

**UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS**  
FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS Y FINANCIERAS  
CARRERA DE ECONOMÍA



**TESIS DE GRADO**

**MENCIÓN: DESARROLLO PRODUCTIVO**

**“FLUCTUACIONES EN LOS PRECIOS DEL GAS NATURAL Y  
SU IMPACTO EN LOS INGRESOS FISCALES EN BOLIVIA”  
PERIODO 2006 - 2017**

**POSTULANTE** : ANDRÉS GUSTAVO FLORES SALAMANCA  
**TUTOR** : ING. RUBEN JUAN ROCHA AGUILAR  
**RELATOR** : LIC. OMAR RILVER VELASCO PORTILLO

**LA PAZ – BOLIVIA**  
**2019**

## **I. DEDICATORIA**

Dedico la presente tesis a mi familia, a mis padres Juan Carlos Flores y María Teresa Salamanca, quienes son mi motivación, por su amor y paciencia en mí día a día. A mis hermanos Carlos, Marcelo, Diego, Sasha y Paolo, por su comprensión, apoyo y consejos.

## **II. AGRADECIMIENTOS**

Primeramente, a mi Dios por sobre todo y todos, que sin su guía, su gracia y sus bendiciones nada podría ser alcanzando.

A todos los docentes que a lo largo de la carrera han sembrado conocimiento y el deseo de aprender y amar mi carrera profesional.

## ÍNDICE GENERAL

<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>x</b>
<b>CAPÍTULO I</b>	<b>1</b>
<b>1. ASPECTOS GENERALES</b>	<b>1</b>
<b>1.1 DELIMITACION DEL TEMA</b>	<b>1</b>
1.1.1 DELIMITACIÓN TEMPORAL	1
1.1.2 DELIMITACIÓN ESPACIAL	1
1.1.3 REFERENCIA HISTÓRICA	1
1.1.4 RESTRICCIÓN DE CATEGORÍAS Y VARIABLES	3
<b>1.2 OBJETO DE LA INVESTIGACIÓN</b>	<b>4</b>
<b>1.3 IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA</b>	<b>4</b>
1.3.1 PROBLEMATIZACIÓN	4
1.3.2 EL PROBLEMA	10
<b>1.4 PLANTEAMIENTOS DE OBJETIVOS</b>	<b>10</b>
1.4.1 OBJETIVO GENERAL	10
1.4.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS	10
<b>1.5 PLANTEAMIENTO HIPÓTESIS</b>	<b>11</b>
<b>1.6 OPERACIONALIZACION DE VARIABLES</b>	<b>11</b>
1.6.1 VARIABLES	11
1.6.2 OPERACIONALIZACION DE LAS VARIABLES	12
<b>1.7 METODOLOGÍA DE INVESTIGACIÓN</b>	<b>12</b>
1.7.1 MÉTODO DE INVESTIGACIÓN	12
1.7.2 TIPO DE INVESTIGACIÓN	13
1.7.3 FUENTES DE INFORMACIÓN	13
1.7.4 INSTRUMENTOS DE INVESTIGACIÓN	14
1.7.5 PROCESAMIENTO DE DATOS	14
<b>CAPITULO II</b>	<b>15</b>
<b>2. MARCO TEORICO Y CONCEPTUAL</b>	<b>15</b>
<b>2.1 MARCO TEORICO</b>	<b>15</b>
2.1.1 TEORIA DEL COMERCIO INTERNACIONAL	15
2.1.2 TEORIA DE LA ESTRUCTURA ECONOMICA “CENTRO Y PERIFERIA” – CEPAL.	18

2.1.3 VOLATILIDAD DE LOS PRECIOS DEL PETROLEO Y SU IMPACTO FISCAL	20
2.1.4 ECONOMIA DEL SECTOR PÚBLICO: LAS FINANZAS PÚBLICAS	24
<b>2.2 MARCO CONCEPTUAL</b>	<b>27</b>
2.2.1 GAS NATURAL	27
2.2.2 EXPORTACIONES	28
2.2.3 RENTA PETROLERA	28
2.2.4 SECTOR PUBLICO NO FINANCIERO	28
2.2.5 INGRESOS FISCALES	28
2.2.6 GASTOS FISCALES	29
<b>CAPITULO III</b>	<b>31</b>
<b>3. MARCO LEGAL</b>	<b>31</b>
<b>3.1 CONSTITUCION POLITICA DEL ESTADO</b>	<b>31</b>
<b>3.2 LEY 3058 “LEY DE HIDROCARBUROS”</b>	<b>33</b>
3.2.1 POLÍTICA DE HIDROCARBUROS: COMERCIALIZACIÓN E INDUSTRIALIZACIÓN	34
3.2.2 REGIMEN TRIBUTARIO	35
3.2.3 NORMAS PARA LA EXPORTACIÓN DE HIDROCARBUROS	38
<b>3.3 DECRETO SUPREMO No 28701 – NACIONALIZACIÓN DE LOS HIDROCARBUROS “HÉROES DEL CHACO”</b>	<b>41</b>
<b>3.4 IMPUESTOS DEL REGIMEN GENERAL – LEY 843 PAGADOS POR EL SECTOR DE HIDROCARBUROS.</b>	<b>42</b>
<b>CAPITULO IV</b>	<b>45</b>
<b>4. MARCO REFERENCIAL</b>	<b>45</b>
<b>4.1 RESERVAS DE GAS NATURAL</b>	<b>45</b>
<b>4.2 AREAS DE EXPLOTACION Y EXPLORACION DE GAS NATURAL</b>	<b>47</b>
<b>4.3 VALOR Y VOLUMENES DE EXPORTACION DE GAS NATURAL</b>	<b>50</b>
<b>4.4 PRECIOS DE EXPORTACION DE GAS NATURAL</b>	<b>54</b>
<b>4.5 INGRESOS FISCALES POR CONCEPTO DE RENTA PETROLERA</b>	<b>58</b>
4.5.1 REGALIAS Y PARTICIPACION AL TESORO GENERAL DE LA NACION (TGN)	59
4.5.2 PATENTES	61
4.5.3 IMPUESTO DIRECTO LOS HIDROCARBUROS (IDH)	63

4.5.4 PARTICIPACION DE YPFB EN LOS CONTRATOS DE OPERACIÓN	64
<b>4.6 LA RENTA DEL SECTOR PÚBLICO NO FINANCIERO (SPNF)</b>	<b>66</b>
4.6.1 INGRESOS DEL SECTOR PÚBLICO NO FINANCIERO.	66
4.6.2 GASTOS DEL SECTOR PÚBLICO NO FINANCIERO.	69
<b>CAPITULO V</b>	<b>73</b>
<b>5. MARCO PRÁCTICO</b>	<b>73</b>
<b>5.1 PLANTEAMIENTO DEL MODELO ECONOMETRICO</b>	<b>73</b>
5.1.1 VAR DE FORMA REDUCIDAS	74
<b>5.2 VARIABLES DEL MODELO</b>	<b>75</b>
<b>5.3 ESTIMACION DEL MODELO VAR</b>	<b>78</b>
5.3.1 ESTACIONARIEDAD DE LAS VARIABLES DE ESTUDIO	78
5.3.2 CRITERIO DE SELECCIÓN DE REZAGOS DEL MODELO VAR	83
<b>5.4 ESTIMACION DEL MODELO VAR</b>	<b>85</b>
<b>5.5 DIAGNOSTICO DEL MODELO</b>	<b>86</b>
5.5.1 CORRELOGRAMAS DEL MODELO	86
5.5.2 PRUEBA DE AUTOCORRELACION BREUSCH – GODFREY	88
5.5.3 PRUEBA DE HETEROSCEDASTICIDAD	89
5.5.4 PRUEBA DE NORMALIDAD	92
<b>5.6 ESTABILIDAD DE UN MODELO VAR</b>	<b>94</b>
<b>5.7 FUNCION IMPULSO RESPUESTA</b>	<b>95</b>
5.7.1 ANALISIS DE LA DESCOMPOSICION DE LA VARIANZA.	98
<b>5.8 VERIFICACION DE LA HIPOTESIS</b>	<b>100</b>
<b>CAPITULO VI</b>	<b>101</b>
<b>6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.</b>	<b>101</b>
<b>6.1 CONCLUSIONES</b>	<b>101</b>
<b>6.2 RECOMENDACIONES</b>	<b>103</b>
<b>BIBLIOGRAFIA</b>	<b>104</b>
<b>ANEXOS</b>	<b>106</b>
<b>GLOSARIO DE TERMINOS</b>	<b>114</b>

## ÍNDICE DE GRAFICOS.

<b>Gráfico 1: Valor de las exportaciones de Gas natural. Periodo 2006 – 2018</b>	<b>5</b>
<b>Gráfico 2: Precio del petróleo WTI. Periodo 1996 -2017 .....</b>	<b>6</b>
<b>Gráfico 3: Precio de Gas Natural, Periodo 1995 - 2017 .....</b>	<b>7</b>
<b>Gráfico 4: Composición de la Renta Petrolera, Periodo 2006 – 2018 .....</b>	<b>9</b>
<b>Gráfico 5: Recaudación Régimen General Tributario por actividad de Hidrocarburos. Periodo 2006 - 2018.....</b>	<b>44</b>
<b>Gráfico 6: Valor de las Exportaciones de Gas Natural a Argentina y Brasil. Periodo 2005 -2018 (En Millones de Dólares).....</b>	<b>51</b>
<b>Gráfico 7: Volumen de exportación a Brasil y Argentina. Periodo 2006 – 2018.....</b>	<b>53</b>
<b>Gráfico 8: Precios de Exportación de Gas Natural para Argentina y Brasil (En \$/MMBTU).....</b>	<b>58</b>
<b>Gráfico 9: Recaudación por Regalías y Participación al TGN. Periodo 2006 - 2018.....</b>	<b>60</b>
<b>Gráfico 10: Recaudación por Patentes. Periodo 2006 - 2018.....</b>	<b>62</b>
<b>Gráfico 11: Recaudación por Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH). Periodo 2006 - 2018. (En Millones de Dólares).....</b>	<b>64</b>
<b>Gráfico 12: Participación de YPFB en las Ganancias de los Contratos de Operación. Periodo 2006 - 2018.....</b>	<b>65</b>
<b>Gráfico 13: Ingresos del Sector Público No Financiero. Periodo 2005 – 2018.....</b>	<b>66</b>
<b>Gráfico 14: Ingresos del Sector Público No Financiero. Periodo 2005 – 2017.....</b>	<b>67</b>
<b>Gráfico 15: Ingresos Fiscales por Hidrocarburos. Periodo 1999 – 2018....</b>	<b>68</b>
<b>Gráfico 16: Gastos corrientes del Sector Público No Financiero. Periodo 2005 – 2017 (En Porcentaje).....</b>	<b>70</b>
<b>Gráfico 17: Gasto de capital del SPNF según Administración. Periodo 2005 – 2017. (En Porcentaje).....</b>	<b>71</b>
<b>Gráfico 18: Series de estudio del modelo (INGRESOS, VOLUMEN y PRECIO).....</b>	<b>77</b>
<b>Gráfico 19: Prueba de Autocorrelación. ....</b>	<b>87</b>
<b>Gráfico 20: Estabilidad del Modelo VAR (Circulo Unitario).....</b>	<b>94</b>
<b>Gráfico 21: Función Impulso – Respuesta acumulada (Respuesta de los INGRESOS ante un Shock de los PRECIOS ponderados).....</b>	<b>95</b>
<b>Gráfico 22: Función Impulso – Respuesta acumulada (Respuesta de los INGRESOS ante un Shock de los VOLUMENES). ....</b>	<b>97</b>
<b>Gráfico 23: Descomposición de la Varianza para las variables del modelo (INGRESOS, VOL, PRECIO).....</b>	<b>99</b>

## ÍNDICE DE TABLAS.

<b>Tabla 1: Reservas de Gas Natural. Periodo 2006 - 2017 (en TCF) .....</b>	<b>45</b>
<b>Tabla 2: Certificación de Reservas de Gas Natural en Bolivia. Periodo 2006 - 2017 (en TCF) .....</b>	<b>46</b>
<b>Tabla 3: Test de Dickey Fuller Aumentado en niveles para la variable INGRESOS.....</b>	<b>79</b>
<b>Tabla 4: Test de Dickey Fuller Aumentado en primeras diferencias para la variable INGRESOS. ....</b>	<b>79</b>
<b>Tabla 5: Test de Dickey Fuller aumentado en niveles para la variable PRECIO.....</b>	<b>80</b>
<b>Tabla 6: Test de Dickey Fuller Aumentado en primeras diferencias para la variable PRECIO.....</b>	<b>81</b>
<b>Tabla 7: Test de Dickey Fuller Aumentado en niveles para la variable VOLUMEN.....</b>	<b>81</b>
<b>Tabla 8: Test de Dickey Fuller Aumentado en primeras diferencias para la variable VOLUMEN. ....</b>	<b>82</b>
<b>Tabla 9: Criterio de Selección de Rezagos para el Modelo VAR. ....</b>	<b>83</b>
<b>Tabla 10: Estimación del Modelo VAR con tres rezagos.....</b>	<b>85</b>
<b>Tabla 11: Prueba de Autocorrelacion Breusch-Godfrey .....</b>	<b>89</b>
<b>Tabla 12: Prueba de Heterocedasticidad en niveles.....</b>	<b>91</b>
<b>Tabla 13: Prueba de Normalidad. ....</b>	<b>93</b>
<b>Tabla 14: Descomposición de la Varianza para las variables del modelo (ING, VOL, PRECIO).....</b>	<b>98</b>

## INDICE DE CUADROS.

<b>Cuadro 1: Operacionalización de las Variables .....</b>	<b>12</b>
<b>Cuadro 2: Prueba de Autocorrelación .....</b>	<b>86</b>
<b>Cuadro 3: Prueba de Autocorrelacion Breusch-Godfrey .....</b>	<b>88</b>
<b>Cuadro 4: Prueba de Heterocedasticidad - Test de White.....</b>	<b>90</b>

## INDICE DE ANEXOS

<b>Anexo 1: Representación Grafica del Modelo VAR (INGRESOS, VOL, PRECIO).....</b>	<b>106</b>
<b>Anexo 2: Funciones Impulso Respuesta de las variables VOL y PRECIO sobre los INGRESOS por mercado de exportación (Argentina y Brasil). 107</b>	<b>107</b>
<b>Anexo 3: Grafico de análisis de la Descomposición de las variables VOL, PRECIO e INGRESOS por mercado de exportación (Argentina y Brasil). 110</b>	<b>110</b>
<b>Anexo 4: Tabla de análisis de la Descomposición de las variables VOL, PRECIO e INGRESOS por mercado de exportación (Argentina y Brasil). 111</b>	<b>111</b>
<b>Anexo 5: Participación del Sector Hidrocarburos en el PIB. Periodo 2000 - 2017 .....</b>	<b>113</b>

# **“FLUCTUACIONES EN LOS PRECIOS DEL GAS NATURAL Y SU IMPACTO EN LOS INGRESOS FISCALES EN BOLIVIA” PERIODO 2006 - 2017**

## **INTRODUCCIÓN**

La presente investigación parte de la problemática desde un punto de vista donde la volatilidad de los precios del Gas Natural que están directamente afectados por la variación del mercado externo del precio del Petróleo WTI<sup>1</sup> generan dependencia en los ingresos fiscales de Bolivia.

Esta volatilidad e imposibilidad del Estado de controlar la variación de precios del Gas natural (ya que no tenemos parte en la determinación de los precios del petróleo en el mercado externo), afectan directamente a la captación de ingresos por concepto de renta petrolera.

Bolivia históricamente se ha caracterizado como un país dependiente de los ingresos que percibe por la venta de sus recursos naturales, es por ello que sus finanzas públicas son vulnerables a choques externos. El sector de hidrocarburos en los últimos 13 años ha sido el sector más importante en términos de generación de ingresos (42% del total de ingresos del SPNF), a través de las exportaciones de gas natural a Brasil y Argentina.

El comportamiento del sector fiscal en los últimos años ha mostrado un comportamiento favorable para la economía boliviana en los periodos donde

---

<sup>1</sup> WTI: West Texas Intermediate es un promedio del petróleo producido en los campos occidentales del estado de Texas (USA). El WTI es un crudo considerado liviano y, también, "dulce" por su bajo contenido de sulfuro, por lo que su precio es, en el promedio, superior al de otros tipos de crudo.

En la actualidad el WTI es el más aceptado para conocer el precio de referencia mundial del barril de petróleo, aunque otros también comúnmente mencionados son el Brent, del Mar del Norte, y el promedio de la cesta de crudos de la OPEP.

hubo auge de precios, específicamente reflejado en el sector público no financiero (SPNF<sup>2</sup>). A finales de los años 90 el resultado fiscal en millones de bolivianos tuvo un comportamiento deficitario, hasta el año 2005 reportando un déficit de 1.735,86 millones de bolivianos, pero a partir del año 2006 el resultado fiscal del SPNF reporta superávit, sin embargo a partir del año 2014 el resultado fiscal reporta nuevamente déficit de 7.669 millones de bolivianos, esto a raíz de la dependencia que tienen nuestros ingresos fiscales por la volatilidad de los precios de Gas Natural, cuando existe auge o alza de los precios internacionales del petróleo, el Estado es altamente beneficiado, pero cuando existe caída de precios, los ingresos y por ende distribución de estos se ven condicionados.

---

<sup>2</sup> SPNF: Sector Público No Financiero

## **CAPÍTULO I**

### **1. ASPECTOS GENERALES**

#### **1.1 DELIMITACION DEL TEMA**

##### **1.1.1 DELIMITACIÓN TEMPORAL**

El presente proyecto de investigación busca proporcionar información sobre la volatilidad de los precios de gas natural y su impacto en los ingresos fiscales en Bolivia, en el período de 2006 – 2017

- Auge de precios (2006 – 2013)
- Caída de precios (2014 – 2017)

##### **1.1.2 DELIMITACIÓN ESPACIAL**

El estudio se enfoca a nivel nacional.

##### **1.1.3 REFERENCIA HISTÓRICA**

Bolivia, desde su fundación que abarca 194 años, se ha inscrito en un marco de una profunda problemática económica y social; emergente de su constante atraso, debido a un bajo desarrollo de su estructura productiva, predominante por un desarrollo desigual, lento y contradictorio, que han hecho que subsistan formas de producción que todavía tardan en proyectarse hacia un desarrollo y satisfacción de sus necesidades sociales.

El Gas natural se ha constituido en la principal materia prima, que a través de su exportación sostiene la economía nacional, con una data histórica que parte desde 1972, año en que se firmó el primer contrato de exportación con Argentina; y que a partir de 1992 firmó otro

contrato por 20 años de exportación al Brasil (renovada posteriormente hasta el año 2019).

Durante nueve años, entre abril de 1996 y mayo de 2005, el sector petrolero estuvo regido por la Ley de Hidrocarburos N° 1689, la cual consideraba la suscripción de contratos de tipo “riesgo compartido” para la exploración y explotación de hidrocarburos. Este régimen tenía el objetivo último de atraer las inversiones necesarias para cumplir con el contrato de abastecimiento de gas natural a la República Federativa del Brasil hasta el año 2019. En ese contexto jurídico, las empresas inversoras asumían el riesgo de la exploración, pero a cambio adquirirían la propiedad de los hidrocarburos una vez extraídos del subsuelo.

La condición era el abastecimiento del mercado interno de gas natural y líquido (crudo y gas licuado de petróleo o GLP), y el cumplimiento de la normativa de formación de precios internos, que en principio estaba orientada a reflejar las condiciones del mercado internacional; mientras los precios internacionales fueron bajos, la reglamentación se mantuvo inalterada; sin embargo, a partir de 2003 y 2004 cuando el mercado internacional del petróleo comenzó a mostrar una tendencia alcista, se hicieron varias modificaciones a la normativa de precios con el fin de estabilizarlos en un nivel más bajo para el consumidor nacional. En tal sentido se estableció, mediante los Decretos Supremos 27691<sup>3</sup> y 27959<sup>4</sup>, que los nuevos precios en boca de pozo para el mercado interno, tanto del petróleo como del GLP.

---

3 D.S 27691 tiene por objeto adecuar las condiciones de comercialización del petróleo crudo en el mercado interno, estableciendo un sistema de estabilización para el precio de referencia del petróleo crudo puesto en refinería.

En el contexto de precios internacionales altos, en el año 2005 se aprobó la nueva Ley de Hidrocarburos N° 3058, cuya objetivo consistía en la “recuperación de la propiedad de los hidrocarburos producidos”, derecho que debía ser ejercido por YPFB (Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos) en representación del Estado boliviano, asimismo se determinó la anulación de los contratos de riesgo compartido y se definió un nuevo régimen contractual donde necesariamente se contempla la participación de YPFB. Mediante el D.S. 28701 de mayo de 2006 “Decreto de Nacionalización,” como se le denomina, se otorga a YPFB la potestad de definir las condiciones de comercialización de los hidrocarburos y de tomar el control de todas las actividades de la cadena productiva.

#### **1.1.4 RESTRICCIÓN DE CATEGORÍAS Y VARIABLES**

##### **Categoría Económica**

- Ingresos Fiscales (Valor)
- Exportaciones (Precio, Valor y Volumen)

##### **VARIABLES Económicas**

- Valor y volumen de las exportaciones (Gas Natural)
- Participación de la Renta petrolera en el SPNF
- Precios mensuales / trimestrales del Gas Natural (Brasil / Argentina).

---

El precio de referencia del petróleo crudo puesto en refinería sin IVA, será el promedio de los últimos 365 días de cotizaciones diarias promedio del WTI. Artículo 1 y 2 del Decreto Supremo 27691 del 19 de Agosto del 2004.

<sup>4</sup> D.S 27959 tiene por objeto modificar el Reglamento sobre el Régimen de Precios de los Productos del Petróleo y establecer nuevas alícuotas para el Impuesto Especial a los Hidrocarburos y sus Derivados – IEHD. Artículo 1 del Decreto Supremo 27959 del 30 de Diciembre del 2004.

## **1.2 OBJETO DE LA INVESTIGACIÓN**

La economía boliviana depende de manera significativa de la exportación de recursos naturales, en especial de hidrocarburos. Desde mediados de los años 2000, la economía mundial registra una tendencia creciente de los precios de las materias primas, en particular petróleo y gas natural, lo cual ha representado un shock positivo de ingresos para el país.

El objeto de la presente investigación, es analizar en qué manera y medida los cambios en los precios del gas natural afectan los ingresos fiscales del gobierno central por concepto de Renta Petrolera.

## **1.3 IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA**

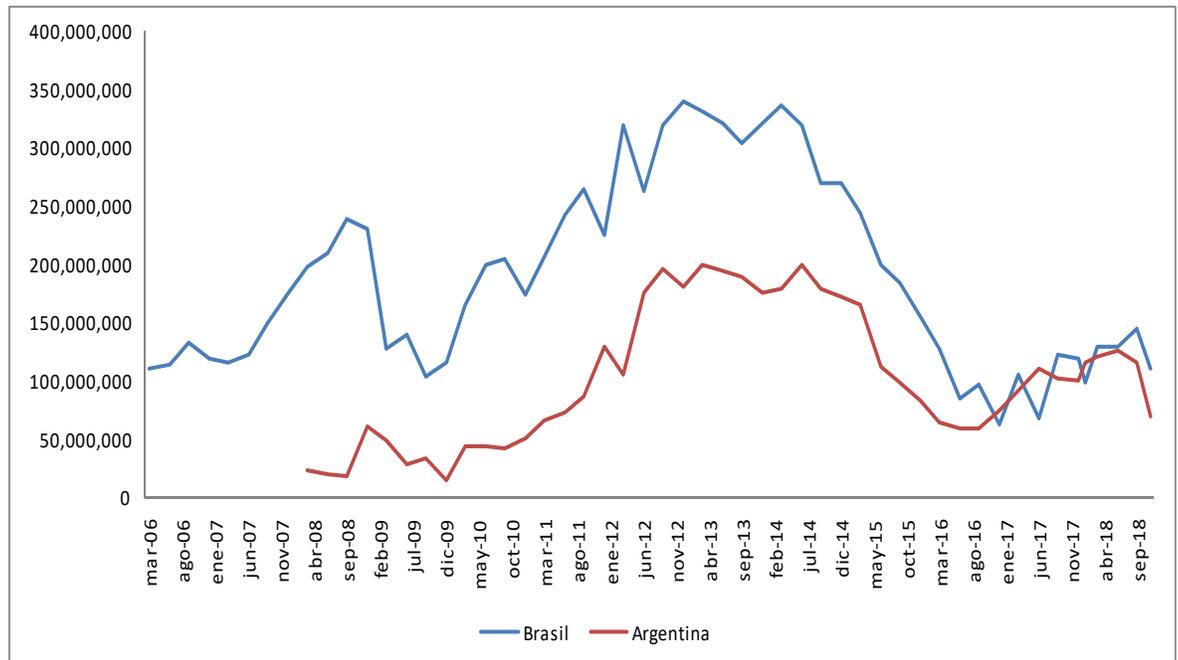
### **1.3.1 PROBLEMATIZACIÓN**

Históricamente, el sector de hidrocarburos ha desempeñado un papel fundamental en la economía boliviana, un factor que respalda esta afirmación es el valor de las exportaciones de Gas natural que mostró una tendencia creciente (Grafico Nro. 1) para el periodo 2006 -2018, llegando a su valor más alto en el mercado de Brasil (339.460.000 Millones de Dólares aproximadamente) y Argentina (199.630.000 Millones de Dólares) para los años 2013 (Enero) y 2014 (Junio), respectivamente.

Asimismo el sector de hidrocarburos ha contribuido con porcentajes de entre 7,9% (más alto el año 2013) y el 3,2% (mas bajo el año 2000) del

PIB; pero los años 2016 – 2017 se evidencia una caída brusca de la participación de los hidrocarburos entre 3,1% - 3,5% del PIB<sup>5</sup>.

**Gráfico 1: Valor de las exportaciones de Gas natural. Periodo 2006 – 2018 (En Dólares)**

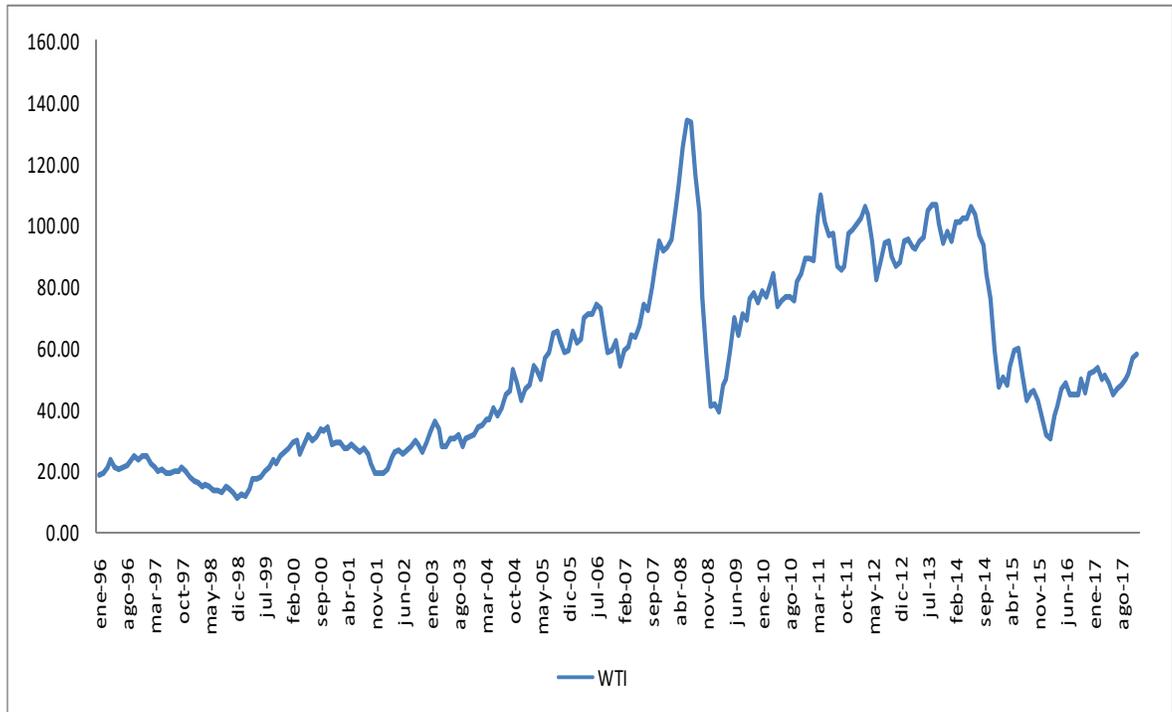


**Fuente:** Elaboración Propia – Datos del Banco Central de Bolivia (BCB)

El sector de hidrocarburos, específicamente en términos de exportación y previamente de producción estaría condicionado por la volatilidad de los precios del petróleo, sobre todo en las últimas décadas que si bien tuvo una tendencia creciente, posee varios quiebres estructurales. (Gráfico Nro.2)

<sup>5</sup> Ver Anexo 5

**Gráfico 2: Precio del petróleo WTI. Periodo 1996 -2017  
(En Dólares por barril)**



**Fuente:** Elaboración Propia, en base a datos de UDAPE.

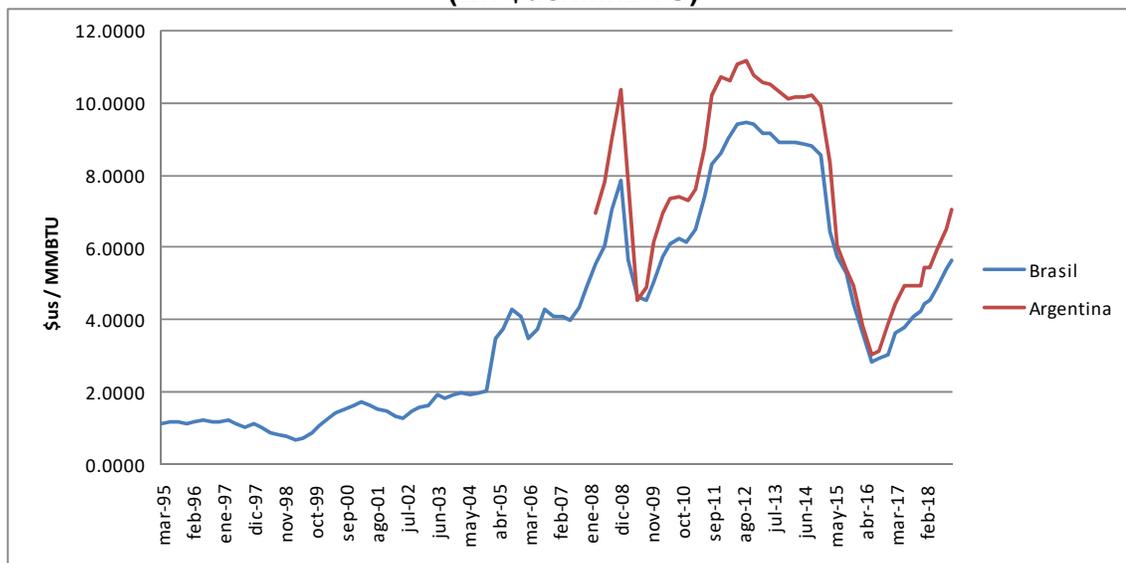
No cabe duda que el precio internacional del petróleo es una variable exógena significativa para las economías a nivel mundial. Sin embargo el principal problema radica en que el precio de este commodity<sup>6</sup> ha experimentado muchas fluctuaciones a lo largo del tiempo, y esto generaría insostenibilidad y dependencia para los países que basan su estructura productiva en la explotación de recursos naturales.

---

<sup>6</sup> Los commodities son bienes que han sufrido poca elaboración, a los que se le ha añadido poco o nulo valor agregado; se encuentran de manera natural en el planeta y son producidos en enormes cantidades, manifiestan poca diferenciación entre sí, y son altamente demandados.

Se sabe también que el principal producto hidrocarburífero de exportación para nuestro país es el Gas Natural, este recurso está condicionado en términos de precio por los precios internacionales del petróleo. En el grafico Nro.3 podemos ver un comportamiento similar y una tendencia paralela de los precios de exportación de Gas Natural al Brasil y Argentina con el precio internacional del Petróleo (WTI).

**Gráfico 3: Precio de Gas Natural, Periodo 1995 - 2017**  
(En \$us/MMBTU)



**Fuente:** Elaboracion Propia – Datos del Banco Central de Bolivia (BCB)

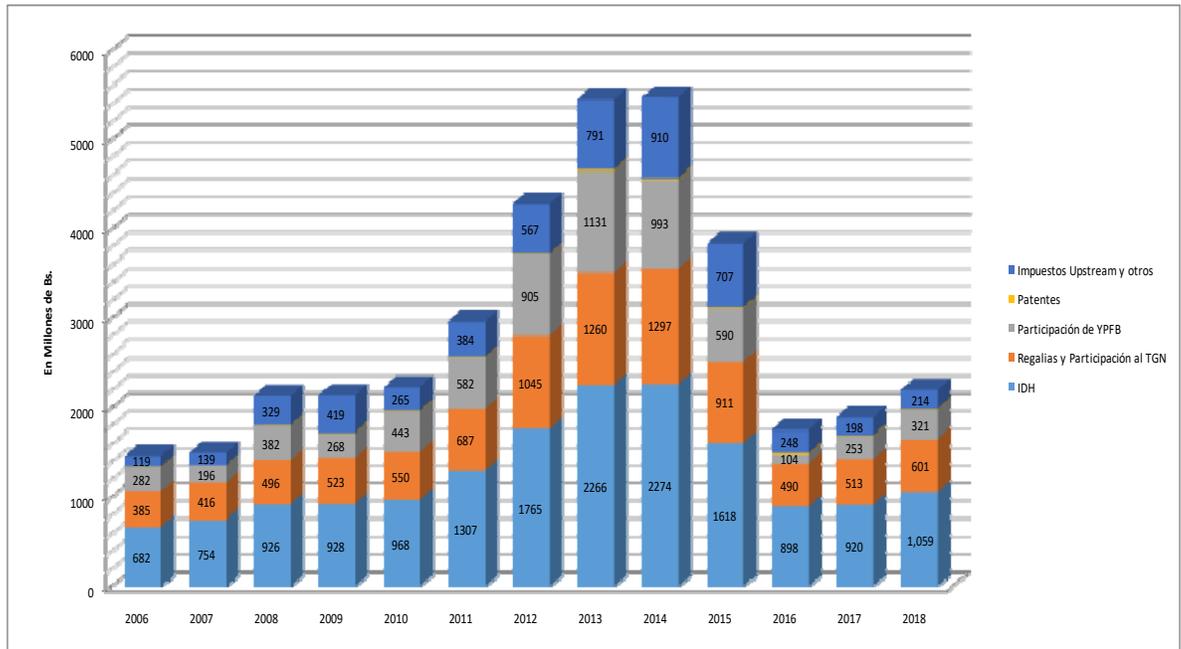
Es importante analizar este comportamiento, ya que en términos de ingresos fiscales; este último está condicionado y es dependiente de dicha volatilidad de los precios. El impacto de este comportamiento se ve mucho mas reflejado en la captación de los ingresos fiscales por concepto de renta petrolera.

En los últimos 12 años la renta petrolera se encuentra en un promedio de 81% del total de ingresos obtenidos por la venta de hidrocarburos en punto de fiscalización, por lo que el restante 19% está constituido por

costos recuperables. El principal componente de esta renta petrolera es el IDH (Grafico Nro. 4), que representa, en promedio, 40% de la misma, aspecto que responde a los motivos que originaron la creación de este impuesto el año 2005 que estuvieron, a su vez, fundamentados en una mayor participación estatal en la renta petrolera. Por su parte, la participación de YPFB en las ganancias de los contratos de operación, negociados el año 2006 al amparo del Decreto Supremo N° 28701, representan 19% de la renta petrolera, ocupando el segundo lugar, seguido en importancia por la recaudación de regalías.

En lo concerniente a la participación del Estado en los ingresos generados por las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, es decir excluyendo tanto los costos recuperables como la utilidad de las empresas privadas, en los últimos 12 años ésta se sitúa en un promedio de 71%.

**Gráfico 4: Composición de la Renta Petrolera, Periodo 2006 – 2018  
(En Millones de Bs.)**



**Fuente:** Elaboración Propia – Datos del Ministerio de Hidrocarburos: Dirección General de Planificación y Desarrollo Hidrocarburífero.

La renta petrolera estatal tuvo una tendencia creciente a lo largo del periodo 2006 – 2014, con incrementos particularmente notorios en los años 2012 y 2013, ambos altamente correlacionados con el incremento de precios de exportación de gas natural, explicados a su vez por el comportamiento del precio internacional del petróleo. Durante el superciclo de precios internacionales del petróleo, comprendido entre los años 2006 – 2014, el Estado boliviano se benefició con significativos ingresos provenientes de la actividad hidrocarburífera, pero ya para los años 2015 -2018, podemos observar una brusca caída de los ingresos fiscales por concepto de renta petrolera, el año 2015 se recaudo en total 3.839 M\$us y para el 2016 esta cayó hasta 1.755M\$us, una caída aproximadamente del 45,7% en solo un año. Esta tendencia se mantuvo

por los próximos 2 años, el 2017 se recaudo 1.896 M\$us y según el dato ejecutado hasta septiembre del 2018 se recaudo 2.205 M\$us.

### **1.3.2 EL PROBLEMA**

Por lo mencionado anteriormente, se podría deducir que existe una considerable dependencia de los ingresos fiscales por concepto de ventas de gas natural en función a la volatilidad de los precios y del volumen de Gas Natural que se exporta.

Al ser los precios del Gas volátiles e impredecibles por factores políticos, sociales y económicos externos generarían una dependencia en los ingresos fiscales de nuestra nación.

## **1.4 PLANTEAMIENTOS DE OBJETIVOS**

### **1.4.1 OBJETIVO GENERAL**

Analizar y verificar el impacto de la volatilidad de los precios del gas natural sobre los ingresos fiscales de Bolivia, considerando precios ponderados y volúmenes de exportación al mercado externo.

### **1.4.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS**

- Describir y analizar el comportamiento de los precios de venta de Gas Natural.
- Describir la correlación entre precios de venta de Gas Natural, Volúmenes de exportación e Ingresos Fiscales.
- Demostrar la dependencia que existe en los ingresos fiscales por concepto de la exportación de Gas natural a Brasil y Argentina.

- Analizar el efecto en términos de ingresos fiscales desde el punto de vista para el Sector Público No Financiero.

## **1.5 PLANTEAMIENTO HIPÓTESIS**

El análisis histórico y econométrico muestra que predominan los cambios permanentes en los precios de venta de Gas natural al mercado externo, generando un nivel de dependencia en los ingresos fiscales del país.

## **1.6 OPERACIONALIZACION DE VARIABLES**

### **1.6.1 VARIABLES**

#### **Variable Dependiente**

- Ingresos Fiscales

#### **Variable Independiente**

- Precios de Venta de Gas Natural al Brasil / Argentina
- Volumen de Exportación de Gas natural al mercado externo

## 1.6.2 OPERACIONALIZACION DE LAS VARIABLES

**Cuadro 1: Operacionalización de las Variables**

<b>VARIABLE DEPENDIENTE</b>	<b>CONCEPTO</b>	<b>INDICADORES</b>
Ingresos Fiscales	Los Ingresos fiscales son aquellos ingresos o remuneraciones que percibe un Estado por motivos de transacciones comerciales internas o externas, motivos de tributo fiscal o simplemente donaciones internacionales (poco usual) o préstamos de entidades bancarias extranjeras con fines de administración pública e inversión sujeta a un presupuesto anual.	- SPNF
<b>VARIABLE INDEPENDIENTE</b>	<b>CONCEPTO</b>	<b>INDICADORES</b>
Precios de Venta de Gas Natural	El precio para el gas boliviano exportado a Brasil se fija cada tres meses con una fórmula que incluye una canasta de tres "fuel oils"; el precio también contempla un mecanismo de amortiguación para evitar cambios bruscos tomando en cuenta el comportamiento de trimestres precedentes.	-Precio Internacional de Petróleo (WTI)
Exportación de Gas Natural	Acción y efecto de exportar, enviar conjunto de mercancías o materias primas (Gas Natural) del propio país a otro.	- Volumen - Valor

**Fuente:** Elaboración Propia

## 1.7 METODOLOGÍA DE INVESTIGACIÓN

### 1.7.1 MÉTODO DE INVESTIGACIÓN

El método a utilizar será el hipotético deductivo, consiste en partir de un supuesto o afirmación por demostrar para luego llegar a descomponer en sus variables y a continuación deducir los indicadores de cada uno de ellos con la finalidad de recoger información a partir de los indicadores.

### **1.7.2 TIPO DE INVESTIGACIÓN**

El tipo de investigación a utilizar, es la metodología cuantitativa, misma que permite examinar los datos de manera científica, o más específicamente en forma numérica.

Se requiere que, entre elementos del problema de investigación exista una relación y exista claridad entre elementos de investigación que conforman el problema, y sobre todo sea posible definirlos, limitarlos y saber exactamente dónde se inicia el problema, y hacia dónde se dirige.

Se utiliza esta metodología para establecer la comparación y el comportamiento de variables económicas dentro del periodo de estudio, y de esta manera relacionarlo con la hipótesis para así probar o negar la misma.

### **1.7.3 FUENTES DE INFORMACIÓN**

- Fuentes Primarias

Artículos

Apuntes de clases

Libros de teoría económica

- Fuentes secundarias

Monografías

Artículos de revistas

Datos ya publicados

- Fuentes terciarias

Revistas de tesis

Revistas de Internet (papers)

#### **1.7.4 INSTRUMENTOS DE INVESTIGACIÓN**

Para la evaluación de los datos se utiliza la estadística como principal instrumento, debido al carácter numérico de los datos. El método estadístico se utiliza en la selección, organización, y clasificación de datos. En este, caso se clasifica y organiza los datos, y para una mejor exposición se utilizan cuadros y graficas.

La técnica utilizada para evaluar la hipótesis será mediante instrumental econométrica, de esta forma se pretende realizar un análisis no solamente teórico, sino también avalar la investigación mediante técnicas actuales de predicción.

#### **1.7.5 PROCESAMIENTO DE DATOS**

Los datos adquiridos son procesados sucesivamente para cada variable, y de esta manera construir dentro del periodo de estudio correspondiente.

- Fichas Resumen
- Tabulación de Datos
- Elaboración de Gráfico

## **CAPITULO II**

### **2. MARCO TEORICO Y CONCEPTUAL**

#### **2.1 MARCO TEORICO**

##### **2.1.1 TEORIA DEL COMERCIO INTERNACIONAL**

El desarrollo del comercio internacional hace que los países prosperen y generen excedente, al aprovechar los recursos que tienen o producen mejor con el fin de intercambiar con otros países, que a su vez ellos tienen o producen mejor; de eso se trata la actividad comercial; ningún país puede estrictamente cerrar sus fronteras económicas, debido a que pueda producir por sí solo todos los bienes y servicios que requiere la demanda interna.

Samuelson define al comercio internacional como "... el proceso por el que los países importan y exportan bienes, servicios y capital financiero...<sup>7</sup>". Por lo que se deduce que el comercio se divide en dos categorías:

- El comercio doméstico que es el intercambio de bienes y servicios al interior de un país.
- El comercio internacional que consiste en el intercambio de bienes y servicios de un país con otro, este se basa en la especialización de producir un bien y a una división de trabajo, dependiendo de las necesidades que tiene cada país.

El comercio mundial ha crecido enormemente en los últimos años y todo esto gracias a los avances tecnológicos, por los tratados y acuerdos de libre comercio que se firman entre empresas, naciones y grupos de naciones ya sea a nivel regional o mundial. Todo esto tiene unas

---

<sup>7</sup> TORRES GAYTAN, Ricardo "TEORIA DEL COMERCIO INTERNACIONAL"

importantes consecuencias en una nación dependiendo de su nivel de desarrollo, de la protección interna que esta le ofrezca a sus empresarios, del nivel de desarrollo de sus socios comerciales así como el tamaño del mercado de estos y muchos otros factores que hacen que estas consecuencias no sean las mismas en todos los países que abren sus fronteras.

El comercio internacional permite una mayor movilidad de los factores de producción entre países, dejando como consecuencia algunas de las siguientes ventajas:

- Cada país se especializa en aquellos productos donde tienen una mayor eficiencia lo cual le permite utilizar mejor sus recursos productivos y elevar el nivel de vida de sus trabajadores.
- Hace posible que un país importe aquellos bienes cuya producción interna no es suficiente y no sean producidos.
- Hace posible la oferta de productos que exceden el consumo a otros países, en otros mercados (exportaciones).

El principal principio de la economía es que los factores de producción son disponibles en cantidades limitadas, por la escasez relativa de recursos se debe decidir sobre la mejor utilización de los mismos. La curva de posibilidades de producción o curva de transformación, muestra las posibilidades máximas de una nación para producir una combinación de los productos, dados un nivel de tecnología y una cantidad de recursos para la producción. También se asume que los costos de oportunidad son constantes, es decir, la cantidad de un bien "X" sacrificado para producir una cantidad de "Y" es siempre la misma sin importar cuánto produzca de cada uno. Por otro lado, si el costo de oportunidad es creciente, ello implica que cada vez que se produce una unidad adicional de "Y" se deberán sacrificar cantidades mayores de "X".

### 2.1.1.1 VENTAJAS ABSOLUTAS Y COMPARATIVAS.<sup>8</sup>

Adam Smith hizo su aporte en el concepto sobre la ventaja absoluta, que consistía en que cada país se especializara en producir los bienes que le resultaran más baratos en función de los costos de mano de obra. De esta manera cada país podría importar los bienes que se produjeran en el exterior a un menor costo, en términos de recursos, que producirlos internamente, pero fue Ricardo quien desarrollo con mayor nitidez la teoría de ventajas absolutas y comparativas<sup>9</sup>. Como se mencionó en las ventajas absolutas, en primera instancia, si un país goza de ventajas absolutas en la producción de dos bienes el comercio no se llevaría a cabo, de acuerdo a la teoría de Smith. No obstante, Ricardo demostró que mientras existan ventajas relativas en la producción de un bien, el comercio puede llevarse a cabo con beneficio mutuo, esto significa que aunque un determinado país posea ventaja absoluta en la producción de ambos bienes, poseerá solo ventaja comparativa en la producción de uno de ellos. Por lo anterior, el país con el que comercia tendrá una desventaja en la producción del otro bien.

Entonces podemos entender al concepto de “ventaja comparativa” de la siguiente manera: “Un país se concentrará en la producción y exportación de aquellos bienes en los cuales posee la mayor ventaja relativa, e importará aquellos productos en los cuales posee la menor ventaja relativa”.

---

<sup>8</sup> “Una investigación sobre la naturaleza y causas de la riqueza de las NACIONES”. ADAM SMITH. 1974; BASCH CASA EDITORIAL S.A. BARCELONA ESPAÑA.

<sup>9</sup> CARBAUGH, Robert.”Economía Internacional”, CENGAGE Learning, décimo segunda edición, 2009, México, pág. 32

### **2.1.2 TEORIA DE LA ESTRUCTURA ECONOMICA “CENTRO Y PERIFERIA” – CEPAL.**

Fue en la CEPAL donde tuvo lugar la reflexión e investigación de Raúl Prebisch en 1949 que observaba en las economías subdesarrolladas latinoamericanas, que evolucionaban del modelo de crecimiento primario-exportador, "hacia afuera", al modelo urbano industrial "hacia adentro", en parte como consecuencia del no funcionamiento correcto de la "teoría de las ventajas comparativas"; es así que se da un deterioro constante de los términos del intercambio que afectan severamente a los países subdesarrollados.

Desde mediados del siglo XX Raúl Prebisch comienza a desarrollar la teoría “centro – periferia”, a partir de la cual postuló lo que sería la base del pensamiento desarrollista: “el cuestionamiento de la inserción de América Latina en el mercado mundial a través de la exportación de productos primarios y la importación de manufacturas”; Prebisch parte con una clara crítica a la teoría del comercio internacional según la cual todos los países se verían beneficiados si cada uno se especializara en lo que sabe hacer mejor (ventajas comparativas y competitivas); es así que para contrarrestar esta concepción ricardiana; Prebisch elabora una propuesta alternativa que distingue entre países desarrollados industrialmente, a los que denomina “CENTRO” y los países subdesarrollados que constituyen la “PERIFERIA”.

Dicho, en otros términos, el CENTRO se refiere a las economías avanzadas del capitalismo que se caracterizan por ser productivamente homogéneas y diversificadas, mientras que la PERIFERIA está constituida por las economías rezagadas desde el punto de vista

tecnológico y organizativo, siendo su estructura productiva heterogénea y especializada en la exportación de productos primarios.

La teoría centro - periferia de Prebisch le permite concluir que el subdesarrollo se genera a partir de la relación existente entre ambas regiones y que la brecha entre el centro y la periferia tiende inevitablemente a ensancharse; es así que sostenía que el Tercer Mundo no podía desarrollarse porque los términos de intercambio del comercio internacional eran desfavorables para los países de la periferia; el mundo industrial los mantenía en una situación de dependencia, porque permanentemente se observaba que se producía una caída constante del valor o precio relativo de las materias primas frente al valor de los productos industriales (producidos en los países del centro). Esta era la razón, según los desarrollistas, de nuestro subdesarrollo y deterioro económico para Latinoamérica. Prebisch observaba que supuestamente bajo la teoría clásica los precios de los productos manufacturados deberían caer, pero constataba que eran los precios de las materias primas los que descendían con mayor rapidez. Entonces afirmaba que los frutos del progreso técnico no se repartían de modo parejo en todo el mundo, a causa de esto surgió la idea de que el camino a seguir era la industrialización vía protección de la industria, para así participar de los frutos del progreso técnico, y de ese modo corregir las reglas de la teoría del comercio internacional.

Por otro lado, la estructura productiva de América Latina determinaba por una parte, un patrón específico de inserción en la economía mundial, cuya característica esencial era producir y exportar materia prima con una demanda internacional poco dinámica, pero que al mismo tiempo era importadora de bienes y servicios con una demanda interna en rápida

expansión y asimiladora de patrones de consumo y tecnologías adecuadas para los países de mayor desarrollo; ya para el caso de Bolivia, país que desde su fundación califica como un país netamente primario exportador, fue parte de la conceptualización de un país “periférico” por su estructura productiva a causa primero de la minería, de la agricultura y posteriormente de la exportación de sus hidrocarburos (Gas natural).

### **2.1.3 VOLATILIDAD DE LOS PRECIOS DEL PETROLEO Y SU IMPACTO FISCAL<sup>10</sup>**

La volatilidad de los precios del petróleo en la última década fue muy significativa, desde el incremento de mediados del año 2008 cuando el precio llegó alrededor USD 140 por barril y su posterior caída a menos de USD 40 por barril a principios de 2009 debido a la crisis financiera, pasando por una paulatina pero sostenida recuperación hasta llegar a más de USD 100 por barril en junio de 2014 y nuevamente caer a la mitad a partir de inicios del año 2015. Este no es un fenómeno nuevo, en las décadas de los 70's y 80's se registraron episodios similares, y de hecho en el último siglo han existido pocos periodos cuando los precios del petróleo fueron estables, sin embargo, en las últimas décadas la volatilidad del precio del petróleo se ha incrementado significativamente.

La región de América Latina y el Caribe, es importante respecto a su participación en el mercado global de combustibles fósiles, situándose como la segunda región del mundo con mayor cantidad de reservas de petróleo.

---

<sup>10</sup> Arroyo, Andrés; Cossío, Fernando: “Impacto fiscal de la volatilidad del precio del petróleo”. Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL). 2015.

De distinta manera, los niveles de producción y consumo de hidrocarburos de la región son relativamente menores en su participación global. Cada país de la región es heterogéneo respecto su matriz energética, y si bien existen países de la región que producen, exportan y además importan hidrocarburos, en términos generales se puede dividir América Latina y el Caribe en dos grandes grupos, los que son exportadores netos de hidrocarburos y los que son importadores netos. La caída del precio internacional del petróleo, como un producto básico y fundamental para el desenvolvimiento de la economía, conlleva importantes impactos para los países de la región. Impacta a productores, consumidores y a los gobiernos, en diferente medida y de manera distinta, representando diferentes costos y beneficios; tendrá efectos positivos y negativos en el ámbito económico, comercial y político.

Con excepción de los Estados Unidos, en la mayoría de países de mundo la propiedad legal de los recursos hidrocarburíferos es del Estado; en los países de América Latina y el Caribe este aspecto está generalmente definido en los marcos legales constitucionales, donde suele reconocerse que las reservas de minerales e hidrocarburos que yacen en el subsuelo pertenecen a los Estados soberanos e integran el dominio público de sus ciudadanos. Es así, que son los Estados a través de sus gobiernos los que ejercen la potestad legal para establecer las diferentes condiciones para la explotación económica de sus recursos; incluido el derecho de percibir un flujo de ingresos por las rentas generadas como resultado de estas actividades. Para traducir la soberanía del Estado sobre los recursos naturales no renovables en políticas concretas de explotación existen múltiples formas:

- Realizar la explotación por cuenta propia (generalmente a través empresas estatales).
- Permitir la libre operación de empresas privadas (a través de sistemas de concesión y de riesgo compartido).
- Establecer un marco regulatorio de cooperación entre empresas internacionales y el gobierno (posiblemente a través de una empresa estatal), con un control directo de las autoridades del país. La adecuación de estas alternativas depende de una serie de factores económicos, geológicos, tecnológicos, históricos y políticos que son propios de cada país.

Después de la primera guerra mundial algunos países comenzaron a desarrollar empresas públicas que se hicieron cargo de la producción de petróleo, como por ejemplo Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) de la Argentina fundada en 1922 y Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) en 1936. Sin embargo, después de la segunda guerra mundial se incrementó el número de países donde la producción de petróleo y derivados está a cargo del Estado.

A pesar de que a lo largo del siglo XX los modelos de negocio del sector estuvieron altamente polarizados, como fue ilustrado en los anteriores párrafos, hoy en día los modelos de negocio incluyen un amplio espectro de arreglos institucionales en que la actividad de las empresas públicas es complementada, en mayor o menor medida, por el aporte de empresas privadas multinacionales. La ventaja de este modelo de “complementación empresarial” es que mantiene el control estatal (con todas sus implicaciones políticas y financieras) y al mismo tiempo permite que los países puedan acceder a sistemas de manejo y tecnologías de punta de empresas altamente competitivas a nivel mundial.

Esta tendencia a la complementación entre empresas estatales e inversores privados se ha visto plasmada en la mayoría de los países productores de la región. Los casos de Bolivia y el Ecuador sobresalen en lo que se refiere a las alianzas estratégicas para la exploración y explotación en el sector de hidrocarburos (Gómez Sabañi, Jiménez y Morán, 2015).

En los últimos años, algunos países de la región aprobaron reformas legales que van en el mismo sentido; por ejemplo, la reforma energética en México implicó un cambio fundamental en relación con el manejo de los hidrocarburos, al establecer un nuevo marco constitucional donde el Estado continúa siendo propietario de los recursos que yacen en el en el que se describen los principales instrumentos fiscales que suelen encontrarse en la industria petrolera.

Existen asimismo principios y sistemas fiscales para el sector petrolero y, es importante recordar que los postulados que rigen el Poder del Estado, que se han desarrollado en base a planteamientos provenientes tanto del campo jurídico y político como del económico financiero, mantienen su vigencia para el sector de petróleo. Es decir, los principios de Igualdad, Generalidad, Equidad y Capacidad contributiva y los principios básicos de un sistema tributario eficiente como ser Neutralidad, Simplicidad, Recaudación Adecuada y Eficiencia se mantienen vigentes, sin embargo, para el sector se aplican además otros principios, que sin desmerecer los anteriores, son cruciales para el sector, estos son: Maximización de rentas gubernamentales, Variabilidad de las recaudaciones y Costos referidos a los riesgos del sector<sup>11</sup>.

---

<sup>11</sup> J.C. Gómez Sabañi, J.P. Jiménez y D. Morán, "El impacto fiscal de los recursos naturales no renovables en los países de América Latina", Santiago de Chile, Comisión Económica para

Toda esta conceptualización se detalla para el caso de Bolivia en el capítulo III de la presente investigación, donde la carga tributaria como fuente de recaudación para el país es determinante en la Renta petrolera, que es un ingreso importante para el Tesoro General de la Nación (TGN); y por consecuencia en los ingresos fiscales del país.

#### **2.1.4 ECONOMIA DEL SECTOR PÚBLICO: LAS FINANZAS PÚBLICAS**

Las Finanzas Públicas puede ser la rama más antigua de la economía y se ha enriquecido con los estudios y actividades después de mediados de los años de 1960; desde Adam Smith el pensamiento tributario ha puesto su atención sobre la equidad y la eficiencia ya que las discusiones sobre la equidad tributaria se han centrado en los principios del beneficio y de capacidad de pago que son básicamente las fuentes de financiamiento de un Estado.

Existen dos tipos de finanzas públicas:

- Las finanzas públicas Normativa (lo que debería ser) diseña las políticas públicas que puedan resultar más eficaces para alcanzar los objetivos propuestos de la intervención del Sector Público.
- Las finanzas públicas positiva (lo que es) analiza los criterios que guían la toma de decisiones públicas y los efectos en la economía de la decisión de intervención del sector público.

Desde la perspectiva de Musgrave<sup>12</sup>, el sector público tiene tres problemas económicos primarios que resolver para que el sistema logre el óptimo de bienestar: conseguir la distribución más equitativa de la renta (el problema de la distribución); el mantenimiento de un alto nivel de empleo con precios estables (el problema de la estabilización); y el establecimiento de un patrón eficiente en el uso de los recursos (el problema de la asignación). Las finanzas públicas, después de Musgrave (1969), se ha centrado en el campo microeconómico (asignación y distribución), ya que aspectos como la estabilización (que por lo general abarca tanto la política fiscal como la monetaria) se estudian en los textos de macroeconomía.

#### **2.1.4.1 HACIENDA PÚBLICA O FINANZAS PÚBLICAS.**

La Finanza Pública<sup>13</sup> se ocupa de los ingresos y gastos del sector público orientados a cumplir funciones públicas:<sup>14</sup>

- Función de Asignación. Provisión de bienes sociales o el proceso por el que el uso total de los recursos se divide entre bienes privados y sociales, y por el que se elige la combinación de bienes sociales. Las políticas de regulación, que pueden ser consideradas como parte de la función de asignación no se incluyen aquí, debido a que no son primordialmente un problema de política presupuestaria.

---

<sup>12</sup> Musgrave - Hacienda Pública: Teórica y Aplicada – Musgrave & Musgrave

<sup>13</sup> En la literatura anglosajona se utiliza el término “Finance Public”, en nuestro medio se traduce como “Finanzas públicas”, los españoles traducen el término como “Hacienda Pública”.

<sup>14</sup> Musgrave & Musgrave - Hacienda Pública: Teórica y Aplicada – Musgrave & Musgrave

- Función de Distribución. El ajuste de la distribución de la renta y la riqueza para asegurar su adecuación a lo que la sociedad considera un estado “equitativo” o “justo” de distribución.
- Función de Estabilización. La utilización de la política presupuestaria como un medio de mantener un alto nivel de empleo, un grado razonable de estabilidad de los precios y una tasa apropiada de crecimiento económico que considere los efectos sobre el comercio internacional y la balanza de pagos.

En la medida en que estos objetivos sean distintos, es probable que cualquier medida de ingreso o gasto afecte a más de un objetivo. El problema consiste consecuentemente en diseñar la política presupuestaria de forma que la persecución de un objetivo no obstaculice la consecución de otro.

Los gobiernos utilizan presupuestos para planificar y controlar sus ingresos y gastos fiscales. Los presupuestos muestran los gastos planeados y los ingresos esperados en un año dado que generarán los sistemas de impuestos. Generalmente, contienen una lista de programas específicos (educación, asistencia social, defensa, etc.), así como las fuentes de financiamiento (principalmente los impuestos).

Existe un superávit presupuestario cuando todos los impuestos y demás ingresos son superiores al gasto público durante un año. Existe un déficit presupuestario cuando el gasto es superior a los ingresos. Cuando los ingresos y los gastos son iguales en un determinado período, el Estado tiene un presupuesto equilibrado.

## 2.2 MARCO CONCEPTUAL

### 2.2.1 GAS NATURAL

El Gas Natural es un hidrocarburo con predominio de metano, formado por átomos de hidrogeno y carbono, además de óxidos de nitrógeno, dióxido de carbono, compuesto sulfurosos y condensado en menores proporciones, que en condiciones normalizadas de temperatura y presión se presenta en estado gaseoso. “En Bolivia, el gas natural que se produce se encuentra libre de compuestos sulfurosos, por esto es conocido como gas dulce.”<sup>15</sup>

La Producción Bruta de Gas Natural “...comprende el total de extracción de Gas Natural que es quemado, venteado, reinyectado, entregado a ducto y convertido a líquido, además del que es utilizado como combustible por las empresas productoras.”<sup>16</sup>. El destino de la Producción Bruta de Gas Natural está compuesta por la entregada a ducto, conformada por el Mercado Interno para cubrir la demanda de sectores Eléctrico, Industrial, Domestico, Comercial, Vehicular, y Externo, mercados de Brasil como Argentina; seguido de la Producción destinada a Inyección en pozos para optimizar la producción; el destinado al uso como combustible en las instalaciones de campos de Producción; el convertido a Liquido (componentes licuables como GLP, gasolina natural); separado en las plantas.

---

<sup>15</sup> El ABC del Petróleo y Gas Natural, op. cit., p. 6

<sup>16</sup> 5 Instituto Nacional de Estadística, Documento Metodológico Indicadores de Hidrocarburos, p. 5

### **2.2.2 EXPORTACIONES**

Las Exportaciones son “Bienes y servicios producidos dentro del territorio nacional, pero consumidos fuera de este.”<sup>17</sup>

### **2.2.3 RENTA PETROLERA<sup>18</sup>**

La renta petrolera se define como la diferencia entre el valor de los hidrocarburos extraídos del subsuelo a precios de venta en el mercado internacional menos los costos de extracción; dicho de otro modo, es la diferencia de los ingresos menos los costos. La renta petrolera es lo que queda para repartir entre el Estado y las empresas privadas o públicas que participan en la actividad petrolera.

### **2.2.4 SECTOR PUBLICO NO FINANCIERO**

Sector Publico No Financiero es el grupo de entidades publicas que conforman el Presupuesto General del Estado, principalmente conformado por el Gobierno General y las empresas publicas (Nacionales y de Servicios); en el primer caso se considera: Gobierno Nacional, Gobiernos Departamentales y Gobiernos Municipales, asi como la Seguridad Social.<sup>19</sup>

### **2.2.5 INGRESOS FISCALES<sup>20</sup>**

Las fuentes principales de ingresos fiscales son los distintos tipos de impuestos que se aplican a la economía. Estos impuestos se pueden dividir en tres grandes categorías:

---

<sup>17</sup> Mankiw, Gregory, Principios de Economía, Sexta Edición, CENGAGE Learning, México, 2012

<sup>18</sup> Fundación Milenio (2017), La Renta Petrolera en Bolivia. Debate N°50.

<sup>19</sup> Estructura del SPNF, Ministerio de Economía y Finanzas Publicas (2015)

<sup>20</sup> Jeffrey D. Sachs (1994) - Macroeconomía en la economía global.

- Impuestos al ingreso de las personas y las empresas, incluyendo la contribución al programa de prevención social.
- Impuestos al gasto, que envuelven el impuesto de compraventa y los aranceles de importación.
- Impuestos a la propiedad, que comprenden una gran variedad de contribuciones sobre casas y edificios, tierras agrícolas y residenciales y las herencias.

Los impuestos también se clasifican en directos e indirectos, aunque estos términos son algo imprecisos. Por lo general, la clasificación de impuestos “directos” se refiere a aquellos tributos que gravan directamente a los individuos y a las empresas, en tanto que los impuestos “indirectos” son los que gravan a los bienes y servicios; por ejemplo los impuestos a la propiedad son directos, mientras que los impuestos de compraventa y las tarifas de importación son indirectos.

El Gobierno Central para suministrar los bienes públicos que requiere la comunidad, debe contar con mecanismos de financiación que le provean los recursos necesarios para adelantar la ejecución de los programas proyectadas.

Los impuestos son el principal mecanismo de financiación del estado, se encuentran en diferentes formas tanto en el nivel nacional, como en el departamental y municipal o distrital, los cuales no implican una contraprestación directa para el contribuyente.

## **2.2.6 GASTOS FISCALES<sup>21</sup>**

El gasto público o fiscal puede también dividirse en cuatro categorías:

---

<sup>21</sup> Jeffrey D. Sachs (1994) - Macroeconomía en la economía global.

- El consumo del gobierno, que incluye los salarios que paga el gobierno a los trabajadores del sector público, así como sus pagos por los bienes que adquiere para el consumo corriente.
- La inversión del gobierno que incluye una variedad de formas de gasto de capital.
- Las transferencias del sector privado.
- El interés sobre la deuda pública.

En la mayoría de los Estados, el Gasto fiscal se divide solo en dos grupos: gastos corrientes, que comprenden los pagos de salarios y las compras de bienes y servicios, los desembolsos de intereses y las transferencias; y los gastos de capital, o sea, la inversión.

El gasto público se debe contemplar como un mecanismo de asignación y redistribución del ingreso y la riqueza, en busca de la equidad social y debe buscar tanto el normal funcionamiento del Estado como el apalancamiento del desarrollo y competitividad de los territorios, ya que cuando el gasto público supera a los ingresos reales recaudados se genera un déficit fiscal, para lo cual hay dos formas esenciales de resolverlo: aumentando impuestos o mediante endeudamiento externo.

### **CAPITULO III**

#### **3. MARCO LEGAL**

El Estado boliviano capta ingresos de la actividad hidrocarburífera mediante la aplicación de patentes, regalías, Impuesto Directo a los Hidrocarburos, participación de YPFB en las ganancias de los contratos de operación y la aplicación del régimen general de impuestos a las actividades de exploración, explotación, refinación, servicios y transporte de hidrocarburos.

A continuación, se presenta el marco legal vigente del sector de hidrocarburos de Bolivia donde se considera: la Nueva Constitución Política del Estado del 7 de febrero de 2009, la “Ley No 3058”: Ley de Hidrocarburos, del 17 de Mayo de 2005, el Decreto Supremo No 28701, referente a la Nacionalización De Los Hidrocarburos “Héroes Del Chaco” del primero de mayo del 2006, el Decreto Supremo No 28421 y 29322; así como los contratos de operación vigentes con YPFB y sus titulares.

#### **3.1 CONSTITUCION POLITICA DEL ESTADO**

La Constitución Política del Estado se refiere al sector Hidrocarburos, en el capítulo Tercero, del Título Segundo: “Medio Ambiente, Recursos Naturales, Tierra y Territorio”, en los siguientes artículos:

##### **Artículo 359.**

I. Los hidrocarburos, cualquiera sea el estado en que se encuentren o la forma en la que se presenten, son de propiedad inalienable e imprescriptible del pueblo boliviano. El Estado, en nombre y representación del pueblo boliviano, ejerce la propiedad de toda la producción de hidrocarburos del país y es el único facultado para su

comercialización. La totalidad de los ingresos percibidos por la comercialización de los hidrocarburos será propiedad del Estado.

**Artículo 361.**

I. Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) es una empresa autárquica de derecho público, inembargable, con autonomía de gestión administrativa, técnica y económica, en el marco de la política estatal de hidrocarburos. YPFB, bajo tuición del Ministerio del ramo y como brazo operativo del Estado, es la única facultada para realizar las actividades de la cadena productiva de hidrocarburos y su comercialización.

II. YPFB no podrá transferir sus derechos u obligaciones en ninguna forma o modalidad, tácita o expresa, directa o indirectamente.

**Artículo 362.**

I. Se autoriza a YPFB suscribir contratos, bajo el régimen de prestación de servicios, con empresas públicas, mixtas o privadas, bolivianas o extranjeras, para que dichas empresas, a su nombre y en su representación, realicen determinadas actividades de la cadena productiva a cambio de una retribución o pago por sus servicios. La suscripción de estos contratos no podrá significar en ningún caso pérdidas para YPFB o para el Estado.

II. Los contratos referidos a actividades de exploración y explotación de hidrocarburos deberán contar con previa autorización y aprobación expresa de la Asamblea Legislativa Plurinacional. En caso de no obtener esta autorización serán nulos de pleno derecho, sin necesidad de declaración judicial ni extrajudicial alguna.

**Artículo 363.**

- I. YPFB podrá conformar asociaciones o sociedades de economía mixta para la ejecución de las actividades de exploración, explotación, refinación, industrialización, transporte y comercialización de los hidrocarburos. En estas asociaciones o sociedades, YPFB contará obligatoriamente con una participación accionaria no menor al cincuenta y uno por ciento del total del capital social.

**Artículo 364.**

- I. YPFB, en nombre y representación del Estado boliviano, operará y ejercerá derechos de propiedad en territorios de otros estados.

**Artículo 366.**

- I. Todas las empresas extranjeras que realicen actividades en la cadena productiva hidrocarburífera en nombre y representación del Estado estarán sometidas a la soberanía del Estado, a la dependencia de las leyes y de las autoridades del Estado. No se reconocerá en ningún caso tribunal ni jurisdicción extranjera y no podrán invocar situación excepcional alguna de arbitraje internacional, ni recurrir a reclamaciones diplomáticas.

**3.2 LEY 3058 “LEY DE HIDROCARBUROS”**

La presente Ley da conformidad con lo prescrito por el Artículo 78 de la Constitución Política del Estado en los siguientes artículos y de acuerdo a los siguientes aspectos para la regulación de los Hidrocarburos:

### **3.2.1 POLÍTICA DE HIDROCARBUROS: COMERCIALIZACIÓN E INDUSTRIALIZACIÓN**

**Artículo 7:** (Exportación e Industrialización del Gas). El Poder Ejecutivo, dentro del Régimen Económico establecido en la Constitución Política del Estado, será responsable de:

- a) Establecer la política para el desarrollo y apertura de mercados para la Exportación del gas
- c) Desarrollar la política y los incentivos para la Industrialización del Gas en el territorio nacional.
- d) Fomentar la participación del sector privado en la Exportación del Gas y su Industrialización.

**Artículo 9:** (Política de Hidrocarburos, Desarrollo Nacional y Soberanía). El Estado, a través de sus órganos competentes, en ejercicio y resguardo de su soberanía, establecerá la Política Hidrocarburífera del país en todos sus ámbitos. El aprovechamiento de los hidrocarburos deberá promover el desarrollo integral, sustentable y equitativo del país, garantizando el abastecimiento de hidrocarburos al mercado interno, incentivando la expansión del consumo en todos los sectores de la sociedad.

**Artículo 17:** (Ejecución de la Política de los Hidrocarburos). La actividad Hidrocarburífera, el uso, goce y disposición de los recursos naturales hidrocarburíferos, se ejecuta en el marco de la Política Nacional de Hidrocarburos.

**III.** La actividad de comercialización para exportación de Gas Natural, será realizada por el Estado, a través de Yacimientos Petrolíferos

Fiscales Bolivianos (YPFB) como agregador y cargador, por personas individuales o colectivas, públicas o privadas o asociado con ellas, conforme a Ley.

**Artículo 31:** (Clasificación de las Actividades Hidrocarburíferas). Las Actividades Hidrocarburíferas son de interés y utilidad pública y gozan de la protección del Estado, y se clasifican en:

- a) Exploración;
- b) Explotación;
- c) Refinación e Industrialización;
- d) Transporte y Almacenaje;
- e) Comercialización;

Estos artículos hacen énfasis en que es la empresa pública YPFB, la única autorizada para realizar todas las actividades de la cadena productiva del sector hidrocarburífero del país, siendo una de estas actividades la comercialización (tanto en el mercado interno como externo). Asimismo, YPFB debe administrar los mismos obligatoriamente sujetándose a la política económica de desarrollo del país, promocionando la industrialización de estos recursos para incrementar los ingresos provenientes del sector cuyo destino es siempre los sectores sociales.

## **3.2.2 REGIMEN TRIBUTARIO**

### **3.2.2.1 IMPUESTO DIRECTO A LOS HIDROCARBUROS (IDH)**

**Artículo 53.** (Creación del Impuesto Directo a los Hidrocarburos - IDH). Créase el Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH), que se aplicará, en todo el territorio nacional, a la producción de hidrocarburos en Boca

de Pozo, que se medirá y pagará como las regalías, de acuerdo a lo establecido en la presente Ley y su reglamentación.

**Artículo 54.** (Objeto, Hecho Generador y Sujeto Pasivo).

1. El objeto del IDH es la producción Hidrocarburos en todo el territorio nacional.
2. El hecho generador de la obligación tributaria correspondiente a este Impuesto se perfecciona en el punto de fiscalización de los hidrocarburos producidos, a tiempo de la adecuación para su transporte.
3. Es sujeto pasivo del IDH toda persona natural o jurídica, pública o privada, que produce hidrocarburos en cualquier punto del territorio nacional.

**Artículo 55.** (Base Imponible, Alícuota, Liquidación y Período de Pago).

1. La Base Imponible del IDH es idéntica a la correspondiente a regalías y participaciones y se aplica sobre el total de los volúmenes o energía de los hidrocarburos producidos.
2. La Alícuota del IDH es del treinta y dos por ciento (32%) del total de la producción de hidrocarburos medida en el punto de fiscalización, que se aplica de manera directa no progresiva sobre el cien por ciento (100%) de los volúmenes de hidrocarburos medidos en el Punto de Fiscalización, en su primera etapa de comercialización. Este impuesto se medirá y se pagará como se mide y paga la regalía del dieciocho por ciento (18%).
3. La sumatoria de los ingresos establecidos del 18% por Regalías y del 32% del Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH), no será en ningún caso menor al cincuenta por ciento (50%) del valor de la producción de

los hidrocarburos en favor del Estado Boliviano, en concordancia con el Artículo 8° de la presente Ley.

**4.** Una vez determinada la base imponible para cada producto, el sujeto pasivo la expresará en Bolivianos (Bs.), aplicando los precios a que se refiere el Artículo 56° de la presente Ley.

**5.** Para la liquidación del IDH, el sujeto pasivo aplicará a la base imponible expresada en bolivianos, como Alícuota, el porcentaje indicado en el numeral 2 precedente.

**Artículo 57.** (Distribución del Impuesto Directo a los Hidrocarburos). El Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH), será coparticipado de la siguiente manera:

**a.** Cuatro por ciento (4%) para cada uno de los departamentos productores de hidrocarburos de su correspondiente producción departamental fiscalizada.

**b.** Dos por ciento (2%) para cada Departamento no productor.

**c.** En caso de existir un departamento productor de hidrocarburos con ingreso menor al de algún departamento no productor, el Tesoro General de la Nación (TGN) nivelará su ingreso hasta el monto percibido por el Departamento no productor que recibe el mayor ingreso por concepto de coparticipación en el Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH).

**d.** El Poder Ejecutivo asignará el saldo del Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) a favor del TGN, Pueblos Indígenas y Originarios,

Comunidades Campesinas, de los Municipios, Universidades, Fuerzas Armadas, Policía Nacional y otros.

Todos los beneficiarios destinarán los recursos recibidos por Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH), para los sectores de educación, salud y caminos, desarrollo productivo y todo lo que contribuya a la generación de fuentes de trabajo.

Los departamentos productores priorizarán la distribución de los recursos percibidos por Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) en favor de sus provincias productoras de hidrocarburos.

**Artículo 58.** Los Titulares estarán sujetos, en todos sus alcances, al Régimen Tributario establecido en la Ley N° 843 y demás leyes vigentes.

### **3.2.3 NORMAS PARA LA EXPORTACIÓN DE HIDROCARBUROS**

**Artículo 85:** (Autorizaciones de Exportación de Hidrocarburos). La exportación de Gas Natural, Petróleo Crudo, Condensado, Gasolina Natural, GLP y excedentes de Productos Refinados de Petróleo, será autorizada por el Regulador sobre la base de una certificación de existencia de excedentes a la demanda nacional expedida por el Comité de Producción y Demanda, verificación del pago de impuestos e información sobre precios y facilidades de transporte en el marco de las disposiciones legales.

**Artículo 86:** (Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos Agregador y Vendedor en la Exportación de Gas Natural). Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) será el Agregador y/o Vendedor para toda exportación de Gas Natural que se haga desde el territorio boliviano,

asignando los volúmenes requeridos a las empresas productoras, de acuerdo a lo siguiente:

1. La asignación de volúmenes para contratos existentes de exportación, se hará conforme a las normas de la presente Ley.

2. Las Empresas Productoras que obtengan mercados de exportación de Gas Natural por negociación directa, establecerán con Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) la asignación de volúmenes correspondientes para la agregación. Cuando la exportación de Gas Natural sea consecuencia directa de convenios entre el Estado Boliviano, otros Estados o Empresas, Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos previa invitación a Titulares legalmente establecidos en el país, asignará los volúmenes requeridos para la exportación sobre la base de los lineamientos de Planificación de Política Petrolera.

4. Para cubrir los costos de Agregador, Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) por toda exportación que realice como Agregador, emitirá a cada productor una factura por servicios de agregación por un monto equivalente al medio por ciento (0.5%) del monto bruto facturado en el punto de entrega al comprador, productor.

**Artículo 87:** (Precio del Gas Natural). El precio de exportación del Gas Natural podrá enmarcarse en los precios de competencia gas líquido donde no exista consumo de gas y gas-gas en los mercados donde exista consumo de gas.

En ningún caso los precios del mercado interno para el Gas Natural podrán sobrepasar el cincuenta por ciento (50%) del precio mínimo del contrato de exportación.

El Precio del Gas Natural Rico de exportación podrá estar compuesto por el Gas Natural Despojado y su contenido de licuables. El Gas Natural Despojado tendrá un contenido máximo de uno y medio por ciento (1.5%) molar de dióxido de carbono, Para establecer las características del Gas Natural Despojado de Exportación se aplicará al Gas Natural Rico de exportación los rendimientos de separación de licuables de una planta de turbo expansión.

Es importante recalcar que para la exportación de Gas Natural, Petróleo Crudo, Condensado, Gasolina Natural, GLP y excedentes de Productos Refinados de Petróleo, se establece que deberá ser autorizada por el ente Regulador (en este caso YPFB), sobre la base de una certificación de existencia de excedentes a la demanda nacional expedida por el Comité de Producción y Demanda, verificación del pago de impuestos e información sobre precios y facilidades de transporte en el marco de las disposiciones legales.

YPFB será el Vendedor para toda exportación de Gas Natural que se haga desde el territorio boliviano, asignando los volúmenes requeridos a las empresas productoras, de acuerdo al siguiente detalle:

- La asignación de volúmenes para contratos existentes de exportación.
- Las Empresas Productoras que adquieran mercados de exportación de Gas Natural por negociación directa, establecerán con YPFB la asignación de volúmenes.
- Cuando la exportación de Gas Natural sea emanada directa de convenios entre el Estado Boliviano, otros Estados o Empresas,

YPFB, previa invitación a los Titulares legalmente establecidos en el país, asignará los volúmenes requeridos para la exportación sobre la base de los lineamientos de la Planificación de Política Hidrocarburífera.

### **3.3 DECRETO SUPREMO No 28701 – NACIONALIZACIÓN DE LOS HIDROCARBUROS “HÉROES DEL CHACO”**

El presente Decreto que de acuerdo a los Artículos 24 y 135 de la Constitución Política del Estado, dice que todas las empresas establecidas en el país se consideran nacionales y están sometidas a la soberanía, leyes y autoridades de la República y es voluntad y deber del Estado y del Gobierno Nacional, nacionalizar y recuperar la propiedad de los hidrocarburos; es así, que inició una revolución en la propiedad, posesión y control total de los recursos hidrocarburíferos de Bolivia, como también para su comercialización en el mercado interno y externo a partir del 1º de mayo del 2006. Los principales artículos de este decreto son los siguientes:

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

#### **Artículo 4.**

I. Durante el periodo de transición, para los campos cuya producción certifica promedio de gas natural del año 2005 haya sido superior a los 100 millones de pies cúbicos diarios, el valor de la producción se distribuirá de la siguiente forma 82% para el Estado (18 % de regalías y

participaciones, 32% de Impuestos Directo a los Hidrocarburos IDH y 32% a través de una participación adicional para YPFB), el 18% para las compañías (que cubre costos de operación, amortización de inversiones y utilidades).

**Artículo 5.** El Estado toma el control y la dirección de la producción, transporte, refinación, almacenaje, distribución, comercialización e industrialización de hidrocarburos en el país.

Este decreto establece claramente la nacionalización de los hidrocarburos de Bolivia, otorgando a YPFB la exclusividad para su administración en toda la cadena productiva, y también otorgando la potestad de la comercialización a dicha empresa sujeta a la política económica dirigida a fomentar el mercado externo, incrementar las exportaciones y consecuentemente generar mayores ingresos para el desarrollo del país.

**Artículo 7.** El Estado, recupera su plena participación en toda la cadena productiva del sector de hidrocarburos.

### **3.4 IMPUESTOS DEL REGIMEN GENERAL – LEY 843 PAGADOS POR EL SECTOR DE HIDROCARBUROS.**

La Ley de Hidrocarburos N° 3058, en su artículo N° 58, establece que los Titulares (empresas participantes) de los contratos están sujetos en todos sus alcances al Régimen Tributario establecido en la Ley N° 843 y demás leyes tributarias vigentes.

En este sentido, las empresas que operan en el sector hidrocarburos, en particular las actividades de exploración y explotación, además del pago

de patentes, regalías e Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH), descritos anteriormente, están alcanzadas por los siguientes impuestos del régimen general:

- **Impuesto al Valor Agregado (IVA) - 13%**

**Base Imponible:** El precio neto de venta de los bienes muebles, contratos de obras y prestación de servicios y de toda otra prestación, cualquiera fuere su naturaleza, consignado en la factura, nota fiscal o documento equivalente.

**Beneficiario:** 75% Tesoro General de la Nación.

- **Impuesto sobre las Utilidades de las Empresas (IUE) - 25%**

**Base Imponible:** Utilidades resultantes de los estados financieros de las empresas al cierre de cada gestión anual, ajustadas de acuerdo con lo dispuesto en la Ley N° 843 y sus reglamentos. En el caso de utilidades remesadas al exterior, se aplica el 12,5% al monto total pagado o remesado.

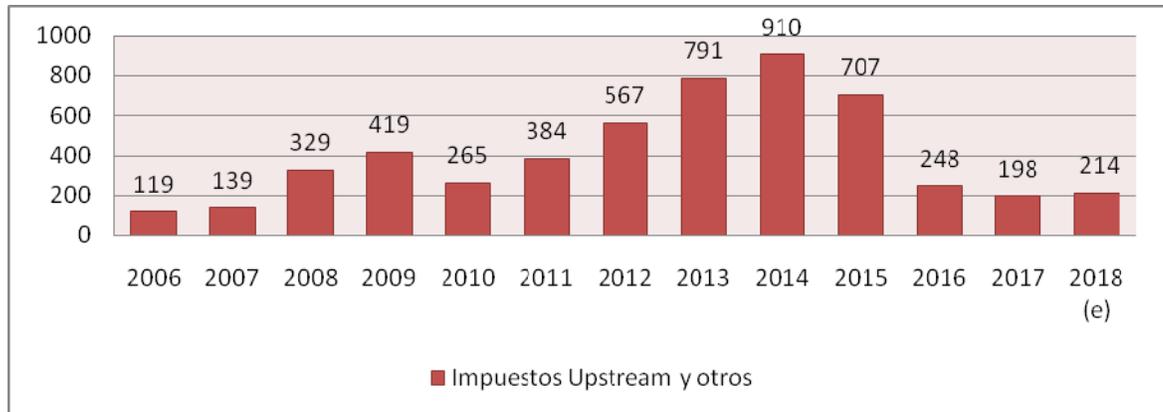
**Beneficiario:** 20% gobiernos municipales.

- **Impuesto a las Transacciones (IT) - 3%**

**Base Imponible:** Ingresos brutos devengados por concepto de venta de bienes, retribuciones totales obtenidas por los servicios prestados, retribución por toda actividad ejercida, intereses obtenidos por préstamos de dinero y en general de las operaciones realizadas.

**Beneficiario:** 5% universidades públicas.

**Gráfico 5: Recaudación Régimen General Tributario por actividad de Hidrocarburos. Periodo 2006 - 2018.  
(En Millones de Dólares)**



**Fuente:** Ministerio de Hidrocarburos, Viceministerio de Planificación y Desarrollo Hidrocarburífero – Dirección General de Planificación y Desarrollo Hidrocarburífero. (e) ejecutado a septiembre y estimado a diciembre.

## CAPITULO IV

### 4. MARCO REFERENCIAL

#### 4.1 RESERVAS DE GAS NATURAL

La importancia de conocer las reservas de gas del país radica en que son una parte sustancial de los ingresos económicos futuros, contribuyendo a los departamentos productores y no productores de hidrocarburos y por ende a sus provincias y municipios, así como también beneficia en forma directa al Tesoro General de la Nación (TGN).

La evolución de reservas probadas de gas desde 2006 hasta 2017 se presenta en la Tabla Nro.1 y 2. En abril de 2006 se tenía una reserva probada de gas de 13.74 TCF<sup>22</sup> según Memoria del Ministerio de Energía e Hidrocarburos (MEH).

**Tabla 1: Reservas de Gas Natural. Periodo 2006 - 2017 (en TCF)**

AUDITORIA	CATEGORIA	PROBADAS	PROBABLES	POSIBLES
MEH	2006	13.74		
R&S	2009	9.94	3.71	6.27
GIJ	2013	10.45	3.5	4.15
ETI	2017	4.48	2.95	1.78

**Fuente:** Elaboración Propia – “Estimación de Reservas de Gas de Bolivia”, Oscar Ortiz – Grupo ETI.

<sup>22</sup> TCF: Trillones de pies Cúbicos.

**Tabla 2: Certificación de Reservas de Gas Natural en Bolivia. Periodo 2006 - 2017 (en TCF)**

CERTIFICACION DE RESERVAS DE GAS EN BOLIVIA (TCF)				
AUDITORIA	CATEGORIA	PROBADAS	PROBABLES	POSIBLES
MEH	2006	13.74	NR	NR
R&S	2009	9.94	3.71	6.27
GIJ	2013	10.45	3.5	4.15
SIL	2017	10.7	1.8	2.2

**Fuente:** Elaboración Propia – YPFB “Certificación de Sproule International Limited”.

NR: No existe registro de la certificación de reservas para ese año.

La auditoría a diciembre de 2009 efectuada por Ryder Scott<sup>23</sup> estableció un nivel de reservas probadas de gas de 9.94 TCF. Cuatro años más tarde la auditoría a diciembre de 2013 efectuada por GLJ resultó en una reserva probada de gas de 10.35 TCF.

La reserva probada de gas estimada por ETI<sup>24</sup> al 31 de diciembre de 2017 es de tan solo 4.48 TCF, pero la reserva probada estimada por la canadiense Sproule International Limited (empresa contratada por YPFB) dio una certificación de que las reservas de hidrocarburos en Bolivia al 31 de diciembre de 2017 son de 10,7 TCF, mientras que las probadas más las probables suman 12,5 TCF y 14,7 TCF la suma de probadas, probables y posibles.

<sup>23</sup> Ryder Scott Petroleum Consultants evalúa propiedades petroleras y de gas; certifica en forma independiente reservas de petróleo tanto de los Estados Unidos como de otros países. Ryder Scott, que fue fundada en 1937, es una de las firmas consultoras de evaluación de yacimientos más grandes, de mayor antigüedad y más respetadas del sector.

<sup>24</sup> ETI: Equipo Técnico Independiente de profesionales que se encargó del estudio y análisis de las reservas de Gas.

Ahora bien existe una disyuntiva en este punto, en los primeros meses del 2018 se hizo una publicación que menciona que las reservas para finales de 2017 era solo de 4.48 TCF, esta cifra reflejaría realmente una preocupación para las proyecciones de venta de Gas Natural, esto según ETI por que el nivel de producción es mucho mayor al de reposición de las reservas; ante esta publicación YPFB desmintió tal investigación y a través de la empresa Sproule International Limited<sup>25</sup> (SIL) hizo conocer que las reservas eran de 10.7 TCF, si bien esta cifra reflejaría mayor estabilidad en cuanto a las reservas de Gas para una proyección futura, dichas reservas están descendiendo y están sujetas a susceptibilidades de mercado por la falta de información exacta sobre las condiciones de nuestras reservas de Gas Natural hasta la fecha.

Más allá de esa problemática, al ser un recurso natural NO renovable existe la alternativa de que la producción este siendo mucho mayor para abarcar la demanda interna y externa, y que no se esté equilibrando con la reposición de reservas por medio de la exploración de nuevos campos de hidrocarburos; considerando la volatilidad de los precios internacionales y la necesidad de captar ingresos por la explotación de este recurso.

#### **4.2 AREAS DE EXPLOTACION Y EXPLORACION DE GAS NATURAL**

La Estrategia Boliviana de Hidrocarburos (EBH) es el único documento que plantea una visión a largo plazo para el desarrollo hidrocarburífero y es complementaria a la medida de la nacionalización, expresada en el Decreto Supremo N° 28701, de mayo de 2006.

---

<sup>25</sup> Sproule International Limited: Es un consorcio canadiense que emite certificación de reservas de petróleo y sus derivados.

Los antecedentes de dicha estrategia citan la importancia en el incremento de las reservas que se dieron entre los años 1997 y 2003, donde las reservas certificadas de gas pasaron de 5,69 a 54,9 trillones de pies cúbicos, un crecimiento de 9,6 veces a un ritmo promedio anual de 55,8%.

En el caso del petróleo las reservas crecieron de 200 a 956 millones de barriles, lo cual se traduce en un crecimiento de 4,76 veces, según el documento. Los importantes descubrimientos que produjeron el incremento de reservas se dieron a partir del ingreso de empresas petroleras privadas en áreas exploratorias tradicionales del subandino sur, donde ya se contaba con información de la existencia de hidrocarburos, adquirida por YPF durante los años 1952 a 1997. Toda esta información y la generada por las empresas se encuentra, hasta la fecha, en el Centro Nacional de Información Hidrocarburífera que depende de la estatal petrolera, y donde se almacena y resguarda la calidad de dicha información para el uso estratégico del sector.

La exploración tuvo su mayor auge durante el periodo 1997–2000, cuando la tasa de crecimiento fue de 6%, posterior a esos años se vio una caída progresiva de la inversión en esta actividad hasta el 2005; no obstante, para los años 2000–2005 remontaron las inversiones en explotación. Para 1997, tan solo el 50% de la producción se entregaba al mercado interno y externo, siendo el 50% restante inyectado, utilizado como combustible en el campo o quemado. A partir de la firma del contrato de exportación de gas natural a Brasil y posteriormente el contrato con Argentina, los volúmenes de inyección, combustible y quema disminuyeron considerablemente y se registra una tasa de crecimiento en la producción de gas de 186% entre los años 1997 a 2007

y de 50% para el petróleo, en el mismo periodo. Para el 2008, los 44 contratos de operación que se tienen suscritos entre YPFB y las empresas petroleras, desde 2006, abarcan a 75 campos en explotación, los cuales se clasificaban en: campos en producción sostenida (44), campos en retención por falta de asignación de un mercado (5) y campos sin producción o producción remanente (26).

La EBH, para el 2008, concluyo que existe una limitada capacidad de producción dando como resultado que la diferencia entre la oferta de producción y la demanda (mercado interno y compromisos de exportación) presente un déficit en la producción, que debe ser solucionado a la brevedad posible. En ese sentido, la estrategia de exploración se traduce en una política agresiva en todo el territorio nacional, incentivando la inversión en áreas tradicionales y no tradicionales bajo tres ejes principales: actividades de exploración, control de reservorios y políticas de información financiera.

El principal problema identificado según el EBH era la insuficiente inversión en exploración y poca presencia del Estado en dicha actividad; además de la inexistencia de un indicador cuantitativo para las áreas reservadas que permita su valorización a fin de determinar su atractivo y promover el desarrollo de actividades exploratorias.

El objetivo principal en este sentido del EBH es promover la inversión para actividades exploratorias en el total del área con potencial hidrocarburífero nacional, a objeto de incrementar las reservas y garantizar la explotación, comercialización e industrialización sostenida de hidrocarburos.

Y las soluciones planteadas para dicho problema según la EBH de forma puntual eran la exploración en el marco de los 44 contratos de operación.

Exploración bajo los nuevos contratos en áreas reservadas asignadas a YPFB y/o áreas libres.

Las actividades de exploración en Bolivia se realizan en 47 áreas, principalmente en los departamentos productores de hidrocarburos que son Santa Cruz, Tarija, Chuquisaca y Cochabamba (en orden de importancia), además de La Paz.

YPFB cumpliendo las normativas vigentes para las actividades hidrocarburíferas, supervisa y controla el proceso para cuantificar y certificar las reservas de gas natural y de hidrocarburos líquidos en campos.

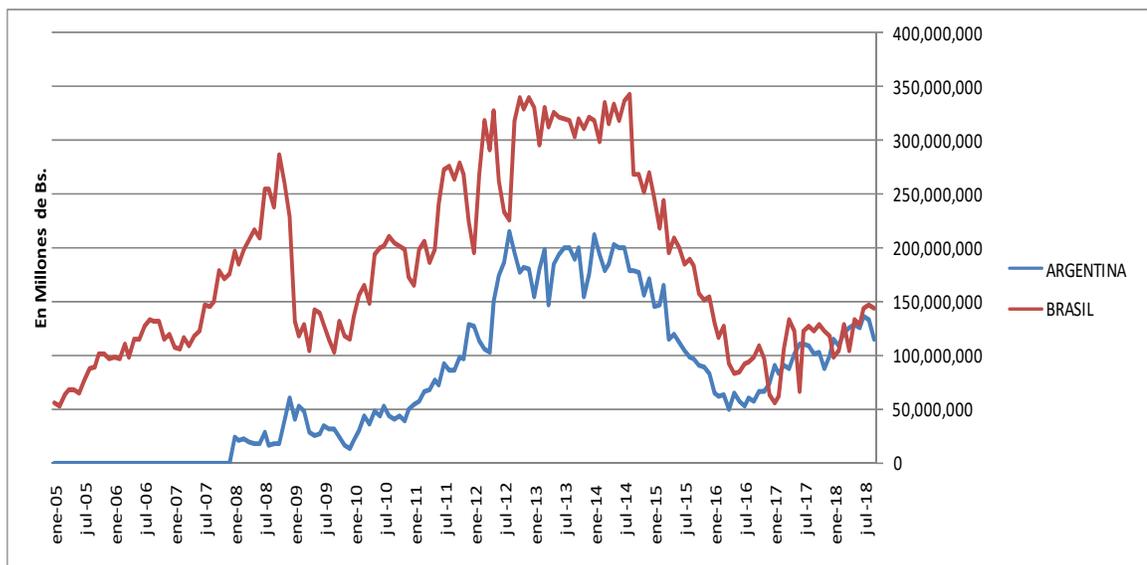
Mediante este procedimiento de cuantificar y certificar reservas se obtiene el respaldo básico para definir desarrollo óptimo, asegurar la eficiente y económica explotación de los campos, garantizar el abastecimiento del mercado interno vigente y futuro, atender los proyectos de industrialización de gas, además de cumplir con los compromisos adquiridos por el país en contratos de compra - venta de gas natural con Brasil y Argentina.

#### **4.3 VALOR Y VOLUMENES DE EXPORTACION DE GAS NATURAL**

Los ingresos generados por la exportación de recursos naturales son muy importantes para la economía de Bolivia, ya que es el motor principal para Bolivia en términos de crecimiento económico, esto para fines de reinversión de los ingresos y de la promoción de una diversificación en su producción y en otros sectores más desfavorecidos.

A continuación describiremos el comportamiento que tuvo las exportaciones de gas natural a Brasil y Argentina expresado en valores oficiales de millones de dólares hasta los primeros meses del año 2018.

**Gráfico 6: Valor de las Exportaciones de Gas Natural a Argentina y Brasil. Periodo 2005 -2018 (En Millones de Dólares)**



**Fuente:** Elaboración Propia – Datos del Banco Central de Bolivia (BCB) con base de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB)

Es importante notar que la tendencia para ambos países es bastante similar, para ambos países el valor de exportaciones estuvo condicionado en los años 2008 – 2009 (por la crisis financiera que genero una caída de los precios internacionales del petróleo, ante una baja demanda de este commodity; de la misma forma para los años 2014 – 2015, donde se refleja otro quiebre estructural, explicado principalmente por el aumento de la oferta de petróleo por el ingreso de

la producción estadounidense a través de una nueva forma de producción “fracking”<sup>26</sup>

Notar que la brecha en valor de exportaciones en relación a ambos países (que por cierto, son el único mercado externo que tiene el país cuando a exportación de Gas Natural nos referimos); era bastante amplia, por ejemplo para principios del año 2008, el valor de exportaciones para Argentina (23.9 Millones de \$us) solo representaba el 12% del valor total para Brasil, esto se podía explicar por la demanda de Gas que correspondía para cada país ya que de acuerdo con los contratos vigentes, para la época de invierno Bolivia debe enviar a Argentina un volumen mínimo de 20,9 MMm3d y un máximo de 24,6 MM3CD<sup>27</sup>; mientras que el acuerdo con Brasil establece un mínimo de 24 MMm3d y un máximo de 30,05 MMm3d (en el Grafico Nro.6 podemos deducir y observar que desde el año 2016 Brasil constantemente ha demandado por debajo del mínimo y ya para finales del 2017 llego simplemente a demandar por debajo de los 20 MMm3/d. Para el caso de Argentina siempre ha sido una constante demandar por debajo del mínimo (20MMm3/d).

---

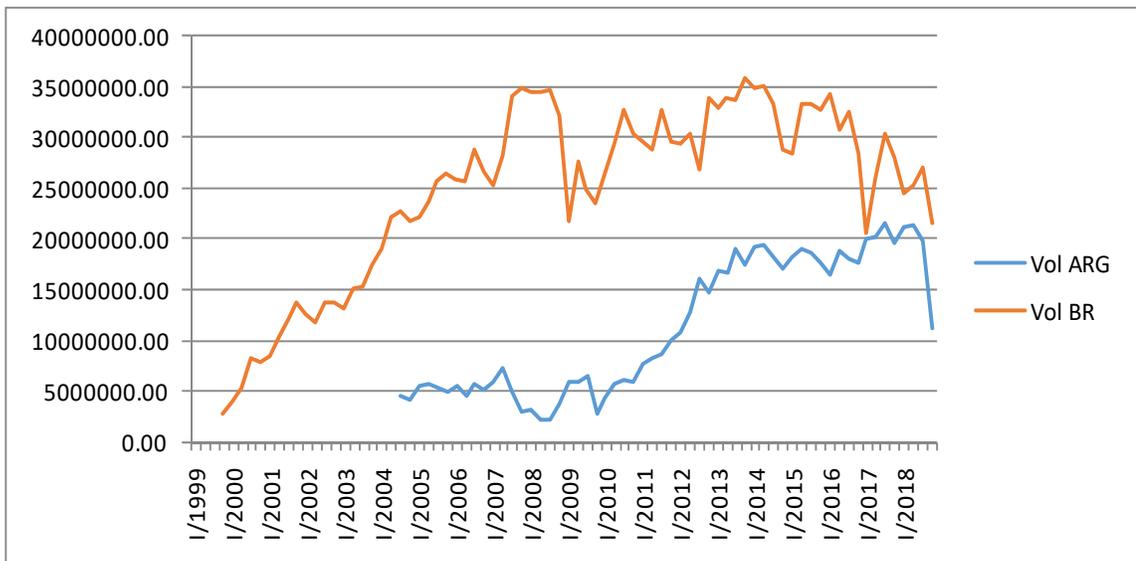
<sup>26</sup>. Fracking es el término en inglés correspondiente a la técnica conocida como fractura hidráulica, la cual se emplea para extraer hidrocarburos como petróleo y gas natural de formaciones sedimentarias conocidas como roca lutita, shale o esquisto.

Estas formaciones se localizan a profundidades de entre dos y diez kilómetros bajo la superficie terrestre, son impermeables, altamente porosas y actúan como trampas de tal forma que el hidrocarburo se mantiene aislado dentro de la formación rocosa (Moreu, 2013). La fractura hidráulica consiste en inyectar a través de pozos previamente excavados una mezcla de agua, componentes químicos y arena a altas presiones para conseguir que las rocas se rompan o fracturen liberando así los hidrocarburos que contienen y de esta manera, mediante sistemas de bombeo se recolectan y se distribuyen según sea necesario. (Torres Maldonado, Aracely; Estrada Drovaillet, Benigno (2016): Fracking: Experiencia y perspectivas mundiales. Universidad Autonoma del Estado de Morelos. Mexico.)

<sup>27</sup> MMm3d: Millones de metros cúbicos por día. Medida usada para medir el volumen de producción de Gas Natural a Brasil y Argentina según tipo de contrato.

Pero paralelamente a esta conclusión debemos añadir que parte también de la responsabilidad por el bajo volumen de exportación en MMm3/día se debe también al incumplimiento de Bolivia en los niveles de producción que en los primeros meses del 2018 no alcanzaban ni siquiera para cubrir los niveles mínimos de exportación según contrato.

**Gráfico 7: Volumen de exportación a Brasil y Argentina. Periodo 2006 – 2018 (En MMBTU)**



**Fuente:** Elaboración Propia – Datos del Banco Central de Bolivia (BCB) con base de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB)

Esto último, puede también explicar porque los valores de exportación en los últimos meses del 2017 y principios del 2018 han sido bastante similares para Brasil y Argentina, cuando por bastantes años la brecha fue amplia como ya se menciona anteriormente. Por ejemplo para abril de 2017 el valor para Brasil era de 133,6 Millones de \$us y para Argentina 88,2 Millones de \$us, ahora ya representaba un 66% en relación a Brasil. Para Abril del 2018, el panorama cambia drásticamente, solo 10 meses después, el valor de exportación para Brasil llegaba a

104,8 Millones de \$us y para Argentina a 126,3 Millones de \$us; esto puede explicarse porque la demanda de Gas desde Brasil disminuyó drásticamente debido a los nuevos pozos hidrocarburíferos que se descubrieron en el año 2008.

Según una nota publicada en el diario O'Globo el 11 de abril del 2017 el ministro de Energías de Brasil, Fernando Coelho, señaló que sólo en el campo Pan de Azúcar<sup>28</sup> producirá 15 MMm3d, la mitad de lo que compra a Bolivia también se dijo que el aumento significativo de la producción del energético en los campos del Pre-Sal<sup>29</sup> permitirá que Brasil sea autosuficiente y un exportador del producto en 2021.

Para el caso de Argentina, el descubrimiento del campo "Vaca Muerta" en el año 2011, pasó a condicionar la demanda de Gas natural de Bolivia, que según fuentes de ese país, representa casi el 25% de su mercado.

#### **4.4 PRECIOS DE EXPORTACION DE GAS NATURAL**

Los Precios de Exportación al Brasil a diferencia del contrato de exportación con la Argentina (donde el precio es fijo), estuvo siempre vinculada a una canasta de referencia, aspecto por el cual, el valor de la

---

<sup>28</sup> Campo petrolero en Brasil, catalogado como el tercer campo petrolero más grande descubierto en los últimos 30 años, con reservas estimadas en forma preliminar (2008) en 33.000 millones de barriles, el área bautizada oficialmente Pan de Azúcar (frente a las costas de Río de Janeiro y San Pablo), pero a la que todos llaman Carioca.

<sup>29</sup> El presal es una gran formación ubicada a unos 300km de la costa este de Brasil, en las cuencas Santos y Campos, frente a las costas de los estados de Espírito Santo, Río de Janeiro y Santa Catarina. El presal es una formación geológica en la plataforma continental que está debajo de la capa de sal en el lecho marino. La profundidad total de los hallazgos desde la superficie del mar hasta la reserva de petróleo debajo de la capa salina puede alcanzar más de 7 km. Está ubicado en las cuencas Campos y Santos.

exportación de gas natural es variable. Para determinar el valor de los volúmenes exportados al Brasil se debe considerar el precio del gas en Río Grande (entrada del gasoducto) más la tarifa de transporte por el ducto. Para determinar el precio del gas natural en Río Grande se estableció una fórmula de precio en unidades de dólares estadounidenses por millón de BTU (British Thermal Unit) a ser calculado de manera trimestral.

La fórmula de determinación del precio es la siguiente:

$$PG = P(i) \left( 0.5 \frac{F01}{F01o} + 0.25 \frac{F02}{F02o} + 0.25 \frac{F03}{F03o} \right)$$

Donde:

PG = precio del gas en unidades de dólares estadounidenses por millón de BTU, a la entrada del ducto.

P (i) = precio base establecido en el contrato de compra-venta, el mismo que es creciente en el tiempo.

F01, F02 y F03, son promedios aritméticos de los puntos medios diarios de los precios, determinados en conformidad con las cotizaciones diarias, superior e inferior, de cada día del trimestre inmediatamente anterior al trimestre correspondiente a la aplicación del PG, siendo;

F01 = Fuel Oil de 3.5% de azufre, referido bajo el título "Cargoes FOB Med Basis Italy"

F02 = Fuel Oil de 1% de azufre, referido como US "Gulf Coast Waterborne" en \$us/Bbl

F03 = Fuel Oil de 1% de azufre, referido como Cargo es FOB NWE, en \$us/TM.

Estos precios se refieren a Los publicados en el Platt's Oilgram Report<sup>30</sup>. Asimismo, F01o, F02o y F03o, son promedios aritméticos para los mismos "fuel oils" definidos anteriormente, de los puntos medios diarios de los precios, determinados en conformidad con las cotizaciones diarias, superior e inferior de cada día del periodo comprendido entre el 1ro de enero de 1990 hasta el 30 de junio de 1992.

A partir de la ecuación anterior se determina el precio final, considerando la siguiente relación:

$$\mathbf{Pt = 0.50 PG + 0.50 Pt-1}$$

Donde:

Pt = Precio final del gas en dólar por millón de BTU para el trimestre actual

PG = Precio del gas en dólar por millón de BTU a la entrada del ducto del trimestre actual.

Pt-1 = Precio del gas en dólar por millón de BTU del trimestre anterior

Esta fórmula de determinación de precios debe ser revisada cada 5 años a partir del inicio del suministro, lo cual puede o no conducir a modificaciones.

---

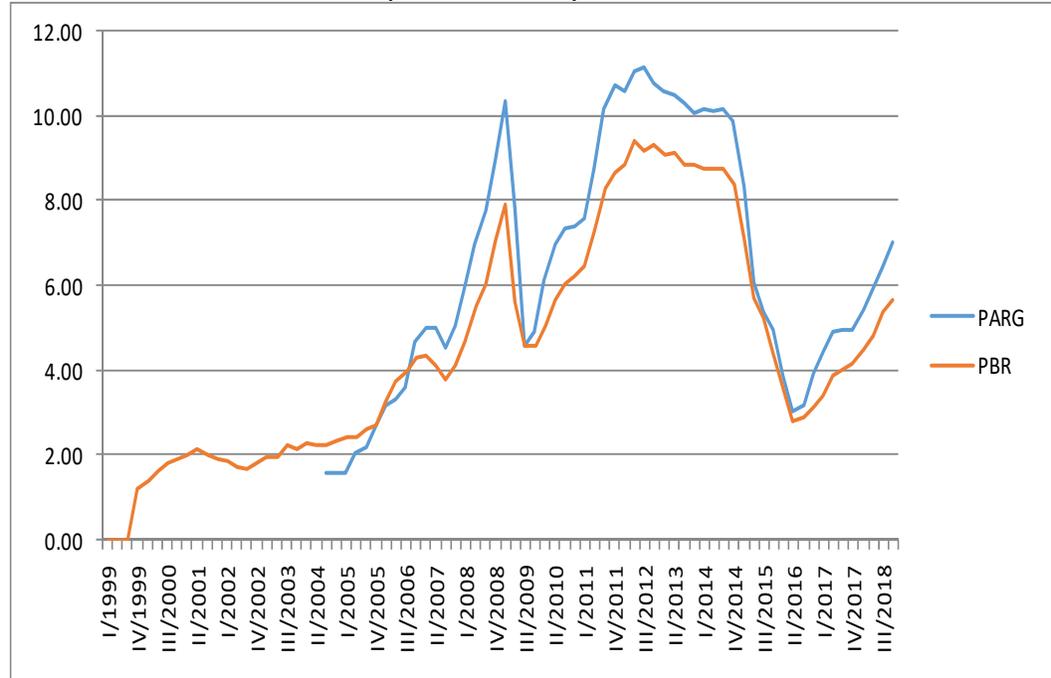
<sup>30</sup> Platt's Oilgram Price Report: Es la única entidad que suministra información sobre futuros precios y opciones de los productos derivados energéticos en todo el mundo, exigiendo para ello una cláusula de confidencialidad de los datos suministrados y el pago de una suscripción anual. De hecho el Ministerio de Hidrocarburos según normativa del Art 35 del D.S 28222 debe informar mensualmente, la cotización del WTI correspondiente al mes sujeto a declaración, publicada por el Platt's Oilgram Price Report en las tablas "World Crude Table".

Tanto el contrato suscrito con Brasil como con Argentina establecen que el precio de venta es establecido trimestralmente. En el caso del gas natural exportado a Brasil el precio de venta es fijado con base en una canasta de 3 fuel oil que tienen distinta ponderación dentro de la fórmula de cálculo; en tanto que en el contrato con Argentina la fórmula de cálculo considera la misma canasta de fuel oil que Brasil, pero se adiciona un precio internacional de diesel oil. Los fuel oil que figuran en las fórmulas de ajuste de precio presentes, tanto en el contrato de compra y venta de gas natural suscrito con Brasil como con Argentina, dependen del precio internacional del barril de petróleo, fundamentalmente del precio West Texas Intermediate (WTI) y del precio BRENT<sup>31</sup>.

---

<sup>31</sup> El Brent es un tipo de petróleo que se extrae principalmente del Mar del Norte. Marca la referencia en los mercados europeos. Es una mezcla de crudos del Mar del Norte. El crudo Brent es un petróleo ligero, aunque no tanto como el West Texas Intermediate (WTI), contiene aproximadamente un 0,37% de sulfuro, ideal para la producción de gasolina.

**Gráfico 8: Precios de Exportación de Gas Natural para Argentina y Brasil  
(En \$/MMBTU)**



Fuente: Banco Central de Bolivia (BCB)

Ambas cotizaciones, a pesar de mostrar una tendencia creciente en los últimos 13 años, en el corto plazo, se caracterizan por su alta volatilidad.

#### 4.5 INGRESOS FISCALES POR CONCEPTO DE RENTA PETROLERA

La renta petrolera se define como la diferencia entre el valor de los hidrocarburos extraídos del subsuelo a precios de venta en el mercado internacional menos los costos de extracción; dicho de otro modo, es la diferencia de los ingresos menos los costos. La renta petrolera es lo que queda para repartir entre el Estado y las empresas privadas o públicas que participan en la actividad petrolera. Esta renta además de los niveles de producción, y precios, también depende de las alícuotas de las regalías e impuestos.

La renta petrolera está compuesta por los ingresos recaudados por concepto de regalías, patentes, IDH, participación de YPFB en las ganancias de los contratos de operación y por la carga fiscal a la que está sujeta la actividad hidrocarburífera o más específicamente a las utilidades que esta genere.

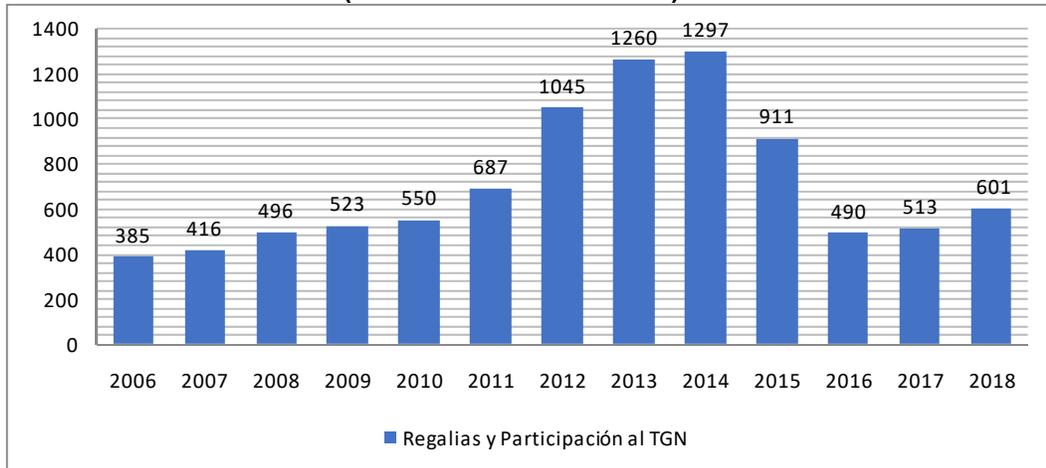
Desde esa perspectiva, se analizará las fluctuaciones y quiebres estructurales que experimenta la renta petrolera a raíz de la volatilidad de los precios internacionales del petróleo y gas natural en el periodo de estudio.

#### **4.5.1 REGALIAS Y PARTICIPACION AL TESORO GENERAL DE LA NACION (TGN)**

De acuerdo con la definición de la Ley de Hidrocarburos N° 3058, la regalía es una compensación económica obligatoria pagadera destinada para la administración del Estado, en dinero o en especie, en favor de los departamentos productores por la explotación de sus recursos naturales no renovables.

En ese sentido, según el Artículo N° 52 de la citada ley, el Titular está sujeto al pago de una regalía departamental de 11% y de una regalía nacional compensatoria de 1%.

**Gráfico 9: Recaudación por Regalías y Participación al TGN. Periodo 2006 - 2018.  
(En Millones de Dólares)**



**Fuente:** Ministerio de Hidrocarburos, Viceministerio de Planificación y Desarrollo Hidrocarburífero – Dirección General de Planificación y Desarrollo Hidrocarburífero. (e) ejecutado a septiembre y estimado a diciembre)

Desde el año 2006 se vio una tendencia creciente en la recaudación por regalías; esa tendencia creciente sigue hasta el año 2014, cuando se alcanza la recaudación más alta (1.297 Millones de Dólares). Este aumento significativo en la recaudación se debe a la alza en el precio de exportación del gas natural boliviano. Sin embargo, en los años siguientes 2015 - 2018 se registra una marcada caída en los ingresos por regalías debido especialmente a tres razones, una más determinante que otra pero igual de importantes. Primero en consecuencia a la caída de los precios internacionales del petróleo por la sobreoferta que se dio en el año 2014, por otro lado esta caída fue más sostenida por la poca demanda de Gas natural de nuestros principales mercados (Brasil y Argentina); sin embargo no solo fue la reducción de los volúmenes de exportación, sino también la incapacidad de satisfacer los niveles mínimos de contrato de volúmenes de Gas Natural a dichos países.

Es importante mencionar que de acuerdo con lo establecido tanto en la Constitución Política del Estado como en el Decreto Supremo N° 28701, YPFB ejerce a nombre y en representación del pueblo boliviano la propiedad de los hidrocarburos. Es decir, las empresas petroleras que operan en el país realizan las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos y entregan la producción en propiedad a la empresa petrolera nacional; por lo tanto, YPFB es la instancia que efectúa el pago de las regalías, participación del TGN e IDH al Tesoro General de la Nación.

Por otro lado, la ley de Hidrocarburos N° 3058, en el artículo N° 52, establece una participación para el TGN de 6% sobre la producción nacional fiscalizada. La base de cálculo de la participación del TGN es la misma que para las regalías, las variables que explican su comportamiento son las mismas; es decir, la producción de hidrocarburos y el precio al cual es valorada, los ingresos obtenidos por este concepto también se han visto incrementados por efecto del incremento en los precios de exportación del gas natural.

#### **4.5.2 PATENTES**

Una patente es un pago que efectúa una o más empresas petroleras participantes en el contrato, por el uso exclusivo o aprovechamiento de un bien o recurso público por un lapso definido de tiempo. En el capítulo I de la Ley de Hidrocarburos N° 3058, artículo 47, se establece que Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) cancelará al Tesoro General de la Nación (TGN) las patentes anuales por las áreas sujetas a contratos petroleros.

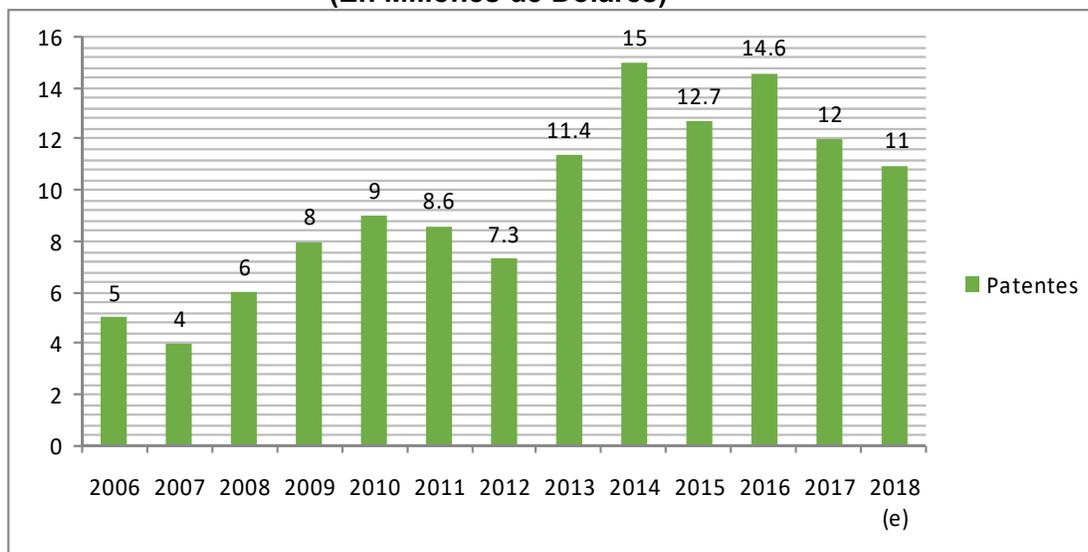
La base de cálculo de las patentes de acuerdo con el artículo 50 de la Ley de Hidrocarburos N° 3058, en áreas calificadas como zonas

tradicionales, se pagarán en moneda nacional de forma anual con mantenimiento de valor, de acuerdo con la siguiente escala:

- Fase 1: Bs 4,93 por hectárea
- Fase 2: Bs 9,86 por hectárea
- Fase 3: Bs 19,71 por hectárea
- Fase 4: En adelante, Bs 39,42 por hectárea

Las patentes para zonas no tradicionales se establece en cincuenta por ciento (50%) de los valores señalados para las zonas tradicionales

**Gráfico 10: Recaudación por Patentes. Periodo 2006 - 2018.  
(En Millones de Dólares)**



**Fuente:** Ministerio de Hidrocarburos, Viceministerio de Planificación y Desarrollo Hidrocarburífero – Dirección General de Planificación y Desarrollo Hidrocarburífero.

(e) ejecutado a septiembre y estimado a diciembre)

El valor de las patentes pareciera no ser tan significativo desde un punto de vista de recaudación ya que en promedio en estos 12 años se alcanzó 9,5 Millones de Dólares. Pero entendiendo que las patentes son un pago de las empresas que explotan los recursos hidrocarburíferos, podemos

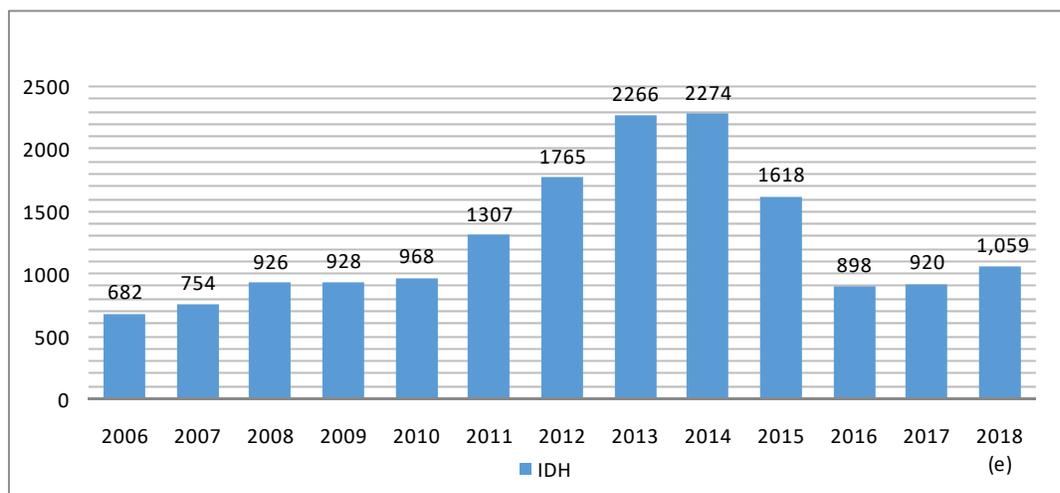
entender que la recaudación por concepto de Patentes nos explica que en los años donde hubo menos recaudación fue por la caída de precios internacionales; de igual forma hubo la misma intensidad de explotación y producción de Gas Natural que en años donde los precios eran altos (2014); esto a fin de tratar de equilibrar el impacto que implica la caída de los precios internacionales en los ingresos fiscales por concepto de Renta Petrolera.

#### **4.5.3 IMPUESTO DIRECTO LOS HIDROCARBUROS (IDH)**

El Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) fue creado con la Ley de Hidrocarburos N° 3058, promulgada el 17 de mayo del año 2005, esto a través de un referéndum realizado el año 2004, en el que la población pidió que el Estado se quede con al menos 50% del valor de la producción hidrocarburífera. En este sentido, se creó el IDH con una alícuota de 32%, aplicable sobre la producción de hidrocarburos en el punto de fiscalización, es decir que la base de cálculo de este impuesto es la misma que la utilizada para el cálculo de las regalías.

El artículo 57 de la Ley N° 3058 establece que "...Todos los beneficiarios destinarán los recursos recibidos por IDH para los sectores de educación, salud y caminos, desarrollo productivo y todo lo que contribuya a la generación de fuentes de trabajo...".

**Gráfico 11: Recaudación por Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH). Periodo 2006 - 2018. (En Millones de Dólares)**



**Fuente:** Ministerio de Hidrocarburos, Viceministerio de Planificación y Desarrollo Hidrocarburífero – Dirección General de Planificación y Desarrollo Hidrocarburífero.

(e) ejecutado a septiembre y estimado a diciembre.

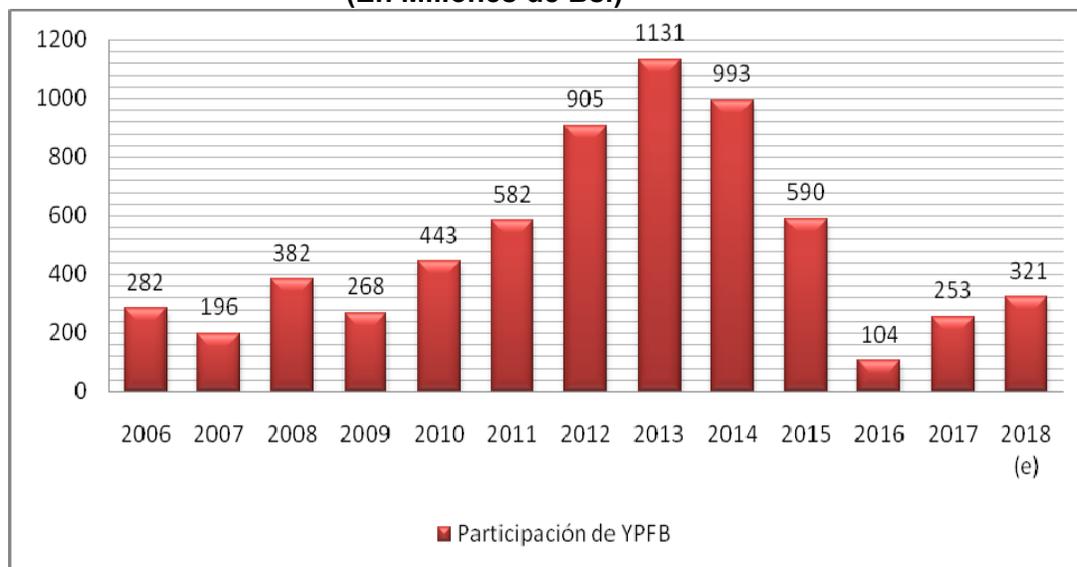
#### **4.5.4 PARTICIPACION DE YPFB EN LOS CONTRATOS DE OPERACIÓN**

Los contratos de operación establecen una participación adicional para YPFB en las ganancias que se obtengan mensualmente; esta participación es calculada a partir de la aplicación de las tablas establecidas en el Anexo F de dichos contratos.

Los porcentajes de participación de YPFB en las ganancias a distribuir varían de un contrato a otro y se calculan mensualmente a partir de dos variables; una es la producción promedio diaria que el o los campos del contrato hubiesen registrado en un mes determinado; y la otra variables es el índice B, que, desde una concepción simplificada, consiste en medir la recuperación de las inversiones efectuadas por el Titular, sumadas a las ganancias que obtienen mensualmente por el contrato de operación. Tanto el promedio diario de producción como el índice B registran variación de un mes a otro por lo que son calculados mensualmente; en

consecuencia, el porcentaje de participación de YPFB en las ganancias de cada contrato también varía de un mes a otro.

**Gráfico 12: Participación de YPFB en las Ganancias de los Contratos de Operación. Periodo 2006 - 2018.**  
(En Millones de Bs.)



**Fuente:** Ministerio de Hidrocarburos, Viceministerio de Planificación y Desarrollo Hidrocarburífero – Dirección General de Planificación y Desarrollo Hidrocarburífero.

(e) ejecutado a septiembre y estimado a diciembre

Por otra parte, en la gestión 2009, hubo una disminución de los ingresos percibidos por YPFB por concepto de participación en las utilidades de los contratos de operación, debido a la caída de los precios de venta de gas natural a Brasil y Argentina, explicados, a su vez, por la caída internacional del precio del barril de petróleo ocasionado por la crisis financiera internacional, la cual, por sus propias características, tuvo una rápida recuperación el año 2010.

A partir de 2010 y hasta 2013 se dio un incremento en la participación, explicado principalmente por la recuperación en los precios de exportación, y desde finales de 2011 por incrementos de producción.

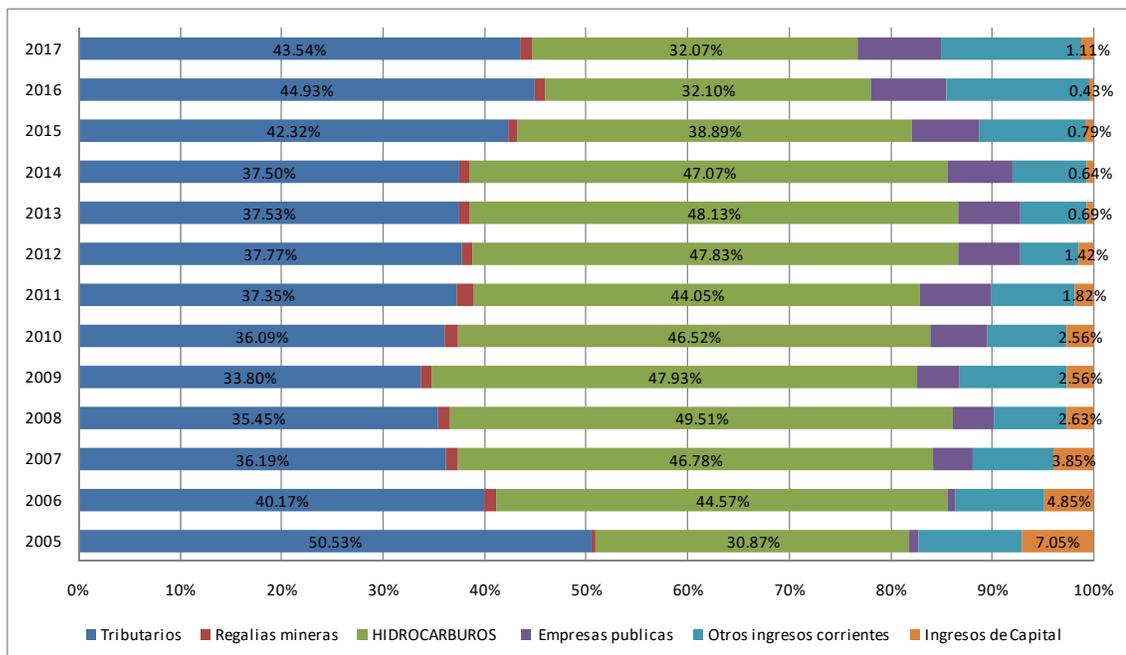
## 4.6 LA RENTA DEL SECTOR PÚBLICO NO FINANCIERO (SPNF)

### 4.6.1 INGRESOS DEL SECTOR PÚBLICO NO FINANCIERO.

De acuerdo al Presupuesto General del Estado, el Sector Público No Financiero, tiene tres fuentes de financiamiento:

- Ingresos Corrientes,
- Ingresos de Capital, y
- Fuentes financieras

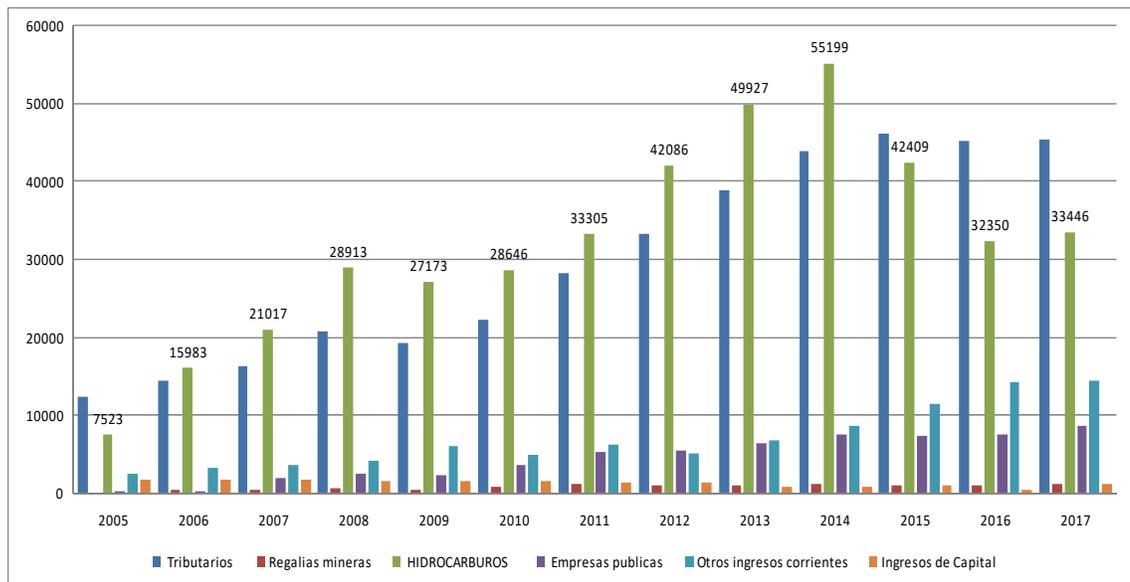
**Gráfico 13: Ingresos del Sector Público No Financiero. Periodo 2005 – 2018.**  
(En Porcentaje)



**Fuente:** Elaboración Propia – Datos de la Memoria de la Economía Boliviana 2017, Ministerio de Economía y Finanzas Publicas, Viceministerio del Tesoro y Crédito Público.

En el Gráfico Nro. 12 se puede observar que las principales fuentes de ingresos corresponden a los ingresos tributarios contemplados en el régimen tributario boliviano y los ingresos provenientes del sector hidrocarburos, siendo el IDH el principal de ellos. Cabe señalar que a partir del año 2005 existe un quiebre tendencial en la percepción total de ingresos del SPNF. El total de ingresos en el año 2005 fue de Bs. 24.368 Millones y el año 2017 fue de Bs. 104.284 Millones, en 11 años los ingresos del SPNF crecieron en un 428%. Los ingresos del SPNF tuvieron una tendencia creciente en todo este periodo, a partir del año 2010 el crecimiento tiende a ser exponencial, explicado por el aumento de los precios internacionales del petróleo y sus derivados; sin embargo, el año 2014 se refleja un quiebre estructural en los ingresos percibidos por el aumento de la oferta de petróleo en el mercado internacional.

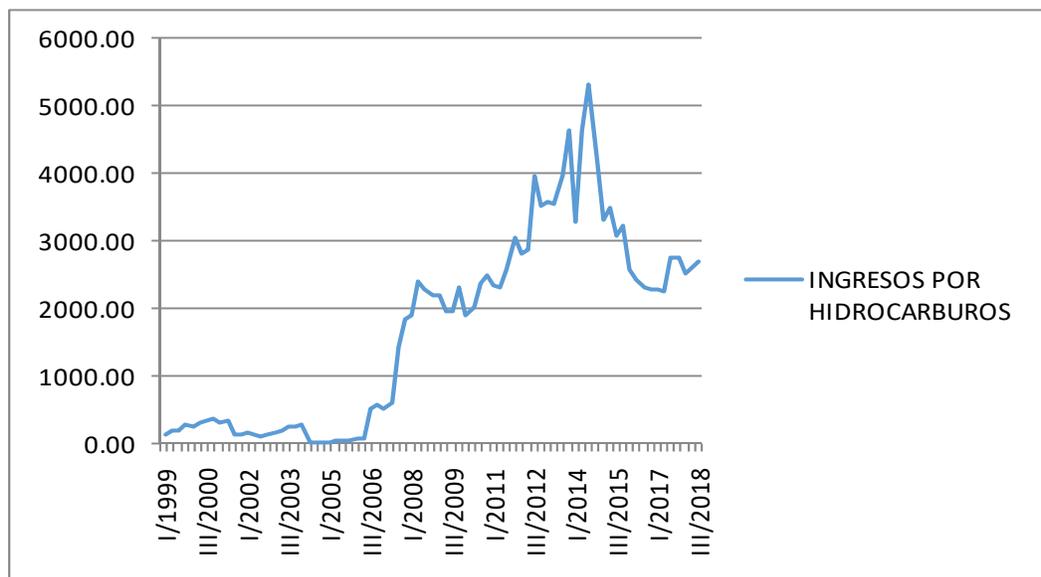
**Gráfico 14: Ingresos del Sector Público No Financiero. Periodo 2005 – 2017.**  
(En Millones de Bolivianos)



**Fuente:** Elaboración Propia – Datos de la Memoria de la Economía Boliviana 2017, Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, Viceministerio del Tesoro y Crédito Público.

Los ingresos percibidos desde el sector de hidrocarburos según el gráfico Nro. 13 complementa la misma tendencia que los gráficos de los apartados anteriores (en términos de precios e ingresos que condicionan la renta petrolera), desde el año 2005 hasta el año 2014, los ingresos por concepto de hidrocarburos fue el predominante en la composición del SPNF, pero los últimos 3 años hubo una caída significativa, donde fueron los ingresos tributarios que aportaron más al SPNF; se registro un descenso de casi un 39% en 3 años por los hidrocarburos, esto es Bs. 21.753 Millones.

**Gráfico 15: Ingresos Fiscales por Hidrocarburos. Periodo 1999 – 2018**  
(En Millones de Bs)



**Fuente:** Ministerio de Economía y Finanzas Públicas (MEFP)

Esta observación es sumamente importante para el desarrollo y objeto de esta investigación ya que, por teoría presupuestaria se entiende que los gastos siempre irán en función a la proyección de ingresos que se tienen. Para el caso de Bolivia entendemos que los ingresos del Sector Público No Financiero son importantes para la economía boliviana, para su

desarrollo, para su planificación y porque no decir que para su crecimiento económico; sin embargo, la dependencia que se origina por las fluctuaciones de los precios internacionales del petróleo y de la incertidumbre que se genera por los movimientos y acontecimientos de dicho mercado condicionarían la composición de los ingresos como se explico en párrafos anteriores.

#### **4.6.2 GASTOS DEL SECTOR PÚBLICO NO FINANCIERO.**

Los Gastos del SPNF se pueden clasificar en dos tipos de Gastos:

- Gastos Corrientes, y
- Gastos de Capital.

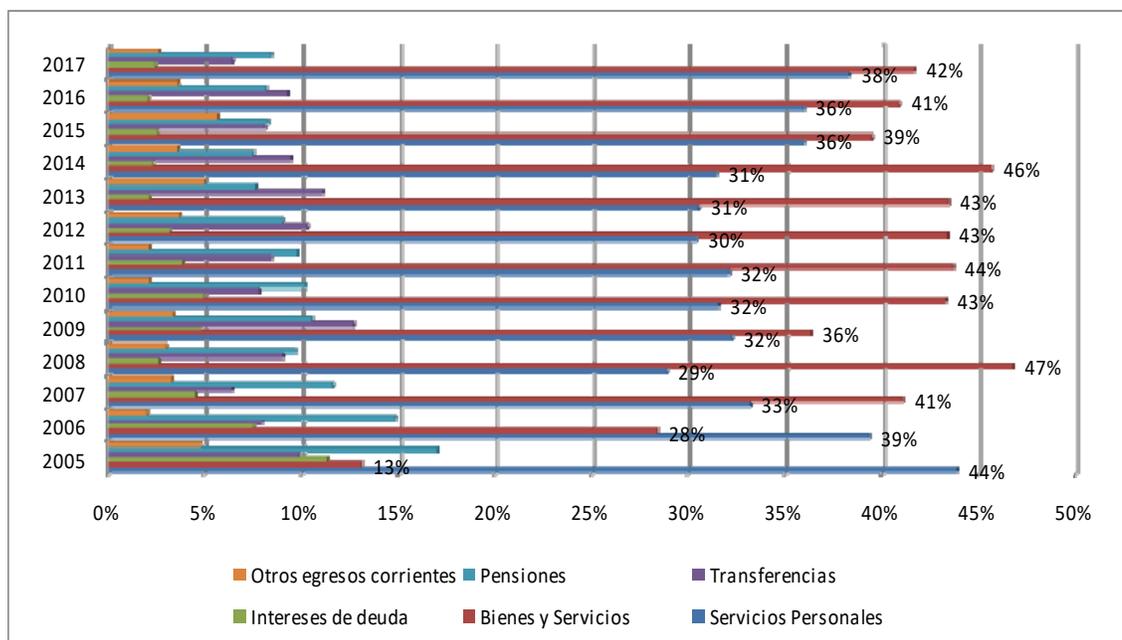
En términos de composición el Gráfico Nro. 14 nos refleja la evolución de los egresos totales del SPNF por componente de gasto. Se observa que no existió un cambio significativo en la participación de cada componente en el gasto total a lo largo del tiempo. La grafica es explicativa desde el punto de vista que en el periodo de estudio, el Estado boliviano destina gran parte de sus recursos al Sector de Bienes y Servicios (39% en promedio), para el caso del año 2017 esto se explica por el resultado de las operaciones de importación que realizo YPFB y por el aumento de compras de mineral de estaño desde la Empresa Metalúrgica Vinto<sup>32</sup>, se destino 34.896 Millones de Bs; otro gasto importante es el destinado a Servicios Personales (34% en promedio del total de Gasto), este gasto para el año 2017 alcanzo a 32.079 Millones de Bs, explicado por el incremento salarial que estuvo por encima de la tasa de inflación y principalmente por la otorgación de nuevos ítems en el sector de salud y

---

<sup>32</sup> Gasto en Bienes y Servicios, Memoria de la Economía Boliviana 2017, Pag. 57.

educación. Muy por debajo se encuentra el gasto de Pensiones (10% en promedio) para el periodo de investigación.

**Gráfico 16: Gastos corrientes del Sector Público No Financiero. Periodo 2005 – 2017 (En Porcentaje)**



**Fuente:** Elaboración Propia – Datos de la Memoria de la Economía Boliviana 2017, Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, Viceministerio del Tesoro y Crédito Público.

El gasto del sector público tuvo un incremento substancial, a partir del año 2006 esto a consecuencia de la gran cantidad de ingresos generados por la venta del gas natural. El gasto corriente total del gobierno tiene tres componentes principales: gasto final en consumo de bienes y servicios, transferencias e inversión pública (Gregorio, 2007).

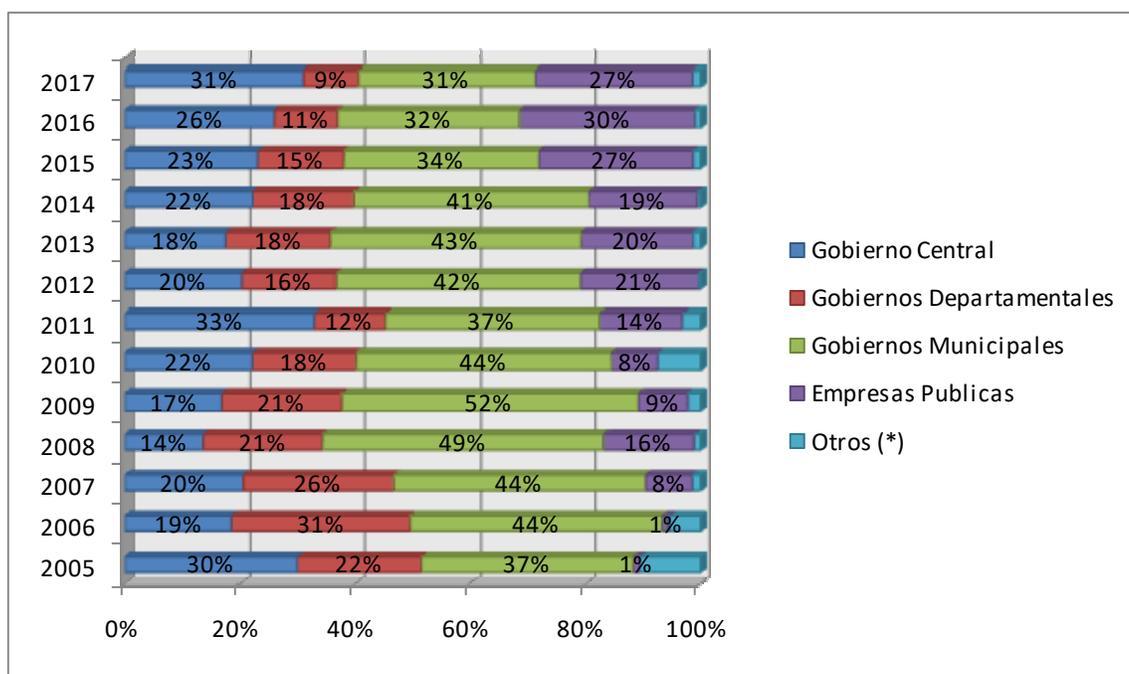
Un componente de gasto que se puso en vigencia recientemente son las transferencias no condicionadas otorgadas a las familias, las cuales, representan un 9% en promedio de los egresos totales del Estado para el

periodo 2005 -2017. Las transferencias otorgadas a los hogares son: el Bono Juana Azurduy, el Bono Juancito Pinto y la Renta Dignidad.

Teóricamente se sostiene que la estructura del Gasto Público es inflexible, es decir que difícilmente puede ser disminuido o controlado; este fenómeno se aprecia en el gráfico anterior.

:

**Gráfico 17: Gasto de capital del SPNF según Administración. Periodo 2005 – 2017. (En Porcentaje)**



**Fuente:** Elaboración Propia – Datos de la Memoria de la Economía Boliviana 2017, Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, Viceministerio del Tesoro y Crédito Público.

(\*) Incluye Gastos de instituciones de seguridad social y deuda flotante.

Otro tipo de Gasto del SPNF, es el Gasto de Capital<sup>33</sup>, que en función a su composición nos refleja ciertos parámetros y fenómenos en función de la distribución por ingresos para su correcta administración. En el grafico Nro. 17 podemos observar que son los Gobiernos Municipales quienes tienen el mayor porcentaje de gasto (41% en promedio en todo el periodo de análisis), seguido por el Gobierno Central (23%). Otro aspecto importante que se destaca en el grafico, es que las empresas públicas empezaron a tener mayor protagonismo en términos de gasto desde el auge de precios de las materias primas, y se mantuvo creciente aun después de la caída del 2014; esto puede ser explicado por las fuertes inversiones públicas ejecutadas por ENDE<sup>34</sup> en los últimos 3 años.

La mayor parte de los ingresos del sector público en los últimos 4 años provienen de fuente interna como ser del Sector Tributario y no de exportaciones (aun considerando que en promedio de los últimos 12 años si existe mayor participación). Las únicas entidades que se pueden decir que tienen una “alta” dependencia son las territoriales puesto que más del 70% de sus ingresos dependen del IDH y Regalías y no así el TGN.

---

<sup>33</sup> Los gastos de capital del SPNF difieren de la inversión pública debido a que el primero está compuesto por construcciones, compra de activos fijos e inversión social, este último no es registrado por Viceministerio de Inversión Publica y Financiamiento Externa.

<sup>34</sup> Empresa Nacional de Electricidad Bolivia.

## **CAPITULO V**

### **5. MARCO PRÁCTICO**

En este capítulo se expondrá la metodología econométrica y los principales resultados del modelo econométrico planteado. La presente investigación tiene como objetivo determinar el efecto de la volatilidad de los precios del Gas Natural sobre los ingresos fiscales de nuestro país en el periodo 2006 - 2017, esto debido a la exploración y explotación de las reservas de gas natural, el aumento de sus precios y la exportación a Brasil y Argentina, que ha producido un crecimiento económico en términos de ingresos por concepto de renta petrolera desde el año 2004. Las ventajas que Bolivia ha logrado tanto a nivel nacional como a nivel internacional con la exportación del gas natural son importantes, sin embargo, se debe tener cuidado con los efectos secundarios. De esta manera, la formulación funcional que se utiliza se presenta de la siguiente forma:

El modelo para demostrar las hipótesis planteadas se muestra a continuación, donde los ingresos del SPNF por parte del sector hidrocarburos es considerada la variable dependiente cuyo comportamiento se explica de la siguiente forma:

$$\text{ING\_SPNF\_HIDROCARBUROS}=f(\text{Precios, Volúmenes})$$

#### **5.1 PLANTEAMIENTO DEL MODELO ECONOMETRICO**

El modelo econométrico nos permite cuantificar el efecto de las variables independientes sobre la variable dependiente. Los vectores autorregresivos (VARs) fueron introducidos en la economía empírica por Sims (1980), quien demostró que dichos vectores proveen un marco flexible y tratable en el análisis de las series temporales.

Un VAR es un modelo lineal de n variable donde cada variable es explicada por sus propios valores rezagados, más el valor pasado del resto de variables.

Los modelos VARs se utilizan a menudo para predecir sistemas interrelacionados de series temporales y para analizar el impacto dinámico de las perturbaciones aleatorias sobre el sistema de las variables.

### 5.1.1 VAR DE FORMA REDUCIDAS

Expresa cada variable como una función lineal de sus valores pasados, de los valores pasados de las otras variables del modelo y de los términos “errores” no correlacionados.

Considere un sistema de ecuaciones donde  $y$  representa un vector de variables con  $k = n$  y  $p = 4$ .

$$y_t = A_1 y_{t-1} + A_2 y_{t-2} + \dots + A_4 y_{t-4} + u_t$$

Demostración del VAR:

$$y_t = A_1 y_{t-1} + A_2 y_{t-2} + A_3 y_{t-3} + (A_4 - A_4) y_{t-3} + A_4 y_{t-4} + u_t$$

$$y_t = A_1 y_{t-1} + A_2 y_{t-2} + (A_3 + A_4) y_{t-3} - A_4 \Delta y_{t-3} + u_t$$

$$y_t = A_1 y_{t-1} + A_2 y_{t-2} + (A_3 + A_4) y_{t-3} + (A_3 + A_4) y_{t-2} - (A_3 + A_4) y_{t-2} - A_4 \Delta y_{t-3} + u_t$$

$$y_t = A_1 y_{t-1} + (A_2 + A_3 + A_4) y_{t-2} - (A_3 + A_4) \Delta y_{t-2} - A_4 \Delta y_{t-3} + u_t$$

$$y_t = A_1 y_{t-1} + (A_2 + A_3 + A_4) y_{t-2} + (A_2 + A_3 + A_4) y_{t-1} - (A_2 + A_3 + A_4) y_{t-1} - (A_3 + A_4) \Delta y_{t-2} - A_4 \Delta y_{t-3} + u_t$$

$$y_t = (A_1 + A_2 + A_3 + A_4) y_{t-1} - (A_2 + A_3 + A_4) \Delta y_{t-1} - (A_3 + A_4) \Delta y_{t-2} - A_4 \Delta y_{t-3} + u_t$$

$$\Delta y_t = -(I - A_1 - A_2 - A_3 - A_4) y_{t-1} - (A_2 + A_3 + A_4) \Delta y_{t-1} - (A_3 + A_4) \Delta y_{t-2} - A_4 \Delta y_{t-3} + u_t$$

$$\Delta y_t = -\sum_{j=1}^4 (I - A_j)y_{t-1} - \sum_{j=2}^4 A_j \Delta y_{t-1} - \sum_{j=3}^4 A_j \Delta y_{t-2} - \sum_{j=4}^4 A_j \Delta y_{t-3} + u_t$$

$$\Delta y_t = -\Pi y_{t-1} + \Phi_1 \Delta y_{t-1} + \Phi_2 \Delta y_{t-2} + \Phi_3 \Delta y_{t-3} + u_t$$

Sustituir n=4 y sumar los Y's:

$$(1) \quad \boxed{\Delta y_t = -\Pi y_{t-1} + \sum_{i=1}^{n-1} \Phi_i \Delta y_{t-i} + u_t}$$

Donde:  $\Pi = (I - \sum_{i=1}^n A_i)$  y  $\Phi_i = -(\sum_{j=i+1}^n A_j) = -A^*(L)$

Si hubiéramos empezado las sustituciones tendríamos una expresión

ligeramente diferente:  $\Delta y_t = \Pi y_{t-n} + \sum_{i=1}^{n-1} \Phi_i \Delta y_{t-i} + u_t$  (e.g. Favero)

## 5.2 VARIABLES DEL MODELO

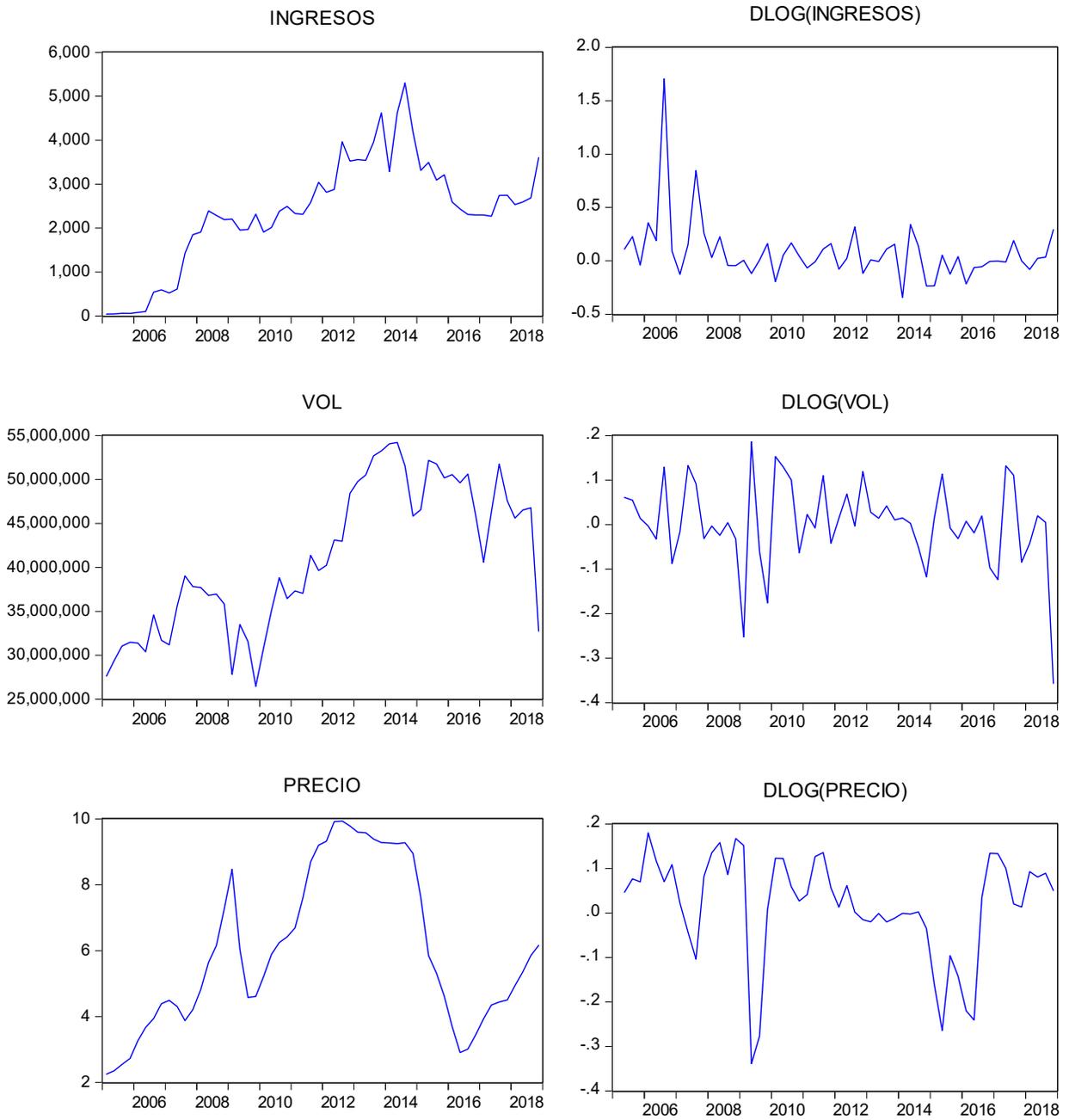
Las series utilizadas en el modelo VAR son trimestrales, esto se observa en la gráfica de las series que se usan en el modelo, para el caso de los precios vemos una tendencia creciente hasta el año 2008, donde alcanza su nivel máximo, posteriormente a partir del 2010 retoma un ascenso, pero nuevamente cae desde el año 2014 hasta el 2016, a partir de este año su recuperación es lenta. Los ingresos por ventas de hidrocarburos presentan un comportamiento parecido, como también los volúmenes de exportación de gas a Brasil y Argentina, todas las series para el modelo son No Estacionarias según el gráfico presentado.

- **INGRESO DEL SPNF POR HIDROCARBUROS (INGRESOS):** Esta variable, está cuantificada en miles de bolivianos, dicha información se obtuvo de la Unidad de Análisis de Política Económica y Social (UDAPE)

y de la Memoria de la Economía Boliviana (2017), del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas (MEFP).

- PRECIO PONDERADO DE EXPORTACION DEL GAS CON DESTINO A BRASIL Y ARGENTINA (**PRECIO**): esta variable está cuantificada en \$U\$/MMBTU, dicha información se obtuvo del Banco Central de Bolivia (BCB).
- VOLUMEN TOTAL EXPORTADO DE GAS NATURAL CON DESTINO A BRASIL Y ARGENTINA (**VOL**): esta variable está cuantificada en MMBTU, dicha información se obtuvo del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas (MEFP).

**Gráfico 18: Series de estudio del modelo (INGRESOS, VOLUMEN y PRECIO).**



**Elaboración:** Propia a través del programa Eviews 8.

### **5.3 ESTIMACION DEL MODELO VAR**

El primer paso en la estimación de un modelo de Vectores Auto-Regresivos es eliminar las tendencias de las series, y se trabaja sólo con las series sin su tendencia de forma estacionaria. El nivel de rezago óptimo es determinado a través de criterios de información. El diagnóstico del VAR es efectuado primero con la verificación de la ausencia de correlación serial de los residuos y la distribución normal de éstos, luego con la constatación que las variables muestran respuestas consistentes a lo esperado teóricamente cuando son sometidas a shocks simulados.

#### **5.3.1 ESTACIONARIEDAD DE LAS VARIABLES DE ESTUDIO**

Específicamente en el estudio de series de tiempo, un proceso estocástico es estacionario cuando la función de probabilidad conjunta de las observaciones es invariante a través del tiempo (estacionario fuerte). Además la media tiene que ser constante a través del tiempo como su varianza.

El test de raíz unitaria (unit root test) permite evaluar la estacionariedad de las variables a utilizar en el modelo principal, las pruebas a realizar son contrastadas de acuerdo al test Aumentado de Dickey y Fuller (ADF) evaluadas en un punto crítico de acuerdo al estadístico de Mackinnon y niveles de significancia. Asimismo, podemos apreciar el grado de integración que corresponde a cada variable, en la gráfica anterior se observó que las variables no son estacionarias, y ahora se realiza las pruebas formales de raíz unitaria.

**Tabla 3: Test de Dickey Fuller Aumentado en niveles para la variable INGRESOS.**

Null Hypothesis: INGRESOS has a unit root  
Exogenous: Constant  
Lag Length: 0 (Automatic - based on SIC, maxlag=10)

	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-1.882038	0.3382
Test critical values: 1% level	-3.555023	
5% level	-2.915522	
10% level	-2.595565	

\*MacKinnon (1996) one-sided p-values.

**Elaboración:** Propia a través del software "Eviews 8"

Según la tabla anterior tenemos que la serie: INGRESOS no es estacionaria en niveles, porque su probabilidad es mayor al 5%, además que según el estadístico calculado de ADF que en este caso es -1.88 es menos negativo que los valores críticos de la prueba ADF según Mackinnon.

**Tabla 4: Test de Dickey Fuller Aumentado en primeras diferencias para la variable INGRESOS.**

Null Hypothesis: DLINGRESOS has a unit root  
Exogenous: Constant  
Lag Length: 0 (Automatic - based on SIC, maxlag=10)

	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-8.477099	0.0000
Test critical values: 1% level	-3.557472	
5% level	-2.916566	
10% level	-2.596116	

\*MacKinnon (1996) one-sided p-values.

**Elaboración:** Propia a través del software "Eviews 8"

Según la tabla anterior tenemos que la serie: VENTAS es estacionaria en primeras diferencias, porque su probabilidad es menor al 5%, además que según el estadístico calculado de ADF que en este caso es -8.4770 es más negativo que los valores críticos de la prueba ADF según Mackinnon; por lo cual la serie es estacionaria e integrada de orden uno.

**Tabla 5: Test de Dickey Fuller aumentado en niveles para la variable PRECIO.**

Null Hypothesis: PRECIO has a unit root

Exogenous: Constant

Lag Length: 1 (Automatic - based on SIC, maxlag=10)

	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-2.285662	0.1802
Test critical values:		
1% level	-3.557472	
5% level	-2.916566	
10% level	-2.596116	

\*Mackinnon (1996) one-sided p-values.

**Elaboración:** Propia a través del software “Eviews 8”

Según la tabla anterior se refleja que la serie PRECIO no es estacionaria en niveles, porque su probabilidad es mayor al 5%, además que según el estadístico calculado de ADF que en este caso es -2.2856 es menos negativa que los valores críticos de la prueba ADF según Mackinnon.

**Tabla 6: Test de Dickey Fuller Aumentado en primeras diferencias para la variable PRECIO.**

Null Hypothesis: DLPRECIO has a unit root

Exogenous: Constant

Lag Length: 0 (Automatic - based on SIC, maxlag=10)

	t-Statistic	Prob.*
<u>Augmented Dickey-Fuller test statistic</u>	-3.802465	0.0051
Test critical values:		
1% level	-3.557472	
5% level	-2.916566	
10% level	-2.596116	

\*MacKinnon (1996) one-sided p-values.

**Elaboración:** Propia a través del software “Eviews 8”

Según la tabla anterior tenemos también que la serie: PRECIO es estacionaria en primeras diferencias, porque su probabilidad es menor al 5%, además que según el estadístico calculado de ADF que en este caso es -3.80, es más negativo que los valores críticos de la prueba ADF según Mackinnon; por lo que la serie es estacionaria e integrada de orden uno.

**Tabla 7: Test de Dickey Fuller Aumentado en niveles para la variable VOLUMEN.**

Null Hypothesis: VOL has a unit root

Exogenous: Constant

Lag Length: 0 (Automatic - based on SIC, maxlag=10)

	t-Statistic	Prob.*
<u>Augmented Dickey-Fuller test statistic</u>	-1.932856	0.3152
Test critical values:		
1% level	-3.555023	
5% level	-2.915522	
10% level	-2.595565	

\*MacKinnon (1996) one-sided p-values.

**Elaboración:** Propia a través del software “Eviews 8”

La tabla anterior refleja que la serie: VOLUMEN no es estacionaria en niveles, porque su probabilidad es mayor al 5%, además que según el estadístico calculado de ADF que en este caso es -1.9328 es menos negativa para los valores críticos de la prueba ADF según Mackinnon.

**Tabla 8: Test de Dickey Fuller Aumentado en primeras diferencias para la variable VOLUMEN.**

Null Hypothesis: DLVOL has a unit root

Exogenous: Constant

Lag Length: 0 (Automatic - based on SIC, maxlag=10)

	t-Statistic	Prob.*
<u>Augmented Dickey-Fuller test statistic</u>	<u>-6.782836</u>	<u>0.0000</u>
Test critical values:		
1% level	-3.557472	
5% level	-2.916566	
10% level	-2.596116	

\*MacKinnon (1996) one-sided p-values.

**Elaboración:** Propia a través del software “Eviews 8”

La tabla anterior refleja la serie: VOLUMEN es estacionaria en primeras diferencias, porque su probabilidad es menor al 5%, además que según el estadístico calculado de ADF que en este caso es -6.7828 es más negativo que los valores críticos de la prueba ADF según Mackinnon; por lo que la serie es estacionaria e integrada de orden uno.

Es importante mencionar que previamente a la estacionarización de las series se realizó con el método “X12” el ajuste mediante la estacionalidad, es decir que se comprobó la no estacionalidad o estacionalidad de las variables que se consideran en el modelo.

### 5.3.2 CRITERIO DE SELECCIÓN DE REZAGOS DEL MODELO VAR

Para poder determinar el número de rezagos óptimos para el modelo VAR en primeras diferencias y el orden de rezagos a ser incluido en el análisis será de acuerdo a los diferentes criterios de información.

Para lo cual podemos apreciar en el siguiente cuadro que todos los estadísticos como Predicción Final (FPE), Akaike (AIC) y Hannan-Quinn (HQ) y por último Schwartz (SC) determinaron el uso de un (1) rezago como selección óptima.

**Tabla 9: Criterio de Selección de Rezagos para el Modelo VAR.**

VAR Lag Order Selection Criteria  
 Endogenous variables: DLINGRESOS DLVOL DLPRECIO  
 Exogenous variables: C DUMMY DUMMY2  
 Date: 06/02/19 Time: 20:44  
 Sample: 2005Q1 2018Q4  
 Included observations: 45

Lag	LogL	LR	FPE	AIC	SC	HQ
0	-1109.199	NA	7.70e+17	49.69773	50.05907	49.83243
1	-1083.686	44.22260*	3.71e+17*	48.96382	49.68649	49.23322*
2	-1079.142	7.270241	4.58e+17	49.16187	50.24587	49.56597
3	-1072.679	9.478915	5.24e+17	49.27463*	50.71961**	49.81343
4	-1068.446	5.644048	6.74e+17	49.48649	51.29316	50.16000
5	-1063.173	6.327968	8.47e+17	49.65213	51.82012	50.46033
6	-1057.807	5.723554	1.09e+18	49.81364	52.34297	50.75655
7	-1053.241	4.261119	1.52e+18	50.01073	52.90139	51.08834
8	-1043.987	7.403216	1.82e+18	49.99944	53.25144	51.21175
9	-1025.787	12.13382	1.58e+18	49.59052	53.20385	50.93753
10	-1010.008	8.415168	1.72e+18	49.28926	53.26392	50.77097

\* indicates lag order selected by the criterion

LR: sequential modified LR test statistic (each test at 5% level)

FPE: Final prediction error

AIC: Akaike information criterion

SC: Schwarz information criterion

HQ: Hannan-Quinn information criterion

**Elaboración:** Propia a través del software “Eviews 8”

Para la determinación óptima de los rezagos del modelo VAR estimado se procedió a tomar en cuenta los criterios de información AIC y SC que nos brinda el test, por lo cual nos sugiere estimar el modelo con tres rezagos.

## 5.4 ESTIMACION DEL MODELO VAR

**Tabla 10: Estimación del Modelo VAR con tres rezagos.**

Vector Autoregression Estimates  
 Date: 05/26/19 Time: 23:42  
 Sample (adjusted): 2006Q1 2018Q4  
 Included observations: 52 after adjustments  
 Standard errors in ( ) & t-statistics in [ ]

	DLINGRES...	DLVOL	DLPRECIO
DLINGRESOS(-1)	-0.149172 (0.15218) [-0.98020]	-260.8925 (1508.90) [-0.17290]	0.000276 (0.00018) [ 1.57524]
DLINGRESOS(-2)	-0.259522 (0.14876) [-1.74457]	1250.319 (1474.95) [ 0.84770]	9.59E-06 (0.00017) [ 0.05604]
DLINGRESOS(-3)	0.178673 (0.14156) [ 1.26217]	1164.441 (1403.56) [ 0.82963]	-0.000106 (0.00016) [-0.65015]
DLVOL(-1)	5.14E-05 (2.0E-05) [ 2.54410]	0.106792 (0.20040) [ 0.53291]	5.19E-09 (2.3E-08) [ 0.22305]
DLVOL(-2)	-7.82E-06 (2.2E-05) [-0.36150]	0.172761 (0.21444) [ 0.80564]	-1.59E-08 (2.5E-08) [-0.63898]
DLVOL(-3)	2.45E-05 (1.9E-05) [ 1.26845]	0.070289 (0.19122) [ 0.36759]	7.90E-09 (2.2E-08) [ 0.35606]
DLPRECIO(-1)	316.9770 (99.1594) [ 3.19664]	-354049.0 (983159.) [-0.36011]	0.793064 (0.11409) [ 6.95112]
DLPRECIO(-2)	-229.3281 (129.643) [-1.76892]	674736.3 (1285402) [ 0.52492]	-0.290945 (0.14917) [-1.95048]
DLPRECIO(-3)	181.2231 (105.836) [ 1.71230]	-1780816. (1049360) [-1.69705]	0.169904 (0.12177) [ 1.39524]
C	14.27717 (50.7715) [ 0.28120]	-202786.7 (503396.) [-0.40284]	0.073010 (0.05842) [ 1.24981]
DUMMY	88.63674 (428.678) [ 0.20677]	8047296. (4250317) [ 1.89334]	-3.121947 (0.49323) [-6.32957]
DUMMY2	1199.986 (388.952) [ 3.08518]	-3234544. (3856436) [-0.83874]	0.147653 (0.44752) [ 0.32993]
R-squared	0.472737	0.145659	0.743719
Adj. R-squared	0.327740	-0.089285	0.673241
Sum sq. resids	4509618.	4.43E+14	5.970067
S.E. equation	335.7684	3329122.	0.386331
F-statistic	3.260315	0.619972	10.55259
Log likelihood	-369.4173	-847.9107	-17.50818
Akaike AIC	14.66989	33.07349	1.134930
Schwarz SC	15.12018	33.52378	1.585217
Mean dependent	64.36170	33349.10	0.065575
S.D. dependent	409.5162	3189767.	0.675843
Determinant resid covariance (dof adj....)		1.80E+17	
Determinant resid covariance		8.20E+16	
Log likelihood		-1233.926	
Akaike information criterion		48.84332	
Schwarz criterion		50.19418	

**Elaboración:** Propia a través del software "Eviews 8"

Según los resultados del modelo Var, tenemos para la variable INGRESO respecto las variables rezagadas un ajuste del 47%, para la variable VOLUMEN respecto a las variables rezagadas un ajuste del 14%, y para la variable PRECIO respecto a las variables rezagadas un ajuste del 74%.

En el modelo se incluyeron variables Dummys para corregir los valores atípicos que nos mostraba los residuos del modelo, por lo cual tenemos un modelo según los criterios de información (AIC y SC) que sea el más parsimonioso.

## 5.5 DIAGNOSTICO DEL MODELO

### 5.5.1 CORRELOGRAMAS DEL MODELO

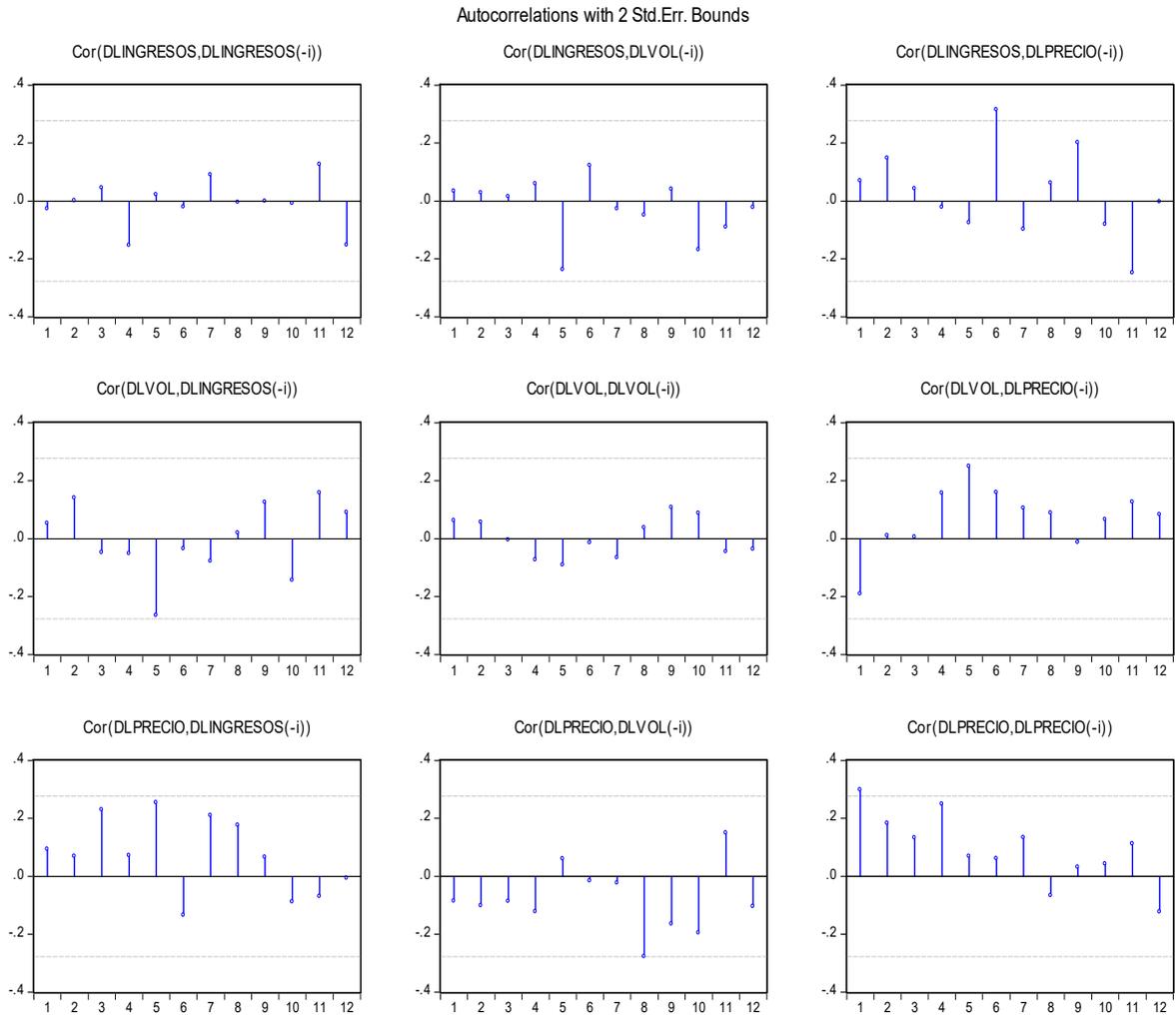
Muestra un correlograma cruzado de los residuos estimados en el VAR para un número determinado de retardos. Las líneas punteadas en el gráfico representan más o menos 2 veces el error estándar asintótico de las correlaciones retardadas. En el siguiente cuadro se desarrolla la prueba respectiva en tres pasos:

**Cuadro 2: Prueba de Autocorrelación**

<b>Correlograma –Estadístico Q</b>	
<b>Planteo de Hipótesis</b>	
<b>H0 : <math>\rho_i = 0</math></b>	Ausencia de autocorrelación
<b>H1 : <math>\rho_i \neq 0</math></b>	Hay autocorrelación
<b>Nivel de Significación</b>	$\alpha = 0.05$
<b>Toma de Decisión</b>	Rechacen a Ho si el 5% o más de las barras caen fuera de los intervalos de confianza No rechacen a Ho si el 95 % o más de las barras caen dentro del intervalo de confianza

**Fuente:** Elaboración Propia.

**Gráfico 19: Prueba de Autocorrelación.**



**Elaboración:** Propia a través del software “Eviews 8”

Los Plots (gráficos) no exhiben autocorrelación significativa. Alternativamente, se compara la probabilidad asociada del estadístico Q (Box Pierce) con el nivel 0,05. Si  $pvalue (prob) > 0,05$ , acepten a  $H_0$ . Concluyan que no hay autocorrelación.

### 5.5.2 PRUEBA DE AUTOCORRELACION BREUSCH – GODFREY

La prueba Breusch-Godfrey considera la existencia de autocorrelación de orden superior, tomando en cuenta una optimización mediante multiplicadores de Lagrange, el test permite identificar la correlación serial, el planteamiento de la hipótesis implica la no existencia de correlación, mientras que la hipótesis nula indica la existencia de autocorrelación de orden superior.

Se usa para detectar autocorrelación de cualquier orden, especialmente en aquellos modelos con o sin variables dependientes retardadas. Permite determinar si existe correlación en los residuos hasta un determinado orden. En el siguiente cuadro se desarrolla la prueba respectiva en cinco pasos.

**Cuadro 3: Prueba de Autocorrelacion Breusch-Godfrey**

Prueba de Breusch Godfrey o Prueba del Multiplicador de Lagrange (LM)	
<b>Planteo de Hipótesis</b>	
<b>H0 : <math>\rho_i = 0</math></b>	No existe autocorrelación positiva ni negativa de orden $i$ . $i=1,2,\dots,m$
<b>H1 : <math>\rho_i \neq 0</math></b>	Existe autocorrelación positiva o negativa de orden $i$ . $i=1,2,\dots,m$
<b>Nivel de Significación</b>	$\alpha = 0.05$
<b>Estadístico de Prueba</b>	$LM = (n-p)*R^2$ (número observaciones * R cuadrado)
<b>Estadístico de Tablas</b>	$\chi^2(\alpha, m) = \chi^2(5\%, 2)$
<b>Toma de Decisión</b>	Rechace a $H_0$ si Prob es menor o igual a 0,05 No rechace a $H_0$ si Prob es mayor que 0,05

**Fuente:** Elaboración Propia.

**Tabla 11: Prueba de Autocorrelacion Breusch-Godfrey**

VAR Residual Serial Correlation LM T...  
Null Hypothesis: no serial correlation ...  
Date: 06/02/19 Time: 20:50  
Sample: 2005Q1 2018Q4  
Included observations: 52

Lags	LM-Stat	Prob
1	12.64198	0.1795
2	14.13446	0.1176
3	10.04718	0.3467
4	9.035742	0.4340

Probs from chi-square with 9 df.

**Elaboración:** Propia a través del software “Eviews 8”

La prueba desarrollada indica que el modelo no sufre problemas de autocorrelación de orden superior, por lo tanto, existe eficiencia en la varianza de los estimadores. Según el test LM, el modelo no presenta problemas de autocorrelación, puesto que la probabilidad de aceptar la hipótesis nula es mayor a 10%

### 5.5.3 PRUEBA DE HETEROSCEDASTICIDAD

La prueba de White es una prueba general para detectar la heteroscedasticidad en los modelos de regresión lineal. Esta prueba especifica si los residuos tienen una varianza constante contra una varianza distinta. La prueba de heteroscedasticidad muestra si el modelo tiene problemas en la disponibilidad de los errores y si estos presentan ineficiencia, en el caso del modelo planteado la probabilidad Chi

Cuadrado, se encuentra por encima del 5%, consecuentemente el modelo es eficiente.

Otro supuesto del modelo de regresión lineal es que todos los términos errores tienen la misma varianza. Si este supuesto se satisface, entonces se dice que los errores del modelo son homocedásticos de lo contrario son heteroscedásticos.

**Cuadro 4: Prueba de Heterocedasticidad - Test de White.**

<b>TEST DE WHITE sin términos cruzados</b>	
<b>Planteo de Hipótesis</b>	
<b>H0 :</b>	Residuos homocedásticos
<b>H1 :</b>	Residuos heterocedásticos
<b>Nivel de Significación</b>	$\alpha = 0.05$
<b>Estadístico de Prueba</b>	$W = n \cdot R^2 =$ (Número observaciones por R cuadrado)
<b>Estadístico de Tablas</b>	$\chi^2(a, m) = \chi^2(5\%, 5)$
<b>Toma de Decisión</b>	Rechace a $H_0$ si Prob es menor o igual a 0,05 No rechace a $H_0$ si Prob es mayor que 0,05

**Fuente:** Elaboración Propia.

**Tabla 12: Prueba de Heterocedasticidad en niveles.**

VAR Residual Heteroskedasticity Tests: No Cross Terms (only levels and squares)  
Date: 06/02/19 Time: 20:50  
Sample: 2005Q1 2018Q4  
Included observations: 52

---

---

Joint test:

---

---

Chi-sq	df	Prob.
125.3739	120	0.3502

---

---

Individual components:

---

---

Dependent	R-squared	F(20,31)	Prob.	Chi-sq(20)	Prob.
res1*res1	0.326744	0.752246	0.7446	16.99071	0.6536
res2*res2	0.320351	0.730589	0.7664	16.65825	0.6750
res3*res3	0.637955	2.731236	0.0059	33.17366	0.0323
res2*res1	0.128429	0.228399	0.9995	6.678326	0.9976
res3*res1	0.500774	1.554809	0.1314	26.04027	0.1645
res3*res2	0.426364	1.152063	0.3533	22.17094	0.3313

---

---

**Elaboración:** Propia a través del software "Eviews 8"

De acuerdo a la probabilidad del estadístico Chi-cuadrado que es mayor al 5% se puede apreciar que la hipótesis nula demuestra la no existencia de heterocedasticidad en los errores, ni que la varianza de los errores tiene un comportamiento constante.

La prueba de White concluye que el modelo muestra una varianza común en los errores, por lo tanto, el modelo es homoscedástico. Los residuos son homocedásticos. La probabilidad conjunta (Joint test)  $0,3502 > 0,05$

#### **5.5.4 PRUEBA DE NORMALIDAD**

La prueba de normalidad es una prueba conjunta, donde se analiza la existencia de sesgo y Curtosis en cada una de las ecuaciones, de acuerdo al test realizado el modelo de vectores Autorregresivos tiene distribución normal y distribución multinormal. Por lo tanto, es posible advertir el cumplimiento de uno de los supuestos más importantes del modelo que se refiere a la prueba multivariada. En general al 5% los residuos tienen distribución multinormal.

El estadístico JB es una prueba asintótica de normalidad para grandes muestras Una prueba de normalidad es un proceso estadístico utilizado para determinar si una muestra o cualquier grupo de datos se ajusta a una distribución estándar normal. En nuestro caso, los residuos del modelo VAR.

El test de Jarque Bera analiza la relación entre el coeficiente de apuntamiento y la curtosis de los residuos de la ecuación estimada y los correspondientes de una distribución normal, de forma tal que si estas relaciones son suficientemente diferentes se rechazará la hipótesis nula de normalidad.

**Tabla 13: Prueba de Normalidad.**

VAR Residual Normality Tests  
Orthogonalization: Cholesky (Lutkepohl)  
Null Hypothesis: residuals are multivariate normal  
Date: 06/02/19 Time: 20:50  
Sample: 2005Q1 2018Q4  
Included observations: 52

Component	Skewness	Chi-sq	df	Prob.
1	-0.229624	0.456969	1	0.4990
2	-0.078420	0.053297	1	0.8174
3	-0.185363	0.297781	1	0.5853
Joint		0.808047	3	0.8475

Component	Kurtosis	Chi-sq	df	Prob.
1	3.966893	2.025577	1	0.1547
2	4.257250	3.424801	1	0.0642
3	2.345589	0.927883	1	0.3354
Joint		6.378261	3	0.0946

Component	Jarque-Bera	df	Prob.
1	2.482546	2	0.2890
2	3.478098	2	0.1757
3	1.225664	2	0.5418
Joint	7.186308	6	0.3040

**Elaboración:** Propia a través del software “Eviews 8”

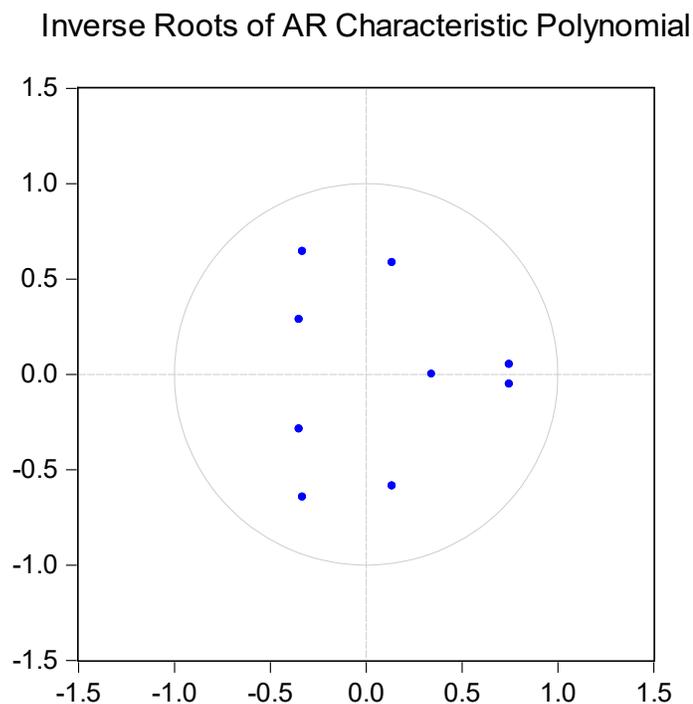
Según el test de normalidad, los residuos del modelo tienen distribución normal, la prueba muestra que el valor empírico es menor al valor por tablas, por lo tanto, existe evidencia que los residuos tienen distribución normal.

La prueba conjunta de la derecha indica que los residuos son marginalmente normales, por cuanto el p-value,  $0,3040 > 0,05$ .

## 5.6 ESTABILIDAD DE UN MODELO VAR

Uno de los aspectos más interesantes en la salida de un VAR es poder examinar la Raíz inversa del polinomio autorregresivo del VAR, esto actúa como un chequeo de la estabilidad del modelo estimado. Estas raíces se pueden representar en una tabla o como puntos en el círculo unitario, tal y como se ve en el gráfico siguiente:

**Gráfico 20: Estabilidad del Modelo VAR (Círculo Unitario).**



**Elaboración:** Propia a través del software "Eviews 8"

La representación gráfica de los "eigenvalues" muestra que todos los valores se encuentran dentro del círculo unitario y que ninguno de ellos se encuentra cercano al borde del círculo de la unidad, por las razones anteriores se deduce que el sistema es estable y estacionario.

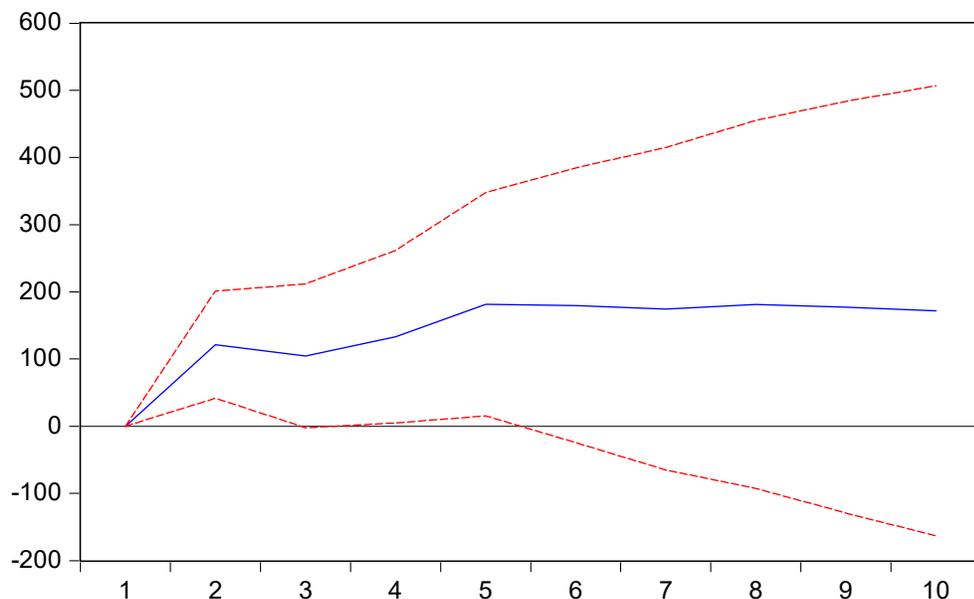
En conclusión, los residuos superan satisfactoriamente las pruebas de autocorrelación, heterocedasticidad, y estabilidad de los residuos, lo cual garantiza que los resultados de las estimaciones sean confiables.

## 5.7 FUNCION IMPULSO RESPUESTA

Las funciones de impulso respuesta que indican los comportamientos de las variables endógenas ante un choque estructural inicial en alguna de ellas (choque de un desvío estándar), en la Gráfica anterior se puede ver que las respuestas de las variables Ingresos frente a un choque de los Volúmenes y Precios de exportación correspondiente a cada mercado (Argentina y Brasil).

**Gráfico 21: Función Impulso – Respuesta acumulada (Respuesta de los INGRESOS ante un Shock de los PRECIOS ponderados).**

Accumulated Response of DLINGRESOS to Cholesky  
One S.D. DLPRECIO Innovation



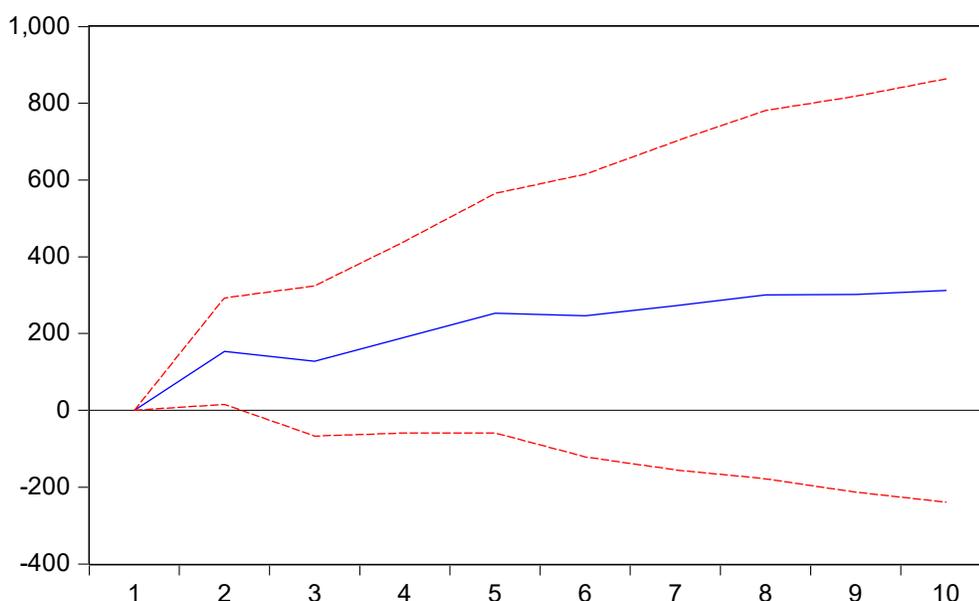
Elaboración: Propia a través del software "Eviews 8".

El Grafico anterior nos ayuda a interpretar que un shock de una desviación estándar de los precios de venta de Gas natural genera una reacción positiva; es decir, que se tiene un shock positivo de los precios ponderados sobre los ingresos del SPNF, esto da evidencia que el precio ponderado de los países Argentina y Brasil, tiene un efecto directo sobre los ingresos que se consideran en el SPNF que es significativo hasta el 5 trimestre posterior a ese periodo se vuelve no significativo.

Este resultado es compatible con el hecho que la formula de los contratos de gas a la Argentina y al Brasil tienen rezagos de 3 y 6 meses que a su vez se construyen mediante medias móviles que amortiguan aún más el efecto de la volatilidad del precio del petróleo. Este aspecto permite una mayor persistencia del impacto (positivo o negativo) de los precios de los contratos sobre los ingresos fiscales.

**Gráfico 22: Función Impulso – Respuesta acumulada (Respuesta de los INGRESOS ante un Shock de los VOLUMENES).**

Accumulated Response of DLINGRESOS to Cholesky  
One S.D. DLVOL Innovation



Elaboración: Propia a través del software "Eviews 8"

Según el gráfico anterior se entiende que un shock de una desviación estándar del volumen tiene un efecto significativo en los ingresos fiscales, pero de muy corta duración (2 trimestres). Este resultado se debe a que para fines de fiscalización y certificación de la producción y liquidación de regalías existe un rezago de 3 meses entre los volúmenes exportados y los ingresos fiscales que recibe el fisco.

Sin embargo, no se observa un efecto persistente del shock de volúmenes sobre los ingresos fiscales ya que la función impulso – respuesta tiende a ser negativa a partir del tercer trimestre.

Por cuanto se concluye que el choque de precios es más importante para explicar los ingresos fiscales que los choques de volúmenes.

### 5.7.1 ANALISIS DE LA DESCOMPOSICION DE LA VARIANZA.

Mientras que las funciones de impulso-respuesta miden el comportamiento de las variables endógenas a diferentes choques, el análisis de descomposición de la varianza permite distribuir la varianza del error de predicción de cada variable en función de sus propios choques y de las innovaciones en las restantes variables del sistema. En otros términos, ese análisis considera la importancia relativa de cada innovación aleatoria en el modelo VAR, de forma que la suma de estos porcentajes alcance a cien. Además, si una proporción importante de la varianza de una variable viene explicada por las aportaciones de sus propias perturbaciones, dicha variable será relativamente más exógena que otras, de forma que este análisis de la varianza puede ayudarnos a confirmar que el orden de “exogeneidad” que hemos introducido es correcto.

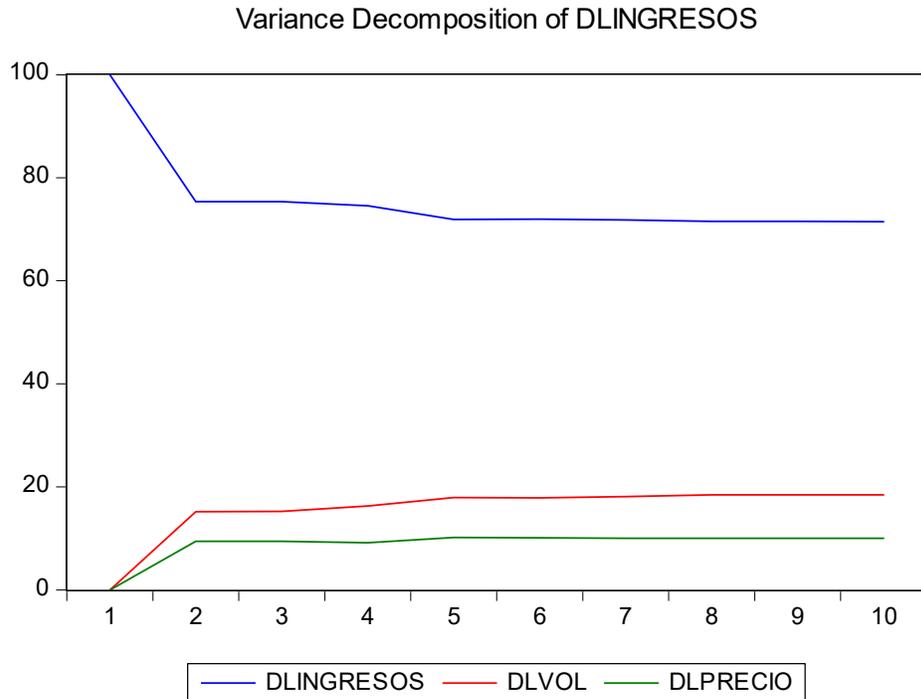
**Tabla 14: Descomposición de la Varianza para las variables del modelo (ING, VOL, PRECIO).**

Peri...	S.E.	DLINGRES...	DLVOL	DLPRECIO
1	335.7684	100.0000	0.000000	0.000000
2	394.2874	75.35825	15.18091	9.460838
3	398.8607	75.34194	15.23935	9.418715
4	415.3124	74.54688	16.29265	9.160467
5	422.8284	71.94059	17.90725	10.15216
6	423.2821	71.97567	17.89164	10.13269
7	425.2722	71.84386	18.10353	10.05260
8	426.2559	71.51625	18.45340	10.03034
9	426.3828	71.52236	18.44378	10.03386
10	426.7055	71.49558	18.46930	10.03512

Cholesky Ordering: DLINGRESOS DLVOL DLPRECIO

**Elaboración:** Propia a través del software “Eviews 8”

**Gráfico 23: Descomposición de la Varianza para las variables del modelo (INGRESOS, VOL, PRECIO)**



**Elaboración:** Propia a través del software “Eviews 8”

Según los gráficos que reflejan el análisis de la descomposición de la varianza del modelo tenemos que la varianza de los INGRESOS es principalmente afectada por sus propios shocks. Sin embargo, es destacable que el 20% de la varianza de los ingresos se asocian a la volatilidad de los volúmenes y cerca del 10% asociado al precio.

Estos resultados constatan que la variación de los ingresos fiscales depende de la variación de los precios y volúmenes de los hidrocarburos sin bien no de una manera tan elevada al menos de forma moderada.

## 5.8 VERIFICACION DE LA HIPOTESIS

Los resultados muestran que el impacto del precio del petróleo este contenido gracias a la fórmula del contrato que suaviza la volatilidad e incertidumbre de los mercados; cualquier shock en el precio del contrato tiene un efecto que se distribuye en 5 trimestres posteriores sobre los ingresos fiscales, en cambio los shocks de volúmenes impactan más rápidamente en 2 trimestres. La descomposición de la varianza muestra que la volatilidad de los ingresos por concepto venta del gas natural está explicada por la volatilidad de los volúmenes más que por la volatilidad del precio.

La volatilidad de los precios del Gas Natural genera shocks en cadena sobre el nivel de las exportaciones a nuestros socios comerciales como Brasil y Argentina que generan un aumento o disminución de recaudación por concepto de Renta Petrolera que luego se centraliza en los ingresos fiscales del país; y por ende generan un shock positivo o negativo en el SPNF de Bolivia generando un nivel de dependencia.

## **CAPITULO VI**

### **6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.**

#### **6.1 CONCLUSIONES**

En los últimos 13 años las cuentas fiscales de Bolivia han recibido el efecto de los cambios del precio del petróleo WTI. Y, por tanto, el desempeño macroeconómico en este periodo ha mostrado diversos resultados principalmente para los ingresos fiscales, específicamente por concepto de renta petrolera, es así que el resultado fiscal tiene un comportamiento deficitario, hasta el año 2005. Pero, a partir del año 2006 el resultado fiscal del SPNF reporta superávit por el alza de precios internacionales del crudo, no obstante del año 2014 el resultado fiscal reporta nuevamente déficit hasta el 2016; y en los últimos dos años no hubo un crecimiento significativo en términos de ingresos, atribuyéndose este desempeño a la disminución del precio del gas resultado del descenso del precio internacional del petróleo y por consecuencia la menor venta de Gas Natural a Brasil y Argentina, quienes son el único mercado externo al presente.

El modelo econométrico y los resultados basados en información estadística e histórica concluyen que el carácter de país primario exportador de Bolivia que hace que dependamos de los ingresos de materias primas, no necesariamente se cumpla para fines de recaudación fiscal. El presente documento refleja que la dependencia es menor a la que se podría deducir. La razón radica en que la mayor parte de los ingresos del sector público en los últimos años provienen de fuente interna, es decir del sector tributario (el más importante) y no únicamente de las exportaciones de hidrocarburos (Gas Natural específicamente).

Los resultados muestran que el impacto del precio del petróleo este contenido gracias a la fórmula del contrato que suaviza la volatilidad e incertidumbre de los mercados; cualquier shock en el precio del contrato tiene un efecto que se distribuye en 5 trimestres posteriores sobre los ingresos fiscales, en cambio los shocks de volúmenes impactan más rápidamente en 2 trimestres. Los ingresos del Gas están explicados por la volatilidad de los volúmenes más que por la volatilidad del precio. Pero que ambos en conjunto sólo representan 30% de esas fluctuaciones. Según el modelo econométrico y a través de las funciones impulso respuesta se refleja que las variables identificadas guardan relación y registra el proceso de transmisión del efecto de los ascensos o descensos del precio del petróleo que aumenta los ingresos fiscales por el aumento de los precios de exportación del gas natural a los socios comerciales.

Es importante mencionar que la volatilidad del precio del petróleo es atenuada por la formula (rezagos, y media móvil) del contrato de venta de gas y; por tanto, las fluctuaciones del precio del petróleo impactan moderadamente en los precios de los contratos y estos a su vez moderadamente en los ingresos fiscales.

En ese sentido es que la economía boliviana, si es dependiente de la volatilidad de los precios del Gas Natural, que están fuera del alcance de las decisiones de política económica de nuestro país, pero en el contexto de que tal volatilidad genera mayor incertidumbre fiscal para el gasto y el presupuesto, que afecta fundamentalmente a los gobiernos autónomos y no así específicamente al gobierno central.

## 6.2 RECOMENDACIONES

Se recomienda diseñar una política hidrocarburífera consistente con las necesidades del país, que garantice, por una parte, la reposición de reservas mediante procesos de exploración de hidrocarburos y, por otra, que permita abrir nuevos mercados a fin de asegurar ingresos sostenibles a mediano y largo plazo que financien el desarrollo de otros sectores económicos, considerando que los mercados; considerando la apertura de mercado externo para el Gas Natural, considerando que con uno de los mercados (Brasil) el contrato de exportación está a punto de finalizar (Julio, 2019); hay menor demanda por falta de crecimiento de las economías y sobre todo, porque ya tienen una mayor producción en ambos países (pozos de Vaca Muerta y Presal); por lo que se deduce que es una cuestión de mercados, y ya no de capacidad de producción la que explica la caída de ingresos fiscales por hidrocarburos.

Resulta imperiosa la necesidad de contar con políticas económicas y sociales orientadas a la diversificación económica con otros sectores productivos como por ejemplo la agricultura generando productos con valor agregado a través de la industrialización no solo fomentando el crecimiento evidente en el oriente sino en el occidente.

Es importante considerar la creación de mecanismos eficientes de transferencia de recursos que se generan por la explotación de recursos naturales; las transferencias a hogares como el gasto público es tan alto y significativo que no da lugar a la reinversión en otros sectores productivos con intención de desarrollo económico.

## **BIBLIOGRAFIA**

Arroyo, A., Cossio F. (2015). Impacto Fiscal de la Volatilidad del Precio del Petróleo en América Latina y El Caribe. Estudio sobre las causas y las consecuencias de la caída de los precios del petróleo y análisis de opciones de política para encaminar sus impactos. LUGAR: CEPAL.

Chávez, G. (2013). Ingresos Fiscales por Explotación de Hidrocarburos en Bolivia. Lugar: Banco Interamericano de Desarrollo.

Fundación Jubileo (2015). Situación de la Renta Petrolera Estatal. Debate Público, N°31.

Fundación Milenio (2016). Caída de Ingresos Petroleros e Insostenibilidad Fiscal. Informe Nacional de Coyuntura N°324.

De Gregorio, J. (2007). Macroeconomía Teoría y Políticas. México: Pearson - Prentice Hall. N°1.

Decreto Supremo, D.S. N° 28701". Nacionalización de los Hidrocarburos, Gaceta Oficial, La Paz, Bolivia, fecha y año.

Fundación Jubileo (2012). Volatilidad por Ingresos de Hidrocarburos.

Medinaceli, M. (2016). Impacto en Bolivia de la caída de los precios del petróleo, La Paz: Fundación Milenio.

Ley de Hidrocarburos N° 3058, Gaceta Oficial, La Paz, Bolivia, 17 de mayo del 2005.

Ortiz, A. (2018). Estimación de Reservas de Gas de Bolivia, Al 31 de diciembre de 2017, con el apoyo técnico independiente, Edición electrónica:

<http://www.energypress.com.bo/wpcontent/uploads/2018/05/Reservas-de-Gas-de-Bolivia-al-31-Dic-2017.pdf>

Torres Gaytan, Ricardo (1992). Teoría del Comercio Internacional

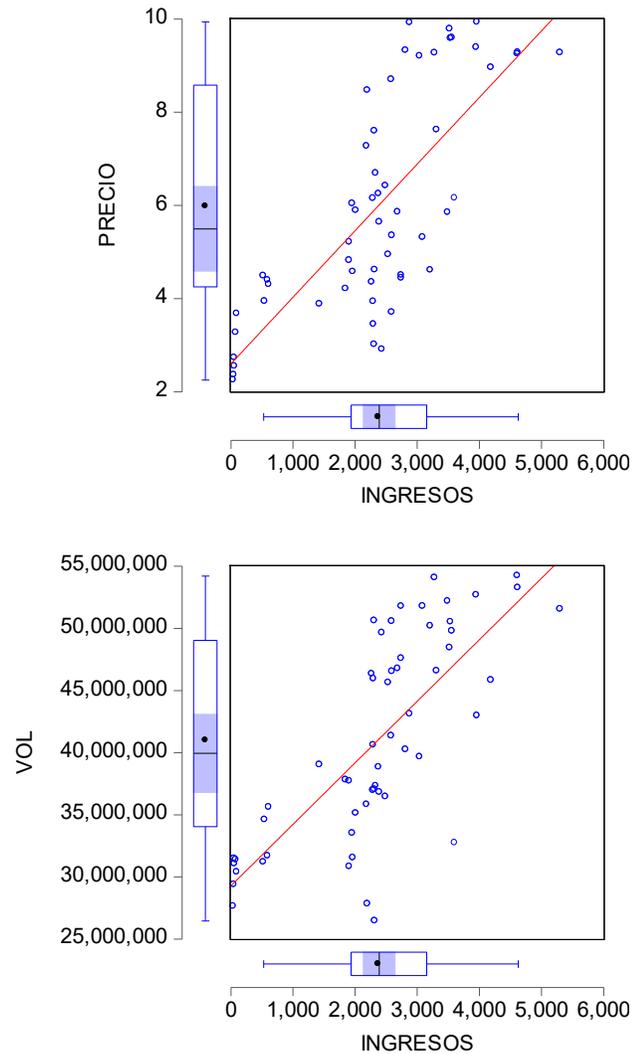
J.C. Gómez Sabanini, J.P. Jiménez y D. Morán (2015). El impacto fiscal de los recursos naturales no renovables en los países de América Latina. Santiago de Chile, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL)

Musgrave, Richard (1969). Hacienda Pública: Teórica y Aplicada

Jeffrey D. Sachs (1994). Macroeconomía en la economía global.

## ANEXOS

### Anexo 1: Representación Grafica del Modelo VAR (INGRESOS, VOL, PRECIO)



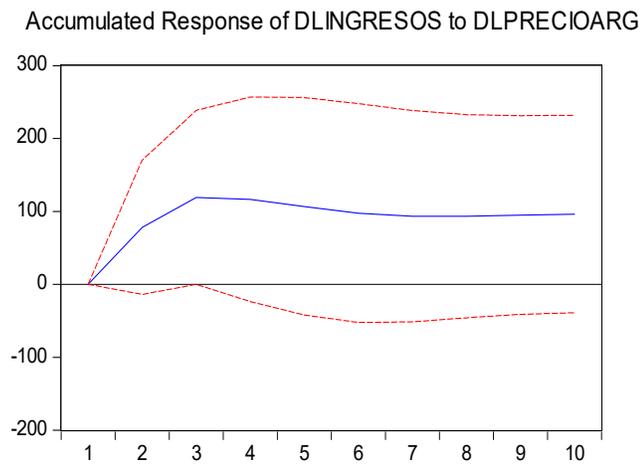
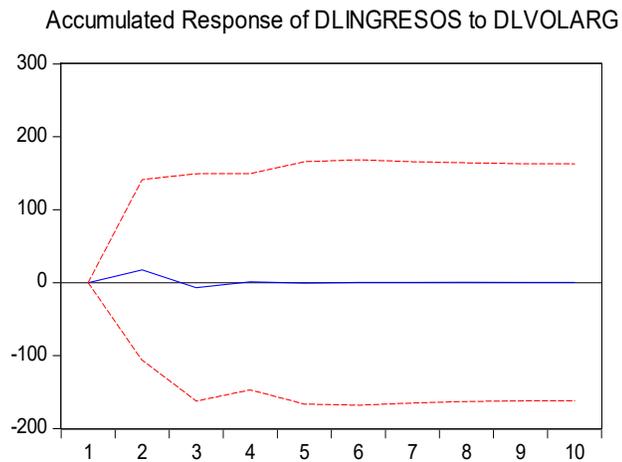
**Elaboración:** Propia a través del software “Eviews 8”

Existe un alto nivel de dispersión en las variables que intervienen en el modelo, sin embargo, estas muestran un nivel de significancia importante en el modelo econométrico además de ver las relaciones de las variables de VOLUMEN Y PRECIO con la variable dependiente INGRESOS.

## MODELO COMPLEMENTARIO DE LOS MERCADOS DE EXPORTACIÓN DE GAS NATURAL (ARGENTINA Y BRASIL)

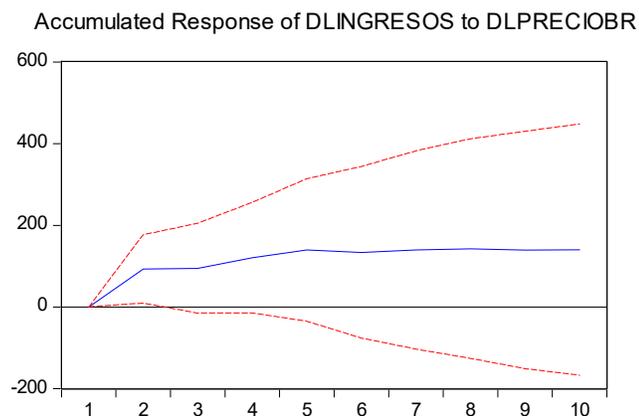
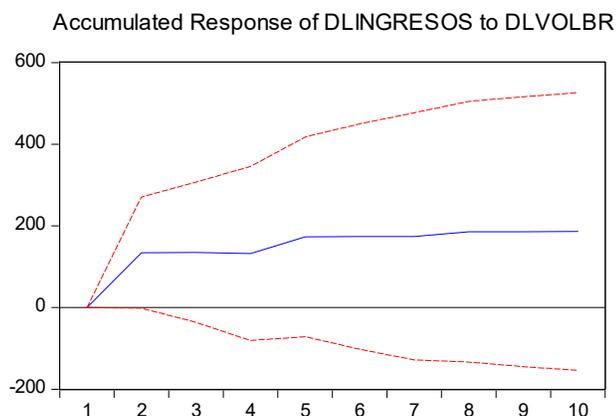
### Anexo 2: Funciones Impulso Respuesta de las variables VOL y PRECIO sobre los INGRESOS por mercado de exportación (Argentina y Brasil).

Accumulated Response to Cholesky One S.D. Innovations  $\pm 2$  S.E.



Elaboración: Propia a través del software "Eviews 8"

Accumulated Response to Cholesky One S.D. Innovations  $\pm 2$  S.E.



**Elaboración:** Propia a través del software “Eviews 8”

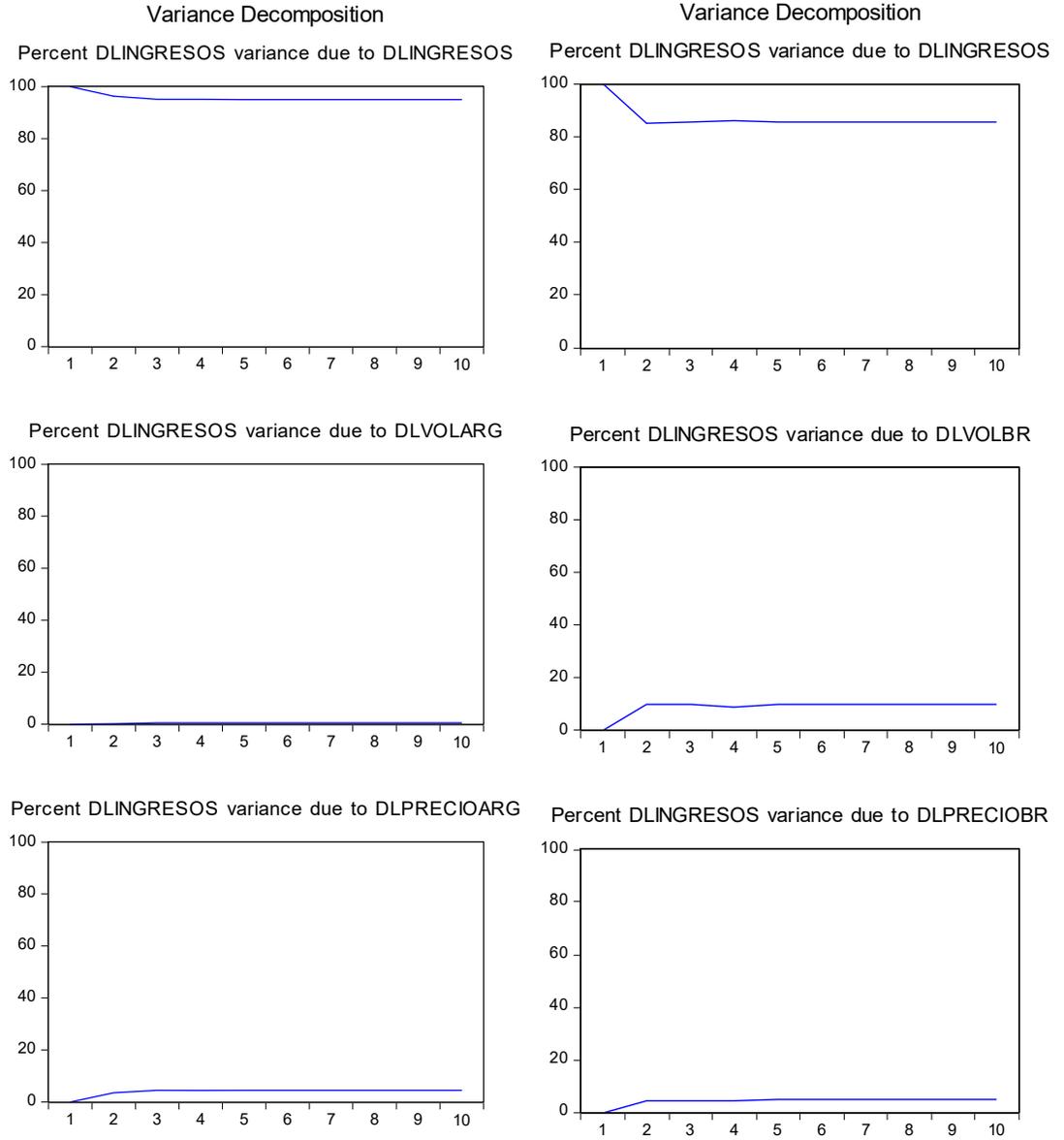
Los modelos VAR permiten estimar las funciones de impulso respuesta que indican los comportamientos de las variables endógenas ante un choque estructural inicial en alguna de ellas (choque de un desvío estándar), en la Gráfica anterior se puede ver que las respuestas de las variables Ingresos frente a un choque de los Volúmenes y Precios de exportación correspondiente a cada mercado (Argentina y Brasil).

El primer panel muestra la respuesta de los INGRESOS frente a su propio choque, mientras que los restantes paneles muestran las respuestas de los INGRESOS, frente a un choque de los volúmenes de

exportación y de los precios. Es importante notar la diferencia que existe a nivel de shocks a través de las funciones Impulso – Respuesta, ya que podemos concluir que el mercado de Brasil es más determinante y significativo cuando analizamos los INGRESOS que percibe el SPNF por la volatilidad de las variables de este mercado.

Según la función IR los volúmenes de exportación del mercado de Argentina son poco significativos (casi al nivel de 0) respecto a los INGRESOS por renta petrolera que se capta en el SPNF; en cambio el mercado de Brasil en términos de Volumen y Precio tiene mayor participación en la variable dependiente que se analiza en la presente investigación.

**Anexo 3: Grafico de análisis de la Descomposición de las variables VOL, PRECIO e INGRESOS por mercado de exportación (Argentina y Brasil).**



**Elaboración:** Propia a través del software "Eviews 8"

**Anexo 4: Tabla de análisis de la Descomposición de las variables VOL, PRECIO e INGRESOS por mercado de exportación (Argentina y Brasil).**

**ARGENTINA**

Period	S.E.	DLINGRESOS	DLVOLARG	DLPRECIOARG
1	398.2419	100.0000	0.000000	0.000000
2	416.8567	96.31233	0.175691	3.511981
3	419.5823	95.06538	0.507117	4.427505
4	421.8613	95.07932	0.536695	4.383981
5	422.1150	95.03203	0.537547	4.430421
6	422.2595	94.98771	0.537417	4.474869
7	422.2871	94.97789	0.537361	4.484749
8	422.2894	94.97791	0.537384	4.484702
9	422.2925	94.97653	0.537391	4.486082
10	422.2953	94.97570	0.537384	4.486918

**Elaboración:** Propia a través del software "Eviews 8"

**BRASIL**

Period	S.E.	DLINGRESOS	DLVOLBRD	DLPRECIOBR
1	380.1811	100.0000	0.000000	0.000000
2	428.5422	85.51280	9.791364	4.695834
3	428.9673	85.53924	9.772427	4.688331
4	446.8728	86.33253	9.009424	4.658049
5	450.8797	85.58731	9.663152	4.749542
6	450.9892	85.57608	9.658813	4.765108
7	452.2991	85.64230	9.603017	4.754686
8	452.6455	85.59372	9.653675	4.752601
9	452.6693	85.58990	9.652666	4.757432
10	452.7587	85.59510	9.648960	4.755941

**Elaboración:** Propia a través del software "Eviews 8"

Según los gráficos y datos anteriormente mostrados se puede concluir que para el caso de Argentina el Volumen de exportación no es significativo en la comparación con respecto a los INGRESOS durante

todo el periodo de análisis; caso totalmente contrario al de Brasil donde los Volúmenes de Exportación toman mayor importancia sobre el efecto en INGRESOS, esto puede ser explicado en términos de participación sobre los ingresos del SPNF ya que la mayor captación por Renta Petrolera viene de la demanda de Gas del mercado brasilero, sus niveles de demanda y nominación son más altos en promedio respecto a los de Argentina durante el periodo de investigación.

En el caso de los PRECIOS, el comportamiento de ambos países es similar y tiene una tendencia paralela, debido a que los precios en promedio por país no difieren en gran medida por los contratos entre las petroleras y YPFB.

**Anexo 5: Participación del Sector Hidrocarburos en el PIB. Periodo 2000 - 2017**

<b>Año</b>	<b>PARTICIPACION DE LOS HIDROCARBUROS EN EL PIB (%)</b>
2000	3.2
2001	3.3
2002	3.4
2003	4.3
2004	6.1
2005	6.4
2006	6.4
2007	6.5
2008	5.7
2009	5
2010	5.2
2011	5.9
2012	7.3
2013	7.9
2014	7.2
2015	4.8
2016	3.1
2017	3.5

**Fuente:** Instituto Nacional de Estadística (INE)

## GLOSARIO DE TERMINOS

---

### C

#### **Commoditie**

Son bienes que han sufrido poca elaboración, a los que se le ha añadido poco o nulo valor agregado · 6

---

### E

#### **Exportación**

Es la actividad comercial que consiste en vender recursos, productos y servicios a otro país. · 34

---

### F

#### **Finanzas Públicas**

Esta rama de la economía se encarga de analizar la obtención, gestión y administración de fondos. Lo público, por su parte, hace referencia a aquello que es común a toda la sociedad o de conocimiento general. · 24

---

### G

#### **Gas natural**

Es una mezcla de gases compuesta principalmente por metano. Se trata de un gas combustible que proviene de formaciones geológicas, por lo que constituye una fuente de energía no renovable. · 50

---

### I

#### **Industrialización**

La industrialización se genera en un sector en específico y se fundamenta en el desarrollo de maquinarias, técnicas y procesos de trabajo con el fin de producir más en menos tiempo, así como en el crecimiento económico que busca maximizar los beneficios y los resultados del Producto Interno Bruto (PIB) · 34

---

**M****Maximización**

Término que refiere a la búsqueda del máximo rendimiento. La maximización consiste en aprovechar o explotar todo lo posible ciertos recursos o funciones. · 23

---

**P****Patentes**

Es un pago que efectúa una o más empresas petroleras participantes en el contrato, por el uso exclusivo o aprovechamiento de un bien o recurso público por un lapso definido de tiempo. · 60

**PIB**

Producto Interno Bruto, que es el valor de todos los bienes y servicios finales producidos en un país en un periodo determinado. · 5

---

**R****REGALIAS**

Es una compensación económica obligatoria pagadera destinada para la administración del Estado, en dinero o en especie, en favor de los departamentos productores por la explotación de sus recursos naturales no renovables. · 58

**Renta Petrolera**

Es la diferencia entre el valor de los hidrocarburos extraídos del subsuelo a precios de venta en el mercado internacional menos los costos de extracción · 58

Es\ la diferencia entre el valor de los hidrocarburos extraídos del subsuelo a precios de venta en el mercado internacional menos los costos de extracción · 58

---

**S****SPNF**

Sector Publico No Financiero es el grupo de entidades publicas que conforman el Presupuesto General del Estado. · 3

---

**V****Volatilidad**

Es el término que mide la variabilidad de las trayectorias o fluctuaciones de los precios, de las rentabilidades de un activo financiero, de los tipos de interés y, en general, de cualquier activo financiero en el mercado. · 1

---

**W****WTI**

West Texas Intermediate (WTI) es un promedio del petróleo producido en los campos occidentales del estado de Texas (USA). El WTI es un crudo considerado liviano y, también, "dulce" por su bajo contenido de sulfuro, por lo que su precio es, en el promedio, superior al de otros tipos de crudo. · xii