los campos productores y la incorporación de la producción

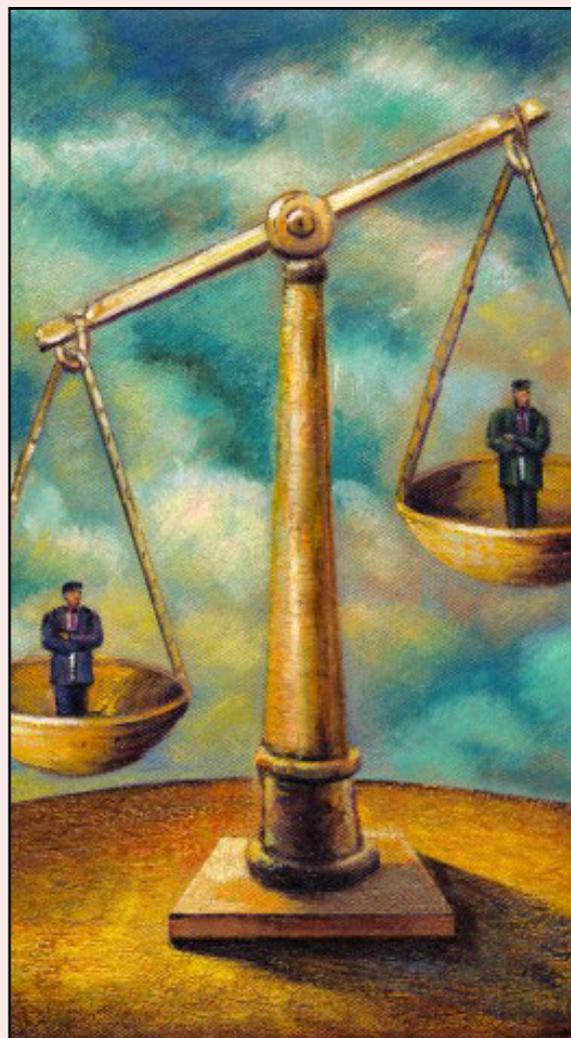
21 Sayurenda, Yuarenda, Capiguazuti, Aguarague Sur B, Aguarague Sur A, La Ceiba, Ingre y Sauce Mayu.

22 Puerto Grether, Sauce Mayu, El Rodeo, Santa Catalina y Almendro.

de sus reservas probables. Mientras que la producción del campo Itaú, que tiene un factor de declinación del 8,7%, caerá hasta un mínimo de 1,74 MMmcd a fines del quinquenio (su producción actual es de 2,59 MMmcd), el campo San Alberto, con un factor de 7,8% llegará a fines del período a una producción de apenas 5,47 MMmcd (desde los nueve MMmcd actuales), finalmente, el campo Sábalo con factor de declinación de 4,5%, gracias a la producción de las reservas probables podrá mantener su producción actual (18 MMmcd).

Consecuentemente, el desarrollo de los proyectos Aquío-Incahuasi a cargo de Total y del campo Margarita-Huacaya a cargo de Repsol, como los más destacados, resulta siendo la preocupación central de las empresas transnacionales para los siguientes cinco años. Esta es la razón de que las mayores inversiones privadas correspondan a la empresa francesa Total con 774 millones de dólares, a la brasileña Petrobras con 635 millones de dólares y a la española Repsol con 403 millones de dólares, las que concentran el 55% de toda la inversión quinquenal en *explotación*. La empresa Total pondría en marcha la planta de gas en 2016 para alcanzar una producción de 6,5 MMmcd y en 2019, desarrollando las reservas probables pondría en funcionamiento la segunda fase de la planta para adicionar otros 6,5 MMmcd de gas; en tanto, Repsol estima que con la perforación del pozo MGR9 la producción del campo llegue a los 18 MMmcd, nivel que se espera mantener con la extracción de las reservas probables de Huacaya a partir de 2017. Entre los principales resultados iniciales de los planes de las empresas transnacionales, están el hallazgo de nuevas reservas de gas natural y la firma de convenios entre YPFB y operadoras extranjeras para llevar a cabo tareas de exploración.

En reiteradas y confusas declaraciones, el presidente Evo Morales y el ministro Alberto Sánchez²³, presentaron en febrero de este año el hallazgo de nuevas reservas en el pozo Margarita 8 y en mayo nuevas reservas en el pozo Margarita 7, los que aportarían un total de entre 0,5 a 0,8 Tcf y una producción adicional de 5 a 6,5 MMmcd²⁴. Asimismo, las autoridades del sector anunciaron en los primeros cinco meses de 2015, la firma de memorándums con Petrobras (exploración en áreas Sunchal²⁵, San Telmo y Astillero), con Gazprom (actualización de documento sobre “esquema” de desarrollo sectorial hasta 2030) y con Pluspetrol (convenio de estudio para el área Cupecito). Inclusive, en algunas oportunidades las autoridades han presentado como novedad el desarrollo de las negociaciones para desarrollar proyectos de exploración con YPF S.A. de Argentina²⁶ o de convenios de estudio, por ejemplo, con Gazprom y Total (exploración en el bloque Azero) o con BGB (exploración en área Huacareta)²⁷, firmados hace varios años atrás, con la intención de mostrar una nueva dinámica sectorial.



23 Véase, por ejemplo, las notas de prensa de ANF de 1/5/2015 y de Energy Press de 11/5/2015.

24 En nuestro criterio, como la perforación de esos pozos forma parte de la Fase II de desarrollo del campo Margarita, se trataría de la adición a las reservas probadas de volúmenes antes considerados como probables.

25 En marzo de 2011 Petrobras suscribió un convenio de estudio con YPFB para el área Sunchal, cuyo informe final fue aprobado por el Directorio de la estatal petrolera, autorizando iniciar el proceso de negociación del contrato en 2014.

26 Nota de prensa de La Razón de 17/6/2015.

27 Ver, por ejemplo, nota de prensa de la agencia de noticias de la estatal AN-YPFB de 22/5/2015.

Como las previsiones del PEC muestran un nivel insuficiente de la inversión privada para alcanzar altos niveles de nuevas reservas para el futuro (por ejemplo, en 2015 esa inversión sería del orden de los 196 millones de dólares, mientras la destinada a la explotación de las reservas ya conocidas alcanza a 695 millones de dólares) y, especialmente para garantizar el cumplimiento de sus contratos de exportación, el gobierno ha decidido apresurar la aprobación e implementación de diversas medidas para alentar la llegada de mayor inversión extranjera al sector.

Así, responde favorablemente a la demanda hecha por la Cámara Boliviana de Hidrocarburos, que proclamó la necesidad de que el gobierno dicte una serie de medidas que otorguen “seguridad jurídica” a sus inversiones, así como otras que permitan mejorar sus negocios, ya sea ampliando los mercados de exportación, abriendo nuevos mercados o introduciendo nuevos productos en la oferta exportadora²⁸.

Entre las medidas y acciones generales en ese sentido, podemos mencionar la aprobación en junio de este año de la nueva Ley de Conciliación y Arbitraje —que complementaría la Ley de Promoción

de Inversiones, promulgada en 2014—, dirigida a garantizar la inversión privada y que como primer resultado obtuvo la promesa de la Confederación de Empresarios Privados de Bolivia de invertir este año 3.000 millones de dólares²⁹. También la disposición del gobierno para regularizar las relaciones con los inversionistas extranjeros, mediante el pago de indemnizaciones emergentes de la “nacionalización” de empresas en diversos sectores a cargo de la Procuraduría General del Estado, es una señal clara al capital extranjero³⁰.

De manera más específica para el sector de hidrocarburos, el gobierno aprobó varios decretos supremos que allanarían su inversión en tareas de exploración. El DS 2298 de marzo de 2015 incorpora una causa de excepcionalidad que otorga a la Autoridad Competente, cuando no se haya podido concluir el proceso de consulta de manera consensuada, la atribución de emitir una Resolución Administrativa que permite la continuidad del trámite por parte de la empresa petrolera para adquirir la Licencia Ambiental, con lo que distorsiona el carácter protectivo del derecho a la consulta previa.

Por su parte, el DS 2366 de mayo del presente año, que abre las áreas protegidas a la actividad petrolera, modificando virtualmente la naturaleza de la Ley de Medioambiente pues permitiría, en el caso de hallarse prospectos comerciales para su explotación, la “revisión de los instrumentos de planificación u ordenamiento espacial del Área Protegida, para su adecuación y/o actualización” a petición de la empresa petrolera. Todo ello, a cambio de la transferencia de recursos equivalentes al 1% de la inversión, destinado a tareas de “gestión ambiental



28 Este es el contenido, por ejemplo, de una declaración de la presidenta de la Cámara Boliviana de Hidrocarburos y Energía a la prensa: “esta es una nueva etapa que enfrenta desafíos y oportunidades, especialmente en el área energética. Por un lado, están pendientes aspectos legales que permitan impulsar la exploración (...). Por otro lado, está el desafío de la industrialización, la renegociación del contrato de gas con Brasil, y consolidar el propósito de exportación de electricidad.” (Energy Press de 26 enero 2015).

29 La Razón 26/6/2015.

30 En 2014 se pagó 392 millones de dólares por la nacionalización de la generadora Guaracachi, la transportadora de electricidad TDR y por las acciones de la petrolera Chaco.

integral y el fortalecimiento prioritario del Sistema Nacional de Áreas Protegidas”. La implementación de esta norma favorable a la penetración del capital transnacional en dichas áreas ha cobrado ya un impulso importante, pues el propio gobierno ha anunciado el inicio de labores de exploración en seis áreas protegidas³¹: Iñaño (Chuquisaca), Carrasco (Cochabamba), Amboró Espejos (Santa Cruz), Aguaragüe y Tariquia (Tarija), Pilón Lajas (Beni), Tipnis (entre Cochabamba y Beni) y en el Madidi (La Paz)³² y la elaboración de una guía técnica con pautas de control para la exploración, a cargo del Ministerio de Medio Ambiente y Agua, YPFB y el Ministerio de Hidrocarburos³³. En este caso, además, vale la pena mencionar que el propio gobierno impulsó en marzo de este año la aprobación de los proyectos de ley que autorizan los contratos petroleros en las áreas Carohuaicho 8A y Carohuaicho 8B, sin necesidad de realizar la consulta a los pueblos indígenas³⁴.

Finalmente, en ocasión del V Congreso Internacional de YPFB Gas y Petróleo en julio de este año, el presidente Evo Morales prometió a las empresas petroleras extranjeras la aprobación, en el plazo de dos meses, de la Ley de Incentivos³⁵, y hasta fines de año la nueva Ley de Hidrocarburos —que incluiría los temas de compensación, consulta y participación, incentivos y áreas protegidas³⁶—, como medios para facilitar la inversión extranjera necesaria para incorporar nuevas reservas y aumentar la producción. Estas normas vendrían a ratificar la orientación de las políticas gubernamentales en favor de la inversión extranjera en hidrocarburos, iniciada con el frustrado “gasolinazo” en diciembre de 2010 y retomada con el DS 1202 de otorgación de un incentivo de 30 dólares adicionales por barril de petróleo (con lo que se revertía parcialmente la “nacionalización”, pues se determinaba la devolución parcial de la renta petrolera de la que se apropia el Estado merced a la Ley 3058 de 2005) y reiterada en varios ofrecimientos posteriores que incluían, por ejemplo, el congelamiento del pago del IDH por parte de las empresas transnacionales.

Evo Morales prometió a las empresas petroleras extranjeras la aprobación, en el plazo de dos meses, de la Ley de Incentivos, y hasta fines de año la nueva Ley de Hidrocarburos —que incluiría los temas de compensación, consulta y participación, incentivos y áreas protegidas—, como medios para facilitar la inversión extranjera necesaria para incorporar nuevas reservas y aumentar la producción

Nuevos mercados extranjeros para el gas y exportación de electricidad

Como la caída imparable del precio del petróleo no parece tener freno en el mercado internacional, el gobierno ha acelerado, paralelamente, la política de apertura de nuevos mercados para los hidrocarburos. Así, ha firmado varios convenios de integración energética que consolidarían y ampliarían la exportación de hidrocarburos a países vecinos; en ese sentido, el ministro de hidrocarburos hizo referencia, según la prensa, de convenios para la distribución de GLP en asociación con empresas estatales de Argentina, Perú y Paraguay, que permitiría vender los enormes excedentes de la producción de las plantas separadoras de Río Grande y Gran Chaco. En marzo del presente año el presidente Evo Morales anunció también que Brasil compraría GLP

31 De acuerdo a análisis de CEDIB, existirían contratos de hidrocarburos con empresas petroleras en 11 de las 22 áreas protegidas del país.

32 Energía16.com de 23/6/2015.

33 El Deber de 26/6/2015.

34 Según una nota de prensa de la Cámara de Diputados, el Ministro de Hidrocarburos, Alberto Sánchez, “durante su exposición ante el Pleno afirmó que no habría necesidad de realizar una consulta previa a los pueblos indígenas si en un área de 100 mil hectáreas las operaciones de exploración se reducirían a 50 hectáreas”. [<http://www.diputados.bo/index.php/noticias/1755-diputados-aprueban-contratos-petroleros-para-el-area-carohuaicho-en-santa-cruz>].

35 El Deber de 23/7/2015.

36 Página Siete de 23/7/2015.

La nueva política más agresiva del gobierno para enfrentar la caída de los ingresos por la exportación de gas natural, es la exportación de energía eléctrica. Aunque esta estrategia no formaba parte del PEC, en cuyas proyecciones destaca la ausencia de demanda de gas natural para la producción de electricidad para la exportación

producido en la planta de Río Grande, posibilidad que no se confirmó posteriormente³⁷.

Con el Perú, el gobierno estableció en julio de 2015 una sociedad entre YPFB y Petroperú para el envío de GLP desde La Paz a la ciudad de Juliaca y anunció la posibilidad de construir engarradoras en ese país para aprovechar el excedente de GLP que llega hasta La Paz. Inclusive, se mencionó que YPFB adquirió información relativa a la licitación para el abastecimiento de gas natural domiciliario en varias ciudades del sur del Perú. En versiones de la prensa, además, se alude a la intención del Perú de comprar GNL de Bolivia para alimentar a mercados de otras poblaciones peruanas más alejadas³⁸. Anteriormente, se informó que Bolivia podría utilizar la capacidad de almacenaje de la planta del puerto de Ilo y que se podría avanzar incluso en la interconexión del gasoducto boliviano Incahuasi-Cochabamba con el Gasoducto Sur Andino del Perú para exportar gas natural a dicho país³⁹.

Por otro lado, las actas de entendimiento firmadas entre YPFB y la empresa paraguaya Petropar incluyen la exportación de GLP a Paraguay, en base a una sociedad de distribución entre ambas empresas y la construcción de redes de abastecimiento de gas natural en dos ciudades de ese país⁴⁰. Este acuerdo entre los gobiernos de los dos países incluiría cambios importantes pues, por un lado, a diferencia de los contratos de exportación anteriores que eran con empresas privadas de ese país, privilegiaría la exportación a través de la empresa estatal paraguaya y, por otro lado, incorporaría la rebaja del precio de exportación de la tonelada de GLP que permitiría que el precio de la garrafa para el consumidor paraguayo baje en un 30%.

En cambio, en el caso de Argentina, no se conoce información oficial sobre los planes de exportación de GLP y la información de prensa sólo alude a que el memorándum firmado implica “extremar todos sus esfuerzos para que a la brevedad posible se concreten exitosamente las negociaciones que actualmente vienen desarrollando entre YPF S.A y YPFB respecto de proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos en Bolivia” para incrementar las reservas de hidrocarburos bolivianas⁴¹.

Empero, la nueva política más agresiva del gobierno para enfrentar la caída de los ingresos por la exportación de gas natural, es la de la exportación de energía eléctrica. Aunque esta estrategia no formaba parte del PEC, en cuyas proyecciones destaca la ausencia de demanda de gas natural para la producción de electricidad para la exportación⁴², la intención de dar mayor valor agregado a las exportaciones de energía fue mencionada en el Plan Nacional de Desarrollo (PND) y planes del sector eléctrico⁴³, así como reiteradamente aludida por el propio presidente Morales que ya en agosto de 2014, anunció la posibilidad de exportar electricidad a Argentina: 100MW en 2015 y 1.000MW para 2020, aunque con la meta de exportar 3.000MW en 2030⁴⁴. Dentro de las últimas

37 UCOM-MHE de 28/3/2015 (<http://www2.hidrocarburos.gob.bo/index.php/prensa/noticias/1000-el-presidente-evo-morales-anuncia-que-bolivia-prepara-acuerdo-de-exportaci%C3%B3n-de-glp-a-brasil-a-precio-internacional.html>).

38 La Razón de 23/7/2015.

39 La Razón de 3/6/2015.

40 La Razón de 23/7/2015.

41 La Razón de 17/6/2015.

42 El PEC dice textualmente: “considera principalmente la demanda de electricidad del mercado interno ya que para un escenario de futura exportación de electricidad, el Sector Eléctrico aún no tiene definido mercados de destino”.

43 Por ejemplo, el Plan Óptimo de Expansión del SIN 2012-2020 (POE), mencionaba la posibilidad de exportar electricidad a Argentina y Chile (MHE 2012, 5).

44 Reporte Energía, Anuario 2014.

proyecciones oficiales, las metas de exportación varían desde los 10.000 MW para 2025 —para lo que se invertiría alrededor de 27.000 millones de dólares— hasta 30.000 MW para el año 2020⁴⁵. A partir de esas proyecciones, el gobierno estima que el sector eléctrico llegaría a representar en el año 2025 el 15% del PIB⁴⁶.

Inicialmente, se trataría de vender en países vecinos el excedente de electricidad proveniente de las generadoras termoeléctricas y en el futuro de la energía eléctrica que produzcan las nuevas plantas hidroeléctricas que están en construcción y de otras proyectadas. En la actualidad la oferta de potencia del sistema nacional sería de 1.598.2 MW y la máxima demanda de potencia 1.298.2, por lo que el excedente alcanzaría a 300MW, aunque sin considerar la reserva de potencia de 10% establecida como necesaria para la seguridad en el abastecimiento interno.

En consecuencia, durante los últimos meses el gobierno avanzó en el establecimiento de acuerdos de integración energética con Argentina, Brasil, Paraguay y Perú, en los que la empresa estatal ENDE alcanzaría una “dimensión internacional” y superaría los límites del mercado nacional considerado “muy chico” por el ministro del área, postura fiel a la lógica mercantil que se le imprimió a la “nacionalización” del sector eléctrico que sigue moviéndose priorizando el lucro y subordinado a la meta de obtención de ingresos fiscales, en desmedro del consumo interno doméstico e industrial⁴⁷. En el caso de la Argentina, pese a la aclaración del ministro de Planificación Federal de ese país de que el convenio no implica la exportación de electricidad sino el intercambio ad-hoc, el gobierno alude a que la construcción de dos líneas de transmisión —Yaguacua-Tartagal y Taratagal-San Juancito— que permitirían exportar excedentes de entre 300 a 400 MW⁴⁸ e inclusive, fija como meta inicial la exportación hasta el primer semestre de 2017 de 100 MW a 200 MW provenientes de la Termoeléctrica del Sur⁴⁹.

En el caso de Brasil, los acuerdos se orientarían a posibilitar que Bolivia en el corto plazo —dos años— exporte electricidad producida por plantas termoeléctricas y, en el plazo de ocho años aproximadamente, se exporte a ese país 8.000 MW provenientes de nuevas generadoras hidroeléctricas construidas en la cuenca binacional del río Madera y de las centrales de Cachuela Esperanza, Rositas y El Bala⁵⁰.

Asimismo, el convenio con Paraguay reside en la construcción de una línea de transmisión eléctrica para exportar entre 120 MW y 200 MW desde Bolivia y suministrar energía a poblaciones del Chaco paraguayo alejadas de sus grandes centrales hidroeléctricas⁵¹. Una medida que contrasta con las limitaciones de la política pública para llevar energía a muchas poblaciones rurales del propio país, debido a la inexistencia o indisponibilidad de líneas.

Con el Perú, según reportes de prensa, se avanzó en la conformación una comisión binacional de energía eléctrica —junto a otra de hidrocarburos-, que estudiaría las posibilidades de interconexión eléctrica y de integración eléctrica⁵².

45 Declaraciones del ministro Alberto Sánchez a La Razón el 29 de julio de 2015 y de Evo Morales a El Deber de 23 de julio de 2015, respectivamente.

46 El Día de 29/7/2015

47 Para una profundización sobre el proceso de nacionalización del sector eléctrico ver: Arze C. y Guzmán J.C., *Políticas en cortocircuito. Nacionalización de la electricidad en Bolivia*, CEDLA, 2014.

48 Julio De Vido habría declarado en diciembre de 2014 que “la línea que se tenderá entre ambos países no es ni para que Bolivia compre energía de Argentina ni para que Argentina compre energía de Bolivia, sino para que los dos sistemas queden perfectamente integrados, como los tiene Argentina con Brasil, Paraguay y Uruguay” según la revista especializada Reporte Energía (<http://reporteenergia.com/v2/excedentes-de-energia-abrieron-posibilidades-de-exportacion/>) y en junio de este año “Esta línea que se va a construir permitirá el intercambio de energía. Cuando Bolivia necesite energía vamos a mandar nosotros y cuando necesite la Argentina, ellos nos suministrarán” (La Razón de 17/6/2015).

49 La Razón de 24/7/2015.

50 La Razón de 29/7/2015.

51 El Deber de 30/6/2015.

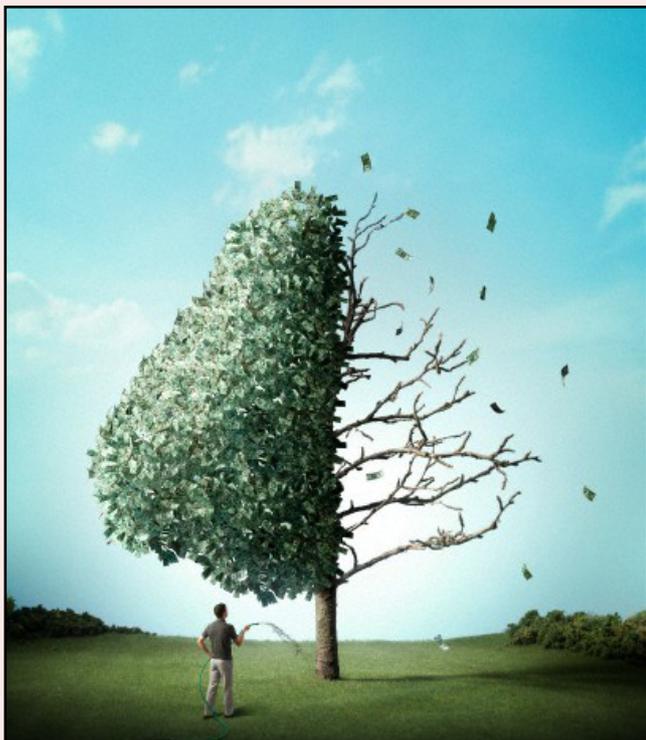
52 La Razón de 3/6/2015.

Para hacer “más atractivo el negocio de exportación de electricidad”, el gobierno estaría elaborando una nueva normativa que incrementaría el precio del GN para las generadoras termoeléctricas de exportación —actualmente subvencionado—, equiparándolo al precio de exportación. Eso significaría incrementarlo de aproximadamente 1,30 dólares⁵³ por millón de unidades térmicas británicas (MMBtu) hasta seis dólares el MMBtu, que es un promedio del precio de exportación a la Argentina y el Brasil⁵⁴. Según la lógica del gobierno, con ese nuevo precio el negocio de la exportación todavía sería rentable, pues los costos de generación por megavatio/hora de termoelectricidad no excederían los 72 dólares y el precio de venta del megavatio/hora en países vecinos sería de 110 dólares.

Esta medida, que podría favorecer efectivamente el incremento de la producción de electricidad para la exportación, fue por mucho tiempo una demanda de analistas y expertos del sector para impulsar la generación hidroeléctrica para el mercado interno, pues la inversión privada privilegió la generación termoeléctrica aprovechando la disposición de gas natural barato. Como la medida sólo se orientaría a las generadoras de electricidad para exportación, la tendencia del sistema eléctrico a usar de manera creciente energías no renovables —y no fuentes más limpias y eficientes— continuaría sin mayores beneficios para el consumidor y el medioambiente. En otras palabras, el mayor deterioro ambiental y la mayor ineficiencia por el uso de fuentes fósiles serían los costos para la población, mientras la mayor rentabilidad y los mayores ingresos monetarios serían los beneficios para las empresas productoras y para el fisco.

Apurar los mega-proyectos de industrialización

El gobierno, a pesar de reiterar que la caída de los precios internacionales de las materias primas no afectará de manera importante a la economía boliviana, también ha formulado otro argumento para justificar que sus metas de crecimiento para este año y los futuros no son irreales. Con más



frecuencia, los voceros gubernamentales sostienen que la economía nacional no sentirían los efectos de la crisis económica como el resto de los países de la región, porque con la puesta en marcha de los proyectos de “industrialización” contaría con otra fuente de crecimiento, más allá del incremento de la demanda interna enarbolada. Más aún, sostienen que la realización de los nuevos proyectos orientados a la exportación de energía, principalmente, convertirían a Bolivia en el “corazón energético” de Sudamérica y demostrarían que hemos pasado a otra etapa de desarrollo: la industrialización.

En ese sentido, las expectativas oficiales estarían puestas en el incremento sustancial de los ingresos por la exportación de “productos industriales” provenientes de las plantas financiadas con la renta de hidrocarburos. Aunque el ministro de Economía y Finanzas Públicas, Luis Arce, considera que a partir de 2016 el país empezaría a recibir los frutos de la “industrialización” de los recursos naturales y cita —erróneamente— a los proyectos de separación de líquidos junto a las plantas de polietileno y polipropileno

53 El precio de 1,30 corresponde al precio que se cobra a las generadoras del Sistema Interconectado Nacional (SIN) por un millar de pies cúbicos (Mpc) que equivale, en términos calóricos, a un MMBtu.

54 El POE establecía un costo de oportunidad del gas natural para el 2015, de 6,85 dólares por MMBtu, considerando un precio proyectado del barril de petróleo WTI para ese mismo año de 104,60 dólares.

y a las generadoras de electricidad, no todos los proyectos estarán produciendo desde esa fecha. Sólo como referencia, podemos mencionar que según las propias previsiones del gobierno, las plantas petroquímicas de polietileno y polipropileno entrarían en funcionamiento el 2022 y 2018, respectivamente⁵⁵.

En consecuencia, fueron varios los esfuerzos del gobierno por acelerar la conclusión de esos proyectos. En el caso de la Planta Separadora de Líquidos de Gran Chaco —que debería estar operando desde febrero de este año, según fuentes oficiales⁵⁶—, el gobierno dispuso la otorgación por parte del Banco Central de Bolivia de un crédito extraordinario de poco más de 60 millones de dólares, que se sumaría a los 166 millones prestados por esa entidad en 2012, con lo que ya se habría desembolsado el 90% de la inversión prevista por YPFB⁵⁷ y se esperaría que su conclusión se produzca en lo que falta del 2015⁵⁸. Su producción sería de 2.247 toneladas métricas día (TMD) día de GLP, 3.144 TMD de etano, 1.044 barriles de iso-pentano y 1.658 barriles día de gasolina natural. Su contribución al Estado sería del orden de los 250 millones, para una operación al 50% de su capacidad instalada en los próximos años, y los 500 millones de dólares cuando opere al 100% de su capacidad⁵⁹. Esta estimación superaría los 400 millones de dólares anunciados como ingresos netos por el anterior presidente de la petrolera estatal en octubre de 2014 y parece desconocer la caída de los precios internacionales de los hidrocarburos. Con todo, el retraso en la puesta en marcha de esta planta no permitiría cumplir con el plan del gobierno de contar con 100 millones de dólares adicionales por la venta de GLP desde junio de este año⁶⁰.

Por otra parte, la construcción de la planta de Amoniaco Urea de Bulu Bulu encargada a la empresa surcoreana Samsung Engineering tendría un avance de 72% a julio de este año según el ministro del área Luis Sánchez⁶¹, por lo que se espera que sus operaciones comiencen a mediados del 2016. Para ese fin, el BCB transfirió a YPFB durante los últimos meses poco más de 93 millones de dólares⁶², con lo que los desembolsos habrían llegado a de 605 millones de dólares, equivalentes al 70% del crédito de 864 millones de dólares autorizado en 2012.

Aunque la certeza sobre la magnitud de los ingresos que depare la operación de esta planta sólo se conocerá a ciencia cierta a finales del próximo año, vale la pena hacer alguna mención sobre las proyecciones oficiales al respecto. En diciembre de 2014 el presidente de YPFB hacía conocer la decisión de contratar a una empresa extranjera para comercializar los fertilizantes producidos y para capacitar a los funcionarios estatales en “conocimiento de mercados, el funcionamiento de éstos en términos de precios al presente y a futuro, además de volúmenes”, debido a que no se tenía experiencia en el tema. Por ello se puede considerar que el precio de venta por tonelada previsto en las proyecciones de la empresa —cuya difusión pública no conocemos— podía estar sujeto a modificaciones, aunque en varias oportunidades desde esferas gubernamentales se

La construcción de la planta de Amoniaco Urea de Bulu Bulu tendría un avance de 72% a julio de este año según el ministro del área Luis Sánchez, por lo que se espera que sus operaciones comiencen a mediados del 2016. Para ese fin, el BCB transfirió a YPFB durante los últimos meses poco más de 93 millones de dólares, con lo que los desembolsos habrían llegado a de 605 millones de dólares

55 MEFP, Bolivia. *Una mirada a los logros más importantes del nuevo modelo económico*, 2014.

56 MEFP, op.cit.

57 YPFB, *Plan de Inversiones 2009-2015*.

58 Una reciente declaración del vicepresidente señala que la planta estaría funcionando desde fines de agosto de 2015 (Cambio de 19/8/2015).

59 La Razón de 13/4/2015. En junio el mismo ministro estimaba los ingresos sólo por exportación de GLP entre 150 y 300 millones de dólares (Cambio de 5/6/2015).

60 Página Siete de 12/2/2015.

61 Contradictoriamente, una nota de prensa de la Unidad de Comunicación del Ministerio de Hidrocarburos y energía de 21/5/2015, señala que a esa fecha el avance haría alcanzado al 42%.

62 Desembolsos N° 28 al 32, según Notas de Prensa del BCB correspondientes al 2015.

mencionó que las utilidades de la exportación de urea alcanzarían los 300 millones de dólares anuales⁶³. Adicionalmente, el exgerente de industrialización de YPFB entre 2006 y 2009 calculó, sobre un precio de venta en el Brasil de 700 dólares por tonelada, un precio de venta en el mercado nacional de 500 dólares la tonelada y un costo de 300 dólares por tonelada, una utilidad anual de 200 millones de dólares⁶⁴. Si contrastamos ese único cálculo conocido con el precio promedio por tonelada en el mercado entre enero y julio de este año de 280.6 por tonelada⁶⁵ que marca una tendencia a la baja presente desde mediados de 2012— o con el precio de importación del Perú en junio de este año que llegó a 305 dólares la tonelada⁶⁶, podemos concluir que esas expectativas sobre utilidades son demasiado optimistas a pesar de que resultan muy reducidas para compensar la pérdida de ingresos por exportación debido a la caída de la cotización internacional de los hidrocarburos.

Finalmente, en el caso de la industrialización de los recursos naturales del Salar de Uyuni, la Gerencia Nacional de Recursos Evaporíticos (GNRE) firmó en julio del presente año el contrato de construcción de la Planta Industrial de Sales de Potasio con la firma china CAMC Engineering Co. Ltd., por un valor de poco más de 178 millones de dólares. Esta planta, que estaría lista en un plazo de 30 meses (fines de 2017), produciría 350.000 toneladas de cloruro de potasio, pero podría duplicar su capacidad implementando otra línea de producción⁶⁷. Posteriormente, en agosto, la GNRE firmó el contrato para el diseño final del proyecto de construcción de la Planta Industrial de Carbonato de Litio con empresa alemana K-UTEC AG Salt Technologies, por un monto de 33.6 millones de dólares y que será entregado en un plazo no mayor a 10 meses.

En esa ocasión, el Presidente Evo Morales informó que la inversión prevista para la industrialización de los recursos evaporíticos de Uyuni hasta 2019 sumaría los 925 millones de dólares⁶⁸. En este marco, el BCB firmó en el mes de mayo el contrato de Crédito Extraordinario concesional a la Corporación Minera de Bolivia (Comibol) por un monto de Bs 4.301.190.050, para la Segunda Fase del Proyecto: “Desarrollo Integral de la Salmuera del Salar de Uyuni – Planta Industrial – Fase II”⁶⁹. Con este nuevo crédito el BCB habría destinado a la fecha 733 millones de dólares a la segunda fase de este proyecto.

Adicionalmente, aunque no se conocen mayores detalles, el presidente de la GNRE, Alberto Echazú, anunció que se busca producir “energía nuclear barata” a partir del litio y que el país pueda ingresar en el “pequeño club” de países que en las próximas dos décadas podría generar energía atómica en base al litio⁷⁰.

Respecto de los ingresos que reportaría para el Estado el desarrollo del proyecto, con el propósito de conocer su dimensión y su contribución al objetivo de diversificar las fuentes de ingresos fiscales merced a la “industrialización”, se puede mencionar lo siguiente. Un estudio sobre los efectos económicos del proyecto, concluyó que considerando la producción plena de las dos plantas industriales, 30.000 toneladas de carbonato de litio a un precio de 5.000 dólares la tonelada y 700.000 toneladas de cloruro de potasio, un valor de ventas de poco menos de 400 millones de dólares y costos de 60%, las utilidades anuales para el Estado no serían mayores a 195 millones de dólares⁷¹. La cotización del carbonato de litio, pese a las expectativas despertadas por el desarrollo del mercado internacional de baterías, no habría cambiado, pues se mantendría alrededor de los

63 La Razón de 12/8/2012.

64 Escalera, Saúl. *Complejo petroquímico en Carrasco. Desarrollo para Cochabamba*, 2012.

65 Ver: <http://www.agrodataperu.com/2015/07/urea-peru-importacion-junio-2015.html>

66 Ver: <http://www.indexmundi.com/commodities/?commodity=urea&months=60>

67 La Razón y El Potosí, de 14/7/2015.

68 Página Siete de 16/8/2015.

69 BCB, Nota de Prensa N° 26 de 18/5/2015.

70 La Razón de 14/7/2015.

71 Guzmán, Juan Carlos (coordinador), *Un presente sin futuro. El proyecto de industrialización del litio en Bolivia*, CEDLA, 2014.

4.900 dólares la tonelada⁷², por lo que no encontramos razones para la proyección oficial de que ese precio subiría hasta los 7.000 dólares en 2018⁷³.

Finalmente, se debe recordar que, debido a la dependencia tecnológica del país y porque los contratos están a cargo de empresas transnacionales, el impacto de la inversión pública en estas plantas se traduce, en gran medida, en la importación de activos y menos en demanda para el mercado interno.

CONCLUSIONES

En el futuro inmediato el gobierno deberá enfrentar la inminente conclusión del contrato de exportación de gas natural al Brasil en 2019 y la necesidad de negociar un nuevo contrato de similares características que asegure la solvencia del Estado boliviano en el futuro, reto que se convertirá en la prueba de la suficiencia o no de las medidas adoptadas señaladas en este análisis y que podría demandar una mayor profundización del patrón primario-exportador.

La futura negociación de venta de GN a Brasil enfrenta muchas dificultades. En primer lugar está el deterioro de las condiciones del mercado internacional de los hidrocarburos, caracterizado por el superávit de oferta de petróleo, el debilitamiento de la demanda y la consecuente reducción del precio del petróleo, situación que será el referente de la fijación de los precios de exportación del gas boliviano en el futuro. También están presentes circunstancias particulares de la evolución económica y política del Brasil: la recesión económica y la crisis de credibilidad del gobierno brasileño repercutirán en el rol de Petrobras como principal ejecutora de las políticas hidrocarburíferas, limitándole su hegemonía por el ingreso de la inversión privada en los grandes proyectos de desarrollo energético de ese país e imponiéndole salvaguardas contra la corrupción, todo lo que le impondrá mayores exigencias de condiciones favorables en las negociaciones con nuestro país.

En segundo lugar, aunque no con menor importancia, destaca la insuficiencia de reservas probadas para garantizar un nuevo contrato de largo plazo. Esta situación hace más vulnerable la posición del país para negociar las condiciones del contrato y se suma a otros factores que operan en el mismo sentido: el incremento de la competencia proveniente de otros oferentes —principalmente de gas no convencional y GNL— que podrían presionar a la baja los precios del combustible y las preocupaciones ambientales en el desarrollo de la matriz energética brasileña que también podrían presionar negativamente sobre el desarrollo de la industria termoeléctrica de ese país, provista en un 40% por el gas boliviano.

En definitiva, la forma en que el actual gobierno ha decidido enfrentar el deterioro de las condiciones para la exportación de materias primas proveniente del mercado internacional, es priorizando la atracción de inversión privada extranjera, la que consolidaría su carácter de principal actor de la denominada “economía plural”. El gobierno se ve obligado por la reducción acelerada de las reservas hidrocarburíferas y la imparable caída de las cotizaciones internacionales, pero principalmente porque la orientación de la “nacionalización” no ha significado la superación de la hegemonía de las compañías transnacionales y ni siquiera la obligación para que repongan las reservas explotadas, a otorgarles a éstas cada vez más incentivos para inducirles a incrementar su inversión.

Esta estrategia del gobierno, que traerá aparejadas consecuencias sociales y medioambientales, constituye una radicalización de su postura pro-capitalista. La agudización de la política de explotación y exportación de materias primas —en especial de hidrocarburos— y de energía

72 SignumBOX Inteligencia de Mercados, ATM – COMMODITIES Junio 2015 (<http://www.signumbox.com/central/ATM%20Commodities%20-%20Junio%202015.pdf>)

73 El Presidente Evo Morales mencionó que el precio por tonelada de carbonato de litio para 2018 sería 7.000 dólares, aunque no citó fuentes de esa previsión (La Razón de 17/8/2015).

eléctrica es la consecuencia lógica de la política del gobierno de Evo Morales, caracterizada por la búsqueda de mayores ingresos fiscales para, supuestamente, solventar el desarrollo económico y la redistribución de la riqueza. Empero, a despecho del discurso oficial, la implementación de este tipo de políticas tiene efectos que no son coyunturales, pues su perspectiva en el largo plazo es la acentuación de la subordinación de la economía nacional a los intereses de los capitales transnacionales y a los vaivenes de los mercados que, como lo demuestra nuestra historia, han frustrado todos los intentos de transformar estructuralmente la economía.

