

POLÍTICA ENERGÉTICA  
ARGENTINA DURANTE EL  
PERÍODO  
2014 A 2018

Víctor Bravo  
vbravo@fundacionbariloche.org.ar

Documento de Trabajo

Departamento de Economía Energética

Documento de Trabajo | Diciembre 2018

Este trabajo es fruto de investigaciones internas realizadas por el (los) autor(es). Las opiniones vertidas en este trabajo son, sin embargo, responsabilidad exclusiva del (de los) autor(es) y de ningún modo pretenden reflejar las de la Institución.

Copyright © (2018 ) Fundación Bariloche. Todos los derechos reservados. Pequeñas secciones de este trabajo, que no excedan de dos párrafos, pueden ser citadas sin autorización previa de Fundación Bariloche, siempre y cuando se cite a plenitud la fuente, incluido el símbolo ©.

[www.fundacionbariloche.org.ar](http://www.fundacionbariloche.org.ar)

Av. Bustillo 9500 - (R8402AGP) S.C. de Bariloche - Río Negro - Argentina - Tel. / Fax: (54-294) 446-2500  
Piedras 482 - Piso 2º H - (C1070AAJ) - Ciudad Autónoma de Buenos Aires - Argentina - Tel. / Fax: (54-11) 4331-2021/23

## INDICE

	Pág.
<b>A. EL PORQUÉ DE ESTE DOCUMENTO.....</b>	<b>1</b>
<b>B. SÍNTESIS DE LOS COMENTARIOS .....</b>	<b>2</b>
B1. La Planificación Energética .....	2
B2. El Petróleo Crudo y sus Derivados.....	2
B3. Gas Natural.....	4
B4. Vaca Muerta.....	10
B5. Gas Licuado de Petróleo.....	13
B6. Gas Natural Comprimido (GNC) .....	14
B7. Energía Eléctrica .....	15
B8. La Energía Nuclear.....	19
B9. Carbón Mineral.....	21
B10. Las Energías Renovables.....	22
B11. Los Contratos de Participación Pública Privada (PPP) .....	24
B12. La Energía Distribuida.....	26
B13. El Uso Racional y Eficiente de la Energía (UREE) .....	26
B14. Los Precios y las Tarifas de los Energéticos .....	27
B14.1 Las tarifas de Gas Natural .....	27
B14.2 Las Tarifas de Electricidad.....	28
B14.3 Algunos efectos de los TARIFAZOS .....	28
B14.4 El Impuesto a los Combustibles .....	29
B14.5 Los Precios del Petróleo Crudo y de sus derivados.....	30
B14.6 Los Precios del GLP .....	31
B14.7 Precios de los Biocombustibles.....	31
B15. Los Subsidios .....	32
B16. La Matriz Energética.....	33
B17. Lineamientos para otra Política Energética .....	33
<b>1. CONTENIDO .....</b>	<b>40</b>
<b>2. ALGO, MUY BREVE, DE “IDEOLOGÍA” .....</b>	<b>42</b>
<b>3. LA PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA.....</b>	<b>44</b>
3.1. Algunos conceptos.....	44
3.2. ¿Tiene el actual gobierno un Plan Energético?.....	44
<b>4. LOS HIDROCARBUROS.....</b>	<b>48</b>
4.1. El Petróleo y derivados .....	48
4.1.1 Algunos datos .....	48
4.1.2 Algunas reflexiones.....	49
4.2. El Gas Natural .....	62
4.2.1 Algunos datos .....	62
4.2.2 Algunas reflexiones.....	63
4.3. Vaca Muerta .....	76
4.3.1 Generalidades .....	76
4.3.2 Las Producciones de Petróleo y Gas Natural de Vaca Muerta .....	79
4.3.3 Las concesiones en Vaca Muerta .....	79
4.3.4 Los interrogantes y preocupaciones .....	84
4.4. Gas Licuado de Petróleo .....	86
4.4.1 Algunos datos .....	86
4.4.2 Algunas reflexiones.....	87
4.5. Gas Natural Comprimido (GNC).....	88
4.5.1 Algunos datos .....	88
4.5.2 Algunas Reflexiones .....	89
<b>5. ENERGÍA ELÉCTRICA .....</b>	<b>91</b>
5.1. Algunos datos .....	91
5.2. Algunos comentarios.....	99
<b>6. CARBÓN MINERAL.....</b>	<b>105</b>
6.1. Algunos datos .....	105
6.2. Algunos Comentarios .....	105

---

<b>7. ENERGÍA NUCLEAR – URANIO</b> .....	<b>107</b>
7.1. Algunos datos generales.....	107
7.2. Algunos problemas.....	108
<b>8. LAS FUENTES RENOVABLES</b> .....	<b>110</b>
8.1. Algunos aspectos generales .....	110
8.2. Algunos datos por Fuente Energética Renovable.....	112
8.3. Los Planes.....	112
8.3.1 El RENOVAR .....	113
8.3.2 El PROBIOMASA.....	117
8.3.3 El MATER.....	117
8.3.4 Los Contratos PPA (Contratos de Compra de Energía) .....	120
8.3.5 El PERMER.....	120
8.3.6 Comentarios.....	121
8.3.7 Los Contratos de Participación Pública Privada (PPP).....	123
8.3.8 La Energía Distribuida .....	125
<b>9. EL USO RACIONAL Y EFICIENTE DE LA ENERGÍA (UREE)</b> .....	<b>130</b>
9.1. Antecedentes del gobierno anterior .....	130
9.2. El Gobierno actual .....	131
9.2.1 Las acciones .....	131
9.3. Comentarios .....	132
<b>10. LOS PRECIOS Y TARIFAS DE LOS ENERGÉTICOS</b> .....	<b>134</b>
10.1. Las políticas y estructuras tarifarias y los subsidios.....	134
10.2. Algo sobre las tarifas del Gas Natural y Electricidad.....	137
10.3. El Impuesto a los Combustibles.....	142
10.4. Los precios del Petróleo Crudo y de sus derivados.....	146
10.5. Los Precios del GLP.....	148
10.6. Precios de los Biocombustibles .....	148
<b>11. LOS SUBSIDIOS ENERGÉTICOS</b> .....	<b>150</b>
11.1. Algunos conceptos relacionados con los Subsidios .....	150
11.2. Los Subsidios en el anterior Gobierno .....	152
11.3. El actual Gobierno .....	153
<b>12. LA MATRIZ ENERGÉTICA</b> .....	<b>155</b>
12.1. Algunos datos .....	155
12.2. Algunos comentarios.....	157
<b>13. BIBLIOGRAFÍA</b> .....	<b>158</b>

---

## ÍNDICE DE CUADROS

	PÁG.
Cuadro Nº 4.1.1.1. Algunos Datos Físicos del PE y DP .....	48
Cuadro Nº 4.1.1.2. Comercio Exterior de Petróleo y Derivados .....	48
Cuadro Nº 4.1.1.3. Comercio Exterior de Petróleo y Derivados .....	49
Cuadro Nº 4.1.1.4. Evolución de la producción de Petróleo por operador .....	56
Cuadro Nº 4.1.1.5. Balance de las Naftas.....	59
Cuadro Nº 4.1.1.6. Balance de los Gasoil (10 <sup>3</sup> TEP).....	59
Cuadro Nº 4.2.1.1. Reservas y producción de GN.....	62
Cuadro Nº 4.2.1.2. Ventas.....	63
Cuadro Nº 4.2.1.3. Importaciones y Exportaciones de GN .....	63
Cuadro Nº 4.2.1.4. Balanza Comercial GN .....	63
Cuadro Nº 4.2.1.5. Evolución de la producción de Gas por operador .....	64
Cuadro Nº 4.3.1.1. Recursos de Gas No Convencional .....	78
Cuadro Nº 4.3.1.2. Recursos de Petróleo No convencional.....	78
Cuadro Nº 4.3.2.1. Producción de Petróleo No Convencional.....	79
Cuadro Nº 4.3.2.2. Producción de GN No Convencional .....	79
Cuadro Nº 4.4.1.1. Oferta y demanda de GLP .....	87
Cuadro Nº 4.5.1.1. Características de la Flota Automotor Argentina 2015- 2017 .....	88
Cuadro Nº 4.5.1.2. Flota de Vehículos por tipo de combustible 2015-2017.....	89
Cuadro Nº 4.5.1.3. Evolución del Consumo de GNC: 2015-2017 .....	89
Cuadro Nº 5.1.1. Potencial hidroeléctrico diciembre 2017 .....	91
Cuadro Nº 5.1.2. Situación de proyectos futuros hidroeléctricos.....	91
Cuadro Nº 5.1.3. Nómina de las centrales hidroeléctricas en operación a septiembre 2017 .....	92
Cuadro Nº 5.1.4. Aprovechamientos hidroeléctricos a construir, según el actual gobierno .....	95
Cuadro Nº 5.1.5. Potencia instalada en (MW) .....	95
Cuadro Nº 5.1.6. Potencia instalada y potencia disponible - Año 2014 - (MW) .....	95
Cuadro Nº 5.1.7. Potencia instalada y potencia disponible - Año 2017 - (MW) .....	95
Cuadro Nº 5.1.8. Potencia disponible sobre potencia instalada y reserva - Año 2017 - (%) .....	96
Cuadro Nº 5.1.9. Reserva de potencia de sistema .....	96
Cuadro Nº 5.1.10. Demanda por tipo de destino - GWH .....	96
Cuadro Nº 5.1.11. Generación - GWH.....	96
Cuadro Nº 5.1.12. Generación otras renovables - (GWH) .....	96
Cuadro Nº 5.1.13. Demanda del mercado eléctrico mayorista por tipo de usuario – GWH.....	97
Cuadro Nº 5.1.14. Facturación de Electricidad por sector de consumo (GWH) .....	97
Cuadro Nº 5.1.15. Número de usuario (Nº) .....	97
Cuadro Nº 5.1.16. Facturación por provincias (%) .....	97
Cuadro Nº 5.1.17. Consumo combustibles generación EE del servicio público. Precio de los Combustibles (%)..	97

---

Cuadro Nº 5.1.18. Energéticos para generación Electricidad del servicio público (10 <sup>3</sup> TEP) .....	98
Cuadro Nº 5.1.19. Energéticos para la generación de Electricidad del servicio público (%).....	98
Cuadro Nº 5.1.20. Generación servicio público y autoproducción de Electricidad - (10 <sup>3</sup> TEP).....	98
Cuadro Nº 5.1.21. Precio MONÓMICO del mercado spot horario sin cargos por transporte .....	98
Cuadro Nº 5.1.22. Longitud de las líneas de transporte - (Km).....	99
Cuadro Nº 5.1.23. Evolución de la potencia de los transformadores - (MVA).....	99
Cuadro Nº 5.1.24. Fallas anuales en redes de transporte.....	99
Cuadro Nº 6.1.1. Datos de Carbón Mineral - 10 <sup>3</sup> TEP .....	105
Cuadro Nº 7.1.1. Combustibles nucleares (10 <sup>3</sup> TEP) .....	107
Cuadro Nº 8.1.1. Potenciales de las Energía Renovables.....	110
Cuadro Nº 8.1.2. Balance Energético de la Leña, el Bagazo, los Residuos de Biomasa (10 <sup>3</sup> TEP).....	111
Cuadro Nº 8.1.3. Balance Energético BIOETANOL. Biodiesel (10 <sup>3</sup> TEP).....	111
Cuadro Nº 8.3.1.1. Proyectos Rondas: 1, 1,5 y 2 de RENOVAR.....	116
Cuadro Nº 8.3.1.2. Precios de los contratos por fuente .....	116
Cuadro Nº 8.3.3.1. Cargos por comercialización.....	119
Cuadro Nº 8.3.3.2. Cargos por Administración .....	119
Cuadro Nº 10.2.1. Precios del Gas Natural Promedio de Cuencas Argentinas .....	138
Cuadro Nº 10.2.2. Tarifas eléctricas por tipo de usuario (milésimo de USD/KWH).....	139
Cuadro Nº 10.3.1. Impuesto a los combustibles como porcentaje del precio final de cada producto (%) .....	142
Cuadro Nº 10.3.2. Destino de los fondos del impuesto a los combustibles antes de la convertibilidad (%).....	142
Cuadro Nº 10.3.3. Destino de los fondos del impuesto a los combustibles después de la convertibilidad (1966) (%).....	142
Cuadro Nº 10.3.4. Distribución de los impuestos a los combustibles.....	144
Cuadro Nº 10.3.5. Montos fijos del Impuesto según la modificación de la Ley 23.966.....	144
Cuadro Nº 10.3.6. Gravamen al dióxido de carbono .....	145
Cuadro Nº 10.4.1. Precios del Petróleo Crudo.....	146
Cuadro Nº 10.4.2. Precios de los Derivados de Petróleo .....	146
Cuadro Nº 10.5.1. Precio de la Garrafa de 10 KGR .....	148
Cuadro Nº 10.6.1. Precio de los Biocombustibles.....	148
Cuadro Nº 11.1. Monto de los Subsidios Energéticos entre los años 2016 y 2018 .....	153
Cuadro Nº 12.1.1. Consumo Final más Consumo Propio .....	155
Cuadro Nº 12.1.2. Consumo Final más Consumo Propio .....	156
Cuadro Nº 12.1.3. Energéticos para la generación de Electricidad del servicio público.....	156
Cuadro Nº 12.1.4. Indicadores de la Matriz Energética .....	156

---

Este Trabajo está dedicado a todos los amigos y amigas de Fundación Bariloche, académicos /as,  
técnicos/as y administrativos/as

Un grupo humano extraordinario

San Carlos de Bariloche, Diciembre 2018

---

## **A. EL PORQUÉ DE ESTE DOCUMENTO**

La política energética es un tema apasionante, no tanto como el fútbol, y resulta conveniente, habiendo vivido varias versiones, analizar la vigente a fines de los años 2018.

Pareció necesario dejar un documento de esta época que pueda ser útil a los que se inquietan por el destino del País.

Por eso hay mucho texto, no tantos cuadros y ningún gráfico.

Si esto hubiera sido un PowerPoint la falta de ilustraciones, esquemas, elementos dinámicos, sería imperdonable. Quizá porque el autor no sabe hacerlos bien.

El autor pertenece a otra generación que se metía en los textos.

Se hizo lo mismo, que se hace aquí, con lo que pasó en Argentina desde los 60 y fue pormenorizado el análisis que se efectuó con Robert Kozulj y Nicolás Di Sbroiavacca de los 90. Luego, el autor sólo, de lo acontecido en los 2000 hasta el 2015 y ahora, también sólo, sobre lo que se está viviendo.

Algunos dicen que esta es una época de grandes cambios. Pero realmente grandes cambios fueron los de la década del 90. Allí se hizo un giro de 180 grados y ahora se retoma ese rumbo.

Por supuesto, en este documento, hay explícita e implícita una ideología, que el autor bebió en el Evangelio, aprendió en el CONADE de los 65 y confirmó en Fundación Bariloche.

Por supuesto nada de lo que diga o deje de decir aquí compromete a Fundación Bariloche.

Todo es responsabilidad del que esto escribe.

---

## **B. SÍNTESIS DE LOS COMENTARIOS**

Si bien los comentarios figuran en los distintos párrafos del texto, por lo general luego de la información numérica, se ha creído conveniente resumirlos aquí para los que no se aventuren a seguir leyendo el extenso texto.

Al final se dirá algo sobre lineamientos de una política alternativa.

Primero hay que situarse en el contexto socioeconómico del país en el período en análisis.

Una fundamentación de esa situación, mercería, por si sola un nuevo documento que deberían elaborar, por ejemplo, economistas o politólogos.

Aquí se harán al respecto algunas afirmaciones, se cree, sustentadas en numerosos indicadores sociales y económicos disponibles por ejemplo en el INDEC.

Así: la caída de actividad económica, la desindustrialización, la PRIMARIZACIÓN de la economía, la desocupación, la inflación, la Balanza Comercial deficitaria, el incremento de la pobreza, la indigencia y la marginación, el fuerte endeudamiento externo, la fuga de capitales, la caída del poder adquisitivo de los salarios y de las jubilaciones, más empleo en negro, el retroceso en el apoyo a la educación a la Ciencia y a la Tecnología.

Por supuesto, no todas aparecieron en el actual gobierno, algunas vienen de antes, pero se habrían acentuado.

Los comentarios que se harán a continuación son afirmaciones que se supone fueron fundamentadas en el núcleo duro del texto.

### **B1. La Planificación Energética**

- i) No hay Planificación energética ni Plan Energético. Hay Escenarios Energéticos y cada área, de la actual Secretaria de Energía y Minería, parecería comportarse como un departamento estanco con sus propios objetivos y estrategias sin demasiada coordinación.
- ii) Esto implica, además, la necesidad de una Planificación socioeconómica, que sirva de marco a la Planificación Energética, no como un corsé inamovible sino como una guía que indique el rumbo a seguir.
- iii) El denominado Plan Energético a 2030 parece destinado a ofrecer a los inversores externos oportunidades de negocio como si el país estuviera de remate y Vaca Muerta fuera la "joya de la abuela" a vender.

### **B2. El Petróleo Crudo y sus Derivados**

#### **i) Las Reservas comprobadas**

Se evidencia un casi abandono de la búsqueda de Petróleo "convencional" y se han puesto buena parte de los esfuerzos en la confirmación de los No Convencionales de Vaca Muerta.

La licitación de áreas para la exploración en el Mar Argentino (OFFSHORE) no privilegia a la empresa petrolera nacional (YPFSA), ni se vislumbra pueda servir para capacitar a los técnicos



---

argentinos en esta poco conocida tarea en Argentina, con el agravante de la gran extensión de la plataforma. Es decir, se estarían entregando los posibles recursos de Hidrocarburos marinos a empresas extranjeras y sólo quedarían regalías, impuesto a las ganancias y algo de empleo no demasiado calificado.

**ii) Las inversiones**

Las inversiones en Producción y Exploración disminuyeron entre el año 2015 y el 2017 y repuntaron en el 2018 casi exclusivamente por Vaca Muerta.

**iii) La Producción**

Ha caído fuertemente, en especial en los yacimientos No Convencionales, y casi todo el esfuerzo se ha puesto en los No Convencionales, descuidándose la reactivación de yacimientos “maduros” que no necesariamente dejaron de ser aptos para producir.

**iv) La Balanza Comercial Petrolera**

Tanto en volumen como en valor se ha deteriorado y el repunte del año 2018 se debe a la caída del consumo interno.

**v) La Refinación e importación de Derivados**

No se han producido inversiones para modernizar y ampliar las refinerías. Las empresas lo atribuyen a la caída del mercado interno y por otra parte prefieren importar los derivados. Esto se ha verificado especialmente en las Naftas y también por los cambios de bandera producidos.

**vi) Los Ductos**

La falta de coordinación dentro del sector (en realidad lo manejan las empresas privadas a su mejor conveniencia) se ha evidenciado en la falta de capacidad de los ductos para transportar la producción creciente de Vaca Muerta y recién a fines del 2018 se nota la preocupación de ampliar OLDEVAL.

**vii) Algo sobre los Precios de los Derivados**

Una de las primeras medidas fue modificar el crudo de referencia cambiando el WTI, que se usaba tradicionalmente, por Brent, que ha llegado a ser casi 15% más caro.

La liberación de los precios en el mercado interno (ahora depende de la variación del precio internacional del crudo, del valor del dólar, de la modificación en el impuesto a los combustibles y de los precios del bioetanol y biodiesel) conviene mucho a las empresas, no a los consumidores.

Además, en Argentina, irónicamente, los precios de los derivados de Petróleo son inelásticos a la baja del precio internacional y elásticos a la suba.

**viii) Cambios en las Empresas**

Se han retirado del mercado DOWN STREAM Exxon (ahora AXION), Shell (ahora RAIZEN) que junto con YPFSA OLIGOPOLIZAN el mercado interno de derivados, acaparando más del 90% de las ventas.

Es decir, la característica oligopólica, por naturaleza, de este mercado se mantiene ahora con otros actores.

---

**ix) Beneficios Impositivos y Aduaneros**

Se otorgan para los que llama nuevos emprendimientos en la actividad relacionada con los Hidrocarburos. Esas actividades son la extracción de Petróleo Crudo y Gas Natural; los servicios relacionados con la extracción de Petróleo y gas, excepto las actividades de prospección; y los servicios geológicos y de prospección.

No parecería necesaria esta disposición. Las empresas petroleras están obteniendo buenas ganancias (se puede apreciar en los balances) y se puede afirmar que buena parte de las actividades en Vaca Muerta ya cuentan con beneficios y uno de ellos es el precio subsidiado del Gas Natural.

**B3. Gas Natural**

**i) Argentina es un país “gasífero”**

**ii) Las Reservas Comprobadas**

Cabe lo mencionado para el Petróleo en cuanto a su caída y por las mismas causas.

Para cambiar esta situación se han puesto casi todos los esfuerzos en los recursos de Vaca Muerta y también se han descuidado los esfuerzos por acrecentar los convencionales. Esto afecta especialmente al noroeste argentino que dependa casi por completo del GN importado de Bolivia.

Se volverá sobre esto al comentar el caso Vaca Muerta.

**iii) La Producción**

Pero, así como aumentó la participación del Gas Natural en la matriz energética ha bajado la producción y Argentina, de ser exportador neto hasta los años 2006, se ha convertido en importador neto y en cantidades crecientes, especialmente de GNL.

En los últimos dos años el efecto precio ha disminuido el consumo de todos los sectores excepto el de generación de Electricidad que es el responsable de que las ventas de Gas Natural hayan aumentado levemente.

Estos hechos, unidos a la falta de inversiones en exploración en yacimientos convencionales han motivado la caída de la producción entre los años 2006 y 2017.

Por eso sería conveniente no descuidar las exploraciones en áreas No Convencionales.

**iv) El “Plan Gas PLUS”**

Durante la gestión del ex Ministro de Energía y Minería, primero de la gestión Macri, se continuó con el Plan Gas Plus originado en el gobierno de Cristian Kirchner para incrementar la producción de gas, que como se ha mencionado estaba en franca caída.

A esos fines Aranguren estableció un subsidio esencialmente para la producción de Gas No Convencional, que partía de reconocer precios de 7,5 USD/MMBTU en 2018; 7,0 en 2019; 6,5 en 2020 y 6,0 en 2021. Luego el subsidio que oscilaba entre los 4,0 USD y los 3,0 dólares desaparecía y los productores recibirían el precio que fijara el “mercado”, que sería de entre 3,5 y 4,0 USD/MMBTU.

Estas medidas probaban una vez más la falta de coordinación entre las políticas de los distintos ministerios y secretarías.

---

Con los alicientes mencionados, esencialmente TECPETROL en el Yacimiento Fortín de Piedra, incrementó fuertemente la producción de Gas Natural, llevándola a 11 MMm<sup>3</sup>/ día a mediados del 2018 y esperando alcanzar los 19 para fines de ese año o en el primer semestre del 2019.

Esos valores implicaban un alto desembolso del gobierno en subsidios.

Pero se “declara” la crisis económica y social en Argentina, se decide acudir al Fondo Monetario Internacional como prestamista y este exige un Plan de Ajuste.

En consecuencia, el gobierno decide reducir el subsidio a la producción del Gas No Convencional.

El proyecto de Presupuesto para el año 2019 limita a 700 millones de dólares el monto de este subsidio lo cual equivaldría a una producción de unos 17 millones de m<sup>3</sup>/día, muy inferior a la que entregaría Vaca Muerta (sólo TECPETROL se quedaría con todo el subsidio). Pero parece que se crearía un Fondo Fiduciario con la idea de aportar recursos por encima de los mencionados 700 Millones de dólares si se incrementase la producción a ser subsidiada.

Actualmente hay seis concesiones reconocidas como merecedoras de optar al subsidio y once con los pliegos aprobados por la provincia de Neuquén a la espera de la ratificación de Nación.

Es decir, un verdadero problema. ¿Con qué criterios distribuir los ahora limitados y escasos montos de los subsidios? ¿Cómo eludir los considerados “derechos adquiridos” por las empresas? ¿Cómo “atraer” a nuevos inversores ante permanentes cambios en las reglas del Juego? ¿Cómo compatibilizar esto con la esperanza del gobierno en que las exportaciones de Vaca Muerta y las cosechas saquen al País de la crisis?

Se ha estimado un costo total (costo de desarrollo más costos operativos) en boca de pozo del Gas No Convencional no superior a los 1,7USD/MMBTU (según la Secretaría de Energía, corresponde a la producción del Orejano y de Fortín de Piedra), pero ligado a muy altas inversiones que algunos estiman no menores a los 10.000-15.000 millones de dólares/año) ¿Entonces hacía falta tamaño subsidio? Se estima que 3,5 USD/MMBTU serían suficientes. ¿Qué hubiera pasado si la explotación de Vaca Muerta hubiera quedado en manos de la YPF totalmente estatal?

De todas maneras, parecería sabio, para no repetir la historia de los 90, reservar el Gas Natural existente, aún el de los yacimientos No Convencionales, para las generaciones futuras e industrializarlo en el país agregándole valor, por ejemplo, mediante plantas petroquímicas, la elaboración de Fertilizantes y la demanda que requeriría un país industrial.

La situación incluso puede provocar la reducción de la producción de GN de Vaca Muerta y así lo han hecho saber YPFSA (dice que con 4 U\$D/MMBTU no es rentable extraer el Tigth Gas y destinaría más recursos a la producción de Petróleo) y la Total que estaría dispuesta a frenar su inversión en Vaca Muerta. Pero esto de YPFSA parece contradictorio con los anuncios de contratar a una empresa belga para instalar en Bahía Blanca un barco que licue el GN de su propiedad para exportarlo luego.

#### **v) El mercado interno argentino**

El tamaño actual del mercado gasífero argentino es muy pequeño comparado con los recursos potenciales existentes.

Observando, el mercado, se constata que el 40% de la población no consume Gas Natural de red. Es decir, habría un mercado potencial adicional relativamente interesante.

---

El gasoducto del NEA, cuya construcción se ha paralizado, podría haber absorbido, en el mejor de los casos, unos 4 millones de m<sup>3</sup>/día.

Pero no todos los hogares, actualmente no abastecidos, cuentan con viviendas aptas para instalar Gas de red.

YPF SA ha manifestado interés en construir un gran proyecto petroquímico en Bahía Blanca a partir del Gas de Vaca Muerta y para ello busca un socio.

Se ha mencionado como posible socio a la DOWN con la cual YPF SA está desarrollando el área El Orejano, en Vaca Muerta. Down tiene muy malos antecedentes como real productor petroquímico en Argentina, pareciendo que sus proyectos siempre han tenido como finalidad taponar el desarrollo petroquímico argentino, cosa que condujo a la instalación del polo en Bahía Blanca de origen estatal.

Por eso sería necesario construir otros gasoductos troncales y ampliar las redes de distribución en muchas áreas urbanas del país.

Para ello tienen que ampliarse los gasoductos de captación en la cuenca neuquina y posiblemente ampliar el gasoducto NEUBA II que llega a Bahía Blanca y que actualmente tiene capacidad ociosa.

Es decir, si no se tiene una mirada sobre el futuro de Argentina como país industrializable la alternativa de exportar aparece como la única viable. Esto no debería ser así y si se elaborara un serio Plan de Desarrollo Socioeconómico a mediano y largo plazo, quizá el mercado gasífero argentino no sería tan chico.

#### **vi) Las Importaciones**

Alcanzaban casi al 30% de los requerimientos del mercado interno.

La parte más importante está constituida por el GNL, el más caro y responsable de buena parte de los subsidios recibidos por la Ex ENARSA.

Por razones geopolíticas parecería conveniente, pese a los excedentes previstos, mantener las importaciones de Gas Natural gaseoso desde Bolivia, pero esto implicaría una política exterior abierta hacia América Latina que no parece estar entre las prioridades del actual gobierno.

#### **vii) Las exportaciones de Gas Natural**

Las confirmadas hasta fines de noviembre del 2018 eran a Chile y Brasil.

El objetivo era no perjudicar a las empresas productoras de Vaca Muerta y generarles un mercado inmediato: el chileno.

A mediados de agosto del 2018, el nuevo Secretario de Energía y Minería (IGUACEL) afirmaba que el Gas de Vaca Muerta que se exportara a Chile no recibiría subsidio.

Se establecían cuatro tipos de contratos con las características de interrupción del suministro y no interrupción del suministro.

Básicamente las empresas que tengan el subsidio del Plan Gas (que se inicia como ya se mencionó con una retribución de 7,5 USD el millón de BTU) no podrán exportar ese gas, pero si el no subsidiado.

---

Por ahora se habría limitado la cantidad de Gas Natural exportado a uno 6 millones m<sup>3</sup>/día.

La idea es exportar hasta 22 millones de m<sup>3</sup>/día en un futuro (Por gasoducto Del Pacífico 12,5 que ha ampliado Gas Fenosa y por Gasoducto Andes 9).

A fines del mes de agosto del 2018 se firmaron los tres primeros contratos de exportación a Chile que no fueron por GN de Vaca Muerta.

El Gas se destina a la Planta ce METTHANEX en Chile y proviene desde la Cuenca Austral de Santa Cruz (Compañía general de Combustibles) desde las cuencas Marina Austral de Tierra del Fuego y del Estado Argentino (PAE y Total Austral).

El precio para esta transacción se pactó a 4,08 U\$D/ MMBTU y las sucesivas tendrán un piso de 3,45 y un techo de 4,50, en todos los casos muy lejos de los 7,5 que reciben las empresas beneficiadas por el Plan Gas, mientras que el precio del Gas Natural importado en invierno desde Chile habría salido unos 10 USD.

Las pautas establecen un máximo de envíos de 750.000 metros cúbicos por cada una, y los tres envíos pueden alcanzar una exportación máxima de 2.250.000 metros cúbicos por día y se extienden hasta 2020.

En octubre 2018 era inminente la aprobación de nuevos pedidos para exportar desde la cuenca Neuquina a Chile con YPF hasta un máximo de 1,5 millones de m<sup>3</sup>/día y con Exxon hasta 400.000 m<sup>3</sup>/día. En ambos casos la empresa compradora sería INNERGY y el precio de venta del Gas de 4,20 U\$D /MMBTU.

PAE solicitó, y fue aprobado en octubre 2018, 1,5 millones diarios destinados a abastecer centrales térmicas de la Región Metropolitana y de la V Región de Chile, a un precio de 4,05 U\$D/MM de BTU.

WINTERSHALL solicitó y fue aprobado en octubre 2018 con destino a térmicas de NEHUENCO y Candela la exportación de 1,5 millones diarios a 4,20 USD/MM de BTU.

La CGC, solicitó y fue aprobado en octubre del 2018 a su vez, para el mismo destino que WINTERSHALL otros 1,5 millones diarios a 4,20 USD/MM de BTU.

El Gas Natural se inyectaría al gasoducto Gas Andes.

Otras empresas están en espera para la aprobación de sus pedidos.

Por los problemas de falta de capacidad de evacuación y por la caída de la demanda debido a las altas tarifas, habrían quedado sin colocar cerca de 15 millones de m<sup>3</sup>/ día de Gas Natural.

Por este motivo YPFSA y TECPETROL recurrirían al almacenamiento del Gas en yacimientos “agotados” como Los Bastos de la Cuenca Neuquina.

Inyectarían el 20% de la producción excedente o sea 2,5 millones de barriles/día durante 5 a 8 meses en verano y la sacarían en cuatro meses durante el invierno.

A noviembre del 2018 había once contratos de exportación. Siete desde la cuenca Neuquina con destino a Bío Bío y Centro de Chile; uno desde Salta a Antofagasta por el Gasoducto Nord andino

---

y tres desde Santa Cruz y Tierra del Fuego. Los contratos se pactaron a precios entre 4,2 y 4,3 USD/millón de BTU con una retención de 4 pesos por dólar.

Por último, también en noviembre del 2018 se autorizaba a WINTERSHALL a exportar A Brasil.

La idea de exportar al resto del Mundo GNL parece una expresión de deseo y un aliciente para atraer inversores a Vaca Muerta.

La ventaja relativa que tiene Argentina es su ubicación en el hemisferio Sur, de manera que cuando en el Hemisferio Norte es invierno y escasea el Gas, en el Sur es verano y “sobraría”, relativamente. Sus principales competidores serían entonces: Australia; Nigeria; e Indonesia y el Mercado del Asia Pacífico. A esto habría que agregar la lejanía relativa de Argentina de ese Mercado, con los consiguientes mayores fletes.

### **viii) Hacia el futuro inmediato**

Es muy probable que se alcance el autoabastecimiento de GN.

Vaca Muerta sería el principal proveedor, sin dejar de lado a la Cuenca Austral.

Con el mencionado subsidio de 7,5 USD el millón de BTU que se está otorgando, especialmente al llamado “Gas Nuevo”, esencialmente de Vaca Muerta, los alicientes para invertir y extraer son los más altos del mundo.

Después del año 2022 se pagaría por el GN “nuevo”, el precio que “fije” el mercado.

La idea del gobierno, o de una parte del gobierno, es que en un futuro las distribuidoras y CAMMESA liciten los precios del GN que adquieran con la idea de que los precios bajen. Es que los valores están dolarizados y son afectados por los procesos devaluatorios, en un mercado con un dólar flotante y esto repercute en lo que pagan los usuarios, que están condenados a tarifas permanentemente crecientes, pues aunque el precio en dólares baje, el peso se seguirá devaluando.

Las propuestas de ajuste del presupuesto ponían en duda el continuar subsidiando la producción alcanzada por el Plan Gas.

El impacto fiscal, previsto por el anterior Ministro de Energía bajaba de los 600 millones de dólares en 2018 a 400 en el 2019. Pero el incremento de la producción a subsidiar dejaría muy atrás esa cifra, elevándola a casi 1.100 millones de dólares en el 2019.

Es que una cosa era un subsidio de 3 USD el millón de BTU sobre 13 millones de m<sup>3</sup>/ día y otra sobre 21.

Entonces se pensaría limitar el volumen de GN subsidiado y esto afectaría las cuantiosas ganancias de TECPETROL (Fortín de Piedra) y de la CGC (Santa Cruz).

Esta situación evidencia nuevamente la falta de coordinación entre los distintos ministerios y Secretarías y la carencia de planificación. Si bien el anterior gobierno había optado por establecer el subsidio, hasta pagar 7,5 U\$D/millón de BTU, para alentar la producción de GN esencialmente en Vaca Muerta, el gobierno actual no puso límite a los volúmenes alcanzados por la medida y en consecuencia favoreció ganancias extraordinarias de las empresas favorecidas.

---

Entonces el gobierno decidió no ampliar a nuevas explotaciones los beneficios del Plan Gas.

¿Qué diferente sería la situación si YPF estatal hubiera tenido a su cargo el desarrollo del nuevo Gas?

**ix) La deuda y compromisos con las empresas por el Gas Natural**

Hay dos tipos de deudas.

Una por la denominada Diferencia Diaria Acumulada (DDA) que permitía el cobro extra, al final de cada semestre, a los usuarios ante diferencias significativas en el tipo de cambio pactado para los contratos de adquisición y el tipo de cambio real. Esta deuda se pagaría en cuotas durante los años 2019 a 2021 y rondaría los 350 Millones de USD.

Las principales empresas beneficiadas serían, METROGAS, NATURGY (ex Gas BAN), CAMUZZI y ECOGAS. Este desatino del DDA proviene de las leyes y decretos de desregulación del negocio del Gas de 1992 y para que los reclamos de las distribuidoras no se repitan sería necesario derogar esa legislación.

La otra deuda es por el “Plan Gas” que finalizó el 31 de diciembre del 2017 y las acreedoras son empresas productoras de Gas. El Estado lo pagaría desde el inicio del 2019 y hasta junio del 2021. El Estado saldaría U\$D 1583,2 millones con YPF, PAN AMERICAN ENERGY y Total Austral, entre otras.

En cuanto al “Gas Nuevo” en el año 2019 se entregarían subsidios para empresas de Vaca Muerta y del Cuenca Austral por 700 millones de dólares.

**x) Algo sobre los aumentos tarifarios**

Los aumentos en las tarifas “normales” previstas desde octubre del 2018, serán mayores para los usuarios de menor consumo. A nivel nacional para los hogares de la categoría R1 (hasta 500 metros cúbicos de Gas al año) los aumentos oscilan entre el 60% y 63% y para los hogares de consumo más alto, R3 4 (desde 1801 metros cúbicos de Gas al año) los aumentos varían entre el 19% y 21%. Por ejemplo, en el área metropolitana de Buenos Aires (la zona más densamente poblada del país), donde el 70% de los hogares pertenecen a las categorías más bajas de consumo, el aumento mensual sería de alrededor de \$400. El gobierno informó que el promedio de aumentos rondará el 34%. Desde el inicio de la gestión del actual gobierno el aumento de las tarifas de Gas Natural en la zona AMBA (Ciudad de Buenos Aires y 40 municipio del Gran Buenos Aires) habría sido en promedio del 1848%.

Esta estructura no tiene sentido lógico y muestra la falta de sensibilidad social por parte del gobierno.

En gran medida la dolarización de las tarifas ha agravado considerablemente la situación.

**xi) Los gasoductos y las Plantas de Tratamiento**

En la Cuenca Neuquina, especialmente en la zona de Vaca Muerta, la proliferación de productores y el relativamente rápido incremento de la producción, ha generado un cuello de botella motivado por la falta de capacidad suficiente para evacuar la producción. Esto ha motivado que algunos concesionarios como TECPETROL de Fortín de Piedra proyectara la construcción de un gasoducto hasta la zona del Gran Rosario.

TGN y TGS se unirían para utilizar un nuevo gasoducto que uniría Vaca Muerta con la localidad de San Nicolás.

---

Es decir, se repite lo ya mencionado para el tema oleoductos y la propuesta de las autoridades es la misma. Es decir que cualquier empresa, no sólo las transportadoras y distribuidoras de Gas Natural puedan construir gasoductos (también plantas de tratamiento) y alquilar la prestación del servicio a las productoras. Esta situación también es herencia de la privatización de Gas del Estado en los 90 ya que esta empresa operaba los gasoductos muy eficientemente y coordinaba con YPF SE la construcción de los gasoductos desde los campos de producción. Es que en este tipo de políticas subyace la modalidad de las unidades de negocio y la “atomización” de las actividades ligadas a la industria de los Hidrocarburos.

En la Planta de Tratamiento de la Compañía Mega en Loma de la Lata se extraen del Gas Natural, Etano, Propano, Butano y Gasolina pero el incremento de la producción de Vaca Muerta colmató la capacidad de la Planta y las empresas propietarias (YPF, Dow y Petrobras están estudiando su ampliación).

#### **xii) Lo Institucional**

En lo institucional están en venta las acciones mayoritarias (el 70%) de la distribuidora de Gas METROGAS, la mayor del mercado) actualmente en manos de YPF SA. El proceso lo está realizando el CITIBANK. Se aduce que como YPFSA es productora de Gas Natural, de acuerdo a la ley 24076 no podría ser también controlante de una distribuidora. Sería de esperar que el mismo criterio se aplique a otras empresas que actúan en varios eslabones de la cadena del Gas Natural

Cuatro empresas están interesadas: CGC, la petrolera de Corporación América, el holding que encabeza Eduardo EURNEKIAN; Integra, una firma encabezada por José Luis Manzano; CAMUZZI, controlada por DISVOL, de Alejandro MACFARLANE (CAMUZZI también es distribuidora), y Gas BAN, la distribuidora del grupo español Gas Natural Fenosa.

Es interesante mencionar que METROGAS mejoró notablemente su performance operativa y económica. Así en el 2017 registró una utilidad neta de 775 millones de pesos debido, entre otras cosas, a los incrementos tarifarios.

Se anuncia también, que la Distribuidora Gas del Centro (Córdoba, Catamarca, La Rioja) absorberá a Gas de Cuyo (Mendoza, San Juan, San Luis), ambas constituyen ECOGAS en manos de TECHINT y atienden casi el 18% de los usuarios de GN del País.

#### **xiii) Las ganancias de las empresas de la cadena del Gas Natural**

Las empresas gasíferas han registrado ganancias anuales abultadas y hasta algunas contabilizaron en el primer semestre del año 2018 utilidades superiores al total del año pasado.

En total, el año pasado, el complejo gasífero, que puede ser analizado con balances de acceso público, anotó una ganancia global de 29.476,4 millones de pesos.

Estas enormes ganancias de las empresas, producto de los grandes aumentos tarifarios, no conciliaría con la falta de inversiones en obras como por ejemplo de ECOGAS que repartió ganancias en el ejercicio fiscal del 2017 por un total de 617,1 millones de pesos y sólo invirtió en obras 150,7, cuando debió haber aportado a la expansión de redes 278,2.

#### **B4. Vaca Muerta**

Ya se ha mencionado algo sobre Vaca Muerta en los párrafos dedicados al Petróleo y al Gas Natural.



---

Nos referiremos a Vaca Muerta porque es la formación Argentina donde, desde el año 2010, se están realizando actividades de los llamados Hidrocarburos “No Convencionales”. Especialmente las ubicadas en la provincia de Neuquén. Es que los recursos de la cuenca Neuquina se extienden también a las Provincias de Río Negro, La Pampa y Mendoza. En esta última provincia existe una fuerte resistencia popular que se opone por los posibles impactos ambientales a la aplicación de las técnicas del FRACKING.

Pero surgen **interrogantes y preocupaciones** sobre lo que puede significar Vaca Muerta y en general los Hidrocarburos No Convencionales para el desarrollo de Argentina.

Es que se pretende demostrar que Vaca Muerta salvará al País aportando un piso de crecimiento anual de entre 0,3 y 0,4% a nivel global para la Argentina y un acumulado de entre 4,5% y 4,8% hasta el 2030, según un análisis conjunto de los Ex Ministerios de Energía y Minería, y de Producción.

- i) Se ha dicho, y los números así parecen confirmarlo, que Vaca Muerta es esencialmente importante en recursos gasíferos.
- ii) La producción tanto de Petróleo como de Gas Natural, pese a la recuperación en del 2018, en especial en el Gas, no es, actualmente, suficiente para abastecer los requerimientos del mercado interno.
- iii) De continuar e intensificarse el ritmo de inversiones de las compañías que están trabajando en Vaca Muerta, sin duda no más allá de los próximos cinco años se alcanzaría el autoabastecimiento de gas. El de Petróleo también puede conseguirse, pero no solamente por Vaca Muerta sino por la exploración y desarrollo de yacimientos convencionales, la sustitución y el uso racional.
- iv) Contra esto puede jugar la idea del gobierno de sólo subsidiar la producción de Gas hasta el año 2021 y luego los precios sería los del “mercado”, es decir menores a los vigentes en 2018. Esto puede disminuir el ritmo de inversiones de todas o de alguna de las empresas que aún no han conseguido ser receptoras de los subsidios. Pese a que los costos son muy inferiores a los precios de 4,5 o 5 dólares por millón de BTU que tendría el mercado después del 2021.
- v) De todas maneras, por razones de magnitud de recursos y por los subsidios a la producción las empresas, buena parte extranjeras, están más interesadas en el Gas que en el Petróleo. Pero tienen el temor de que por los planes de ajuste el gobierno termine con los subsidios para las empresas que aún no han conseguido este beneficio.
- vi) Como el mercado argentino es chico, pese a que casi el 60% de las familias no consumen Gas Natural, y también lo es el chileno, queda la expectativa de exportar al resto del mundo. Pero aquí el inconveniente, más allá de la estrategia de alguna de las empresas extranjeras que están en Vaca Muerta, es la actual casi saturación del mercado mundial por la aparición del GNL de EE.UU., compitiendo con el de Qatar y Australia y con el Gas por redes de Rusia. Entonces el panorama de exportar GNL no aparece como la salida adicional a los excedentes de Vaca Muerta y menos aún considerar que este emprendimiento sea la “salvación” del país.
- vii) Las inversiones requeridas para el desarrollo de estos yacimientos son enormes (es que la declinación de los pozos es muy alta y esto exige, como lo muestra la experiencia de EE.UU., la perforación de gran cantidad de pozos para mantener y ampliar la producción) y pese a la fuerte presencia de YPF SA (asociado a su vez con multinacionales), parecería que los montos necesarios serían provistos por este último tipo de empresas. Entonces prevalecerán las estrategias de ellas que no necesariamente, más bien todo lo contrario, coinciden con las del país.

- 
- viii) Entonces cuidado con la “enfermedad Holandesa”, que padecen desde siempre dos grandes exportadores como Nigeria y Venezuela, y parece que en Argentina no se tendría la estrategia de Noruega.

La enfermedad holandesa se originó en los años 60, del siglo pasado en Holanda por la aparición de los grandes recursos de Gas en el Mar del Norte y los holandeses pensaron que esto traería la bonanza al país. No fue así. El gran aumento en sus ingresos externos causó la apreciación de su moneda, la destrucción de su industria y agricultura, y el empobrecimiento de vastos sectores del país. Desde entonces, se llama ‘enfermedad holandesa’ al fenómeno de expansión del ingreso de divisas por auges en la exportación de recursos naturales (Petróleo y minerales) que, sin las medidas adecuadas, genera revaluación de la moneda local y contracción y pérdida de empleos en otros sectores productivos y efectos negativos finales en la economía como un todo.

Noruega a diferencia de por ejemplo Nigeria, ante el mismo hecho, creó un fondo compensador con los ingresos que esencialmente fueron regulados por el Estado y su empresa petrolera estatal. El caso de Nigeria es trágico, ya que más allá de ser uno de los países más corruptos, en buena medida por las acciones de una multinacional, exporta Petróleo e importa los derivados para su consumo interno

- ix) Ya se dijo de la presencia de las empresas multinacionales en Vaca Muerta y que su estrategia de desarrollo de los recursos, será la que fije la casa matriz (ya que tendrán libertad para disponer de la producción de acuerdo a su conveniencia y esta puede ser la de REPSOL en los 90, exportar al máximo sin importar el agotamiento de los recursos ni el abastecimiento de las generaciones futuras con la consecuencia de la actual dependencia del Gas Natural y Petróleo importados) y la estrategia de las empresas nacionales, sin una empresa estatal como era la antigua YPF, será también la de maximizar su renta. Es que buena parte de los empresarios argentinos son “rentistas”, es muy alta su aversión al riesgo y muchos han crecido como contratista o concesionarios del estado en los servicios públicos, tarea que tiene muy bajo nivel de riesgo y una demanda segura. Esta característica viene de la época de la colonia, del país ganadero y luego agrícola, donde los grandes latifundios gozaban de la renta de calidad de la Pampa húmeda y el riesgo era que no lloviera. Entonces: ¿qué le quedará al país?, sólo las regalías, la ocupación de mano de obra y el impuesto a las ganancias, como pasa con toda actividad extractiva.
- x) Otro de los problemas de Vaca Muerta se relaciona con la falta de infraestructura, esencialmente de oleoductos y gasoductos (más allá de la capacidad ociosa de alguno de los existentes) y de equipos de perforación pesados. La construcción de la infraestructura de evacuación de Petróleo y Gas Natural requiere tiempo, además de inversiones, y esto choca con la idea del actual gobierno de que Vaca Muerta será la solución para el aporte de la enorme magnitud de divisas que el país requiere en lo casi inmediato. Por otra parte, las compañías multinacionales quieren que el estado construya buena parte de la infraestructura faltante especialmente, caminos, líneas férreas, hoteles, viviendas, hospitales, agua corriente y otros servicios. Estas “externalidades” deberían salir entonces de las arcas del Estado y las grandes petroleras se dedicarían a extraer y transportar el Petróleo y el Gas Natural. ¡Qué lejos del papel cumplido por YPF Estatal creadora y sostenedora de pueblos aledaños a sus explotaciones!

Quizá la solución al caso Vaca Muerta sería una explotación controlada, con la consecuente licencia social, (por los efectos ambientales del FRAQUING), conservando los recursos para que las generaciones futuras no deban importar los Hidrocarburos. Esencialmente industrializar la producción primaria convirtiéndola en bienes petroquímicos y fertilizantes, utilizando las rentas excedentes para contribuir al cambio de la estructura productiva del País mediante la industrialización y el desarrollo tecnológico. Pero esto sólo sería posible si los recursos de Hidrocarburos de Vaca Muerta fueran manejados por el Estado Nacional y las Provincias a través

---

de una empresa federal como debió ser YPF. Pero al mes de mayo del 2018 se ha concesionado por 35 años casi el 80% de Vaca Muerta, de manera que las compañías titulares de las concesiones ya cuentan con derechos adquiridos y sería muy costoso, salvo por incumplimiento de los contratos, que esas áreas revirtieran a los Estados Provinciales.

¿Qué quedará para el país de Vaca Muerta? Las regalías, algunos impuestos que se paguen en las provincias, el impuesto a las ganancias, un bajo impacto sobre la industria local de equipos (pues se autorizan importaciones sin pago de derechos) insumos locales de baja calidad, la explotación de arenas y poco más. Hoy hay en Neuquén casi 70.000 pobres, no parece que "Vaca Muerta" se piense para ellos.

¿Entonces Vaca Muerta será otra oportunidad perdida?

## **B5. Gas Licuado de Petróleo**

### **i) Argentina es exportador neto de GLP**

Aproximadamente el 33% de la Producción se exporta y en consecuencia no habría problemas para satisfacer el consumo interno de GLP y menos para los 2,5 millones de usuarios que constituirían el universo de "subsidiados pobres" sin acceso al GN por redes. Esta situación dio lugar a la implementación del llamado "Plan Hogar" a partir del año 2015 durante el gobierno de Cristina Kirchner.

### **ii) La Producción**

La mayor parte del GLP proviene de los yacimientos de Gas Natural y el resto, de destilerías. En ambos casos es un subproducto del proceso.

### **iii) Concentración de las ventas**

Casi el 70% de las ventas del Mercado Interno se concentra en el Sector Residencial.

### **iv) Los Consumos**

Se supone que, según la zona y número de integrantes del grupo familiar, estos usuarios consumirían anualmente entre 500 y 750 miles de Toneladas de GLP, equivalentes al 50 o 74% del consumo residencial total de GLP. Se estima en 4,5 millones los usuarios de GLP residenciales, de los cuales 2,5 millones serían subsidiados.

### **v) Los Subsidios**

El monto del subsidio previsto habría sido de 3.000 millones de pesos en el año 2015, equivalentes al 1,6% del total de subsidios económicos del país en el año 2014 y al 11,6% de los subsidios sociales. En los primeros ocho meses del 2018 habría alcanzado los 5.563 millones de pesos corrientes, equivalentes al 1,5% de los totales asignados al sector energético.

### **vi) El Plan Hogar**

En los hechos la implementación del Plan Hogar, que fue una excelente idea, chocó con la escasez de envases y con la prácticamente imposibilidad de acceder a garrafas subsidiadas. Esta situación se agravó a partir de la asunción del actual gobierno.

Periódicamente se actualizan los precios del GLP previstos para el Plan Hogar y el precio de la kilocaloría de este combustible es 2,6 veces mayor que el del GN por redes para los usuarios no subsidiados y un 22% mayor para los subsidiados. De manera que el combustible para los "pobres" es el más caro.

---

### **vii) Los Usuarios**

Se estima que hay unos 5,3 millones de usuarios residenciales GLP y casi el 50% debería acceder al Plan Hogar pero en casi todas las ciudades del país las garrafas subsidiadas son muy escasas y los usuarios terminan pagando no 240 o 260 pesos por envase de 10 Kilos sino arriba de 400. Adicionalmente las garrafas tienen un precio bonificado en los centros de despacho y no en los hogares.

### **viii) Los envases**

Sería entonces necesario disponer de mucha mayor cantidad de envases de 10-15 kilos y asegurar la provisión en domicilio de los usuarios, aumentando el monto de los subsidios ya que el combustible es un bien necesario e imprescindible. De otra manera, el sustituto en algunas regiones, es la leña que si no se puede apropiar gratuitamente del bosque es la caloría útil más cara para los pobres.

### **ix) Los consumos Calóricos**

Entonces el GLP es un combustible que abastece esencialmente los consumos calóricos de las familias, que lo utilizan porque no disponen de Gas Natural por redes.

- x) El Programa “Hogar” funcionaría con mucho menos inconvenientes si se recreara la empresa Gas del Estado y se le asignara la función de ejecutora del plan en todo el país. Es muy difícil querer convertir mediante normas e inspectores el actual mercado del GLP, cuyos vendedores se rigen por el lucro, en un servicio público como en realidad es el consumo residencial de GLP. El Evangelio dice que es muy complicado “servir a dos señores al mismo tiempo”.

## **B6. Gas Natural Comprimido (GNC)**

Argentina es uno de los países más avanzados en cuanto al uso de GNC para el transporte automotor. Además, tiene una industria desarrollada para la fabricación, instalación y mantenimiento de los equipos de GNC en los vehículos e incluso es exportadora.

### **i) La Flota de vehículos a GNC**

La flota convertida a GNC ha pasado de 1.742.762 vehículos en el año 2015 a 2.035.301 a fines del 2017.

El 47% del parque está patentado en la Ciudad de Buenos Aires y en la Provincia de Bs As.

El 54,2 por ciento del parque vivo tiene menos de nueve años de antigüedad.

### **ii) Evolución del Consumo**

El aumento relativo de precio del GN con respecto a la Nafta explica la caída en el consumo de GNC desde el año 2015 hasta 2017.

La situación anteriormente mencionada se ha invertido en lo que va del año 2018 y se han incrementado las conversiones de vehículos nafteros al uso de GNC. Es que en los primeros ocho meses del año 2018 el precio de las Naftas ha aumentado casi un 50% mientras el GNC lo ha hecho en un 22%.

Es que el costo de conversión de los vehículos a GNC oscilaba, en agosto 2018 entre los 17.000 y los 34.000 pesos, con una vida útil de quince años. Con un precio de la Nafta PREMIUM de 39,88 \$/litro, recorrer 15.000 Km saldría 58.465 pesos y con un costo del m<sup>3</sup> de GNC de 14 \$ el mismo recorrido saldría 21.000 Pesos, con un ahorro de 37.465 Pesos, amortizándose el costo de la

---

conversión en menos de un año. Por supuesto los precios relativos Nafta /GNC seguirán variando y con ellos la tendencia a convertir o no.

### iii) Los equipos de conversión

Un elemento a tener en cuenta es que la componente importada de los equipos de conversión llega a casi el 55% del costo total, (incluso a mediados del 2018 estaban faltando insumos debido al incremento en las conversiones) y esta desventaja habría que compararla con el menor impacto ambiental del GNC respecto de la Nafta y con el desarrollo de una importante industria de estos equipos en el país que además los exporta.

Por esas razones tampoco resultaría conveniente, como surge de algunas informaciones, la idea de habilitar la importación de vehículos convertidos al uso de GNC y por el contrario habría que facilitar (lo cual no implica subsidiar) esta actividad que crea trabajo local y prever la sustitución de las mencionadas componentes importadas, que son esencialmente tubos y partes electrónicas.

## B7. Energía Eléctrica

### i) El Sistema Eléctrico

Hasta principios de la década del 90 del siglo XX, prácticamente todo el sistema eléctrico argentino estaba en manos del Estado, sobresaliendo las empresas Agua y Energía e HIDRONOR. Posteriormente se privatizaron casi todas las centrales quedando solamente en poder del Estado Nacional: las binacionales YACYRETA (compartida con Paraguay) y Salto Grande (compartida con Uruguay), además de las tres nucleares (Embalse; ATUCHA I y ATUCHA II).

TRANSENER es una empresa mixta que se ocupa de la transmisión de Electricidad en alta tensión.

La distribución se reparte entre empresas privadas como EDENOR; EDESUR y EDELAP que actúan en la ciudad de Buenos Aires y en la ciudad de La Plata y empresas provinciales que distribuyen en territorios de las provincias.

CAMMESA es una compañía mixta que opera y despacha el Sistema Eléctrico Interconectado. El Sistema Patagónico también se ha integrado al Sistema Nacional.

El ENRE es un Organismo Público encargado de regular el sistema eléctrico nacional.

Cabe recordar que las principales obras hidroeléctricas construidas en el país fueron desarrolladas por el Estado Nacional a través de las agencias especializadas Agua y Energía Eléctrica e HIDRONOR siguiendo etapas de estudios perfectamente definidas en cuanto a su alcance y contenido, tales como: Inventario, Pre factibilidad Técnico Económica, Factibilidad Técnico Económica, Anteproyecto o Proyecto Básico y finalmente el Proyecto Ejecutivo.

### ii) El Potencial Hidroeléctrico

A diciembre del año 2017 era, de 34.733 MW, con capacidad para generar 142.228 GWH. El Potencial Hidroeléctrico era equivalente al 97% de la potencia instalada total del país al año 2017. Del Potencial Hidroeléctrico un 66% estaba en distinto grado de avance para su utilización. Un 0,3% estaba en construcción; un 34% con Proyecto Básico; un 7% con estudio de Factibilidad; un 34% con estudio de Pre factibilidad y un 24% Inventariado. La Potencia Hidroeléctrica instalada a fines del 2017 era solamente el 34% del Potencial Hidroeléctrico detectado. Las centrales hidráulicas en carpeta por el actual gobierno para su construcción sería unos 2.522 MW hasta el año 2025, pero casi todos ellos están muy demorados en algunos casos por conflictos entre provincias (Portezuelo del Viento), pero esencialmente por problemas de financiamiento. El único

---

que parece avanzar es el binacional de Aña CUÁ. El presupuesto del país para el año 2019 sólo registra aporte de algunos fondos para CHIHUIDO I y las dos de Santa Cruz. Las demás están supeditadas al Programa De Participación Público Privada (PPP) que se comentará más adelante.

En los últimos años se ha descuidado la realización de nuevas obras hidroeléctricas, recayendo la satisfacción de la demanda sobre las Centrales Térmicas, con el consiguiente efecto negativo sobre la Balanza Comercial energética, pues el peso recayó sobre el Gas Natural que debió importarse en valores crecientes a esos efectos.

El único aprovechamiento hidroeléctrico de cierta potencia instalada ha sido el AH. Punta Arena en San Juan con 62 MW.

### iii) La Potencia Eléctrica

En el año 2017 la Potencia instalada era preponderantemente Térmica (58%) y dentro de ella, si bien predominaban los Ciclos Combinados, no dejaba de ser importante el equipamiento ineficiente de Turbinas de Gas, que no siempre operaban en la punta de la Curva de Carga. Las tres Centrales Nucleares sólo aportaban el 2,3% de la Potencia Disponible y el 4,9% de la Instalada (debido al paro por mantenimiento de la central de Embalse) y era insignificante el de las Turbinas Eólicas y los paneles fotovoltaicos.

La Potencia disponible, en el año 2017, era aproximadamente 18,2% mayor que la Máxima con un margen de Reserva de 4.668 MW (en el año 2015 la Reserva llegaba a 1845 MW).

Entre el año 2009 y el 201 la Potencia máxima creció a una tasa del 4,2% mientras que entre los años 2014 y 2017 lo hizo al 2,2% anual acumulativo, mostrando los efectos del proceso económico recesivo.

Entre los años 2015 y 2017 la Potencia máxima creció en 1679 MW, mientras la Potencia Disponible lo hizo en 4502 MW, de todas maneras, los problemas de abastecimiento radican esencialmente en deficiencias en transmisión y transformación.

También debe destacarse que las obras que entran en un período han sido consecuencia de decisiones y ejecuciones realizadas en el período anterior.

En cuanto al ritmo de instalación de nueva potencia, para satisfacer la demanda de un país en desarrollo y no estancado, no debería ser menor a los 1.000 MW anuales, más una potencia que asegure un adecuado nivel de reserva disponible, con una mezcla adecuada de centrales que abastezcan la punta y la base del sistema. Aparentemente el nivel de reservas de potencia al año 2017 parecería adecuado, pero habría que analizarlo a nivel de los distintos tipos de centrales.

Según la Secretaría de Energía y Minería entre el 2017 y hasta julio del 2018 se habrían instalado 4.100 MW (casi el 95% en térmicas convencionales) en 41 Centrales.

### iv) La Demanda de Energía Eléctrica

La Demanda Total de Electricidad por destino se concentra en el Mercado Eléctrico Mayorista cuyo consumo creció entre los años 2009 y 2014 a una tasa anual acumulativa del 3,9% y entre 2014 y 2017 lo disminuyó al 1,6%.

La generación por tipo de fuente energética mostraba el predominio creciente de la térmica fósil, que desplazaba cada año más a la hidráulica y a la nuclear, que ponía en evidencia el descuido de los abundantes aprovechamientos hidroeléctricos y la práctica paralización de los nucleares. A

---

pesar del ingreso de la tercera central nuclear en 2014, luego de treinta años de la segunda que fue Embalse.

La importación de Electricidad era insignificante.

Las Energías Renovables (exceptuada la hidroeléctrica de más de 30 MW) contribuían con apenas el 2,0% de las necesidades del Mercado Eléctrico Mayorista. El mayor aporte lo realizaban las pequeñas hidroeléctricas y se notaba un creciente suministro de la Eólica ente las Energías Renovables detectadas.

La Facturación por tipo de usuario, en el año 2016, se concentraba en dos sectores; el Residencial (37,7%) y el Industrial (32,1%), aumentado la participación del Residencial y disminuyendo el del Industrial como muestra, quizá, del proceso de desindustrialización. La concentración espacial de la población y de la actividad productiva del país lo evidenciaba el hecho de que la Ciudad de Buenos Aires, el Gran Buenos Aires y las provincias de Santa Fe y Córdoba absorbían casi el 67% de la facturación eléctrica.

Casi el 99% de la población contaba con servicio eléctrico.

En los primeros nueve meses del año 2018, comparados con los del año 2017 las demandas disminuyeron fuertemente. En el sector residencial un 5,5%, en el Comercial un 6,9% y en el industrial un 5,3%. Estos datos son acordes con el proceso recesivo, suba de tarifas y caída del salario real, en lo que va del año 2018. Incluso las distribuidoras mencionaban el aumento en el número de morosos y en los robos de Electricidad.

**v) Energéticos Utilizados para la Generación de Electricidad**

Se pone en evidencia la alta participación del Gas Natural, la escasa relevancia de la eólica y solar y la declinación de la hidroeléctrica.

**vi) Generación de Electricidad del Servicio Público y de la Autoproducción**

La Autoproducción de Electricidad, representaba el 10% del total de la generación del país. Seguramente con la implementación de la política de “Energía Distribuida” este porcentaje se incrementará en el futuro. Más adelante se tratará este tema.

**vii) El Precio MONÓMICO del Mercado Spot**

El desfasaje de CAMMESA entre lo recaudado y el precio MONÓMICO descendía desde el 86% en el año 2015 a 51,3 en el 2017 y a 41,3 en agosto 2018, como consecuencia, esencialmente de los aumentos tarifarios.

El precio MONÓMICO del Mercado Spot horario, sin cargos por transporte, mostraba una diferencia muy importante con lo recaudado por las distribuidoras que era cubierta por subsidios crecientes. En el año 2014 apenas cubrían el 17% del precio MONÓMICO y los aumentos de tarifas lo llevaron al 49% en el año 2017. Los precios del mercado mayorista estaban desfasados respecto de los costos marginales de generación eléctrica. Es que la aplicación de la Resolución de la Secretaría de Energía 240/03, permitía que los precios se sancionaran como si existiera plena oferta de Gas Natural nacional, sin ningún tipo de restricciones, y además se fijaba un precio máximo para la energía en el Mercado Eléctrico Mayorista de 120 \$/MWK, y ambas cosas provocaban una importante distorsión respecto de los costos reales. Lo cual, a su vez, generaba un aumento sustancial de los subsidios eléctricos que el Estado aportaba para que siguiera funcionando el sistema eléctrico. Así CAMMESA acumulaba una deuda considerable con los generadores.

---

Los pagos de los consumidores no alcanzaban a nivelar los costos reales que eran cubiertos por aportes del tesoro.

El costo mayorista de la Electricidad disminuiría en 2018 a 66 USD/MWH debido, esencialmente, a que CAMMESA en lugar de pagar el GN a 5,20 el millón de BTU lo pagará a 3,40 y en menor medida por el ingreso de generación con fuentes renovables.

Pese a esto seguirá aumentando el precio que pagan los usuarios, debido a la fuerte devaluación del peso ya que las tarifas están dolarizadas.

Desde agosto al 31 de octubre del 2018 los usuarios pagarán cerca de 1.400 \$/MWH con un costo de 3.000 \$/MWH.

Entonces si el costo fuera de 66 USD/MWH (2.450 \$/MWH) el subsidio, por parte del Estado, sería del 40% del costo y el usuario pagaría el 60% restante.

Se estima que el monto a subsidiar en el 2018 sería mayor a los 65.000 millones de pesos.

En cambio, en el presupuesto del año 2019 se establece un subsidio al sector eléctrico (no sólo a CAMMESA), de unos 99.484 millones de pesos corrientes.

#### **viii) Transporte; Transmisión y Fallas del Sistema**

Al año 2017 todos los sistemas de Transporte estaban interconectados.

El sistema eléctrico mostraba fallas en distribución y transformación que se constaban con los cortes de suministro especialmente en las áreas servidas por EDENOR y EDESUR pese a los muy grandes incrementos de tarifas recibieron desde 2016.

Es que cuando en verano la temperatura excede los 30° C comienzan los cortes.

Esta situación llevó a que el ENRE dictara las resoluciones 198 y 199 que modificaban las normas de calidad del servicio.

Por ejemplo, en EDENOR, entre marzo y agosto del 2017 se verificaban 63 fallas en alimentadores de media tensión y entre septiembre 2017 a febrero del 2018, 143.

También EDESUR en iguales períodos verificaba 63 y 143 respectivamente.

El ENRE alertaba que la cantidad de interrupciones en el servicio, y la duración de las mismas excedía ampliamente las pautas establecidas.

En consecuencia, se aplicaron multas de entre el equivalente al costo tarifario de 330 y 600 KWH por usuario afectado.

También el ENRE estableció que las mencionadas empresas debían devolver unos 500 millones de pesos a los usuarios afectados.

Como ejemplo se cita el corte de fines de agosto del 2017 que afectó a 300.000 usuarios de EDESUR sobre un total de 2,2 millones y de EDENOR a 20.658 en la misma fecha.

Darían la sensación, que a las empresas les resulta más barato pagar las multas que realizar las inversiones necesarias.



---

EDENOR tenía previsto invertir durante 2018 unos 5.211 millones de dólares y EDESUR unos 4.400.

**ix) El caso de TRANSENER**

La venta de la participación estatal de TRANSENER a accionistas privados, que es consecuencia del Decreto 882 del 2017, no sería conveniente. Es que, esencialmente, TRANSENER da ganancias y entonces ¿por qué privatizarla?

La participación del Estado en la empresa de transmisión eléctrica (que es del 26%) valía entre U\$D 350 millones y U\$D 400 millones hasta hace unos meses, pero en octubre 2018 caía hasta los U\$D 120 millones, aproximadamente. La acción en dólares perdía un 50% de su valor en casi un año y un 64% desde su máximo, desde febrero del 2018. Tampoco tuvo sentido dejar en manos de la consultora Price WATERHOUSE & Co Asesores de Empresas S.R.L (PWC Argentina), que ganó la licitación por \$ 13,3 millones el proceso de venta de estas acciones.

Parecería que una de las principales interesadas en la compra sería PECOM de Pérez COMPANC.

El Estado había comprado las acciones a \$ 7 a mediados del 2016 llegó a cotizar a \$ 65 y en octubre del 2018 estaba en \$ 50.

**x) Las Privatizaciones de Centrales**

Parecería intención del actual gobierno privatizar las Centrales Térmicas construidas por el gobierno anterior. Esto es las Brigadier López y Ensenada.

Pero por irregularidades podría complicarse la venta y se denuncia que el precio fijado para la venta está por debajo del mercado.

También se habrían reducido los requisitos para adquirir las centrales, lo que abriría las puertas a fondos de inversión y no sólo a operadoras con experiencia.

Además, el Tribunal de Tasación habría fijado para Ensenada un valor de 305 millones de dólares con un monto mínimo de oferta en efectivo de 229 y para Brigadier López una valuación oficial de 207 y una suma mínima de oferta en efectivo de 155.

Estas cifras contrastan con el costo de construcción de 1000 millones de dólares para ambas

Además, los Balances presentados por ENARSA mostraban un resultado de 121, 2 para Ensenada y de 62, siempre en millones de dólares, para Brigadier López, por lo que los inversores recuperarían el desembolso en muy poco tiempo.

## **B8. La Energía Nuclear**

**i) La situación**

El país cuenta con tres centrales nucleares.

Todas a uranio natural y agua pesada.

La fabricación de los elementos combustibles de las centrales nucleares de ATUCHA I y Embalse fue realizada hasta el año 1995 con uranio de procedencia nacional.

---

En 1995 en razón de una brusca caída de los precios del uranio en el mercado internacional se procedió a la suspensión de las actividades del yacimiento de Sierra Pintada, en la provincia de Mendoza (único que se encontraba en explotación) y a la importación de concentrado de uranio realizándose el resto de los procesos de transformación en el país.

El país importa todo el comestible que consume.

En materia de reservas, Argentina cuenta con las certificadas entre los yacimientos de Sierra Pintada y Cerro Solo de 7.000 toneladas de uranio, mientras que las reservas inferidas y pronosticadas son 3.000 toneladas adicionales.

Por otro lado, el consumo actual de uranio es de 215 toneladas anuales contando el funcionamiento de ATUCHA II.

En consecuencia, si se volvieran a producir los elementos combustibles en el país la duración de las 7.000 toneladas certificadas de reservas de uranio sería de treinta y tres años.

La participación de la energía nuclear en la potencia instalada era en el 2017 del 4,8% y en la Generación 5,5% (en este caso podría ser algo mayor pues la Central Embalse estaba parada para su repotenciación).

## ii) La Paralización del Plan nuclear

Se transcribe un artículo de Andrés J KLEINE cuyos conceptos comparte el autor:

*“A lo largo de casi 70 años, la sociedad argentina ha logrado generar un conglomerado científico-tecnológico-industrial que ha colocado a nuestro país en una posición importante y respetada a nivel internacional en el terreno de las aplicaciones pacíficas de la tecnología nuclear y peri nuclear. El principal motor ha sido el Estado a través de sus inversiones y de su gran poder de compra, logrando organizar instituciones de Ciencia y Técnica (CYT) de primera magnitud como la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA) pero también un conglomerado de empresas públicas, como Investigación Aplicada Sociedad del Estado (INVAP), propiedad del Estado Rionegrino; Empresa Neuquina de Servicios de Ingeniería Sociedad del Estado (ENSI), propiedad parcial del Estado Neuquino y de la CNEA, con su Planta Industrial de Agua Pesada (PIAP); DIOXITEK S.A. y Nucleoeléctrica Argentina (NASA). Además, ha sabido convocar a empresas privadas nacionales para conformar emprendimientos conjuntos como Combustibles Nucleares Argentinos (CONUAR) y a muchas otras empresas grandes, medianas y pymes que han apostado al desarrollo de esta tecnología como proveedores calificados.*

*Es pertinente mencionar que la Argentina optó, en la primera mitad de la década de los 70, por la línea de reactores de uranio natural y agua pesada para independizarse de la costosa y proliferante tecnología de enriquecimiento de uranio, que aún hoy no poseemos a nivel industrial. Nuestras tres centrales de potencia trabajan de manera segura con esta tecnología que hoy en día dominamos después de muchos años de trabajo e inversión y que además tiene un gran potencial de innovación. El gobierno acaba de despedir a 250 trabajadores de planta permanente de NASA como una primera consecuencia de la cancelación del proyecto de la cuarta central de agua pesada, con financiación muy conveniente asegurada, de enorme interés para nuestro país y habla de una compra “llave en mano” de un reactor chino en el 2022. Esta es la peor combinación posible. La cuarta central iba a ser financiada en un 85 por ciento por China y la participación de nuestro país iba a ser dominante (70 por ciento) con una perspectiva de continuidad para numerosas empresas pequeñas, medianas y grandes que habían apostado e invertido en tecnología e instalaciones. Nosotros queremos evitar que se cancele el proyecto de la cuarta central por las consecuencias devastadoras que tendrá y que ya está teniendo. La destrucción de la unidad de gestión de NASA, donde hay personal altamente capacitado que participó en la muy*

---

*meritoria construcción y puesta en marcha de ATUCHA II y que está participando en la extensión de vida de la central de Embalse, no solo es una injustificable dilapidación de un capital humano muy valioso sino que es riesgo para la operación de las centrales nucleares existentes que requieren conocimientos y capacidad de diseño local. Este capital humano será aprovechado en otras latitudes donde se están construyendo muchas centrales nucleares configurando un nuevo capítulo en la fuga de cerebros de nuestro país. Recordemos además que la cancelación contraviene la ley 26.566 que explícitamente declara de interés nacional la construcción de la cuarta central.*

*A este cuadro desolador se suman despidos en DIOXITEK, la empresa encargada de fabricar el compuesto base de los combustibles nucleares.*

*Estas decisiones destruirán miles de puestos de trabajo altamente calificados y ponen en grave riesgo la continuidad del sector dilapidando el capital acumulado durante casi 70 años de trabajo continuado y fecundo que posicionó a nuestro país entre los más avanzados en tecnología nuclear.*

*Andrés J. KLEINER Investigador superior de la CNEA-Conicet. Profesor titular Unsam (Página 12 20 de agosto de 2018)”*

**iii) La Paralización de la planta de fabricación de agua pesada (PIAP)**

*“Una de las más grandes y exitosas inversiones para sostener esta línea fue la construcción de la PIAP, una verdadera joya tecnológica que necesitamos para proveer de agua pesada de altísima calidad a nuestras centrales presentes y futuras y a los reactores de investigación que fabrica y exporta INVAP. Pero parecería que se han acabado los fondos para pagar los sueldos de los trabajadores de la PIAP (tomado de ANDRE J. KLEINER opinión citada)”.*

*“PIAP es controlada por la Empresa Neuquina de Servicios de Ingeniería (ENSI), una sociedad entre la provincia de Neuquén (51 por ciento) y la CNEA (49 por ciento). Allí se produce el agua pesada que modera y refrigera la reacción nuclear en centrales atómicas que utilizan uranio natural. La firma interrumpió su producción en mayo del año pasado debido a una parada técnica e inicialmente se había prometido que arrancararía de nuevo en agosto, pero eso nunca ocurrió.*

*PIAP produjo el año pasado un stock de 23 toneladas de agua pesada que se las podría vender a la estatal NASA, la firma encargada de operar las tres centrales nucleares, y así salir de esta delicada situación al menos por unos meses. Primero se argumentó que NASA no tenía los recursos suficientes para pagar la producción porque también le recortaron los fondos y tenía sus tarifas congeladas. A fines de febrero el gobierno elevó a través de la resolución 73/18 la remuneración que percibe la compañía por la venta de energía, pero igual NASA no compró el agua pesada (fkrakowiak@pagina12.com.ar”.*

Una de la alternativa para que la PIAP siga funcionando es cambiarle el objetivo y en lugar de agua pesada produciría fertilizantes.

## **B9. Carbón Mineral**

A diferencia de lo que ocurre en Europa, en América Latina, a excepción de Colombia y en ciertas regiones de otros países, el Carbón Mineral no ha sido utilizado por las familias y escasamente por las industrias para generar vapor, circunscribiéndose su empleo, esencialmente, a la generación de Electricidad y a la siderurgia.

---

**i) Las Reservas**

Las Reservas Medidas de Carbón Mineral llegaban en el año 2016 a 477,9 millones de toneladas, que sumadas a las reservas Indicadas de 206,5 e inferidas de 67,8 daban un total de 752,3 millones de toneladas.

**ii) La Producción**

La producción actual de Río Turbio, único yacimiento en explotación, en el año 2017 alcanzaba a 20340 toneladas. El pico máximo de producción se alcanzó en el año 1979 con 1.326.254 toneladas y desde entonces la caída ha sido permanente, luego de la privatización de Yacimientos Carboníferos Fiscales (YCF) y pese a las inversiones realizadas por el anterior gobierno en la mina de Río Turbio.

La relación Reservas Medidas a Producción llegaba en el año 2016 a 23.500 años, poniendo de manifiesto el desaprovechamiento de este recurso.

**iii) Los mercados**

Como el carbón de Río Turbio no es apto para ser coquificado económicamente, el casi único mercado consumidor lo constituyen las centrales termoeléctricas. Como prácticamente la única planta generadora era la de San Nicolás se explica la drástica disminución de la producción. La mayor parte del Carbón que se consume es importado, de tipo coquificable, y destinado esencialmente a la industria siderúrgica para alimentar las coquerías. El resto del carbón es utilizado por la central termoeléctrica de San Nicolás. La disminución permanente en el consumo obedece esencialmente a la crisis de la Industria siderúrgica del país.

**iv) El Problema de la central en Boca de Mina**

En el año 2018 estaba terminándose una central eléctrica en la Boca de Mina de Río Turbio con una capacidad de 240 MW, que consumirá 1.200.000 toneladas por año de carbón bruto. Pero mientras no se reactive la producción de la mina, que no superaba las 20.300 TN/año, la usina debería funcionar con Gas Natural o con carbón importado. Se han hecho importantes inversiones en la mina que podrían, con un esfuerzo adicional, alcanzar la producción que requiere la usina, al tiempo que la central está prácticamente terminada. El actual gobierno no parece dispuesto a finalizar las obras por razones presupuestarias. En la zona de Río Turbio la población considera que cerrar la mina es condenar a la población a desaparecer, mientras grupos ecologistas se oponen a que se utilice el carbón para generar Electricidad por razones ambientales. El tema es complejo y la peor de las salidas es no hacer nada.

## **B10. Las Energías Renovables**

**i) El alcance**

Aquí se analizará a las energías de biomasa (esencialmente Biodiesel y BIOETANOL con alguna mención a otras), la Eólica y la Solar.

Gran parte del consumo de estas Fuentes se destina a la generación de Electricidad.

No se tratará aquí a las grandes centrales hidroeléctricas (más de 30 o 50 MW) que también se incluyeron con la energía eléctrica.

Según la ley el aporte de las fuentes renovables debió llegar al 8% de la generación eléctrica total en el año 2017 pero en el año 2017 solo llegaba al 2%.

---

Los recursos de estos energéticos son realmente importantes en Argentina y sólo están utilizados en cantidades relevantes el BIOETANOL y el Biodiesel.

**ii) Los Planes**

Los planes formulados para desarrollar las fuentes renovables han sido el Renovar, PROBIOMASA y MATER. De muchos años atrás viene el PERMER.

**iii) Origen de la promoción de las Energías Renovables**

La idea de promocionar el desarrollo de las Fuentes Renovables surgió del anterior gobierno, pero en los hechos fue muy poco lo que hizo al respecto. Quizá habría que destacar en algunas provincias los logros del PERMER.

El actual gobierno por el contrario le ha dado un gran impulso al tema y los resultados en cuanto a la potencia en construcción y los contratos firmados lo demuestra.

**iv) La participación nacional**

Cómo el programa no contempló los efectos hacia adelante y hacia atrás de un ingreso masivo, se ha generado la apertura, casi irrestricta, del mercado a empresas extranjeras esencialmente de Europa y China que tiene desarrollada una capacidad de producir equipos muy grandes y de entregarlos en breves lapsos de tiempo. Esto ha descolocado a las empresas metalmecánicas nacionales que no pueden competir en cantidad y plazos. Esto más allá de alguna débil cláusula que las alienta, la ley permite prácticamente la importación de toda la parte metal mecánica de los equipos y los exime todo derecho de importación.

**v) La alternativa de implementación**

En consecuencia, Argentina no repite la experiencia exitosa de desarrollo nuclear que la posicionó a nivel mundial. En este caso el esfuerzo hubiera sido mucho menor pues no se trata de tecnologías de punta.

La alternativa hubiera sido ir equipando a un ritmo más pausado que permitiera la participación masiva de la industria nacional, que incluso podría haber generado la posibilidad de exportar a países vecinos.

Parece otra oportunidad perdida.

**vi) Los Precios**

En cuanto a los precios, comenzaron muy altos, pero a octubre del 2018 la media de los equipamientos estaba por debajo del precio MONÓMICO que pagaba CAMMESA (54,72 las Fuentes Renovables frente a 61,73 de los contratos de CAMMESA). Esto se debe al predominio de la eólica y la solar, que aportaban el 55% y el 38%, respectivamente de la potencia en marcha y cuyos precios estaban por debajo de la media mencionada.

**vii) El Biodiesel y el BIOETANOL**

En cuanto al Biodiesel y el BIOETANOL subsiste el “conflicto” ente las comercializadoras petroleras y las azucareras, maiceras y aceiteras por los precios, que establece el estado, para estos biocombustibles y el porcentaje de participación de ambos en las respectivas mezclas con las Naftas y el Gasoil. En este último aspecto las productoras de biocombustibles aspiran a incrementar la participación en dichas mezclas, incluso en algunos casos hasta llevarla al 100% en el caso del biodiesel.

---

#### **viii) Las Exportaciones de Biodiesel**

Otro aspecto no menor es la magnitud de las exportaciones de biodiesel que llegaban en el año 2017 a casi el 58% de la producción. Es que Argentina tiene uno de los complejos aceiteros más importantes del mundo y estas exportaciones aportan valor agregado como no lo hacen las de porotos y residuos de esta industria que representan uno de los ítems más grandes de los ingresos por exportaciones del país.

Estados Unidos ha aplicado fuertes aranceles a la importación desde Argentina y la UE se ha opuesto también a permitirlos.

#### **ix) EL PROBIOMASA**

Es una buena iniciativa donde sería esencial la participación y el aporte de instituciones como el INTA que tiene muchos años de experiencia acumulada en el tema.

#### **x) EL MATER**

Introduce una nueva complejidad en el sector eléctrico y hace añorar lo simple del sistema cuando era manejado por empresas del Estado y ellas participaban activamente en el despacho unificado de cargas y en la construcción de obras energéticas con el financiamiento de los recursos provenientes de los Impuestos al consumo de energía (esencialmente a los combustibles líquidos) con el aporte, siempre minoritario de los Bancos Internacionales de Fomento. Este esquema se destruyó en los 90 y el sistema eléctrico no funciona mejor.

#### **xi) Resultados de los Planes RENOVAR y MATER**

A octubre del 2018 eran 16 los equipamientos de estos planes en operación aportando una potencia de 348 MW.

El primer desarrollo comenzó a funcionar a mediados del año 2017 y el último se conectó en octubre 2018 por parte de YPF al concretar la central de Manantiales BEHR.

Entre los 16 desarrollos en funcionamiento hay desde pequeños aprovechamientos hidráulicos, pasando por centrales a base de biogás y biomasa, parques solares y eólicos. A estos se sumaría otros 86 en construcción de los 157 ya adjudicados, mientras se demora la instalación de centrales hidroeléctricas y nucleares de gran porte, afectando en este último caso el desarrollo nuclear argentino.

### **B11. Los Contratos de Participación Pública Privada (PPP)**

#### **i) Qué son y donde se originaron**

Surgen de la concepción del gobierno actual que no es partidario de las inversiones estatales en obras de infraestructura como las energéticas y más específicamente las del sector eléctrico.

Los PPP son contratos celebrados entre el sector público y el sector privado para realizar obras o suministrar bienes. En estos contratos el contratista (privado) asume la responsabilidad para obtener una parte sustancial del financiamiento de la obra.

Son proyectos destinados a infraestructura, vivienda, servicios públicos, inversiones productivas, investigación aplicada e innovación tecnológica.

Pero no tienen cabida los destinados únicamente a la provisión de mano de obra, suministro y provisión de bienes y los financiados esencialmente con Fondos del Tesoro Nacional.

---

Se obtienen por concurso o licitación pública.

Los pagos se pueden realizar afectando directamente recursos o transferencias o a través de fideicomisos debidamente reglamentados.

El Agente Fiduciario es el Banco de Inversión y Comercio Exterior (BICE) y los fiduciarios son los ministros o secretarios bajo cuya jurisdicción esté la obra.

La duración es por treinta años.

Esta figura se originó en el Reino Unido en los 70 y se desarrolló principalmente en el sector transporte con resultados dispares, para ser benévolo.

## ii) La parte Legal

La ley y los decretos reglamentarios son muy interesantes para el beneficio de los contratistas privados, pues eliminan la obligación del pago del IVA para los fondos que participan, exime del impuesto a las ganancias y del impuesto a los bienes eventuales.

Si el contratista es extranjero y hay litigios actúan tribunales de países con sede en estados miembros de la convención sobre reconocimiento y ejecución de las sentencias arbitrales extranjeras.

## iii) El Control

Es control es efectuado por una Comisión Bicameral de seguimiento de contratos presidida por un miembro de la oposición y vice presidida por un miembro del oficialismo. Está integrada por siete Diputados y por siete Senadores.

## iv) Ventajas, Desventajas y Crítica

*“Un estudio de la Fundación CECE, integrada en su mayoría por profesores de la Universidad de Buenos Aires (UBA), agrega que este sistema, desarrollado a principios de los 70’s en el Reino Unido, implica en líneas generales “la prestación de manera directa de un servicio al sector público por parte de una empresa privada, mediante un contrato que incluye el diseño, la construcción y luego la operación y el mantenimiento de una infraestructura”.*

*Según el informe de la Fundación CECE, realizado por el economista Alejandro EINSTOSS, “la mayor ventaja para el sector público es que las obras son financiadas por el sector privado, evitando de esta forma restricciones presupuestarias, sin generar deuda pública y aprovechando la capacidad de gestión del sector privado”. Del lado del sector privado, las ventajas “vienen de la mano de poder participar y estructurar proyectos que estarían fuera de escala sin la participación del sector público”, donde el Estado asume ciertos riesgos o le reasegura una cantidad de ingresos.*

*Sin embargo, las PPP pueden presentar distintas desventajas en relación a la obra pública tradicional. Entre ellas, las posibles fallas en la confección de los contratos que deriven en sobrecostos a los usuarios, errores en la elección de los proyectos y en la distribución de riesgos, los elevados costos financieros, y renegociaciones recurrentes.*

*“El origen del PPP es el Reino Unido de Margaret THATCHER, y así ese tipo de esquema de asociación pública privada se extendió a otros países (España, Chile, Brasil, Panamá, Colombia, Perú, Francia).*

*Sin embargo, la Oficina Nacional de Auditoría británica (NAO) denunció los malos resultados del sistema porque los sobre costos fueron de hasta el 40 por ciento en las obras.*

---

*Además, en España, la quiebra de las empresas constructoras que participaron de esta modalidad empujó a la administración española a estatizar cuatro autopistas construidas mediante PPP, arrojando una pérdida de 2500 millones de dólares al Estado español (Tomado de Conclusión, entrevista a Pino Solanas 29 de abril 2018)”.*

## **B12. La Energía Distribuida**

### **Alguna inquietud**

En virtud de las economías de escala, la Electricidad generada por grandes aprovechamientos hidroeléctricos y nucleares tiene que resultar con menores costos que la auto producida por pequeños generadores (menos de 300 KW) residenciales o comerciales o “grandes” generadores (más de 300 KW) generalmente industriales (salvo casos de cogeneración muy especiales) y no parece que prevalezcan las economías de serie sobre las de escala.

Si esto se generalizase y no fuera una pequeña porción de las transacciones se atomizaría el mercado eléctrico y podrían subir los costos de generación y hacer menos competitivo al país.

Por otra parte, si una de las ventajas de esta alternativa fuera eliminar las necesidades de las redes de distribución, no podrían efectuarse las transacciones del generador al sistema cuando le sobrara energía ni comprarla al sistema en caso contrario.

En definitiva, parece interesante si representa una parte pequeña de las transacciones por ejemplo hasta el 10%.

De todas maneras, los vendedores extranjeros de equipos de fuentes renovables están felices.

## **B13. El Uso Racional y Eficiente de la Energía (UREE)**

### **i) Variables a tener en cuenta: los precios**

Una de las variables que suelen tenerse en cuenta en los análisis y propuestas de UREE es el de los precios absolutos y relativos de los distintos energéticos.

Dado que en general son bienes de baja o muy baja elasticidad demanda-precio, no necesariamente los alicientes o des alicientes tarifarios servirán para hacer efectivas políticas de UREE.

### **ii) Variables a tener en cuenta: tipo de actividad**

Otro aspecto, y esto se relaciona más con el sector industrial, cuando no se trata de actividades electro intensivas, es que la incidencia de los costos energéticos en los costos de producción suele ser muy baja en especial si se la compara con los costos salariales y financieros. Entonces por el lado de las tarifas este tipo de industriales no tendrá demasiados alicientes para aplicar UREE en sus procesos. Entonces hay que buscar otro tipo de ventajas como pueden ser las descargas impositivas. Entonces será el Estado el que deberá cargar con el costo de los programas, bajo el supuesto de que un ahorro en la oferta de energía será económica y ambientalmente favorable a los intereses del país.

Si bien la baja elasticidad demanda-precio de los energéticos no ayuda a generar políticas de UREE en el sector residencial, teniendo en cuenta además que se trata de bienes necesarios y en varios



---

casos no sustituibles, precios relativos muy bajos, como ocurrió en buena parte del gobierno anterior, hacen inviables políticas de UREE.

Pero el otro extremo, los aumentos excesivos de tarifas como los aplicados por el actual gobierno provocan, al no ser acompañados por incrementos de los ingresos salariales, un aliciente artificial a las políticas de UREE.

La situación no es sostenible en el tiempo y se corre el riesgo de que los usuarios no puedan utilizar los servicios, en especial de Gas Natural, GLP y Electricidad. De todas maneras, las medidas de fomento del etiquetado de los artefactos electrodomésticos, es bienvenida pero sólo es válida para nuevos equipamientos y resulta inviable para el grueso de la población recomendar el cambio de artefactos por el deterioro del nivel de ingresos.

Más aún cuando desaparecen, prácticamente, las llamadas tarifas sociales y se eliminan los descuentos por menores consumos comparados con períodos similares de tiempo anteriores.

En estos casos las políticas de UREE chocan con la satisfacción de necesidades básicas.

En el sector transporte el consumo de Naftas y Gasoil, la congestión del tráfico en las ciudades, la contaminación por GEI, la ausencia de transporte público de personas, la prácticamente eliminación del transporte de cargas ferroviario, hacen de este sector el más importante para aplicar políticas de UREE.

También han sido muy eficaces las medidas de sustitución de lámparas en el alumbrado público, así como los proyectos de etiquetado de viviendas para conocer su aptitud como ahorradoras de energía. Pero esto debe ir unido a planes de construcción de viviendas adaptados las realidades climáticas del país.

### iii) **La Labor de la actual Subsecretaría de Ahorro y Eficiencia Energética**

En síntesis, parecería muy activa y positiva la labor de la actual Subsecretaría de Ahorro y Eficiencia Energética.

## **B14. Los Precios y las Tarifas de los Energéticos**

### **B14.1 Las tarifas de Gas Natural**

- i) La producción de Gas Natural en boca de pozo, está subvencionada pues se reconoce, al menos a varias productoras, un precio de 7,5 USD el millón de BTU, que luego va cayendo 0,5 USD por año hasta llegar a los 6 y luego, se guiará por el “mercado” (se estima en no menos de 4 dólares) por encima del costo de desarrollo que se supone en 1,7 dólares y del Henry HUB que oscila en los 3 dólares.

Entonces para los productores el subsidio no es una “mala palabra”.

El transporte y la distribución del GN son actividades monopólicas, a diferencia de la producción, y el consumidor es cautivo de la empresa a la que compra el GN, Es decir no puede cambiar de empresa. Como se haría si se comprara queso en lo del Don Manolo, que aumenta su precio y entonces se va al mercado chino.

Que las tarifas actuales son muy altas lo prueba las enormes ganancias de las distribuidoras.

---

Hubo audiencias públicas y en ellas, el ENARGAS, presentó un informe que justificaba los aumentos.

¿Pero quién auditó los costos de las productoras transportadoras y distribuidoras?

¿Quién verificó y está controlando sus futuros planes de inversión que sustenten los nuevos niveles tarifarios?

La legislación de los 90 que culminó con la privatización de Gas del Estado, establecía una revisión tarifaria periódica con intervención del ente regulador (ENARGAS).

- ii) Se observa el enorme incremento de precios posterior al año 2015 llevado a cabo para disminuir los abultados subsidios, reducir el déficit fiscal y favorecer las ganancias de las empresas que, como se dijo, no por eso realizaron las inversiones que esos aumentos de precios les facilitaban y en cambio incrementaron el pago de dividendos a los accionistas.

#### **B14.2 Las Tarifas de Electricidad**

Como sucede con el Gas Natural, los usuarios son cautivos de la distribuidora que le venden la Electricidad. Es decir, tampoco puede optar por otra. Es una actividad monopólica.

Igual que en el caso del GN se realizaron audiencias públicas no vinculantes para explicar los aumentos tarifarios

También aquí ¿quién auditó los costos mencionados por las empresas? ¿Quién está controlando la realización de las inversiones, se supone comprometidas, que fundamentan los aumentos?

Lo verificable es que en la Ciudad de Buenos Aires y en el Conurbano han continuado los cortes, esencialmente por problemas de distribución y transformación (responsabilidad de las distribuidoras)

Por ejemplo, la Central Puerto, la principal generadora privada, ha ganado 310 millones de dólares en el primer trimestre del 2018.

#### **B14.3 Algunos efectos de los TARIFAZOS**

Otros efectos de los TARIFAZOS lo dan los análisis de los balances que son elocuentes respecto al cambio brutal de precios relativos y a la transferencia de ingresos que, vía tarifas, se hace en favor de las empresas que conforman el sector energético privatizado, en desmedro del sector productivo y de los hogares. Así se puede observar que dentro de 53 empresas sobresalen ocho firmas que tienen relación directa con la política de TARIFAZOS del gobierno nacional: EDESUR, EDENOR; METROGAS; CAMUZZI Gas Pampeana, TGS, Pampa Energía, Endesa Costanera, y Central Puerto.

Para estas empresas el crecimiento de su facturación fue del 99%, sus ganancias brutas se expandieron en un 209% y sus ganancias netas finales lo hicieron en un porcentaje aún mayor, un 772%. Comparado con 2016, una empresa como EDENOR expandió sus ganancias brutas en un 2273,3%.

---

## **B14.4 El Impuesto a los Combustibles**

### **i) Antes y Después de la desregulación**

Con anterioridad a la desregulación de los años noventa del siglo pasado, existían cuatro tipos de impuestos específicos que gravaban la actividad en distintos puntos de la cadena petrolera. Estos eran:

- ✓ el gravamen sobre el procesamiento de crudo (equivalente a un 10% del valor FOB del crudo).
- ✓ el aplicado a la Transferencia de los Combustibles líquidos.
- ✓ el destinado a las cajas de previsión social, y
- ✓ El IVA

Esta mecánica tributaria rigió hasta fines de los años 1990 y fue modificada al implementarse la desregulación petrolera.

La Ley 23.996 fue la que estableció un amplio conjunto de reformas en consonancia con el Plan de Convertibilidad de fines del año 1991.

### **ii) El destino de los Impuestos a los combustibles a partir de la convertibilidad**

A partir de la convertibilidad dejaba de existir el Fondo Nacional de la Energía, el fondo para Chocón y grandes obras eléctricas y el gravamen al crudo.

Es que, al privatizarse, prácticamente, todo el sector energético serían las empresas privadas las encargadas de realizar las inversiones y en consecuencia estos fondos no resultarían necesarios.

Sólo hay que recordar que, gracias a los fondos energéticos, fue posible construir la extensa red de gasoductos, centrales hidroeléctricas y nucleoeeléctricas en Argentina.

### **iii) Inmediatamente antes y después de la modificación del marzo 2018**

El impuesto a los combustibles se modificaba en marzo del 2018 introduciendo cambios en el título IV de ley 23.966. Los dos aspectos más relevantes introducidos son que los impuestos pasaron de ser una suma variable a un monto fijo y se agregó un nuevo gravamen: el de las emisiones de dióxido de carbono, (descontando los biocombustibles (biodiesel y BIOETANOL) agregados al Gasoil y a las Naftas).

El monto fijo se actualizará trimestralmente según la variación del índice de precios al consumidor que publique el INDEC.

Aproximadamente a marzo del 2018 la parte de los impuestos a los combustibles y el gravamen por el dióxido de carbono representaba un 22% y 20% de los precios de venta al público de las Naftas SUPER y el Gasoil común, respectivamente. Esto es casi el 40% de lo que representaban históricamente para las Naftas y casi el 30% de lo que representaban para el Gasoil.

Este cambio de modalidad favorece a las empresas petroleras distribuidoras de los combustibles pues ahora los aumentos de los precios de estos productos irán en su totalidad a ellas, el Estado perderá y los consumidores asumirán la totalidad de los aumentos.

Las razones son dos; los precios de los derivados de Petróleo (esencialmente Naftas y Gasoil) aumentan bastante más que el índice precios al consumidor (ejemplo en los primeros nueve meses del 2018 los precios de los derivados se incrementaron en cerca del 65% y el índice lo hizo en un 35%) y el atraso relativo es de un trimestre.

---

En cuanto al destino de los impuestos nada va al sector energético (por las mismas razones mencionados al analizar el cambio provocado en los noventa por la desregulación petrolera) y una parte importante se destinará a los fondos fiduciarios que se derivarán a los Programas de Participación Público Privada ya comentados.

#### **B14.5 Los Precios del Petróleo Crudo y de sus derivados**

##### **i) La Liberación de los precios**

En una carta el ex ministro de Energía y Minería, Juan José Aranguren, les comunicaba a todos los actores del mercado de Hidrocarburos que "con relación al Acuerdo para la Transición a Precios Internacionales de la Industria de los Hidrocarburos Argentina", y en función de la dinámica de las cotizaciones externas, se había decidido liberar el precio de los combustibles.

A partir de ahí, las empresas petroleras quedarían habilitadas para modificar el precio de venta de sus combustibles para el consumo del mercado automotor. Es decir, se liberaban los precios internos de los derivados de Petróleo.

Eran ganadoras con esta medida las refinadoras –las que venden Nafta, como YPF, Shell, AXION, OIL, REFINOR, Petrobras– que establecen los precios en función de lo que pagan por el Petróleo Crudo que les compran a las productoras locales (YPF, Pan American ENERGY, PLUSPETROL, Petrobras, principalmente) ahora quedarían liberadas de ese compromiso: podrán importar o comprar en el país, según les resulte más conveniente.

Esto no favorecerá a las empresas que extraen el crudo en el país mientras perciban por el crudo que venden un precio inferior al del mercado internacional. En junio del 2018 esta diferencia era del 11%, pues se había cambiado el crudo internacional de referencia que siempre había sido el WTI por el Brent, aproximadamente un 10-15% más caro.

En definitiva, las empresas petroleras en Argentina nunca pierden.

A partir de esta decisión de las autoridades los precios de los derivados de Petróleo en Argentina, quedan liberados, están dolarizados- y habrá que tener en cuenta la cotización internacional del crudo Brent (con su equivalente en pesos), el valor del dólar; el precio de los biocombustibles (ya que se mezclan en un 10% con el Gasoil y en un 12% con las Naftas) y la variación trimestral en el índice de precios minoristas del INDEC.

##### **ii) Este cambio de reglas puso fin a una etapa de más de quince años en que los precios locales estuvieron regulados e independizados del precio internacional del Petróleo.**

Cuando el crudo llegó a superar los 140 dólares el barril, los combustibles tuvieron precios bajos por las retenciones progresivas a la exportación. Esta situación comenzó a corregirse, a través de pequeños ajustes de precios.

Desde mediados de 2014 cayó el precio del crudo a menos de USD 44 en nueve meses y obligó al gobierno a acordar con las petroleras un precio sostén mucho más alto ("barril criollo" en pesos), de USD 73 promedio. Pero con el Petróleo por el piso, los precios de los combustibles pasaron a ser los más altos de la región detrás de Uruguay. Ese esquema fue mantenido por el actual gobierno cuya asunción coincidió con el Brent más bajo (USD 36,2 por barril) desde 2009. La diferencia es que se eliminaron las retenciones y luego fue fijado un sendero decreciente para el "barril criollo" que, en realidad, era un subsidio de los consumidores a las petroleras, a la inversa de los años de petróleo caro y precios bajos.

---

iii) A noviembre del 2018, las Naftas y el Gasoil ya registran un alza promedio de casi un 70% con impacto sobre los costos de fletes y transporte que agregan presión a la inflación. Pese a que en ese lapso el Brent retrocedió, el dólar avanzó casi un 100%. En síntesis, con precios libres los combustibles pueden subir cuando no lo hace el petróleo, pero sí el dólar; o viceversa. Y deberían bajar si cae el crudo y el tipo de cambio se estabilizará con la actual volatilidad en ambos mercados, la incógnita es la frecuencia de los cambios.

iv) En los primeros días de noviembre del 2018 volvieron a aumentar los precios de los combustibles.

En cambio, el precio del crudo Brent (marcador para el mercado argentino y esto lo modificó el anterior ministro de Energía ya que antes era el WTI, que en noviembre 2018 era 14% más barato que el Brent, cosa que favorece a las empresas petroleras y perjudica a los consumidores) en igual período descendió un 5%.

Es decir, se verifica que en el mercado argentino los precios de los derivados de Petróleo son inelásticos a la baja del precio internacional y elásticos a la suba.

v) Otro aspecto que merece tenerse en cuenta es que con la actual política de precios el valor de, por ejemplo, las Naftas y el Gasoil es mucho más caro en algunas provincias que en otras. Es decir que los precios no son fijos y homogéneos como era antes de los noventa.

#### **B14.6 Los Precios del GLP**

Desde el anterior gobierno está vigente el denominado Plan Hogar con el objetivo de hacer más accesibles las garrafas a los sectores de menores ingresos. Es que el precio de la caloría que paga un usuario de GLP en garrafas de 10 Kilogramo era en junio del 2018, 1,5 veces más cara que la pagada por un consumidor de la categoría R 23 de Gas Natural.

#### **B14.7 Precios de los Biocombustibles**

i) Estos precios se actualizan periódicamente por parte de la Secretaría de Energía y Minería (los llama valores de referencia) y son diferentes según se trate de pequeños o grandes productores. En el caso del BIOETANOL es diferente el precio si es obtenido de maíz o de caña de azúcar

ii) Existe un diferendo entre las empresas productoras de biocombustibles y las refinadoras de Petróleo, que aducen que esta mezcla encarece sus costos, pero en este y otros diferendos siempre hay que considerar los impactos positivos y negativos sobre la trama productiva.

iii) Por ejemplo, hay experiencias que incrementan el agregado de biocombustibles sobre los límites actuales, llegando, en el caso del biodiesel al funcionamiento de buses con 100% de este combustible y el caso de Brasil que generó una flota de automóviles especiales que usaban totalmente BIOETANOL. Es decir, es un tema que no puede dejarse librado solamente a los productores de biocombustible y de derivados de Petróleo.

iv) No pueden ignorarse los impactos ambientales, como es el caso del biodiesel obtenido de la palma en Colombia.

---

## B15. Los Subsidios

### i) Durante el anterior gobierno

En los últimos años del gobierno anterior hubo una estructura tarifaria irracional que llevó a generar una política de subsidios indiscriminados (no para todas las provincias) que junto a la delegación de buena parte de las inversiones en el sector privado (hay que recordar que desde los 90 habían desaparecido casi todas las empresa estatales) llevó a problemas de desabastecimiento de Electricidad y Gas Natural y a la necesidad de importar combustibles (de esto es responsable la política de exportaciones de energía de los años 90 y comienzos de los 2000 y la reacción tardía, recién en 2012, con la particular forma de nacionalización de YPF).

Pero la distorsionada estructura tarifaria del actual gobierno, especialmente en el AMBA, fue producto de una corrección, casi de un día para el otro, que debió haberse efectuado muy gradualmente y elaborando una nueva alejada del principio neoliberal que dice “que cada uno debe pagar según sus costos” pues esto llevó a una estructura tarifaria regresiva que afectó gravemente las economía familiares de ingresos fijos, como asalariados y jubilados, a las PYMES y a los clubes de barrio, por ejemplo.

El gobierno surgido de las elecciones de diciembre 2015 con su intención de anular el déficit fiscal primario (aumentando el secundario con el aumento de los intereses de la deuda externa contraída) ha implementado una fuerte política de disminución de los subsidios, en este caso de los energéticos, con el objetivo de que lo antes posible cada usuario termine pagando las tarifas plenas de Electricidad, de Gas Natural y las muy altas las de GLP.

### ii) Durante el período que abarca los años 2004 y 2014, los subsidios destinados al sector energético sumaron cerca de \$ 342.000 millones de pesos corrientes (equivalentes a 2.695.658 millones de pesos del año 2018).

Los subsidios energéticos se canalizaban principalmente a través de dos grandes empresas, CAMMESA (55,8%) y ENARSA (30,7%), que entre otros fines tienen a su cargo, respectivamente, el subsidio a la generación de energía eléctrica (ya sea por medio de compensaciones a las generadoras, como mediante la compra de combustible) y la compra de Gas importado para el abastecimiento del mercado interno.

Con una incidencia muy inferior, también se contaban las transferencias a empresas productoras de Gas derivadas del programa de inyección excedente de Gas Natural (denominado “Plan Gas”) aprobado a comienzos del año 2013, destinado a incrementar la producción de este recurso mediante el otorgamiento de subsidios a las empresas (5%).

Yacimientos Carboníferos Río Turbio (2,2%) para gastos operativos, esencialmente salarios.

Fondo Fiduciario para el consumo residencial de GLP (1,5%) para el Plan Hogar destinado a la llamada garrafa social.

YACYRETÁ (1,4%) para el pago de Electricidad a Paraguay.

Fondo Fiduciario para Consumo Residencial de Gas Natural (0,2%) para las compensaciones tarifarias a los consumidores de Patagonia y otras zonas del país.

Otros destinos (3,1%).

---

### iii) Durante el actual gobierno

Con relación al año 2016 los subsidios habrían disminuido en casi un 16%, con fuertes caídas en el Plan Gas e importantes aumentos en los destinados a la ex ENARSA y a los consumidores de GLP.

Pero la enorme magnitud de los aumentos tarifarios (de GN y de EE) no ha sido suficiente para disminuir apreciablemente los subsidios

¿Entonces el gobierno seguirá incrementado las tarifas en valores reales?

Si esto sucede un considerable número de familias de estratos bajos y medios, perderán su derecho a consumir energía y cientos de PYMES y organizaciones de bien público, tenderán a desaparecer.

La solución parecería ser otra.

## **B16. La Matriz Energética**

### **Algunos Comentarios**

Primero hay que aclarar que los consumos intermedios, por ejemplo, los destinados a producir Electricidad, no se incluyen en los consumos totales.

- i) El consumo total de energía apenas ha crecido entre los años 2014 y 2017.  
Esto no es como consecuencia de medidas de ahorro energético sino como consecuencia de una caída de la actividad económica del país y del ingreso de los habitantes.
- ii) Se observan pocos cambios en la participación de las fuentes: por ejemplo, la caída del Gas Natural y derivados obedecería a los fuertes incrementos tarifarios a y a la mencionada menor actividad de los sectores productivos. En cambio, el avance de Petróleo y derivados a los mayores consumos de Naftas y Gasoil, pese a los aumentos de precios de los mismos.
- iii) En cuanto a los BIOENERGETICOS, la ganancia relativa se habría debido a la de las Naftas y Gasoil ya que el BIOETANO y el biodiesel se mezclan con las mismas.
- iv) En cuanto a los consumos de Electricidad prácticamente estarían estancados y es válido el comentario incluido en el punto ii) de este apartado.
- v) En los consumos energéticos para generar Electricidad se notaba el impacto del ingreso de ATUCHA II, como se ha seguido empleando Gas Natural para la generación térmica convencional y cómo todavía no se observan los efectos de los Planes Renovar en cuanto al peso relativo de los aerogeneradores y las centrales solares.
- vi) Habría una ligera caída de la Eficiencia Energética. Es decir, habrían aumentado las pérdidas del sistema (las primarias, las secundarias y las de los centros de transformación); habría caído también el nivel de autoabastecimiento (obviamente por las menores producciones de Petróleo y Gas Natural y las mayores importaciones de Gas Natural Licuado) y se notaría que se necesitó menos energía para generar una unidad de PBI en moneda constante.

## **B17. Lineamientos para otra Política Energética**

Un presupuesto previo.

---

Sin un **Plan de Desarrollo Integral y Sustentable** que de una idea del tipo de país que los argentinos quieren en el mediano y largo plazo toda política energética dejará de tener sustento.

Como la energía, al menos en Argentina, es un satisfactor de necesidades del sistema socioeconómico, la calidad, cantidad y diversidad de la misma, responderá al modelo de país que se decida.

De otra manera lo hará el mercado o mejor los Bancos

- i) Recrear la **Planificación Energética** como indicador de la asignación más adecuada de los recursos energéticos, que tenga como objetivo principal asegurar el abastecimiento de energía en cantidad y calidad que requiere el sistema socioeconómico no sólo el de las generaciones presentes sino el de las futuras. Estos planes deberán ser independientes de los períodos de gobierno y deberán ser actualizados anual o bianualmente.
- ii) Hacer que la **Secretaría de Energía**, se jerarquice y sea la encargada de aplicar las Políticas del Plan Energético Recrear los **Sistemas e de Información Energética** recuperando por ejemplo los Boletines anuales de Combustibles y de Electricidad, por supuesto mejorados y llevados a medio electrónico y que facilitaban muchísimo las tareas de los estudiosos de la energía.
- iii) Elaborar un **Código Energético y una nueva Ley de Hidrocarburos**, rectores de la actividad en todo el país. Es que la reforma constitucional transfirió los recursos naturales al dominio exclusivo de las provincias y esto está generando, para ser suave, desequilibrios y asimetrías en el manejo de dichos recursos y hace muy difícil diseñar y aplicar una política energética coherente. Este Código debería ser elaborado por el Congreso Nacional.
- iv) **Un fuerte Papel de los Entes Reguladores de Energía.** Mientras subsistan las empresas energéticas privadas sus planes anuales y de mediano plazo deberán ser controlados en su cumplimiento por estos entes. Asegurando que sean compatibles con los planes energéticos y particularmente que cumplan en tiempo forma los planes de inversión. De esta manera se aseguraría el suministro de todas las energías en cantidad, calidad y tiempo. Las empresas energéticas públicas, también debería estar sujetas a las normas que establezcan los entes.
- v) En general **no se propiciará la exportación masiva de energéticos**, salvo en el caso de interconexiones y acuerdos con los países de América Latina y El Caribe o de descubrimientos excepcional. En este último caso se debería seguir una política similar a la de Noruega y no la Nigeria, y utilizar los recursos excedentes para mejorar la calidad de vida de la población, asegurar el abastecimiento de las generaciones futuras e industrializar el país. Es decir, romper con la política de exportar materias primas e importar bienes industrializados.
- vi) Una condición necesaria para que pueda implementarse una política energética que contemple los intereses presentes y futuros del país y de sus habitantes es la **recreación de las Empresas Estatales Energéticas**, cada una con su ámbito de influencia y coordinadas a través de la Secretaría de Energía.

Pero estas empresas deben tener autonomía de gestión, su personal directivo debe ser seleccionado por concurso y no por amiguismo partidario político, deben presentar anualmente sus planes insertados en el Plan Energético Nacional, deben rendir cuentas de sus acciones en cuanto al cumplimiento de las metas contenidas en el Plan, no sólo las de producción y ser Federales es decir las provincias deben integrarse a sus directorios y participar no sólo de las decisiones sino de los “beneficios” que las Empresas produzcan.

Quizá el modelo, adoptado a nuestra realidad, sea el de empresas como Electricidad de Francia y sus contratos de plan.



---

Las provincias deben integrarse a los directorios de las empresas de manera de no ser sólo receptoras de las regalías.

De esta manera los recursos naturales existentes en territorios provinciales serán ahora de las provincias y de la nación y lo mismo deberá ocurrir con los energéticos existentes en aguas marinas.

Como hoy no existen empresas energéticas nacionales y en caso de los Hidrocarburos las empresas privadas ejercen en los hechos el dominio de los recursos existentes en sus concesiones parece importante elaborar una nueva ley de Hidrocarburos que reemplace a la inadecuada, para los fines aquí propuestos, ley de Hidrocarburos 17.319 vigente reformada por la 2007; en especial en cuanto al cumplimiento de las inversiones y buena praxis, y en caso de incumplimiento revertirlas al patrimonio estatal.

En este camino habría que suspender la extensión de los contratos de concesión que están haciendo las provincias, revisar las otorgadas y convertir los permisos de exploración y esas concesiones de explotación en contratos de servicio o de asociación con mayoría de la YPF estatal y sin libre disponibilidad ni de divisas ni de Petróleo y Gas Natural.

Los dos puntos que siguen hay que analizarlos en el siguiente contexto que dará una idea de la magnitud del “negocio” de los Hidrocarburos en Argentina.

La venta de derivados de Petróleo más las exportaciones y menos las importaciones generaría no menos de 33.000 millones de dólares anuales del año 2014 al cambio oficial.

El valor económico de las reservas de Petróleo y Gas Natural, al a precios internacionales, alcanzaría los 214.000 millones de dólares sin contar los recursos de Vaca Muerta y resto de los No Convencionales.

**vii) ¿Pero cómo se financiará la realización de las obras energéticas?**

Hace años gran parte del financiamiento de las obras energética, provenía de los impuestos a los combustibles que eran asignados para construir centrales hidroeléctricas, nucleares y convencionales y para construir las redes de gasoductos del país.

Durante los noventa se privatizó todo y el Estado delegó en las empresas privadas la realización de las inversiones porque, se decía que “el mercado era un buen asignador de recursos”.

Esta política continuó con los gobiernos posteriores.

Pero el empresario privado debe responder a los intereses de sus accionistas y estos no necesariamente son coincidentes con lo que el país necesita en cuanto al tipo y oportunidad de las obras.

El objetivo de hacer más transparente el mercado y más competitivo prácticamente no se cumplió y las consecuencias están a la vista.

Además de la buena gestión y de los recursos provenientes de los impuestos a los combustibles, vía fondo de energía, se pueden obtener recursos de los créditos de proveedores de equipos, de Bancos Multilaterales, de un banco regional tipo Banco Sur, de la recreación del Banco Nacional de Desarrollo (es decir, re direccionar el sistema bancario actual) y asociar mediante emisión de bonos a los argentinos.

---

viii) **¿Pero qué papel le cabe al empresario privado en este esquema?**

En forma muy general puede decirse que el equipamiento del sector energético en Argentina requiere de entre un 5 a 8% del PBI, dependiendo del atraso de obras y de crecimiento de la demanda.

Entonces el sector privado que quiera vincularse a la energía deberá reconvertirse, dejar la operación de los yacimientos y las centrales eléctricas, gasoducto, etc., a las empresas estatales y dedicarse a la fabricación e instalación de los equipos que requiere la actividad.

Para ello dispondrá del poder de compra de las empresas estatales que puede oscilar entre los 15.000 y 20.000 millones de dólares año (esto surgirá de los planes energéticos que se elaboren).

Parece que este papel de empresarios puede resultar más útil al país que el de los actuales “empresarios” participantes argentinos en YPFSA.

Esta “argentización” de YPF se parece bastante a la de los viejos contratistas de YPF, cuando algunos, crearon su imperio sin prácticamente ningún riesgo empresario.

ix) **La política de Precios y Tarifas de la Energía y los Subsidios**

La forma más genuina que tiene una empresa de financiar la capacidad de su estructura productiva es mediante los ingresos que percibe por la venta de sus productos.

En el caso del sector energía no es habitual que una empresa pública o privada autofinancie la totalidad de sus inversiones. Es que muchas veces hay que realizar inversiones cuantiosas que maduran varios años después.

Por eso se suele recurrir al crédito bancario y al de proveedores y a veces a la capitalización de la empresa.

De todas maneras, no es conveniente que los ingresos propios no alcancen para cubrir una parte más o menos importante de las inversiones.

En el país se está aplicando una errada política de precios y tarifas de los productos energéticos, especialmente para la Electricidad y el Gas Natural.

El caso de los derivados del Petróleo es distinto y los precios actuales, medidos en dólares constantes por litro, para el Gasoil y la Nafta SUPER están hoy por encima de los vigentes durante la convertibilidad.

Los fondos fiduciarios han sido otro instrumento para que empresas privadas se hicieran con la propiedad de centrales eléctricas.

Es decir, hay que revisar las estructuras tarifarias. Esto no debe ser una política para la coyuntura, sino que debe ser la política tarifaria del país.

Por supuesto si la operación del sector estuviera en manos de empresas estatales la implementación sería más sencilla, porque los valores deberían cubrir los costos y una adecuada expansión de la capacidad productiva y no destinar montos a los accionistas dueños de las empresas privadas.

**Los subsidios** como los impuestos son herramientas de política económica y su bondad u oportunidad dependerá de cómo se usen.

---

Las familias que consumen energía (por ejemplo, Electricidad, Gas Natural y GLP) no tienen el mismo nivel de ingreso y consumen en relación, en general, con ese nivel de ingreso.

Una familia que habita una vivienda de 20-40 m<sup>2</sup> consumirá menos que otra que viva en una vivienda de 200 m<sup>2</sup>.

Entonces se debe tener en cuenta no sólo la tarifa media sino implementar una estructura tarifaria. Esta estructura puede ser progresiva o regresiva.

Es progresiva cuando el precio de la unidad consumida (KWH o m<sup>3</sup> o Kilogramo.) es menor mientras menor es el consumo y recíprocamente. O sea que los que consuman menos tendrán una tarifa unitaria menor que los que consuman más. Entonces se genera lo que en economía se llama subsidio cruzado, donde los que más consumen subsidian a los que menos consumen.

Lo importante es que la tarifa media cubra la totalidad de los costos de funcionamiento y una parte de los costos de inversión (no todos sino la tarifa sería muy alta y las generaciones presentes estarían financiando a las generaciones futuras).

Si las tarifas medias fueran muy bajas las generaciones futuras o no tendría energía o deberían financiar a las empresas con tarifas medias muy altas si quieren tener energía y estarían financiando a las generaciones pasadas que tuvieron tarifas medias muy bajas.

Lo mismo debería pasar con los sectores de servicios y productivos. En este caso los sectores de consumo final (comercios) deberían tener tarifas unitarias más altas que los sectores de consumo intermedio (industrias, especialmente las Pymes) y prestadoras de servicios públicos (transportes) Entonces también existirían subsidios cruzados intersectoriales.

Esto debería llevar al diseño de una estructura tarifaria que tenga tarifas unitarias diferentes según se trate de familias que consuman poco o mucho; de sectores que sean de consumo final o de consumo intermedio y según que la temperatura donde están situados sea más o menos rigurosa.

Si se analiza el problema en su conjunto es decir se planifica a mediano y largo plazo surgirán las estructuras tarifarias que serían equitativas, socialmente, económicamente y generacionalmente hablando.

Esto debería llevar a estratificar los consumos de las familias e incluso determinar un consumo mínimo razonable (que no que implique tener una lamparita de 40 W por ambiente o un consumo de Gas sólo para cocinar) que tendrá la tarifa mínima.

Por supuesto todo se solucionaría si todos los habitantes del país tuvieran un trabajo estable, digno y justamente remunerado. Entonces la estructura tarifaria podría ser otra.

En resumen en los años recientes de Argentina hubo una estructura tarifaria irracional que llevó a generar una política de subsidios indiscriminados (no para todas las provincias) que junto a la delegación de las inversiones en el sector energético privado (habían desaparecido las empresas estatales) llevó a problema de abastecimiento en Electricidad y Gas Natural y a la necesidad de importar combustibles (de esto es esencialmente responsable la política de exportaciones de energía de los 90 y comienzos del 2000 y la reacción tardía, recién en 2012, con la particular forma de nacionalización de YPF).

Pero por otra parte la distorsionada magnitud y estructura tarifaria actual, existente especialmente en AMBA, no se debió haber corregido en tan corto plazo (y aún no se terminó)

---

sino gradualmente y elaborando una nueva estructura tarifaria alejada del principio neoliberal que dice "que cada uno debe pagar según sus costos", pues esto llevaría inevitablemente a una estructura tarifaria regresiva que haría, en muchos casos imposible el pago a una parte numerosa de la población especialmente la que tiene ingreso fijos que no se actualizan al ritmo de las tarifas.

El tema del ahorro de energía o uso racional de la energía puede y debe, bien administrado, influir sobre las estructuras tarifarias, pero mucho más allá de un sistema de premios y castigos. Parece que incluso las deducciones a los pagos de los servicios energéticos por menores consumos relativos respecto de períodos similares en años anteriores habría desaparecido.

También se habría restringido mucho la aplicación de la llamada Tarifa Social.

Pero ¿Por qué no ocurrían estos desajustes extremos antes de los 90?

Esencialmente por la existencia de las empresas energéticas entre ellas YPF, Gas del Estado Y Agua y Energía que fueron privatizadas en esa década.

El financiamiento de las inversiones energéticas provenía de los impuestos a los combustibles (esencialmente Naftas y Gasoil) que junto con los aportes de Bancos nacionales como el de Desarrollo y El Nación aportaban casi el 70 u 80% del costo de las obras, el resto provenía de Bancos Multilaterales, como el BID y de los proveedores de equipos.

Las empresas públicas de energía fijaban sus tarifas y desde el poder político a veces se las usaba para no incrementar las tasas inflacionarias y esto demoraba obras.

Otro aspecto era que las empresas públicas energéticas no necesitan la partida de ganancias, sí la que contemple la expansión del servicio, y eso hace que las tarifas no deban tan altas, pues el "accionista", al que tienen que rendir cuentas, es el Estado o sea a la población.

Además, se consideraba a la energía como un servicio público y el consumir energía como un derecho.

Es que la energía es un satisfactor de las necesidades del sector productivo y de la población

En cambio, el neoliberalismo considera al sector energético como otro más de los sectores productores de bienes y servicios.

Entonces, para esta concepción, las actividades energéticas son Unidades de Negocio auto contenidas y aisladas y cada una de ellas deben ser autosustentable.

En consecuencia, no aceptan los subsidios y en último caso si una unidad de negocio da "perdidas" se debe importar lo que produce.

No hay conexión entre el sector energético y el resto de los sectores: En términos políticos entre el Ministerio de Energía y los Ministerios de Hacienda, de la Producción o del Banco Central.

Entonces decisiones autónomas tomadas aisladamente, por ejemplo por la autoridad energética, con un desorbitante aumento tarifario, no tienen en cuenta las repercusiones sobre el resto del sistema (por ejemplo inflación, caída del consumo, nivel de vida de la población más vulnerable).

---

Al entonces ministro de energía le dieron la directiva de aumentar las tarifas para terminar con los subsidios y disminuir el déficit, considerado como el único causante de la inflación. El cumplió su tarea, las repercusiones no las consideró de su responsabilidad y solamente se avino a tener en cuenta las llamadas tarifas sociales.

Es decir, hay un problema de concepción “ideológica” que subyace en las decisiones.

Por eso los problemas de las Tarifas y el de los Subsidios son tema político que se deben encarar, por supuesto, técnicamente.

**x) En síntesis**

- Plan Nacional integral de Desarrollo Sustentable del País
- Planificación Energética
- Recreación del poder de decisión de la Secretaría de Energía
- Elaboración de un Código Energético y una nueva Ley de Hidrocarburos
- Recreación de las Empresas Estatales Energéticas de carácter Nacional y Federal
- Recreación del Fondo de Energía a partir de los impuestos a los Derivados de Petróleo y Gas Natural (que son energías no renovables y están presionando mucho sobre la estructura de Matriz Energética) para el financiamiento de parte de la expansión de la capacidad productiva, incluido el riesgo minero que implica la exploración
- Asignar al sector privado el papel de proveedor de los equipos e insumos que demanden las inversiones de las empresas
- Recrear el Banco Nacional de Desarrollo como fuente genuina de financiamiento de parte de las inversiones del Sector
- Reformular otra estructura de precios y Tarifas para salir de la actual y que además sirva de instrumento para modificar la Matriz energética y de Generación de Electricidad

Para terminar, no será posible instrumentar una Política Energética al servicio de las generaciones presentes y futuras del País si no se recrean las Empresas Estatales de Energía.

---

## 1. CONTENIDO

Este documento intenta analizar la política energética aplicada en Argentina desde el mes de diciembre del año 2015 hasta fines del año 2018.

Se pretende observar los aspectos más salientes de esa política.

Por supuesto es muy breve el período estudiado comparándolo con el correspondiente al transcurrido durante los gobiernos del matrimonio Kirchner que duró unos doce años.

La política energética del período “KICHNERISTA” fue examinada en dos trabajos del autor y en otro de Roberto Kozulj:

- “Análisis de la ley 27007, llamada de Hidrocarburos, y de la política hidrocarburífera del período 2002 a 2014”, Documentos de trabajo de Fundación Bariloche, Enero 2015.
- “Panorama de la Energía en Argentina”, Documento de trabajo de Fundación Bariloche, Agosto 2015.
- “La crisis de la Industria del GN en Argentina”, R. Kozulj, CEPAL, Marzo 2005.

Tanto los tres trabajos mencionados como el actual son críticos, pero con intención constructiva. Es decir, señalan particularmente las medidas que, a juicio de los autores, no fueron convenientes para el país sin dejar de mencionar las otras.

En este trabajo se intenta aportar sobre lo que debería haberse hecho o debería hacerse, siempre en materia de política energética del actual gobierno.

Es decir, se pretende opinar sobre los problemas energéticos más graves, o no tanto, que tiene Argentina a mediados del 2018.

Esto es:

- ¿Hay coordinación entre las medidas que se toman en el Ministerio de Energía y en los restantes Ministerios?
- ¿Hay planificación energética y si la hay de qué tipo es?
- ¿Cuál es el papel del Estado Nacional, de los Estados Provinciales y del Congreso en el sector energético?
- ¿Por qué caen las producciones de Petróleo y de Gas Natural?
- ¿Qué pasa con Vaca Muerta y con los yacimientos convencionales de Hidrocarburos?
- ¿Cómo se asegura la licencia social y se contemplan los impactos ambientales del FRACKING?
- ¿Por qué se incrementa la importación de Petróleo y derivados?
- ¿Por qué se quiere exportar Gas Natural?
- ¿Qué pasa con las refinerías?
- ¿Cuál es el rol de YPF?
- ¿Están contempladas las inversiones en generación transmisión y distribución para asegurar el abastecimiento de Electricidad?
- ¿Cuál será el papel de las hidroeléctricas y por qué está demorada la construcción de varias de ellas?

- 
- ¿Cuál será el Plan Nuclear y la participación local en su expansión?
  - ¿Por qué se quiere privatizar TTANSENER?
  - ¿Cómo se asegura la participación de los industriales locales en el desarrollo de las fuentes renovables de energía, específicamente, la eólica y solar? ¿Cuáles son los costos de generar Electricidad con fuentes renovables? ¿Cómo se despachan?
  - ¿Cuál será el papel del alcohol etílico y del biodiesel y sus precios en las mezclas con Naftas y Gasoil?
  - ¿Por qué los grandes aumentos tarifarios para el Gas Natural y la Electricidad? ¿Y los de los derivados de Petróleo? ¿Qué pasa con las tarifas en el interior del país?
  - ¿Cuál es el rol del uso racional de energía?
  - ¿Qué pasa con las garrafas sociales?
  - ¿Qué pasará con el yacimiento de carbón de Río Turbio?
  - etcétera; etcétera.

Primero se mencionará lo relativo a la planificación energética, luego se incursionará en los aspectos relacionados con cada una de las fuentes energéticas (Petróleo y Derivados; Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo; Electricidad; Energía Nuclear; Biocombustibles, Energía Eólica; Energía Solar y Carbón Mineral).

Tratamiento especial merecerá lo relacionado con los precios y tarifas, incluidos los impuestos a los combustibles, y los subsidios.

Se analizará la Matriz Energética.

Se pretende presentar los temas de manera que puedan leerse no sólo de manera conjunta sino también individualmente.

Pese a que las políticas para cada fuente energética son, en menor o mayor medida, interdependientes, puede interesar especialmente la de alguna en particular.

---

## 2. ALGO, MUY BREVE, DE “IDEOLOGÍA”

En materia de política energética en Argentina siempre hubo dos concepciones gruesas respecto, principalmente, del papel del Estado y del sector privado.

Una considera al sector energético como similar a cualquier sector productivo de bienes y servicios y en consecuencia sujeto a las mismas reglas. Sus ganancias deben pagar impuestos y cuando sus costos, para los bienes transables internacionalmente, (esto incluye al Petróleo, a sus derivados, al carbón, al GNL y a los combustibles nucleares), sean superiores a los internacionales esos bienes se deben importar y si son inferiores se los puede exportar.

La idea se fundamenta en una apertura del comercio internacional irrestricta en un mercado donde esos bienes abundan y hay numerosos proveedores y compradores.

El mercado interno debe liberarse y dejar que los distintos actores privados concurren, compitan y esto asegurará el mejor servicio a los consumidores. Entonces el precio para los consumidores argentinos se adecuará al precio internacional y al valor dólar- peso. Entonces, la presencia del Estado empresario es innecesaria y debe limitarse a asegurar la competencia, evitando el dominio del mercado por monopolios.

Esto es “lo que puedan hacer los privados no debe hacerlo el Estado”.

En el caso de los bienes, en principio, no transables internacionalmente como la Electricidad o el Gas Natural por redes el Estado sólo debe tener un papel regulador, pero nunca empresario.

Otra concepción política considera a la actividad energética como un servicio público y productora de bienes no sustituibles e imprescindibles para el funcionamiento diario del sistema socioeconómico. Para las personas considera un derecho tener energía.

Considera también a los mercados de estos bienes como monopólicos u oligopólicos, que, además, como en los casos del Gas Natural distribuido por redes y de la Electricidad, son cautivos de la empresa proveedora.

Estos mercados, por naturaleza, no pueden ser competitivos (hay un número de proveedores muy inferior al número de compradores) y por lo general o son oligopólicos, como en el caso del Petróleo y sus derivados, o monopólicos como en el caso del Gas Natural por redes y el transporte y la distribución de Electricidad. Para esta política las empresas energéticas estatales son imprescindibles. En esta concepción el papel del sector privado es esencial como proveedor del equipamiento que requieren todas las obras energéticas y que constituye la mayor parte de las cuantiosas inversiones. No acepta el papel de concesionario privado operador de las instalaciones del sector y lo reserva para las empresas del Estado.

En Argentina, a través de la historia, ha estado vigentes una u otra de las mencionadas concepciones.

En Argentina hubo un período en que casi todo el sector energético estaba en manos de empresas estatales.

- YPF, fue creada en 1922, fue la primera empresa petrolera estatal del llamado occidente y convivió hasta 1992, en que fue privatizada, con empresas privadas nacionales e internacionales, y luego fue comprada por Repsol en 1999 y “re estatizada” en 2012
- Agua y Energía Eléctrica fue creada en 1947 y cerrada en 1992
- Gas del Estado, fue creada en 1946 y privatizada en 1992



- 
- Yacimientos Carboníferos Fiscales, creada como dirección en 1958, fue privatizada en 1994 y vuelta a estatizar en 2002
  - HIDRONOR fue creada 1967 y privatizada en 1992
  - ATUCHA I comenzó a funcionar en 1974, Embalse lo hizo en 1984 y ATUCHA II en 2014, las tres continúan en manos de la Comisión Nacional de Energía Atómica
  - El Ente Binacional, uruguayo-argentino, Salto Grande fue creado en 1946 y está funcionando desde 1974
  - El Ente Binacional paraguayo-argentino, YACYRETÁ fue creado en 1973 y está funcionando desde 1994

Ambos entes binacionales dependen, actualmente de la recientemente creada empresa IEASA (Integración Energética Argentina).

Además, han existido y existen empresas provinciales y cooperativas, generalmente distribuidoras de Electricidad e incluso en algunos casos de Gas Natural, de Gas licuados de Petróleo y de Petróleo.

No se pretende aquí analizar la historia del sector energético argentino.

El período del “menemismo” y anteriores fue examinado, entre muchas otras, en las siguientes publicaciones:

- “La Política de Desregulación Petrolera Argentina, antecedentes e impactos” R. Kozulj y Víctor Bravo Centro Editor América Latina, 1993
- “El nuevo marco regulatorio y la privatización de Gas del Estado” R. Kozulj. Revista Energía y Desarrollo del Instituto de Economía Energética de Fundación Bariloche, Volumen 4, Octubre 1993
- “Los resultados de la reforma eléctrica Argentina” Graciela Díaz de Hasson, Revista Energía y Desarrollo del Instituto de Economía Energética de Fundación Bariloche, Volumen IV N° 8, Octubre 1995

El período “KIRCHNERISTA” fue estudiado en otras publicaciones mencionadas en el punto 1.

Ahora toca examinar lo que va del período “MACRISTA”.

---

### **3. LA PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA**

#### **3.1. Algunos conceptos**

No es el momento de justificar la necesidad de planificar el desarrollo del sector energético de un país, pero existe una concepción política que considera que el mercado va otorgando las señales para el futuro y que la planificación está de más.

Es el sector privado, en esta concepción, el que se encarga de todo y el Estado sólo debe asegurar reglas del juego claras a fin de evitar los monopolios.

El autor tiene una formación “CEPALINA” de los años 60 del siglo pasado y participó en la elaboración del plan nacional de desarrollo durante el gobierno de ILLIA y del Plan “Trienal” energético de la tercera presidencia de Perón.

Siempre vio con simpatía los Planes Quinquenales de las dos primeras presidencias de Perón.

Brevemente algunos conceptos.

Se considera a la energía como un satisfactor de las necesidades de ese insumo por parte del sistema socio económico de un país.

Luego según cual sea la imagen futura de un país que se tenga, resultará el sector energía que ese país necesita.

Esto implica la necesidad de una planificación socioeconómica, que sirva de marco a la planificación energética, no como un corsé inamovible sino como una guía que indique el rumbo.

Cómo las fuentes energéticas son de uso específico, o en algunos casos, sustituibles entre sí, resulta necesario considerarlas en forma conjunta.

Las relaciones entre el Petróleo y el Gas Natural y de ambas con la Electricidad son ejemplo de lo antedicho.

Ni hablar de las relaciones entre las estructuras tarifarias de los energéticos.

Además, las inversiones para asegurar el abastecimiento tienen largo período de maduración. Esto hace que se tenga que “conocer” hoy la demanda energética de los próximos cinco o diez años, para saber cuándo se debe comenzar a invertir.

Si esto se deja en manos de los inversores privados se corre el riesgo del desabastecimiento energético generalmente por subinversión o el agotamiento de los recursos por sobreexplotación si las condiciones del mercado ameritan una fuerte exportación.

#### **3.2. ¿Tiene el actual gobierno un Plan Energético?**

La Secretaría de Gobierno de Energía depende del Ministerio de Hacienda junto con la Unidad de Coordinación General, la secretaría de Coordinación de Planificación Energética y la Secretaría de Coordinación de Políticas Energéticas.

---

Existen siete Subsecretarías; La Legal; la de Hidrocarburos; la de Energía Eléctrica; la de Energías Renovables; la de Energía Nuclear; la de Ahorro y Eficiencia Energética y la de Conducción Administrativa.

En la Secretaría de Coordinación de Planificación Energética está concentrada la “planificación energética”.

Lo importante para definir y aplicar una política energética no es la estructura administrativa sino las ideas que generan y ejecutan los actores que la conforman.

De manera que no se comentará o criticará esta estructura. El objetivo de este párrafo es otro.

La Secretaría de Coordinación de Planificación Energética ha elaborado dos escenarios energéticos: uno al 2025 y otro al 2030.

Por supuesto se han cuidado muy bien de llamarlos Planes.

El que llega al año 2030 presenta cuatro escenarios, con distintas hipótesis de ocurrencia.

El objetivo es brindar insumos a todos los actores de sector.

Es decir, no pretende ser una guía para la toma de decisiones sino que, dado su carácter exploratorio y no predictivo, muestra que podría pasar si se cumplieran las distintas hipótesis utilizadas para elaborar cada escenario.

Además, acertadamente, aclara que los resultados alcanzados no permanecerán estáticos, sino que cambiarán a medida que distintas realidades vayan afectando las hipótesis del punto de partida.

Es decir, se considera al “Planificación” como una herramienta dinámica que debe actualizarse, por ejemplo, anualmente.

Primero se describirá el Plan Energético al año 2030 en base a un PowerPoint dado a conocer por la Secretaría de Energía y Minería en octubre del 2018 luego se hará algunos comentarios.

No se pretende aquí describir las herramientas ni los resultados alcanzados.

El análisis que se hará será entonces sobre el PowerPoint y al no contar con la documentación de base que permitió elaborar el Plan los comentarios tendrán esa relatividad

El PowerPoint indica los lineamientos del Plan y los principales objetivos serían los siguientes:

- Incrementar la oferta local de Petróleo Crudo
- Aumentar la producción de Gas Natural
- Potenciar el aprovechamiento de los recursos energéticos renovables
- Alcanzar un importante superávit comercial en Hidrocarburos

Para lograrlo la acción fundamental sería acelerar el desarrollo de los Hidrocarburos No Convencionales de Vaca Muerta, casi como objetivo fundamental del plan, incluyendo también las tareas de exploración en el Mar Argentino.

Se mencionan los recursos de Hidrocarburos No Convencionales y las reservas de los convencionales.

---

Se cuantifican las exportaciones de Gas Natural, indicando incluso los mercados (Chile y Brasil para el gaseoso y el mundo para GNL en enormes volúmenes en este caso).

Para la energía eléctrica se da valor a las incorporaciones de potencia, hasta el año 2030; concentrando el esfuerzo en los energéticos renovables (esencialmente los eólicos y solares, acompañados de los BIO energéticos), completando con los térmicos convencionales, algunas centrales hidroeléctricas, y algo de nucleares.

Las redes de transmisión de media y alta tensión se dejarían en manos de la modalidad de Participación Publica Privada (PPP) que se comenta más adelante en este texto.

Es interesante como se destaca el aporte a las exportaciones del país desde Vaca Muerta y se las compara con las del sector agrícola, en especial las de soja.

Se podría decir que, así como el anterior gobierno estuvo fuertemente ligado a la soja, parecería que este quiere estarlo a Vaca Muerta.

Siempre basándose en actividades extractivas con relativamente poca generación de valor agregado industrial propias de los países enclaves.

En ninguna filmina del PowerPoint se menciona la evolución de la demanda interna de energía. Se supone que la han considerado pues de otra manera no habría forma de obtener los saldos exportables.

Si bien tiene que haber incluido insumos socioeconómicos suministrados por el INDEC y el Ministerio de la Producción, estos insumos no son producto de planes o escenarios socioeconómicos que den las posibles imágenes del país a largo plazo. De esta manera el sector energético queda aislado del contexto y sólo refleja la incidencia de algunas de estas variables sobre lo energético. Es que al no contarse con un marco de referencia socio económico del país (Plan Nacional de Desarrollo) no se sabe a qué tipo de País futuro se está refiriendo el plan. Parece que se trataría de un país "PRIMARIZADO", sin impulso a la industria liviana y pesada, que es la que genera más ocupación de mano de obra y a su vez impulsa y es impulsada fuertemente por la ciencia y tecnología.

La presentación parece destinada a ofrecer los inversores externos oportunidades de negocio como si el país estuviera de remate.

Tampoco resulta claro el papel de las provincias en la elaboración de los escenarios.

Pese a que el 26 de octubre del 2017 mediante el Decreto 854/2017 se creaba el Consejo Federal de la Energía, en el ámbito del Ministerio de Energía y Minas, con participación de Nación, Ciudad de Buenos Aires, y de todas las provincias (excepto La Pampa; Tucumán y San Luis) y con acuerdo de los presidentes de la Comisiones de Energía del Senado y de Diputados.

El Objetivo del mencionado Consejo sería considerar **la planificación** y el desarrollo del sector energético a mediano y largo plazo; aconsejar sobre las modificaciones que requiera la legislación en materia de energía, incluyendo los marcos regulatorios de cada servicio público; actuar como Consejo Asesor del PODER EJECUTIVO NACIONAL y de las PROVINCIAS que lo requieran en todo lo concerniente al sector energético, incluyendo el desarrollo de programas específicos para impulsar energías alternativas y la Eficiencia Energética, armonización tarifaria, proyectos de inversión de interés nacional o de alguna provincia, entre otros.

No se sabe cuál ha sido la participación de este consejo en la elaboración de los escenarios energéticos elaborados por la Secretaría de Energía y Minas y en el suministro de las variables socioeconómicas utilizadas.

---

Es que una planificación socioeconómica parecería ir a contramano de la concepción ideológica del actual gobierno para la cual sería el mercado el encargado de fijar el rumbo y los actores privados actuarían en consecuencia.

En síntesis, contestando la pregunta formulada más arriba, sí, hay escenarios energéticos, pero no parece haber planificación energética.

## 4. LOS HIDROCARBUROS

### 4.1. El Petróleo y derivados

#### 4.1.1 Algunos datos

Se incluirá datos físicos y datos monetarios. Estos últimos referentes al comercio exterior.

**Cuadro Nº 4.1.1.1. Algunos Datos Físicos del PE y DP**

Año	Reservas Comprobadas (+) (*)(*)(*)	Producción Total	Producción Crudos No CONVENCIONALES	Producción Crudos CONVENCIONALES	Crudo Procesado	Pozos Exploración	Pozos Totales	Ventas Moto-Naftas	Ventas Gasoil
Unidad	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	Nº	Nº	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>
2015	380,7	31970	1523	30447	31036	63	1440	8538	12883
2016	343,7	30763	1981	28782	29698	59	938	8652	12606
2017	318,5 (*)(*)	27826	2575	25251	28963	67	876	9249	13023
2018 (*)		<u>6917</u>							

Fuente: Secretaría de Energía y Minas.

Notas:

(\*) Enero a marzo.

(\*)(\*) Estimado.

(\*)(\*)(\*) Las Reservas Comprobadas no incluyen las de Petróleo No Convencional. Según informe de La Agencia Internacional de Energía del año 2013, **los Recursos, no las Reservas**, de este tipo de Petróleo serían equivalentes a once veces las Reservas Comprobadas de Argentina al año 2012 o sea 2.933 millones de m<sup>3</sup>.

**Cuadro Nº 4.1.1.2. Comercio Exterior de Petróleo y Derivados**  
(10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)

Año	M Crudo	M Naftas	M Gasoil	X Crudo	X Gasolina Natural	X Nafta Virgen	X Otras Naftas	X Gasoil	X Fueloil
2015	986,2	50,5	3873	2340,3	338,3	363	498		
2016	920,5	331	4167	2914,7	349	214,1	400	5,3	11,2
2017	1255,4	540,6	3563,7	1652,8	366	374,6	246,8	4,2	317,7
2018(*)	258,6	163,8	301,8	538,6	51,7	34,2	65,6	23,5	164

Fuente: Secretaría de Energía y Minas.

Notas:

M: Importaciones.

X: Exportaciones.

(\*) Enero y febrero.

**Cuadro Nº 4.1.1.3. Comercio Exterior de Petróleo y Derivados**  
(10<sup>6</sup> USD)

AÑO	M				X				
	Crudo	Naftas	Gasoil	TOTAL	Crudo	Gasolina Natural	Nafta Virgen	Otras Naftas	Gasoil
2015	355,8	29,3	1857	2242,1	670,6	92,8	103,3	147,8	
2016	269,3	141,1	1536,8	1947,2	726,9	84,6	59,8	113,7	1,9
2017	453,8	266,9	1501,8	2225,5	566	114,6	127,3	92,2	1,7
2018(*)	114,3	86,4	161,6	362,3	219,8	19	14	28,1	10,5

AÑO	X		Saldo Balance Comercial
	Fueloil	TOTAL	
2015		1014,5	-1227,6
2016	3,3	990,2	-957
2017	107,4	1009,2	-1213,3
2018(*)	59	350,4	-11,9

Fuente: Secretaría de Energía y Minas.

Notas:

M: Importaciones.

X: Exportaciones.

(\*) Enero y febrero.

A Julio del 2018 se habían exportado casi 871 millones de dólares de Petróleo y derivados cuadruplicando las ventas externas de igual período del año 2107. Más que al aumento de la producción de crudo esto se debió a la caída en el crudo procesado por las Destilerías. Esta no es una buena señal pues implica una preferencia por exportar materia prima (el crudo) e importar derivados debido a las políticas que favorecen esta modalidad, como lo prueba la aparición de **TRAFIGURA**.

Los mercados de China y EE.UU. absorbieron casi la totalidad de estas exportaciones.

El crudo exportado fue de los yacimientos de Cerro Dragón de la empresa PAE.

Pese a esto la Balanza Comercial del País fue deficitaria en 789 millones de dólares entre enero y julio del 2018.

#### 4.1.2 Algunas reflexiones

##### i) Las Reservas

Caen las **Reservas** comprobadas desde 380,7 millones de metros cúbico en el año 2015 a 318,5 en 2017. Esto obedece a la caída de los pozos exploratorios de una media de 80 entre los años 2012 y 2015 inclusive (o una media de 70 entre 2014 y 2015) a 63 entre 2016 y 2017 inclusive. Se evidencia entonces un casi abandono de la búsqueda de Petróleo “Convencional” al tiempo que la explotación del “No Convencional” (esencialmente de Vaca Muerta) no ha tenido todavía el ritmo esperado. Adicionalmente no se han repuesto los casi 24 millones de m<sup>3</sup> anuales que caen las reservas solamente por la declinación natural de los yacimientos.

##### ii) Las inversiones

Las inversiones en producción y exploración cayeron de 10.775 millones de dólares en el año 2015 (873 millones en exploración) a 6.724 en el año 2017 (215 millones de dólares en exploración).

---

### iii) La Producción

En el período 2015 a 2017 se habrían producido 84,3 millones de m<sup>3</sup> de crudos “Convencionales” por lo que sólo se habrían incorporado reservas (“descubierto”) por 19,5 m<sup>3</sup>, en igual lapso, lo que se refleja en los 318,5 millones de reservas comprobadas a diciembre 2017. Esto es grave, en especial, porque pareciera dependerse casi exclusivamente de Vaca Muerta para incrementar la producción.

Debe tenerse presente que Pan American Energía sigue manteniendo e incrementando la producción convencional del viejo yacimiento de Cerro Dragón, (uno de los que más crudo aportan en el país) Además recientemente en Tierra del Fuego, también en estructuras convencionales ROCH descubrió un yacimiento mediante un pozo con una muy alta productividad (casi 330 m<sup>3</sup>/día).

El precio del Petróleo Brent oscilante entre 70 y 80 USD/barril entre junio y agosto del 2018 es un aliciente para seguir buscando Petróleo convencional, como lo demuestra también el interés en explorar la meseta chubutense, ya que el desarrollo de este tipo de yacimientos requieren menores costos de inversión que por ejemplo Vaca Muerta.

Si bien los costos dependen de varios factores (por ejemplo, profundidad, tipo de roca para los convencionales y para los No Convencionales el número de fracturas) se indicarán algunos valores que pueden no ser representativos especialmente para los pozos No Convencionales.

Así la reserva de Petróleo de un pozo convencional puede oscilar entre los 40.000 y los 550.000 m<sup>3</sup> y la de un pozo en Vaca Muerta entre 87.000 y 161.000 m<sup>3</sup>. YPF anunciaba en Loma Campana, en Vaca Muerta, un pozo con una reserva de 1,5 millones de barriles día.

Un pozo convencional cuesta entre 3 y 6 millones de dólares y uno en Vaca Muerta entre 10 y 14 millones de dólares.

YPF SA, en su Plan Quinquenal 2018-2022, tiene previsto incursionar en yacimientos convencionales, incluso activando la recuperación secundaria y la terciaria.

Además, la estructura de más alta productividad inicial encontrada en Vaca Muerta no llega a los 200 m<sup>3</sup>/día-pozo, con el inconveniente que declina mucho más rápidamente que la de los pozos convencionales.

### iv) La Reactivación de la producción

Para reactivar la producción de Petróleo se instrumentarían, adicionalmente a Vaca Muerta, dos medidas.

Una implicaría conceder yacimientos “maduros” con muy baja producción (donde se llega a extraer casi un 80% de agua y sólo 20% de Petróleo) a Pymes para que los exploten, pareciendo casi que para “cada Pyme un pozo”. Pablo BIZZOTTO, vicepresidente ejecutivo de UPSTREAM de YPF, aseguró que la compañía lanzará un agresivo plan para mantener la producción de yacimientos maduros y que el objetivo es mantener el liderazgo en Vaca Muerta. “Tenemos dos pilares: optimización y minimización de la declinación de los yacimientos maduros convencionales basados en una mejora del proceso de recuperación secundaria y un despliegue agresivo de la recuperación terciaria con la inyección de polímeros”, aseguró.

Esta política ya se quiso instrumentar en el pasado con muy pobres resultados.

La otra, surgida de la Secretaria de Energía y Minas implicaría explorar la plataforma continental.



---

**v) La exploración en la Plataforma Continental**

Para recopilar datos sobre Hidrocarburos en el mar, el Ministerio de Energía y Minas, mediante la Resolución N° 197 del 16 de mayo de 2018, extendió de dos a ocho años el período de los permisos de reconocimiento superficial, habilitó la concurrencia de más de una empresa para esa actividad en la misma área y otorgó un plazo de diez años para comercializar la información obtenida. Esta norma modificó la Resolución 131 de 1970 y que había fijado que el plazo del permiso de reconocimiento superficial no podía exceder los doce meses, ampliables a veinticuatro. La resolución aclara que la propiedad de la información será del permisionario y de la autoridad de aplicación, pero ésta recién podrá divulgar la información a terceros, una vez vencidos los diez años. Es decir, congelamiento de la disponibilidad de información, y posiblemente del área, por un lapso a todas luces excesivo.

El Ministerio de Energía y Minería dio el primer paso hacia la próxima convocatoria de un Concurso Público Internacional orientado a otorgar Permisos de Exploración de Hidrocarburos costa afuera (off shore), al invitar a empresas interesadas a efectuar propuestas de nominación de áreas específicas (serían unas cincuenta las invitadas).

Las compañías tenían plazo hasta el 7 de junio del 2018 para determinar las áreas que pudieran resultar de su interés para su inclusión en el futuro llamado, según la disposición 90 de la Subsecretaría de Recursos HIDROCARBURÍFEROS.

Incluye 14 bloques de la Cuenca Argentina Norte (142.000 km<sup>2</sup>), 6 de la Cuenca Austral Marina (5.000 km<sup>2</sup>) y 18 en la Cuenca Malvinas (90.000 km<sup>2</sup>).

La profundidad del agua estaría entre los 400 y los 4.000 metros.

Cada empresa podrá nominar hasta ocho áreas de su interés, sin que ese paso genere ningún derecho especial o de preferencia para resultar adjudicatario, ni obligación de presentar ofertas.

Las empresas parecen más interesadas en el Petróleo, que en el Gas Natural pese a que la Total está produciendo unos 20 millones de m<sup>3</sup>/día de Gas Natural en la Cuenca Marina Austral aledaña a las licitadas

El Estado, a su vez, “gozará de total libertad” para decidir las áreas que se incluirán en el concurso público o en futuros llamados. Las presentaciones que realicen las empresas serán suministradas a la filial local de la compañía estadounidense SCHLUMBERGER, firma contratada por USD 14,9 millones para “prestar servicios relacionados con el concurso público”, y que elaborará un informe para el Ministerio en el que se indicarán las nominaciones recibidas respecto de cada área.

En los fundamentos de la disposición, se justifica la invitación “por razones de eficiencia, a efectos de lograr una mejor definición de los lineamientos” de la próxima convocatoria, y con “el propósito de captar mayor interés de la industria de Hidrocarburos.

Por decreto 872 del 2 de octubre del 2018 se llamaba Concurso público internacional para explorar las aguas marinas argentinas y se ratificaba por la Resolución N° 65 del 6 de noviembre del 2018 donde se aprobaba el pliego de bases y condiciones.

Los pliegos fueron adquiridos por doce compañías pero habría unas veinte interesadas.

*“La Secretaría de Energía publicó en el Boletín Oficial del 7 de noviembre del 2018 la convocatoria a Concurso Público Internacional Costa Afuera N° 1 para la adjudicación de permisos de exploración para la búsqueda de Petróleo y gas off shore, a través de la Resolución 65/2018.*

---

Allí, además, presentó como anexo el pliego para la licitación, que fue incluida en el Decreto 872/2018, publicado el 2 de octubre del 2018 en el Boletín Oficial.

Con esta medida, el Gobierno busca avanzar en la exploración de Petróleo y gas en el Mar Argentino -una zona que se presume rica en Hidrocarburos, además de los recursos pesqueros- y, de esa forma, ampliar las reservas (los recursos técnicamente recuperables a costos económicos con la tecnología actual disponible).

Habría una veintena de petroleras interesadas en la licitación, entre ellas las gigantes estadounidenses ExxonMobil y ANADARKO PETROLEUM, la británica BP (ex British PETROLEUM), la angloholandesa Shell, la francesa Total, la estatal noruega EQUINOR (ex STATOIL), la china CNOOC, la malaya PETRONAS, la italiana ENI y la propia YPF.

Los interesados en participar tendrán que abonar de entrada USD 50.000 para adquirir claves de acceso a la Base de Datos Digital de las áreas y deben estar inscriptos al menos 30 días antes de la apertura de las ofertas. Se los dividirá en cuatro categorías, a saber:

-Operador A: podrá operar todas las áreas y será aquel cuyo patrimonio neto del último ejercicio fiscal exceda los USD 250 millones y su promedio de las Inversiones de capital en los últimos tres ejercicios fiscales cerrados supere los USD 700 millones en lo económico; mientras que en lo técnico su producción debe ser mayor a 20.000 Barriles de Petróleo Equivalentes (BEP) por día de promedio durante los tres años anteriores al Concurso Público Internacional; o demostrar haber operado al menos tres pozos exploratorios Costa Afuera en más de 500 metros de profundidad de agua en los últimos 15 años.

-Operador B: solamente podrá operar en áreas someras y profundas y será aquel cuyo patrimonio neto del último ejercicio fiscal exceda los USD 100 millones y su promedio de las Inversiones de capital en los últimos tres ejercicios fiscales cerrados supere los USD 300 millones en lo económico; mientras que en lo técnico su producción debe ser mayor a 10.000 Barriles de Petróleo Equivalentes (BEP) por día de promedio durante los tres años anteriores al Concurso Público Internacional; o demostrar haber operado al menos tres pozos exploratorios Costa Afuera en más de 100 metros de profundidad de agua en los últimos 15 años.

-Operador C: solamente podrá operar en áreas someras y será aquel cuyo patrimonio neto del último ejercicio fiscal exceda los USD 30 millones y su promedio de las Inversiones de capital en los últimos tres ejercicios fiscales cerrados supere los USD 100 millones en lo económico; mientras que en lo técnico su producción debe ser mayor a 5000 Barriles de Petróleo Equivalentes (BEP) por día de promedio durante los tres años anteriores al Concurso Público Internacional; o demostrar haber operado al menos tres pozos exploratorios Costa Afuera en los últimos 15 años.

-No operador A, B o C: participará únicamente como socio inversionista y será aquel cuyo patrimonio neto del último ejercicio fiscal exceda al menos el 50% del monto requerido a cada Operador, según el Tipo de Habilitación o indistintamente, y su promedio de las Inversiones de capital en los últimos tres ejercicios fiscales cerrados supere al menos el 50% del monto requerido a cada Operador, según el Tipo de Habilitación. (Tomado de S. SPALTRO del artículo "El Gobierno publicó los pliegos para explorar Petróleo y gas en el Mar Argentino", aparecido en el Diario El Cronista el 7 de noviembre del 2018).

Como se observa no hay ninguna previsión de reserva de áreas para YPFSA ni se contempla la incorporación de técnicos argentinos o de empresas locales para asimilar una tecnología que el país debe conocer pues la plataforma continental es muy amplia y puede ser depositaria de vastos recursos de Hidrocarburos.

---

A continuación, se presenta alguna información adicional, que no incluye los trabajos de la Total que está produciendo Gas natural en la cuenca Marina Austral.

*“El 2 de octubre pasado, el gobierno nacional lanzó una ronda licitatoria para explorar 38 bloques del Mar Argentino y es sabido el interés de YPF en la Cuenca Argentina Norte, a 300 metros de la costa local.*

*Las ofertas se recibirán hasta febrero de 2019 y se espera que haya una 2° ronda.*

*Se trata de la mayor compulsa de exploración off shore de las últimas décadas.*

*Incluye 14 bloques de la Cuenca Argentina Norte (142.000 km<sup>2</sup>), 6 de la Cuenca Austral Marina (5.000 km<sup>2</sup>) y 18 en la Cuenca Malvinas (90.000 km<sup>2</sup>).*

*La zona norte, sobre el talud continental, posee aguas muy profundas (hasta 4.000 metros) es muy riesgosa pero no deja de ser uno de los objetivos centrales de YPF.*

*Además de YPF, estarían interesadas la compañía anglo-holandesa Shell, la francesa Total, la alemana WINTERSHALLI, la chilena ENAP y también compañías estadounidenses.*

*Esta nueva licitación se enmarca en la Ley 17.319, que tiene períodos de exploración máximos de 4 años cada uno en los 2 “Períodos Básicos”, que se suman a los 5 años para la prórroga, llegando así al máximo permitido de 13 años.*

*Entre las décadas del '60 y '70 se perforaron 17 pozos costa afuera, principalmente en el sector occidental de la cuenca del Colorado, entre Bahía Blanca y Viedma.*

*Sólo 3 fueron perforados durante 1994 y 1995, en el sector oriental, por medio de la UNION Texas PETROLEUM.*

*El Cruz del Sur X -1 fue el primero de la cuenca que "ensayó Petróleo, aunque no en cantidades comerciales", según consignó un informe de Shell. Los otros 2, en cambio, fueron "pozos secos*

*Las perforaciones se efectuaron, sin novedad, en el campo Las Isletas, a unos 40 kilómetros de Pedro LURO.*

*La investigación del subsuelo que propició el descubrimiento y definición de la cuenca del Colorado, comenzó en 1957, a través de un programa de cooperación entre el Observatorio Geológico LAMONT-DOHERTY y el Servicio de Hidrografía Naval Argentino. Los primeros resultados se publicaron en 1963. La cuenca cubre aproximadamente 126.000 Km<sup>2</sup>.*

*Se considera que podría haber sido un brazo de la grieta principal que condujo a la abertura del Atlántico Sur.*

*En aquel tiempo, se acordó un contrato entre YPF y Shell PPRODUCTION, para buscar Petróleo en un área de 30 mil kilómetros cuadrados. La zona abarcaba los distritos de VILLARINO y Patagones, parte de Río Negro y la costa marítima, hasta San Antonio.*

*Entre 1969 y 1997 se exploraron 18 pozos, siendo, como se mencionó, el Cruz del Sur X-1 el único con resultados positivos.*

*Todos los pozos estuvieron ubicados en los flancos de la cuenca y en la plataforma.*

---

*El talud continental no ha sido perforado aún.*

*En 2015 hubo una intervención por parte de YPF*

*La empresa lanzó una campaña de sísmica en 3 dimensiones (3D) en al menos algunos bloques, con la prioridad puesta en barrer con una línea sísmica el área Colorado Marina, ubicada frente a las costas de Bahía Blanca.*

*El programa exploratorio offshore desarrollado entre 2006 y 2011, requirió la perforación de 8 sondeos de los cuales 4 fueron en el Golfo de San Jorge entre YPF y Petrobras, 3 en la Cuenca Austral entre YPF y SIPETROL y uno en Cuenca Malvinas realizado por YPF, PAE y Petrobras.*

*En 2017 el ministerio de Energía le otorgó un permiso de reconocimiento por 24 meses sobre una extensa área del mar.*

*También se contrató a la firma noruega SPECTRUM para que realizara estudios 2D sobre 45.000 kilómetros en las aguas frente a las provincias de Buenos Aires, Chubut, Río Negro y Santa Cruz.*

*Aunque también estudió la Cuenca del Colorado en aguas limítrofes con Uruguay.*

*Además, realizó conjuntamente estudios 2D con la petrolera noruega EQUINOR (ex STATOIL).*

*Sabido es que las cuencas sedimentarias en nuestro país totalizan unos 2 millones de kilómetros cuadrados, de los cuales un 1/3 corresponde a áreas marinas en la plataforma continental que, incluyendo el talud, tiene una superficie de alrededor de 3 millones de kilómetros<sup>2</sup>. A diferencia de las cuencas terrestres, donde se han realizado decenas de miles de pozos, en el mar sólo se concretaron poco menos de 200.*

*Esto pone de manifiesto que está casi todo por hacer, sobre todo por los mayores costos que la explotación marina supone, aunque ha habido también avances significativos.*

*En su trabajo "Historia de los últimos 50 años de perforación", el ingeniero en Petróleo Luis Rabanaque brindó un completo informe sobre lo actuado y reconoció en ese proceso 4 etapas diferentes.*

*La 1° etapa es anterior a las últimas 5 décadas y se centra en la costa de Comodoro Rivadavia, sobre terrenos inundados por el mar.*

*Las otras 3 etapas corresponden a los finales de la década del 60 –la primera–; a las décadas del 70 y 80 –la segunda– y de los 90 hasta la fecha –la tercera–.*

*"Durante la 2° mitad de los años 60, por un diferente enfoque en las políticas petroleras, se otorgaron concesiones de áreas offshore, y se realizaron perforaciones exploratorias en las cuencas del Salado, del Colorado y del Golfo San Jorge. En esta última, se encontró la presencia de Hidrocarburos, pero en cantidades no comerciales", sostuvo RABANAQUE.*

*En cuanto a la 3° etapa mencionada por el especialista, esta estuvo impulsada por un nuevo cambio en la política petrolera ya que comprendió un plan generado en la firma estatal llamado "YPF en el mar".*

*Primero se compró en EE.UU. una plataforma pequeña auto elevable, la RANGER II, que venía trabajando en el Golfo de México. Rebautizada Liberación, no alcanzó a llegar a destino porque se*

---

*hundió en el Mar Caribe mientras era remolcada hacia la Argentina. Según el capitán de ultramar Omar Deus ese final resulta tan dudoso como inexplicable.*

*Pese al desastre YPF redobló la apuesta y en 1975 adquirió la plataforma SEMISUMERGIBLE, de construcción francesa y modelo pentágono y llegada al país en 1977, la MOSCONI podía operar hasta los 400 metros de profundidad, es decir, en casi toda la plataforma continental argentina.*

*Siguiendo los lineamientos del plan YPF en el Mar la empresa perforó en las cuencas del Colorado, Golfo San Jorge y Austral.*

*Luego siguió la ESSO usando La MOSCONI. El último pozo fue en la cuenca Austral (Ciclón x-1). Luego, la plataforma fue alquilada por la ESSO, que completó el programa previsto (alrededor de una decena de pozos) en las 2 áreas denominadas Malvinas 1 y 2. Descubrió 2 acumulaciones de Petróleo consideradas en ese momento, no económicas y, al igual que Shell en Magallanes, paralizó las operaciones a causa de la guerra de Malvinas.*

*"La plataforma fue llevada a Puerto MADRYN. Este intervalo de inactividad fue interrumpido por un período intermedio durante el cual fue alquilada a la empresa OXY para operar en exploraciones de esa compañía en área del litoral argentino. Dos de las perforaciones fueron exitosas, pero lamentablemente no había interés comercial por la posible producción frente al costo de explotación", sostuvo el ingeniero Luis RABANAQUE.*

*Varios años después la plataforma petrolera MOSCONI fue vendida a un BROKER y trasladada fuera del país para utilizarla como plataforma de producción temprana.*

*La 4° etapa llega hasta nuestros días, comprende perforaciones de exploración y también de desarrollo en diversas áreas concesionadas a empresas operadoras privadas y también a cargo de YPF. (Tomado de Adrián LUCIARDI; "¿Petróleo en Bahía Blanca? El año que viene podría comenzar a dilucidarse el misterio" Diario La Nueva Provincia de Bahía Blanca, 21 de Octubre 2018)".*

#### **- Comentarios**

Es a todas luces inconveniente contratar a una firma extranjera para que analice el informe sobre las presentaciones recibidas por el Estado por parte de las empresas invitadas. Esta tarea debería realizarla personal de la Secretaría de Energía que para esta tarea no necesita una enorme especialización en la industria de los Hidrocarburos off shore. Si no hay personal capacitado en el Ministerio para realizar este informe preliminar menos lo habrá para otorgar los permisos de exploración a los concursantes.

Esto rememora el Plan Houston y el Plan Argentina de otras épocas y trae a la memoria la anulación de las acciones de exploración marina que se quisieron iniciar en 1973 con YPF estatal a cargo de las mismas. Es decir, se han perdido cuarenta y cinco años y no se asegura ahora ni la capacitación de técnicos argentinos en el conocimiento de una actividad esencial para el interés del país y se deja en manos extranjeras la totalidad de la plataforma continental argentina, ya que ni siquiera hay reserva de áreas para que la empresa "estatal" YPFSA se asegure una parte de las tareas. Esto es muy grave.

#### **vi) La caída de la producción**

La producción total de Petróleo ha caído de 87.589 m<sup>3</sup>/ día en el 2015 a 76.855 a marzo del 2018, mientras la de crudo "convencional" lo ha hecho bastante más. Lo más lamentable es que se ha acelerado el ritmo de disminución del 4,4% observado entre el año 2012 y el año 2015 para pasar a casi 12% entre 2015 y marzo del 2018. Desde abril se notaba una leve recuperación, que llevaba la producción total del país en mayo a 77.084 m<sup>3</sup>/día.

A agosto del 2018 la producción nacional de crudo llegaba los 79.200 m<sup>3</sup>/día, con un crecimiento, en el acumulado de los primeros ocho meses del 2018 del 2%, mientras la de crudos No Convencionales lo hacía en un 37,9% y pasaba a representar el 14,1% de la total.

La situación hubiera sido peor si el crudo procesado en las refinerías no hubiera caído a su vez, pese al ligero aumento del crudo importado procesado. Es que ha aumentado la importación de derivados que compensó el incremento en la demanda de Naftas y Gasoil.

#### vii) La Balanza Comercial Petrolera

Lo analizado en los párrafos anteriores repercute en la Balanza Comercial petrolera, donde, como se observa en el Cuadro Nº 4.1.1.3, se compensan los mayores volúmenes importados (ver Cuadro Nº 4.1.1.2) con la caída de los precios de importación, caída que se está revirtiendo en el mes de mayo del 2018 y esto agravará aún más el déficit comercial.

#### viii) La producción en el primer trimestre del año 2018

Se nota una desaceleración en la caída de la producción de Petróleo como lo indica el Cuadro Nº 4.1.1.4 y que llega al 1,24%, respecto de igual trimestre del año 2017.

**Cuadro Nº 4.1.1.4. Evolución de la producción de Petróleo por operador**  
En m<sup>3</sup> – Período enero – marzo

Empresas	2017	2018		Dif. %
YPF S.A.	3.181.538	3.154.837	-	0,83
Pan American ENERGY	1.394.165	1.442.917		3,49
PLUSPETRL S.A.	423.217	402.631	-	4,86
SINOPEC	377.015	331.389	-	12,10
TECPETROL S.A.	193.168	171.150	-	11,39
Compañías Asociadas Petroleras	170.671	168.520	-	1,26
Petroquímica Comodoro Rivadavia	103.690	133.647		28,89
Total Austral S.A.	121.168	115.939	-	4,31
Petrolera Entre Lomas S.A.	135.447	107.833	-	20,38
ENAP SIPETRL Argentina S.A.	111.767	101.100	-	9,54
Otros	792.653	787.806		0,61
<b>Total</b>	<b>7.004.499</b>	<b>6.917.770</b>		<b>1,24</b>

Fuente: Secretaría de Energía.

#### ix) La producción total en el mes de julio 2018

Alcanzó los 76.746 m<sup>3</sup>/día casi 2% más que en Julio 2017. Es decir, venía recuperándose, esencialmente por el Petróleo No Convencional que representaba en Julio del 2018 el 13% del total del país.

#### x) Las Naftas Importadas

Resulta preocupante el incremento de los volúmenes de Naftas importadas derivado de las nuevas políticas de mercado libre y menores costos impositivos. Así están apareciendo empresas, como TRAFIGURA que prefiere importar Naftas y comercializarlas en el mercado interno antes que construir una refinería, procesar crudo y producir Naftas. Shell, AXION (ex Exxon) e YPF han seguido el mismo camino.

#### xi) La Refinación

En cuanto a **refinación** salvo YPF que ha anunciado inversiones para modernizar y ampliar las Refinería de Luján de Cuyo y de Plaza HUINCUL, no hay indicios ni de modernización, (aunque algo ha insinuado AXION en la Destilería de Campana) ni de construcción de nuevas destilerías. Esto es coherente con la liberalización del mercado de derivados de Petróleo que hará más atractiva la

---

importación de Naftas y de Gasoil que su producción en el país (cosa que en el corto plazo implica menores inversiones de capital y mayores ganancias). Hay que recordar que las empresas integradas en Argentina (es decir las que producen Petróleo y lo refinan en el país son YPFSA y AXION que procesan casi el 70% del crudo) y esto les permite procesar crudo local que es más barato, que el precio del crudo importado. Entonces quedan descolocadas las empresas que manejan las refinerías de Dock sur y de Bahía Blanca, pues la de San Lorenzo que era de OIL tiene un destino incierto. No está clara cuál será la estrategia de Shell, ahora con la cara de RAISEN como se describe más adelante. Siempre accedió al crudo nacional, es la segunda vendedora de derivados de Petróleo en el país y su refinería es bastante compleja lo cual le permite procesar crudos más pesados y más baratos que los livianos.

#### xii) Algo sobre los precios de los derivados

Por otra parte, hay tensiones por el precio interno del Petróleo. Las autoridades y las empresas petroleras habían acordado la “liberalización del mercado”. Es decir que los **precios de los derivados** evolucionarían según las variaciones del precio internacional del crudo Brent (antes de Aranguren el precio internacional de referencia para el mercado argentino era el del WTI, usado en casi todos los países de América Latina, mientras el Brent se usa en Europa. El crudo Brent es entre un 5 y 15% más caro que el WTI y esto favorece a las petroleras locales) y, para la conversión a pesos, con la evolución del tipo de cambio, pero ambos factores están en paulatino aumento y esto repercute sobre los índices de inflación. Es que irónicamente en Argentina los precios del Petróleo, en un mercado liberado, son inelásticos a la baja y elásticos a la suba de los dos factores que los determinan, esto es el valor del crudo internacional de referencia y el valor del dólar. También no es lo mismo la situación para empresas que sólo están en UPSTREA, como PLUSPETROL, que las que sólo están en el DOWN STREAM como Shell o las que están en ambos tramos de la cadena productiva como YPFSA y AXION. Las primeras son vendedoras de crudo, y lo hacen entre 55 y 62 USD el Barril y se quejan porque deberían venderlo a casi 77 como podría ser el precio del Brent. Las segundas se quejan porque tiene que comprar el crudo que refinan a precio alto mientras los consumidores ven con malos ojos que aumenten los precios de los derivados que venden y las terceras producen el crudo que refinan y como, las primeras piden vender los derivados al precio internacional. Todo esto conduce a que las empresas del DOWN STREAM aduzcan que los precios de sus productos están atrasados en casi un 20-30%. La conclusión es que no pueden liberarse los precios, tanto del crudo, como de los derivados, porque los mercados están fuertemente OLIGOPOLIZADOS y el Estado no tiene a su empresa estatal YPF, como reguladora del mercado y debe hacerlo él en defensa de los intereses de los usuarios presentes y de las generaciones futuras. Incluso se han generado tensiones entre las empresas distribuidoras de Derivados de Petróleo y los expendedores que han llevado a la fijación de cupos de entrega de Derivados a los estacioneros. Las distribuidoras se quejan porque las estaciones de Servicio piden más productos del que necesitan para almacenarlos y vender los excedentes más caros por los paulatinos aumentos de precios que provoca esta política de mercado libre. En otras épocas los estacioneros debían hacer una declaración jurada de los volúmenes que disponían para evitar estas ganancias “extraordinarias” Es que ahora el impuesto a los combustibles es una suma fija (que se revisa) y no un porcentaje del precio y entonces los aumentos de precio, si no se corrige el valor absoluto de los impuestos, van a las petroleras y el que deja de recaudar es el Estado.

#### xiii) Los Oleoductos

En cuanto a los oleoductos las normativas y regulaciones vigentes permiten lo que se conocen como “oleoductos de productores”, en los que las mismas operadoras destinan recursos para su construcción y luego cuentan con cuotas de volúmenes en esos sistemas.

Bajo esta modalidad es que actualmente se está terminando el nuevo oleoducto que conecta Loma Campana hasta el área del Lago Pellegrini, impulsado en conjunto entre TECPETROL, la petrolera del Grupo TECHINT, y la operadora de bandera nacional YPF. Las autoridades piensan

---

liberar este segmento de la actividad y que cualquier empresa, no sólo las productoras, pueda construir oleoductos y luego cobrar un peaje por el transporte.

Existe una empresa de estas características “Oleoductos del Valle S.A. (OLDELVAL)” que lleva el crudo desde la cuenca Neuquina hacia Puerto Rosales en Bahía Blanca. Pampa Energía tiene el 21% de las acciones y la concesión terminaría en el año 2028, con opción a 10 años más. De manera que esta modalidad no es nada nuevo. Puede haber, en épocas de alta producción, conflictos entre cuanta cantidad de crudo de cada empresa transporte, este tipo de oleoducto, cuando las áreas productoras sean de distintas empresas. OLDELVAL nació en 1993 como producto de la privatización de YPFSE. Manejada por la empresa estatal se evitan este tipo de problemas pues las áreas o son explotadas exclusivamente por esa empresa o por socios o concesionarios que están obligados a entregar todo lo producido al ente estatal.

OLDEVAL tendría previsto aumentar la capacidad de su oleoducto a Puerto Rosales de los 25.000 m<sup>3</sup>/día a los 50.000 en el año 20124.

En los primeros días de noviembre del 2018 Exxon compró las acciones de Pampa Energía en OLDEVAL con idea de tomar una posición más estratégica en vista del crecimiento de su producción de crudo en Vaca Muerta donde opera en las áreas de Bajo del CHOIQUE–La Invernada; Loma del Molle; Los Toldos Sur I; Los Toldos II Oeste; Pampa de Las Yeguas I y participa como socia en las áreas Sierra Chata y Parva Negra Este.

#### **xiv) Las exportaciones de crudo**

Debido a la disminución del crudo elaborado en las refinerías (un 7% desde 2015 a 2017) y al ligero incremento de la producción de crudo tipo MEDANITO, de Vaca Muerta, se habilitaría la **exportación** de este tipo de Petróleo a partir del mes de noviembre del 2018. Es decir, nuevamente se contemplarían los intereses de las productoras, mientras se permite la importación de derivados y se genera capacidad ociosa en las Refinería.

Así entre enero y septiembre, del 2018 las exportaciones de combustibles fueron de USD 2.226 millones, con un aumento interanual del 129%, mientras las importaciones del mismo tipo sumaron USD 5.355 millones, con un incremento del 26,9% con relación a igual período de 2017.

La mejora relativa se debe a que durante 2018 hubo un aumento en las exportaciones, debido a que el alza del precio del Petróleo en el mercado internacional, volvió a convertir en rentable para las empresas extraer más crudo para exportar. Así, las ventas externas solo de Petróleo Crudo fueron de USD 1.103 millones con un aumento del 316,2%. Este crudo es el que se produce sobre todo en el Golfo de San Jorge que por sus características más pesadas se usa menos en el parque refinador local.

Por otra parte, del lado de las importaciones de productos energéticos en los nueve primeros meses del año se verificó un aumento del 25,6% en dólares, debido en un 27,8% a los mayores precios aun cuando hubo una reducción del 1,7% en los volúmenes.

Sin embargo, resulta llamativo que, en relación a septiembre, el INDEC observa que entre los mayores aumentos dentro de las importaciones totales (USD 100 millones más) están las compras principalmente de Gas Oil, Naftas, Gasolinas excluidas las de aviación, y Gas Natural, éste en último lugar.

Esto está indicando que a pesar de que las refinerías locales están operando con capacidad ociosa, a medida que los precios al público de los combustibles se acercan a los internacionales, crece la tendencia a importar Gasoil y Naftas, debido a la desregulación del mercado.



---

#### xv) Balance de las Naftas y del Gasoil

Resulta interesante ver cómo ha evolucionado este mercado.

Se analiza solamente el caso de las Naftas y el Gasoil porque son los de mayor volumen entre los derivados de Petróleo.

**Cuadro Nº 4.1.1.5. Balance de las Naftas  
(10<sup>3</sup> TEP)**

	Producción	Importación	Exportación	Ventas (**)
2014	5469	337		5793
2015	6250	11		6299
2016	6334	185		6457
2017	6675	312		7022
2018 (*)	3414	782	24	3604

(\*) Primeros seis meses.

Fuentes:

2014 a 2017 Balances Energéticos Nacionales.

2018: De Tablas Dinámicas de la Secretaría de Energía y Minería.

**Cuadro Nº 4.1.1.6. Balance de los Gasoil (10<sup>3</sup> TEP)**

	Producción	Importación	Exportación	Ventas
2014	9610	3235	261	10958
2015	10160	3337	100	9736
2016	9849	3603	75	11264
2017	9937	3071	120	13887
2018(*)	5075	886	1,3	5805

(\*) Primeros seis meses.

(\*\*) No incluye las ventas a las generadoras de Electricidad

Fuentes:

2014 a 2017 Balances Energéticos Nacionales.

2018: De Tablas Dinámicas de la Secretaría de Energía y Minería.

Puede haber algunas incongruencias entre los datos de los balances y el dato para el 2018 de las Tablas dinámicas de la Secretaría de Energía.

Así resulta llamativo que, en relación a septiembre, el INDEC observa que entre los mayores aumentos dentro de las importaciones totales (USD 100 millones más) están las compras principalmente de Gasoil, Naftas, Gasolinas excluidas de aviación, y Gas Natural, éste en último lugar.

Otra observación es que debido a los fuertes aumentos de las tarifas de estos derivados en los primeros nueve meses del 2018, se habría producido una importante caída en el consumo.

*Según la Cámara que agrupa a los expendedores (CECHA) los consumos de combustibles registraron en septiembre del 2018 los peores indicadores en varios años. La caída en la venta de Naftas y Gas Oil fue 6,65%, al comparar los valores de 2018 con los del mismo periodo de 2017. Y si se compara lo que pasó mes a mes, de agosto a septiembre la venta cayó 10,20%. Hubo un derrumbe en los despachos de Nafta PREMIUM con una baja de 27,50%. El Gasoil bajó 7,84% y la súper, 4,95%, siempre en comparación con setiembre de 2017.*

*“Hasta ahora le gente venía restringiendo calidad de producto, migrando de la PREMIUM a la súper, por eso la demanda general se mantenía relativamente estable”, explicaba Carlos Gold, presidente de la Confederación de Entidades del Comercio de Hidrocarburos de Argentina (CECHA).*

---

Pero en agosto comenzó a caer el consumo al compás de un aumento del 40% promedio. En septiembre hubo tres subas mayores por arriba del 10% y el aumento se aproximaba al 75% en los primeros nueve meses del 2018.

#### **xvi) Beneficios Impositivos y Aduaneros**

Los otorga el Decreto 1049 de noviembre del 2018 para los que llama nuevos emprendimientos en la actividad relacionada con los Hidrocarburos. Esas actividades son la extracción de Petróleo Crudo y Gas Natural; los servicios relacionados con la extracción de Petróleo y Gas, excepto las actividades de prospección; y los servicios geológicos y de prospección.

No parece necesaria esta disposición. Las empresas petroleras están obteniendo buenas ganancias (se puede apreciar en los Balances) y se puede afirmar que buena parte de las actividades en Vaca Muerta ya cuentan con beneficios y uno de ellos es el precio subsidiado del Gas Natural.

#### **xvii) Las Empresas**

Desde el punto de vista empresario, en los últimos cinco años, se han producido hechos relevantes:

El grupo Bidas CORPORATION, propiedad de los BULGHERONI y la empresa china CNOOC, a través de su subsidiaria AXION, completaron la compra de los activos de ExxonMobil (ESSO) en Argentina, Paraguay y Uruguay.

La compañía terminó de concretar su desembarco en las estaciones de servicio ESSO en la Argentina, un año después de haber anunciado la operación global por alrededor de USD 700 millones.

Los dueños decidieron que en adelante los activos reemplacen el nombre ESSO por AXION.

Así la refinería de Campana, las terminales de distribución de combustibles, terminales aeroportuarias y los camiones de transporte de combustibles llevarán ese nuevo nombre.

Bidas CORPORATION es una empresa que integran en partes iguales Bidas ENERGY Holdings LIMITED y la china CNOOC International LIMITED. En tanto, CNOOC International LIMITED es controlada por CNOOC LIMITED, sociedad que cotiza en las bolsas de Hong Kong y New York y es la mayor productora offshore de Petróleo y Gas en China y uno de los principales competidores globales del sector de Petróleo y Gas.

En septiembre de 2017, Bidas y British PETROLEUM anunciaron la fusión de PAE y AXION ENERGY para la creación de una nueva empresa integrada de energía: Pan American ENERGY GROUP (PAEG).

La compañía tendrá como accionistas a Bidas y BP, cada uno con una participación del 50% del paquete accionario.

PAEG se convertirá en el principal productor, empleador e inversor privado del sector petrolero en Argentina.

Pampa Energía vende a TRAFIGURA el negocio de refinación y distribución de combustibles por un monto estimado de USD 90 millones. La petrolera comenzará a distribuir sus productos Puma -la marca con la que opera en la Argentina- en la red de 250 estaciones de servicio de la ex Petrobras.

---

TTRAFIGURA es un grupo con sede en Singapur, que es leader en el mercado en la industria mundial de COMMODITIES y se hará cargo de bocas de expendio, de una refinería en Bahía Blanca, de una fábrica de lubricantes, y de una terminal de almacenamiento y despacho de combustible en Caleta Paula en la provincia de Santa Cruz.

Piensa invertir 450 millones de dólares en una terminal de almacenamiento y distribución en Campana.

Desaparece la empresa OIL Combustibles de Cristóbal López, declarada en quiebra por la justicia por una deuda con la AFIP por 21.000 millones de pesos entre capital e intereses en concepto del impuesto a los combustibles, que la empresa cobró a los clientes, pero no giró al fisco. A fines del octubre del 2018 se definía la situación y la sociedad entre YPF SA y DAPSA se quedaba con los activos de la misma.

La oferta de Destilería Argentina de Petróleo (Dapsa) e YPF consiste en hacerse cargo del abastecimiento de combustible de la totalidad de la red de estaciones de servicio de bandera de OIL a precios de mercado. Además, la oferta incluye la explotación de la totalidad de los activos logísticos en la terminal fluvial de OIL. La refinería de San Lorenzo y el acceso directo al Paraná es uno de los principales intereses de YPF. Por otra parte, Comercial del Plata, dueña del 30% de la Compañía General de Combustibles, ha comprado el 50% de DAPSA de manera que también aparece involucrada en el negocio de OIL Combustibles. De las instalaciones es incierto el destino de la Destilería de San Lorenzo que parece condenada a ser desmantelada.

En agosto del 2016 Shell Argentina vendió la destilería de Dock Sur y sus estaciones de servicio, es decir sus actividades en DOWN STREAM, a RAISENa que es una sociedad de la misma Shell y la brasileña Cosan El monto de la operación habría sido de 950 millones de dólares. Esta sociedad es un gigante en Brasil y está conformada en un 50% por Shell y en un 50% por el grupo Cosan.

Es decir, el grupo RAISEN es Shell con otra cara.

En definitiva, desaparece ESSO y cambia la cara Shell como hechos más significativos, por la historia de ambas empresas en Argentina.

La presencia de TRAFIGURA implicará que el negocio del DOWM STREAM habrá ahora cuatro grandes: YPFSA, AXION; RAISEN y TRAFIGURA, que OLIGOPOLIZARAN el mercado.

También ha reaparecido en el negocio petrolero Pérez COMPACN que en los últimos tres años ha iniciado un proceso de reconversión que incluye cambio de imagen y de marca.

Ahora, el grupo se prepara para el paso siguiente en esta estrategia comercial que se orienta a diversificar su oferta de servicios en los tres segmentos de negocios en los que opera PECOM.

En ese objetivo se encuentra el público interés por quedarse con las acciones que el Estado Nacional controla en TRANSENER, además de en Energías Renovables.

La apuesta se basa en el potencial que los ejecutivos de PECOMP le ven al negocio energético del país a partir de los planes del Gobierno para potenciar las energías alternativas con el objetivo de diversificar la matriz energética del país.

También se preparan para invertir en interconexión y transmisión de energía eléctrica participando en licitaciones a futuro para la construcción de redes de alta y media tensión.

Con el foco siempre puesto en los servicios, a estos planes le suman la consolidación de los acuerdos con las grandes productoras de Hidrocarburos del país, especialmente en el área de Vaca Muerta. En la zona, PECOM ya le brinda servicios a YPF en el oleoducto entre Loma Campana y Lago Pellegrini que tiene 80 kilómetros de extensión y que conecta la producción de Vaca Muerta.

Si bien no tiene relación directa con la actividad petrolera en marzo 2018 se produce la fusión de ENARSA con la empresa binacional EBISA dando origen a IEASA (Integración Energética Argentina), decisión acompañada con la venta de activos diversos de ENARSA por 1.000 Millones dólares, Hace unos años ENARSA había delegado en YPFSA la compra de GNL importado.

El tema de la política de precios e impuestos a los derivados de Petróleo se tratará en un apartado específico junto con el de las Tarifas de Gas Natural y Electricidad.

## 4.2. El Gas Natural

### 4.2.1 Algunos datos

**Cuadro N° 4.2.1.1. Reservas y producción de GN**

Año	RC	PBP	PMP	PAP	PT	PNOC	PCON
Unidad	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>
2015	350484	27236	11636	4022	42894	6684	36210
2016	336669	26784	12606	5600	44986	9381	35605
2017	325000(+)	26046	12841	5707	44594	11461	33133
2018(*)					11252		

Fuente: Secretaría de Energía y Minas; IAPG.

Notas:

RC: Reservas Comprobadas

PBP: Producción en Baja Presión

PMP: Producción en Media Presión

PAP: Producción en Alta presión

PT: Producción Total

PNOC: Producción No Convencional

PCON: Producción Convencional

(\*) Enero a marzo

(+) Estimado el año 2017

Las Reservas Comprobadas no incluyen las de Gas Natural No Convencional. Según informe de La Agencia Internacional de Energía del año 2013, **los Recursos, no las Reservas**, de este tipo de Gas serían equivalentes a 67 veces las Reservas Comprobadas de Argentina al año 2012 o sea a 21.654 miles de millones de m<sup>3</sup>. Esto con un factor de recuperación del Recurso in situ del 27%, Si se tomará un factor de recuperación parecido al que se verifica en EE.UU. (aproximadamente un 6,7%) daría Reservas Recuperables de 5.694 miles de millones de m<sup>3</sup>, o sea una 18 veces las Reservas Comprobadas del País, las sextas del mundo. (Ver Nicolás Di SBROIACCA "SHALE OIL y SHALE Gas en Argentina" Documento de Trabajo de Fundación Bariloche, agosto 2013).

También hay que tener en cuenta que a la producción mencionada en este Cuadro N° 4.2.1.1 hay que descontarle el consumo propio del GN en boca de pozo, las pérdidas y el Gas venteado y al GN Distribuido hay que deducirle los consumos de las plantas compresoras para obtener el Gas inyectado en redes de origen nacional que es el que queda disponible junto con el importado para abastecer las ventas.

**Cuadro Nº 4.2.1.2. Ventas****(10<sup>6</sup>M m<sup>3</sup>)**

Año	VR	VCP	VI	VEE	VT
2015	10229	1764	12632	14916	43570
2016	10835	1847	12084	16002	44625
2017	9637	1705	12488	17257	44695

Fuente: Secretaría De Energía y Minería

Notas:

VR: Ventas Sector Residencial

VCP: Ventas sector Comercial y Público

VI: Ventas Sector Industrial

VEE: Ventas Sector Energía Eléctrica

VT: Ventas Totales (incluye Otros Sectores, esencialmente GNC)

**Cuadro Nº 4.2.1.3. Importaciones y Exportaciones de GN****(10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)**

Año	MGNG	MGNL	MGNT	XGNG
2015	5956	5314	11270	1,4
2016	6221	4650	10871	28
2017	6870	4799	11669	
2018(*)	1715	2619 (*)	1715	41

Fuente: Secretaría de Energía y Minas; IAPG

Nota:

MGNC: Importaciones Gas Natural Gaseosos o de Bolivia

MGNL: Importaciones Gas Natural Licuado

MGNT: Importaciones totales de Gas Natural

XGNG: Exportaciones de Gas Natural Gaseoso

(\*)(\*) Entre abril-julio 2018. Serán 50 Barcos, traídos en su mayor parte por TRAFIGURA a precios mayores que en el año 2017, por el aumento del crudo Brent y la devaluación del peso. Los precios serán de 7,56 U\$D /MMBTU para los que se re gasifican en Escobar y de 7,12 para los que lo hacen en Bahía Blanca

(\*) Enero a Marzo

**Cuadro Nº 4.2.1.4. Balanza Comercial GN****(10<sup>6</sup> USD)**

AÑO	MGNG	MGNL	MGNT	XGNG	Balanza Comercial
2015	1366,7	2141	3507,7	1,01	-3506,69
2016	863	936	1799	17,4	-1781,6
2017	1258	1013	2271		-2271
2018(*)	346		346	5,2	-340,8

Fuente: Secretaría de Energía y Minas; IAPG

Nota:

MGNC: Importaciones Gas Natural Gaseosos o de Bolivia

MGNL: Importaciones Gas Natural Licuado

MGNT: Importaciones totales de Gas Natural

XGNG: Exportaciones de Gas Natural Gaseoso

(\*) Enero a Marzo

**4.2.2 Algunas reflexiones****i) Argentina es un país “gasífero”**

El Gas Natural representa casi el 54% de la oferta bruta de energía y esta participación ha venido creciendo con el paso del tiempo. Así en el año 2007 absorbía el 51% de la mencionada oferta.

## ii) La caída de la producción

Pero, así como aumentó esa participación, ha bajado la producción de GN y Argentina, de ser exportador neto hasta los años 2006, se ha convertido en importador neto y en cantidades crecientes, especialmente de GNL.

En los últimos dos años el efecto precio ha disminuido el consumo de todos los sectores excepto el de generación de Electricidad que es el responsable de que las ventas de Gas Natural hayan aumentado levemente.

Estos hechos, unidos a la falta de inversiones en exploración en yacimientos convencionales han motivado la **caída de la producción** entre los años 2006 y 2014.

La necesidad de no descuidar **las exploraciones** en áreas No Convencionales lo confirmaría el anuncio, en mayo 2018, de la empresa inglesa Echo ENERGY PLC del descubrimiento de Gas en el inicio de la perforación del primero de los cuatros pozos de exploración consecutivos en la Fracción C de su concesión en la costa marítima de la provincia de Santa Cruz.

## iii) La instrumentación del “Plan Gas PLUS “

El PLAN GAS PLUS es continuador del “Plan Gas” de la época KIRCHNERISTA. La puesta en producción de yacimientos de la Total en la Cuenca Marina Austral, los aportes del Gas no Convencional de Vaca Muerta (esencialmente en Fortín de Piedra de TECPETROL) y esencialmente los casi 7,5 USD por millón de BTU con que se subsidia al Gas de Vaca Muerta explican los aumentos, en la producción, del primer trimestre del año 2018 frente a igual período del año 2017 (ver Cuadro Nº 4.2.1.5) Los valores de producción del mes de mayo 2018, con 127,2 millones de m<sup>3</sup>/día, confirman la tendencia creciente.

**Cuadro Nº 4.2.1.5. Evolución de la producción de Gas por operador**  
En millones de m<sup>3</sup> – Período enero-marzo

<b>Empresas</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>Dif. %</b>
YPF S.A.	3.804,8	3.733,2	-1,87
Total Austral S.A.	2.777,9	2.891,0	4,07
Pan American ENERGY	1.368,8	1.282,3	-6,32
TECPETROL S.A.	329,7	549,7	66,74
Petrobras Argentina S.A. (Pampa Energía)	393,8	441,7	12,15
YSUR Energía Argentina YPF)	322,1	385,4	19,63
Compañía General de Combustibles	234,6	333,9	42,33
PLUSPETROL S.A.	272,9	269,1	-1,36
ENAP SIPETROL Argentina S.A.	205,4	260,3	26,71
SINOPEC	188,7	168,8	10,53
Otros	979,5	936,1	-4,43
<b>Total</b>	<b>10.875,5</b>	<b>11.252,0</b>	<b>3,43</b>

Fuente: Ministerio de Energía.

En el año 2017 la producción total de Gas Natural habría sido de 122 millones de m<sup>3</sup>/día de los cuales el 25% habría sido de Gas Natural No Convencionales esencialmente de formaciones TIGTH.

En días típicos del invierno 2018 se inyectaron 158,7 millones de m<sup>3</sup>/día, de los cuales el 67% fue nacional y el 33% importado.

La composición del importado fue: 57% GNL; 34% de Bolivia y 9% de Chile.

---

#### iv) La Producción reciente

La producción total en el mes de julio 2018 alcanzó los 132,1 millones de m<sup>3</sup>/día casi 5% más que en Julio 2017. Es decir, venía recuperándose, esencialmente por el SHALE y el TIGT Gas que representaban en Julio del 2018 el 35,5% del total del país. Dos Yacimientos explican casi el 92% del aumento: Fortín de Piedra de TECPETROL en Vaca Muerta y Campo Indio Este de Compañía General de Combustibles en Santa Cruz, debido esencialmente a los subsidios a la producción de GN. Es que frente a un Henry HUB (marcador casi Internacional que se aplica en el mercado de EE.UU.) de 2,97 USD/MMBTU, el precio que reciben las subsidiadas durante 2018 es de 7,5. El valor de referencia interno argentino que afecta las tarifas residenciales (Precio Ingreso al Sistema de Transporte PIST) es de 4,68. El alto valor de las tarifas que pagan las familias habría provocado una caída del consumo de este tipo de usuarios en el período enero – julio 2018 del 7,2%, comparada con igual período del año 2017.

A partir del año 2019 las productoras venderían el Gas Natural para los hogares a 3,72 dólares por millón de BTU y a las eléctricas a 3,40.

#### v) Hacia el futuro

Es muy probable que se alcance el autoabastecimiento de GN.

Vaca Muerta sería el principal proveedor, sin dejar de lado a la Cuenca Austral.

Con el mencionado subsidio de 7,5 USD el millón de BTU que se está otorgando, especialmente al llamado “Gas Nuevo”, esencialmente de Vaca Muerta, los alicientes para invertir y extraer son los más altos del mundo, pero el mercado interno argentino es muy chico.

Debe mencionarse que los 7,5 U\$D/MMBTU (valor que no se sabe de dónde salió) era mayor en el 2017 que el costo marginal (que sería el mayor precio del Gas Natural Importado). Así en el año 2017, el gaseoso importado desde Bolivia salió unos 5,5725 (compuesto por 5,4614 por el Gas; 0,0502, por combustible y 0,061 por transporte hasta frontera) y el GNL importado 5,72. Se estima incluso que ambos valores aumenten durante el año 2018. El boliviano hasta 6,20; el GNL, incluye regasificación), a 7,4 y el de Chile, al estado gaseoso, 10,50 (pues se re gasifica en Chile). Cómo el subsidio se paga en U\$D, entonces “convendría” (siguiendo a los neoliberales) importar antes que producir pero esto afectaría las enormes ganancias de las empresas que operan con el Gas en Vaca Muerta.

Después del año 2022 se pagaría por el GN “nuevo”, el precio que “fije” el mercado. En junio 2018 el precio que percibieron las productoras fue de 4,68. De manera que el subsidio que recibieron en boca de pozo fue de unos 2,82 USD/millón de BTU.

La idea del gobierno, o de una parte del gobierno, es que en un futuro las distribuidoras y CAMMESA liciten los precios del GN que adquieran con la idea de que los precios bajen. Es que los valores están dolarizados y son afectados por los procesos devaluatorios, en un mercado con un dólar flotante y esto repercute en las tarifas que pagan los usuarios, que están condenados a tarifas permanentemente crecientes, pues, aunque el precio en dólares baje, el peso se seguirá devaluando.

Las propuestas de ajuste del presupuesto en septiembre de 2018, ponían en duda el continuar subsidiando la producción alcanzada por el Plan Gas.

El impacto fiscal, previsto por el anterior Ministro de Energía bajaba de los 600 millones de dólares en 2018 a 400 en el 2019. Pero el incremento de la producción a subsidiar dejaría muy atrás esa cifra, elevándola a casi 1100 millones de dólares en el 2019.

---

Es que una cosa era un subsidio de 3 USD el millón de BTU sobre 13 millones de m<sup>3</sup>/ día y otra sobre 21.

Entonces se pensaría limitar el volumen de GN subsidiado y esto afectaría las cuantiosas ganancias de TECPETROL (Fortín de Piedra) y de la CGC (Santa Cruz).

Esta situación evidencia la falta de coordinación entre las acciones de los distintos ministerios y Secretarías y la carencia de planificación. Si bien el anterior gobierno había optado por establecer el subsidio, hasta pagar 7,5 U\$D/millón de BTU, para alentar la producción de GN esencialmente en Vaca Muerta, el gobierno actual no puso límite a los volúmenes alcanzados por la medida y en consecuencia favoreció ganancias extraordinarias de las empresas.

A fines de septiembre 2018 el gobierno pensaba en no ampliar a nuevas explotaciones los beneficios del Plan Gas.

¿Qué diferente sería la situación si YPF estatal hubiera tenido a su cargo el desarrollo del nuevo Gas?

#### vi) Las exportaciones

Siendo “chico” el mercado argentino, se ha decidido **exportar**, primero a Chile por los gasoductos existentes y ociosos desde la década del 90. Pero el mercado chileno también es pequeño.

Un informe de HUB Energía Consultores destaca que la producción en la Cuenca Neuquina podría crecer, según un escenario optimista, de 76 a 130 MM m<sup>3</sup>/d entre 2018 y 2022 y luego estabilizarse hasta el final de la serie en 2027. Para la Cuenca Austral, por su parte, la expectativa en el mejor escenario es pasar de 29 a 44 MM m<sup>3</sup>/d. En el primer caso, en el año 2027 el 90% de la producción sería de Gas Natural No Convencional. En la cuenca Austral casi todo el Gas sería de formaciones Off shore.

Este supuesto se basa en el cumplimiento de un intenso plan de inversiones, esencialmente en Vaca Muerta.

También existe la idea de transportarlo en estado gaseoso hasta el mar (Bahía Blanca), donde se lo licuaría transformándolo en GNL y el destino sería el “mundo”.

*Según ECOJOURNAL del 10 de octubre del 2018, YPF S.A. contrataría una barcaza de la firma belga EXMAR equipada con una unidad flotante de licuefacción de gas. Se trataría de un proyecto que permitiría exportar por barco pequeños volúmenes de gas desde el muelle de la empresa petroquímica MEGA en Bahía Blanca. La planta estará operativa en 2019.*

*El buque denominado CARIBBEAN FLNG tiene capacidad para procesar unos 2,2 millones de metros cúbicos diarios (MM3/día) de gas, de los cuales alrededor de un 10% se utiliza como consumo propio.*

*YPF firmará ahora un contrato de alquiler que costaría hasta USD 30 millones por año. El proyecto prevé también el alquiler de un “barco almacén” para acopiar el LNG.*

*Se estima que el costo de licuefacción en la barcaza de EXMAR rondaría los USD 2,50 por cada millón de BTU de gas procesado. Con un costo en boca de pozo de USD 3,50 podría estar en condiciones de exportar LNG a USD 6 por MMBTU más costos de flete y transporte. A su vez, para facilitar la viabilidad económica del proyecto, el Ministerio de Hacienda accedería a reducir las retenciones a la exportación de gas. Sería una baja de hasta un 50% de los derechos*



---

*a la exportación que rigen hoy (en lugar de cobrar 4 pesos sobre cada dólar exportado, Hacienda está dispuesto a cobrar 2 o 3 pesos.*

En octubre de 2018 apareció interesada en este proyecto una empresa de Qatar (leader en materia de GNL) que estaría dispuesta a invertir 1.500 millones de USD para poner la Planta en producción en el año 2024. Pero esto no es nada concreto.

Estas alternativas tienen sus problemas pues hay una sobreoferta mundial de GNL especialmente por la aparición de EE.UU. que se convertirá en el primer productor mundial de GNL.

Esta situación hace dudar, a algunos potenciales inversores, sobre volcarse o no a Vaca Muerta y a formaciones similares existente en el país.

La ventaja relativa que tiene Argentina es su ubicación en el hemisferio Sur, de manera que cuando en el Hemisferio Norte es invierno y escasea el Gas, en el Sur es verano y “sobraría”, relativamente. Sus principales competidores serían entonces: Australia; Nigeria; e Indonesia y el Mercado el de Asia Pacífico. A esto habría que agregar la lejanía relativa de Argentina de ese Mercado con los consiguientes mayores fletes.

Actualmente hay siete áreas con subsidios de “Gas PLUS” que les asegura a los productores un precio sostén en boca de pozo en los yacimientos No Convencionales. Hay cinco proyectos ya aprobados que están cobrando ese precio sostén, otros seis que se aprobaron entre mayo y junio del 2018, y ocho que recibirán el subsidio antes de junio de 2019. Del total, 16 áreas se localizan en Neuquén, dos en Río Negro y uno en Santa Cruz. **Durante el año 2018 el subsidio insumirá más de mil millones de dólares.** El gobierno asegura que el ajuste fiscal no afectará a la masa de recursos públicos.

Ya fueron aprobados para el Plan Gas cinco proyectos: Fortín de Piedra (TECPETROL), Aguada Pichana Este/Rincón La Ceniza (Total), Campo Indio Este El Cerrito (CGC) y Estación Fernández Oro y La Rivera I / II (YPF). Cuatro de estos proyectos están en Neuquén y uno en Río Negro (Estación Fernández Oro).

Entre las áreas pendientes de aprobación, se cuentan: Loma Negra (CAPEX), Las Tacanas (YPF), Cerro Las Minas (YPF) y Rincón del Mangrullo (YPF).

Muy pronto se aprobarían otros dos proyectos: La Calera (PLUSPETROL) y Punta SEMILLOSA (TECPETROL).

Otro conjunto de áreas serán incorporadas al Gas Plus antes de junio de 2019. Cuatro de esos emprendimientos están a cargo de YPF, estos son: HUINCUL, El Orejano, Aguada de la Arena y Río Neuquén.

Los proyectos restantes que ingresarán al plan son los de Aguada Pichana Oeste/Aguada de Castro (PAE), Agua de Cajón (CAPEX) y Centenario Centro (PLUSPETROL).

En síntesis, a octubre del año 2018 a los contratos ya subsidiados se le sumarían otros 8 o 9 para llegar a un total de 14 beneficiados por lo dispuesto en la resolución N° 46 del entonces Ministerio de Energía y Minas. El presupuesto para el año 2019 contempla un límite de 700 millones dólares para estos fines.

A mediados del mes de noviembre del 2018, se autorizaban exportaciones desde Vaca Muerta a Brasil por parte de WINTERSHALL.

---

Los volúmenes serían de 1,2 Millones de m<sup>3</sup>/ día a un precio de 5,65 dólares por millón de BTU (de los cuales 1,5 serían el costo de transporte por el viejo gasoducto del Mercosur ya que se recorrerían más de 2.300 Km.).

El precio promedio pactado para los envíos a la zona sur, la región del Biobío y el área metropolitana de Santiago de Chile promediaba los 4,20 dólares por millón de BTU.

Hasta noviembre del 2018 existirían 18 contratos de exportación, 17 a Chile y 1 al Brasil por un total de 21,2 millones de m<sup>3</sup>/día. A los que habría que adicionar, en el año 2019, 2,5 millones de YPFSA exportables como GNL por el puerto de Bahía Blanca merced a un convenio con la empresa Belga EXMAR ENERGY, por diez años, al cual se le alquilaría un Barco que licuaría el combustible gaseoso. En total serían entonces unos 23,6 millones de m<sup>3</sup>/día que todavía serían inferiores a los importados desde Bolivia al estado gaseoso y como GNL por Bahía Blanca y puertos sobre el Paraná.

**vii) El mercado interno argentino**

Las ventas alcanzan los 122,45 millones de m<sup>3</sup>/día y las importaciones 31,96. Es decir casi el 26% de lo que se vende es importado.

Luego, se reitera, el tamaño del mercado argentino es muy pequeño.

El mercado chileno es aún más pequeño (20 millones de m<sup>3</sup>/ día).

Entonces, como ya se mencionó, el atractivo que da el precio en boca de pozo de 7,5 USD/millón de BTU, para las grandes empresas, sólo lo justificaría una exportación masiva de GNL por el puerto de, por ejemplo, Bahía Blanca. Pero hay una sobreoferta de GNL en el mundo provocada esencialmente por la aparición de USA como productor de SHALE Gas y exportador. Además, los precios CIF del GNL por Japón están en 8,10 USD/millón de BTU.

En consecuencia, hay que ser muy precavidos y no pensar que Vaca Muerta es la solución a los problemas argentinos.

Si se observa el mercado interno argentino se constata que el 40% de la población no consume Gas Natural de Red. Lo consumen, 8,2 millones de hogares y no lo hacen 5,4.

Es decir, habría un mercado potencial adicional, suponiendo iguales consumos medios, de 26,4 millones de m<sup>3</sup>/día

El gasoducto del NEA, cuya construcción se ha paralizado, podría haber absorbido, en el mejor de los casos, unos 4 millones de m<sup>3</sup>/día.

Pero no todos los hogares, actualmente no abastecidos, cuentan con viviendas aptas para instalar Gas de red.

YPF SA ha manifestado interés en construir un gran proyecto petroquímico en Bahía Blanca a partir del Gas de Vaca Muerta y para ello busca un socio.

Se ha mencionado como posible socio a la DOWN con la cual YPF SA está desarrollando el área El Orejano, en Vaca Muerta. Down tiene muy malos antecedentes como real productor petroquímico en Argentina, pareciendo que sus proyectos tenían como finalidad taponar el desarrollo petroquímico argentino, cosa que condujo a la instalación del polo en Bahía Blanca de origen estatal.

---

También, como se dijo, YPFSA está pensando en realizar exportaciones estacionales de GNL desde Bahía Blanca para lo cual debería construir una planta de licuefacción.

Adicionalmente habría que construir otros gasoductos troncales y ampliar las redes de distribución en muchas áreas urbanas del país.

Para ello tienen que ampliarse los gasoductos de captación en la cuenca neuquina y posiblemente ampliar el gasoducto NEUBA II que llega a Bahía Blanca y que actualmente tiene capacidad ociosa

Por el momento parecería que la acción más inmediata sería retornar las exportaciones a Chile.

La española Gas Natural Fenosa (GNF) está invirtiendo unos USD 50 millones para aumentar la capacidad del Gasoducto del Pacífico, la estratégica interconexión gasífera entre Chile y Argentina que fue construida hace veinte años y que atraviesa Vaca Muerta.

El Gasoducto del Pacífico se construyó tras una inversión de USD 320 millones. Tiene 543 kilómetros de longitud y conecta la región argentina de Neuquén con la chilena de Biobío. La infraestructura se diseñó para exportar Gas desde Argentina hasta Chile, y así operó hasta que en 2005 el país lo destinó únicamente a cubrir sus necesidades internas y dejó de venderle a su vecino trasandino. Ahora, trece años después, GNF ha decidido reactivar la infraestructura y está construyendo en la parte argentina, justo donde nace el ramal hacia el territorio chileno, un nuevo compresor que permitirá aumentar su capacidad, desde los actuales 7,5 millones de metros cúbicos diarios hasta los 12,5 millones.

Estos cinco millones de metros cúbicos adicionales ya están contratados a partes iguales por YPF y ExxonMobil.

También hay otros dos gasoductos proyectados en esa región por ejemplo el de la Transportadora de Gas del Sur que construiría uno de captación con una planta de tratamiento con una inversión que podría llegar a los 800 MM de Dólares.

Pero por ahora lo concreto es que durante el invierno del 2018 se habrían importado unos 3 millones de m<sup>3</sup> / día desde Chile inyectados a través de los gasoductos del Pacífico y Gas Andes, para lo cual la chilena ENAP firmó un contrato con la Argentina IEASA.

#### **viii) Las importaciones desde Bolivia**

De acuerdo con el contrato, en la época de invierno Bolivia debía entregar como mínimo 20,9 10<sup>6</sup> M<sup>3</sup>/día como mínimo y un máximo de 24 a Argentina pero se enviaron en promedio 18.

Habrían sido varios los factores que impactaron en la reducción a diez que se estaba dando a fines de octubre del 2018: la mayor producción de Vaca Muerta y de otros yacimientos de Gas Natural, una mayor provisión de energía de fuentes hidroeléctricas y de centrales nucleares y parecería que esto continuaría durante los meses de verano y los bolivianos esperan que en el invierno del 2019 los envíos vuelvan a crecer, ya que por ahora no se abastecerían los consumos del Norte argentino con el Gas de Vaca Muerta. De todas maneras, los contratos futuros de exportación de Gas boliviano se estarían discutiendo.

#### **ix) La deuda y compromisos con las empresas por el Gas Natural**

Hay dos tipos de Deudas.

Una por la denominada Diferencia Diaria Acumulada (DDA) que permitían el cobro extra al final de cada semestre a los usuarios ante diferencias significativas en el tipo de cambio pactado para los contratos de adquisición y el tipo de cambio real. Esta deuda se pagaría en cuotas durante los

---

años 2019 a 2021 y rondaría los 350 Millones de USD. Existirían tratativas para que el 50% sea absorbido por las distribuidoras y el otro 50% por el Estado. Las principales empresas beneficiadas serían, METROGAS, NATURY (ex Gas BAN), CAMUZZI y ECOGAS I.

Este desatino del DDA proviene de las leyes y decretos de desregulación del negocio del Gas de 1992 y para que los reclamos de las distribuidoras no se repitan sería necesario derogar esa legislación.

La otra deuda es por el “Plan Gas” que finalizó el 31 de diciembre del 2017 y las acreedoras son empresas productoras de Gas y el Estado lo pagaría desde el inicio del 2019 y hasta junio del 2021. Desde el inicio del año que viene y hasta fines de junio de 2021, el Estado saldaría USD 1.583,2 millones con YPF, Pan American ENERGY y Total Austral, entre otras.

En cuanto al “Gas Nuevo” en el año 2019 se entregarían subsidios para empresas de Vaca Muerta y del Cuenca Austral 700 millones de dólares.

**x) Algo sobre los aumentos tarifarios**

Los aumentos en las tarifas “normales” previstas desde octubre del 2018, serán mayores para los usuarios de menor consumo. A nivel nacional, los hogares de la categoría R1 (hasta 500 metros cúbicos de Gas al año) los aumentos oscilan entre el 60% y 63% y para los hogares de consumo más alto, R3 4 (desde 1801 metros cúbicos de Gas al año) los aumentos varían entre el 19% y 21%. Por ejemplo, en el área metropolitana de Buenos Aires (zona más densamente poblada del país), donde el 70% de los hogares pertenecen a las categorías más bajas de consumo, el aumento mensual sería de alrededor de \$400. El gobierno informó que el promedio de aumentos rondará el 34%. Desde el inicio de la gestión del actual gobierno, el aumento de las tarifas de Gas Natural en la zona AMBA (Ciudad de Buenos Aires y 40 municipio del Gran Buenos Aires) habría sido en promedio del 1.848%.

Esta estructura no tiene sentido lógico y muestra la falta de sensibilidad social por parte del gobierno.

En gran medida la dolarización de las tarifas ha agravado considerablemente la situación.

**xi) El Problema del Plan Gas**

Durante la gestión del ex Ministro de Energía y Minería, primero de la gestión MACRI, se continuó con el Plan Gas Plus originado en el gobierno de Cristian Kirchner para incrementar la producción de Gas, que como se ha mencionado estaba en franca caída.

A esos fines Aranguren estableció un subsidio esencialmente para la producción de Gas No Convencional, que partía de reconocer precios de 7,5 USD/MMBTU en 2018; 7,0 en 2019; 6,5 en 2020 y 6,0 en 2021. Luego el subsidio que oscilaba entre los 4,0 USD y los 3,0 dólares desaparecía y los productores recibirían el precio que fijara el “mercado”, que sería de entre 3,5 y 4,0 USD/MMBTU.

Estas medidas probaban una vez más la falta de coordinación entre las políticas de los distintos ministerios

Con los alicientes mencionados, esencialmente TECPETROL en el Yacimiento Fortín de Piedra, incrementó fuertemente la producción de Gas Natural, llevándola a 11 MMm<sup>3</sup>/ día a mediados del 2018 y esperando alcanzar los 19 para fines de ese año o en el primer semestre del 2019.

Esos valores implicaban un alto desembolso del gobierno en subsidios.

---

Pero se “declara” la crisis económica y social en Argentina, se decide acudir al Fondo Monetario Internacional como prestamista y este exige un plan de ajuste.

En consecuencia, el gobierno decide reducir el subsidio a la producción del Gas No Convencional.

El proyecto de presupuesto para el año 2019 limita a 700 millones de dólares el monto de este subsidio lo cual equivaldría a una producción de unos 17 millones de m<sup>3</sup>/día, muy inferior a la que entregaría Vaca Muerta (sólo TECPETROL se quedaría con todo el subsidio). Pero parece que se crearía un Fondo Fiduciario con la idea de aportar recursos por encima de los mencionados 700 millones de dólares si se incrementase la producción a ser subsidiada.

Actualmente hay seis concesiones reconocidas como merecedoras de optar al subsidio y once con los pliegos aprobados por la provincia de Neuquén a la espera de la ratificación de Nación (Orejano; Río Neuquén; Aguada La arena; Octógono Fiscal: Norte Dorsal: Dadin y Rincón Mangrullo, todas de YPF; Centenario Centro y la Calera de PLUSPETROL; Punta SENILLOSA de TECPETROL; Los Todos I Sur de Exxon; el Mangrullo y Sierra Chica de Pampa Energía).

Es decir, un verdadero problema. ¿Con qué criterios distribuir los ahora limitados y escasos montos de los subsidios? ¿Cómo eludir los considerados “derechos adquiridos” por las empresas? ¿Cómo “atraer” a nuevos inversores ante permanentes cambios en las reglas del juego? ¿Cómo compatibilizar esto con la esperanza del gobierno en que las exportaciones de Vaca Muerta y las cosechas saquen al país de la crisis?

Se ha estimado un costo total (costo de desarrollo más costos operativos) en boca de pozo del Gas No Convencional no superior a los 1,7 USD/MMBTU (según la Secretaría de Energía, corresponde a la producción del Orejano y de Fortín de Piedra), pero ligado a muy altas inversiones que algunos estiman no menores a los 10.000-15.000 millones de dólares/año). ¿Entonces hacía falta tamaño subsidio? Se estima que 3,5 USD/MMBTU serían suficientes.

¿Qué hubiera pasado si la explotación de Vaca Muerta hubiera quedado en manos de la YPF totalmente estatal?

De todas maneras, parecería sabio, para no repetir la historia de los 90, reservar el Gas Natural existente, aún el de los yacimientos No Convencionales, para las generaciones futuras e industrializarlo en el país agregándole valor, por ejemplo, mediante las, ya citadas, plantas Petroquímicas y la elaboración de Fertilizantes.

La situación incluso puede provocar la reducción de la producción de GN de Vaca Muerta y así lo han hecho saber YPFSA (dice que con 4 U\$D/MMBTU no es rentable extraer el Tigth Gas y destinaría más recursos a la producción de Petróleo) y la Total que estaría dispuesta a frenar su inversión en Vaca Muerta. Pero esto de YPFSA parece contradictorio con los anuncios de contratar a una empresa belga para instalar en Bahía Blanca un barco que licue el GN de su propiedad para exportarlo luego.

## **xii) Los gasoductos y las Plantas de Tratamiento**

En la Cuenca Neuquina, especialmente en la zona de Vaca Muerta, la proliferación de productores y el relativamente rápido incremento de la producción, ha generado un cuello de botella motivado por la falta de capacidad suficiente para evacuar la producción. Esto ha motivado que algunos concesionarios como TECPETROL de Fortín de Piedra proyectara la construcción de un gasoducto hasta la zona del Gran Rosario.

*TGN y TGS se unirían para utilizar un nuevo gasoducto que uniría Vaca Muerta con la localidad de San Nicolás.*

---

*El proyecto iniciado por el Grupo TECHINT, controlador de TGN, constituiría una firma mixta con la petrolera Pampa Energía, socia mayoritaria de TGS; junto a Compañía General de Combustibles (CGC).*

*El gasoducto de 1.040 kilómetros partiría de Vaca Muerta y llegaría en primer término a la planta compresora de TGS en Saturno. Ese es un punto estratégico para la distribución tanto al gran Buenos Aires como para los proyectos de GNL.*

*Desde allí el gasoducto continuaría hacia San Nicolás, muy cerca de Rosario, en el corazón de los desarrollos agroindustriales.*

*El sistema tendría una capacidad de transporte no menor a los 15 millones de metros cúbicos de Gas Natural por día, pero podría ampliarse hasta alcanzar los 39 millones. La obra costaría entre 1200 y 1400 millones de dólares y se terminaría en 30 meses (Diario Río Negro 8 de octubre del 2018).*

Es decir, se repite lo ya mencionado para el tema oleoductos y la propuesta de las autoridades es la misma, es decir que cualquier empresa, no sólo las Transportadoras y Distribuidoras de Gas Natural puedan construir gasoductos (también plantas de tratamiento) y alquilar la prestación del servicio a las productoras. Esta situación también es herencia de la privatización de Gas del Estado en los 90 ya que esta empresa operaba los gasoductos muy eficientemente y coordinaba con YPF SE la construcción de los gasoductos desde los campos de producción. Es que en este tipo de políticas subyace la modalidad de las unidades de negocio y la “atomización” de las actividades ligadas a la industria de los Hidrocarburos.

En la Planta de Tratamiento de la Compañía Mega en Loma de la Lata se extraen del Gas Natural Etano, Propano, Butano y Gasolina pero el incremento de la producción de Vaca Muerta colmató la capacidad de la Planta y las empresas propietarias (YPF, Dow y Petrobras están estudiando su ampliación).

*“En la planta ingresa el gas proveniente de decenas de bloques productores al punto que representa del 50 al 55% de la producción de la Cuenca Neuquina. En la planta se separan los gases ricos que se licúan y envían por un poliducto a Bahía Blanca y el metano se inyecta a los gasoductos troncales del país como son NEUBA II, Centro Oeste 1 y Centro Oeste 2, para llegar así a gran cantidad de hogares de todo el país.*

*Por la planta de Loma La Lata pasa un tercio del gas que se consume en todo el país, pero con un diseño con capacidad de procesamiento de 36 millones de metros cúbicos por día, la planta está funcionando actualmente con 39 millones de metros cúbicos a través de un minucioso control de las presiones.*

*La imposibilidad de procesar una mayor cantidad de gas implica que en las redes que van a los hogares, comercios e industria se están incluyendo sin separar los gases ricos, perdiendo oportunidades para la exportación por ejemplo de GNL o de procesar etanol para producir plásticos. (Opinión del Gerente de Mega Alejandro Fernandez aparecida en el artículo “Por Vacas Muerta queda chica Mega, Diario Río Negro 26 de octubre 2018)”.*

### **xiii) Lo Institucional**

En lo institucional está en venta las acciones mayoritarias (el 70%) de la distribuidora de Gas METROGAS, la mayor distribuidora del mercado) actualmente en manos de YPF SA. El proceso lo está realizando el CITIBANK. Se aduce que como YPFSA es productora de Gas Natural, de acuerdo a la ley 24076 no podría ser también controlante de una distribuidora. Sería de esperar que el mismo criterio se aplique a otras empresas que actúan en varios eslabones de la cadena del Gas

---

Natural (por ejemplo Transportadora de Gas del Sur, que participa en gasoductos troncales y está construyendo en Vaca Muerta un gasoducto, de 92 kilómetros de extensión, que atravesará las áreas de Bajada de AÑELO, Bajo del CHOIQUE, La Invernada, Pampa de las Yeguas I y II, Parva Negra Este y Oeste, La Escalonada, Rincón La Ceniza, Los Toldos Norte, Sur, Este y Oeste, La Calera, El Orejano y Sierra Chata).

Cuatro empresas están interesadas: CGC, la petrolera de Corporación América, el holding que encabeza Eduardo EURNEKIAN; Integra, una firma encabezada por José Luis Manzano; CAMUZZI, controlada por DISVOL, de Alejandro MACFARLANE (CAMUZZI también es distribuidora), y Gas BAN, la distribuidora del grupo español Gas Natural Fenosa.

Es interesante mencionar que METROGAS mejoró notablemente su performance operativa y económica, al punto en que en 2017 registró una utilidad neta de 775 millones de pesos debido, entre otras cosas, a los incrementos tarifarios.

METROGAS es una empresa surgida en 1992 en el marco de la privatización de Gas del Estado, brinda el servicio de distribución a 2,4 millones de clientes dentro de su área de servicio, de los cuales el 60 por ciento se encuentra en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Se anuncia que la Distribuidora Gas del Centro (Córdoba, Catamarca, La Rioja) absorberá a Gas de Cuyo (Mendoza, San Juan, San Luis), ambas constituyen ECOGAS en manos de TECHINT y atienden casi el 18% de los usuarios de GN del País.

#### **xiv) Las exportaciones de Gas Natural a Chile**

El objetivo era no perjudicar a las empresas productoras de Vaca Muerta y generarles un mercado inmediato el chileno.

A mediados de agosto del 2018, el nuevo Secretario de Energía y Minería (IGUACEL) afirmaba que el Gas de Vaca Muerta que se exportara a Chile no recibiría subsidio.

Se establecían cuatro tipos de contratos con las características de interrupción del suministro y no interrupción del suministro.

En los meses de invierno y si el mercado interno argentino lo requiriera se cortarían el abastecimiento.

Cuando esté agotada la capacidad del mercado interno los contratos no se interrumpirían.

Básicamente las empresas que tengan el subsidio del Plan Gas (que se inicia como ya se mencionó con una retribución de 7,5 USD el millón de BTU) no podrán exportar ese Gas pero si el no subsidiado.

Por ahora se habría limitado la cantidad de Gas Natural exportado a uno 6 millones m<sup>3</sup>/día.

La idea es exportar hasta 22 millones de m<sup>3</sup>/día en un futuro (por gasoducto Del Pacífico 12,5 que ha ampliado Gas Fenosa y por Gasoducto Andes 9).

A fines del mes de agosto del 2018 se firmaron los tres primeros contratos de exportación a Chile que no fueron por GN de Vaca Muerta.

El Gas se destina a la Planta de METHANEX en Chile y proviene desde la Cuenca Austral de Santa Cruz (Compañía general de Combustibles) desde las cuencas Marina Austral de Tierra del Fuego y del Estado Argentino PAE y Total Austral).

---

El precio para esta transacción se pactó a 4,08 U\$D/ MMBTU y las sucesivas tendrán un piso de 3,45 y un techo de 4,50, en todos los casos muy lejos de los 7,5 que recién las empresas beneficiadas por el Plan Gas, mientras que el precio del Gas Natural importado en invierno desde Chile saldría unos 10 USD.

La Pautas establecen un máximo de envíos de 750.000 metros cúbicos por cada una, y los tres envíos pueden alcanzar una exportación máxima de 2.250.000 metros cúbicos por día y se extienden hasta 2020.

En octubre 2018 era inminente la aprobación de nuevos pedidos para exportar desde la cuenca Neuquina a Chiles con YPF hasta un máximo de 1,5 millones de m<sup>3</sup>/día y con Exxon hasta 400.000 m<sup>3</sup>/día. En ambos casos la empresa compradora sería INNERGY y el precio de venta del Gas de 4,20 USD /MMBTU.

PAE solicitó y fue aprobado en octubre 2018, 1,5 millones diarios destinados a abastecer centrales térmicas de la Región Metropolitana y de la V Región de Chile, a un precio de 4,05 U\$D/MM de BTU.

WINTERSHALL solicitó y fue aprobado en octubre 2018 con destino a térmicas de NEHUENCO y Candela la exportación de 1,5 millones diarios a 4,20 USD/MM de BTU.

La CGC, solicitó y fue aprobado en octubre del 2018, para el mismo destino que WINTERSHALL otros 1,5 millones diarios a 4,20 USD/MM de BTU. Esta exportación fue aprobada a fines de octubre del 2018.

El Gas Natural se inyectaría al gasoducto Gas Andes.

Otras empresas están en espera para la aprobación de sus pedidos.

Por los problemas de falta de capacidad de evacuación y por la caída de la demanda debido a las altas tarifas, habrían quedado sin colocar cerca de 15 millones de m<sup>3</sup>/ día de Gas Natural.

Por este motivo YPFSA y TECPETROL recurrirían al almacenamiento del Gas en yacimientos “agotados” como Los Bastos de la Cuenca Neuquina.

Inyectarían el 20% de la producción excedente o sea 2,5 millones de barriles/ día durante cinco a ocho meses en verano y la sacarían en cuatro meses durante el invierno.

A noviembre del 2018 había once contratos de exportación. Siete desde la cuenca Neuquina con destino a Biobío y Centro de Chile; uno desde Salta a Antofagasta por el Gasoducto Nord andino y tres desde Santa Cruz y Tierra del Fuego. Los contratos se pactaron a precios entre 4,2 y 4,3 USD/Millón de BTU con una retención de 4 pesos por dólar.

#### **xv) El mercado argentino y el Gas de Vaca Muerta**

El aporte al mercado interno argentino está limitado por la actual capacidad ociosa de los gasoductos NEUBA I y NEUBA II que en conjunto alcanzan los 9 millones de m<sup>3</sup>/día.

TECPETROL, como se mencionó, ha sido la empresa que más rápidamente ha puesto en producción su Yacimiento Fortín de Piedra, en Vaca Muerta.

En agosto del 2018 ha alcanzado una producción de 11 millones de m<sup>3</sup> día, que está en condiciones de incrementar, pero está limitada por la capacidad de evacuación de los Gasoductos existentes en la zona y no está autorizada a exportar a Chile.



---

En consecuencia, ha decidido construir un nuevo gasoducto desde Allen a San Nicolas y así abastecer el alto consumo industrial de la zona,

Este gasoducto tendría una capacidad de 22 millones de m<sup>3</sup>/día, y tendría un costo de 1.300 millones dólares que TECHINT estaría dispuesta a financiar. Es que con los precios subsidiados hasta 2021 y con la expansión programada de la producción de Fortín de Piedra (llegaría a 17 millones en 2019 y luego a 22 millones de 2020 en adelante). Sus ingresos serían, entre septiembre 2018 y diciembre 2022, a 7.159 millones dólares y las inversiones (gasoductos, Planta de tratamiento y pozos) a 4.370. Por subsidios, en el mismo período, recibiría del Estado 2019 millones de dólares.

El asunto de los subsidios del Plan Gas Plus, se complica frente a la política de bajar todo tipo de subsidios que está aplicando el Gobierno con la idea de disminuir el déficit presupuestario.

Al mes de agosto del 2018 había diecinueve proyectos presentados para acceder a los beneficios del citado Plan Gas, siete aprobados y doce en espera.

La complicación reside en que se querría fijar un tope para la producción total beneficiada de entre 50-60 millones de m<sup>3</sup>/día, cuando un solo proyecto (Fortín de Piedra de TECPETROL) absorbería 22 millones.

¿Cómo se distribuiría el cupo a subsidiar? ¿Por orden de aparición?

Las otras decisiones vinculadas a Vaca Muerta serían:

. Paralizar las obras del Gasoducto del NEA (GNEA) y se invertiría el flujo de Gas Natural que no provendría de Bolivia sino de Vaca Muerta. Para ello deben terminarse obras del sur de Santo Tomé hasta el Río Bermejo y así sólo se abastecería el norte de Santa Fe y el Chaco quedando postergadas Corrientes, Formosa y Misiones.

. Renegociar los contratos de importación de GN desde Bolivia cuyo costo, se aduce, resultaría muy alto y bajar los volúmenes comprometidos especialmente en los meses de verano. Pedido que no es bien visto por el gobierno boliviano. En este sentido existirían tratativas con el país hermano en procura de establecer dos períodos el invierno entre los meses de mayo y septiembre con volúmenes de por ejemplo 18-19 millones de m<sup>3</sup>/ día y el verano entre octubre y abril con unos 12 millones. Hay que recordar que el contrato de suministro se extiende hasta el año 2026.

El incremento en la producción de Gas Natural de Vaca Muerta condujo al cese del contrato que permitía la importación de GNL por Bahía Blanca, (en el barco alquilado se gasificaba), pero por problemas de falta de infraestructura para el tratamiento y transporte y por la desaparición o reducción de los subsidios a los productores (los mencionados 7,5 USD/MMBTU) parecería que sería necesario contratar otro barco para suplir los faltantes de GN, en especial para las centrales eléctricas, en los meses de invierno. O sea, una nueva muestra de la falta de Planificación y de coordinación de políticas aún dentro de la propia Secretaría de Energía y Minería.

#### **xvi) Las ganancias de las empresas de la cadena del Gas Natural**

*“Las empresas gasíferas han registrado ganancias anuales abultadas y hasta algunas contabilizaron en el primer semestre de este año utilidades superiores al total del año pasado. Todas las empresas que conforman el complejo gasífero se están beneficiando de la política de shock de tarifas que aplica el actual gobierno No sólo están cobrando por el servicio público de provisión de gas un valor desproporcionado en relación a los ingresos de la mayoría de la población y del estado de situación de pequeños y medianos comercios e industrias. También han conseguido socializar el impacto negativo de la devaluación en su cuadro de resultados. Así analizando cada*

---

*uno de los balances de empresas del complejo gasífero presentado en la Bolsa de Comercio. El saldo en 2017 es impresionante.*

*El análisis de los estados contables de las distribuidoras (son nueve las que integran la red nacional) que cotizan en la Bolsa permite conocer los números de los respectivos ejercicios económicos que registraron utilidades totales por 4379,4 millones de pesos.*

*Las dos transportistas (TGS y TGN) ganaron en conjunto 3635 millones de pesos.*

*De las seis productoras dominantes en el mercado, cuatro (YPF, PAE, TECPETROL y Pampa) sumaron un resultado neto de 21.462 millones de pesos (las otras dos, Total Austral y WINTERSHALL no cotizan en la plaza bursátil local).*

***En total, el año pasado, el complejo gasífero que puede ser analizado con balances de acceso público anotó una ganancia global de 29.476,4 millones de pesos.***

*La impactante magnitud de esas utilidades queda expuesta cuando son comparadas con las del año anterior. Las distribuidoras habían perdido en conjunto 805,5 millones de pesos; las transportistas habían ganado apenas 671 millones; y esas cuatro petroleras habían perdido 21.558 millones de pesos. Los balances 2016 de METROGAS –controlada por YPF–, CAMUZZI Pampeana, CAMUZZI Sur, TGN y de YPF explican en gran medida esos saldos negativos; el resto tuvieron ganancias. En el año 2016 empezaron a impactar los aumentos de tarifas, lo que explica la relativa mejora en la mayoría de los ejercicios, para luego contabilizar utilidades fabulosas en 2017.*

*En la primera mitad del año 2018, pese a la devaluación, todas las empresas (menos METROGAS) de cada uno de los tres eslabones del complejo gasífero han registrado ganancias, y varias por encima del total del año anterior. Igual reclamaron la compensación por la devaluación del peso, establecida por resolución del anterior Ministro de energía del actual gobierno que dolarizó las tarifas, petición que les fue concedida*

*El impacto tarifario es entonces muy grande ya que se estableció un alza del 50 por ciento a partir del mes de octubre del 2018 mes.*

*Con ese aumento ya aprobado el aumento del gas acumula 1600 por ciento desde fines de 2015.*

*También se anunció el recorte de la tarifa social y se eliminó la bonificación de 10 por ciento para los usuarios residenciales que pudiesen reducir su consumo un 20 por ciento respecto al mismo período del año anterior. (Tomado del artículo El Imperio del Gas de Alfredo ZAIAT aparecido en Página 12 del 14 de octubre del 2018)”.*

*Estas enormes ganancias de las empresas, producto de los grandes aumentos tarifarios, no conciliaría con la falta de inversiones en obras como por ejemplo de ECOGAS que repartió ganancias en el ejercicio fiscal del 2017 por un total de 617,1 millones de pesos y sólo invirtió en obras 150,7, cuando debió haber aportado a la expansión de redes 278,2.*

### **4.3. Vaca Muerta**

#### **4.3.1 Generalidades**

Ya se ha mencionado algo sobre Vaca Muerta en los párrafos dedicados al Petróleo y al Gas Natural.

---

Nos referiremos a Vaca Muerta porque es la formación Argentina donde, desde el año 2010, se están realizando actividades de los llamados Hidrocarburos “No Convencionales”. Especialmente las ubicadas en la provincia de Neuquén. Es que los recursos de la cuenca Neuquina se extienden también a las Provincias de Río Negro, La Pampa y Mendoza. En esta última provincia existe una fuerte resistencia popular que se opone por los posibles impactos ambientales a la aplicación de las técnicas del FRACKING.

No se pretende describir aquí qué es el FRACKING, ni que es Vaca Muerta ni sus posibilidades futuras, ni sus impactos ambientales.

Para ello pueden consultarse al menos tres trabajos:

- *“SHALE OIL y SHALE Gas en Argentina, Estados de Situación y Perspectivas” Ing. Nicolas Di SBROIIVACCA. Documentos de Trabajo de Fundación Bariloche, Agosto 2013*
- *“Una opinión sobre el FRACKING” Ing. Victor Bravo Documentos de Trabajo de Fundación Bariloche, Septiembre 2013. Están analizados particularmente los impactos ambientales*
- *“Evolución Esperada de la producción del Yacimiento de Vaca Muerta” PowerPoint Dr. Ing. Raúl BERTERO UBA Academia Nacional de Ingeniería, año 2013*

Aquí se hará referencia a cómo está manejando el poder político actual esta formación para lo cual será necesario dar alguna información específica.

El inicio de las actividades de investigación y las de producción comenzaron durante el gobierno KIRCHNERISTA especialmente a través del controvertido contrato entre YPF SA y CHAVRON.

Los interesados en conocer algo sobre este contrato pueden consultar el trabajo:

- ✓ *Análisis de la ley 27007, llamada de Hidrocarburos, y de la política de Hidrocarburos del período 2003 a 2014” Ing. Víctor Bravo Documentos de Trabajo de Fundación Bariloche, Enero del 2015.*

Es interesante destacar que la existencia en Loma de la Lata de un enorme potencial de Gas Natural, a mayores profundidades, era conocida por los geólogos de la YPF Estatal al menos en la década del 70.

En las formaciones donde el PE y el GN están alojados en rocas de muy baja porosidad y permeabilidad, o en arcillas muy compactas, incluso en la misma roca madre, se las llama: SHALE OIL o SHALE Gas (Petróleo y Gas Natural de arcillas) o TIGHT OIL o TIGHT Gas (Petróleo y Gas Natural de arenas compactas)

En los Cuadros Nº 4.3.1.1 y 4.3.1.2 se pueden apreciar los Recursos no probados técnicamente recuperables de Gas Natural y de Petrleo No Convencionales.

En otras fuentes aparecen valores mayores porque se estiman con factores de recuperación de los volúmenes in situ más grandes.

En el trabajo de Nicolás Di SBROIIVACCA se toman valores de los factores de recuperación basados en las experiencias de los yacimientos en explotación en EE.UU.

**Cuadro Nº 4.3.1.1. Recursos de Gas No Convencional**  
(10<sup>9</sup> m<sup>3</sup>)

<b>Cuenca</b>	<b>Recursos no probados técnicamente recuperables</b>
Neuquina	3833
VACA MUERTA	(2031)
San Jorge	769
Austral Magallánica	1064
Chaco Paranaense	28
<b>TOTAL</b>	<b>5694</b>

Fuente; "SHALE OIL y SHALE Gas en Argentina, Estados de Situación y Perspectivas" Ing. Nicolás Di SBROIIVACCA. Documentos de Trabajo de Fundación Bariloche Agosto 2013.

Los valores están estimados con un factor de recuperación del 6,5% sobre los recursos In Situ.

Vaca muerta representaría seis veces las Reservas Comprobadas de Gas Natural de Argentina al año 2015 y el 3% de las mundiales.

El Total de Recursos representaría dieciocho veces las Reservas Comprobadas de GN de Argentina en el año 2012.

**Cuadro Nº 4.3.1.2. Recursos de Petróleo No convencional**  
(10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)

<b>Cuenca</b>	<b>Recursos no probados técnicamente recuperables</b>
Neuquina	3160
VACA MUERTA	(2520)
San Jorge	79
Austral Magallánica	1043
Chaco Paranaense	1,6
<b>TOTAL</b>	<b>4285</b>

Fuente; "SHALE OIL y SHALE Gas en Argentina, Estados de Situación y Perspectivas" Ing. Nicolás Di SBROIIVACCA. Documentos de Trabajo de Fundación Bariloche Agosto 2013.

Los valores están estimados con un factor de recuperación del 5,6% sobre los Recursos In Situ.

Vaca muerta representaría seis veces las Reservas Comprobadas de Petróleo de Argentina al año 2015 y 0,3% de las mundiales.

El Total de Recursos representaría once veces las Reservas Comprobadas de Petróleo de Argentina en el año 2012.

De esta manera se acotan un poco los valores exagerados señalados para Vaca Muerta.

A esta Formación nos referiremos, en este apartado, dado que es la que está investigándose con proyectos piloto y de desarrollo.

De todas formas, si estos Recursos se convirtieran en Reservas los volúmenes serían realmente importantes. Si se consideran sólo las de Vaca Muerta, en Petróleo serían superiores a las Reservas Comprobadas de Brasil y en Gas Natural a las de Canadá.

### 4.3.2 Las Producciones de Petróleo y Gas Natural de Vaca Muerta

En los Cuadros Nº 4.3.2.1 y 4.3.2.2 se incluyen las producciones de Petróleo y Gas natural de las formaciones No Convencionales de Vaca Muerta

**Cuadro Nº 4.3.2.1. Producción de Petróleo No Convencional**

AÑO	PT 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /día	PNC 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /día	PNC/PT (%)
2015	87,42	4,17	4,8
2016	84,28	5,43	6,4
2017	76,24	7,05	9,3
2018(+)	76,86	7,43(*)	9,7

Fuente: Secretaría Energía y Minas.

(+) Primer Trimestre

(\*) Estimado

PT: Producción Petróleo Total del País

En mayo del 2018 el Petróleo No convencional representó el 12% de la producción total del país.

**Cuadro Nº 4.3.2.2. Producción de GN No Convencional**

AÑO	GNT 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /día	GNNC 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /día	GNNC/GNT (%)
2015	117,3	18,31	15,6
2016	123,25	25,7	20,9
2017	122,18	31,4	25,7
2018(+)	125,02	33,4(*)	26,7

Fuente: Secretaría Energía y Minas

(+) Primer Trimestre

(\*) Estimado

GNT: producción GN Total del País

GNNC: Producción de GN No Convencional

En mayo del 2018 la producción de Gas No Convencional representaba el 37% de la total del País

Más de la mitad del Petróleo y del Gas Natural que se extraen en la provincia de Neuquén son No Convencionales.

### 4.3.3 Las concesiones en Vaca Muerta

#### i) Las Concesiones

El proceso de otorgamiento de las concesiones consiste en otorgar primero las áreas por cinco años, período durante el cual las compañías realizan lo que llaman sus “pilotos” y luego se otorgan concesiones por treinta y cinco años.

A septiembre del 2018 había treinta y dos concesiones No Convencionales en Neuquén. Son yacimientos que engloban a los proyectos que explotan tanto SHALE como TIGHT. Generalmente a todo este paquete se lo denomina como Vaca Muerta, aunque solo sea una de las formaciones geológicas No Convencionales de la Cuenca Neuquina.

En total esos 32 proyectos “prometen” 156.000 millones de dólares de inversión en los próximos 30 a 35 años y la perforación de no menos de 11.200 pozos. Hasta fines de septiembre del 2018 se habían perforado unos 546 pozos y se habían invertido unos 8.093 millones de dólares.

---

La formación SHALE Vaca Muerta tiene una extensión 30.000 kilómetros cuadrados y se encuentra presente centralmente en Neuquén, pero también en Río Negro y Mendoza.

## ii) Las empresas

Las principales empresas que estaban trabajando en Vaca Muerta al mes de Julio del año 2018 eran las siguientes:

**YPF** que cuenta con el 35,3% de la superficie o sea unos 9.605 km<sup>2</sup>. Es el mayor productor y está asociada, entre otras, a CHEVRON (EE.UU.), Dow (EE.UU.), STATOIL (Noruega), PETONAS (Malasia).

**Gas y Petróleo** (compañía estatal de Neuquén) con el 5,8% de la superficie (1.575 km<sup>2</sup>), asociada con Exxon (EE.UU.), Shell (Holanda-Inglaterra) y STATOIL. Su producción es marginal actualmente.

**PLUSPETROL** (Argentina) con el 4,3% de la superficie (130 km<sup>2</sup>).

**WINTERSHALLi** (Alemania) Tiene bloques con una porción por el 2,3% de la superficie (194,5 Km<sup>2</sup>).

**Total:** Ocupa el 4,8% de la superficie de Vaca Muerta (1.316 Km<sup>2</sup>). Es uno de los gigantes de la industria y es de capitales franceses.

**Exxon MOBIL:** Tiene participación en el 3% de la superficie (565,2, km<sup>2</sup>).

**Pan American ENERGY (PAE)** (Argentina, China, Gran Bretaña): Tiene el 4,8% de la superficie (1.298 km<sup>2</sup>).

**Shell:** cuenta con una porción del 2,9% de la superficie (502 Km<sup>2</sup>).

**TECPETROL (Italia Argentina)** Ocupa el 2,9% de la superficie (778 km<sup>2</sup>), explota Fortín de Piedra que ya produce el 10% del fluido que se extrae en la provincia.

**Pampa ENERGY** con el 4,2% de la superficie (1.140 Km<sup>2</sup>).

**CAPEX** con el 1,2% de la superficie (350 Km<sup>2</sup>).

**Vista ENERGY** con el 2,9% de la superficie 778 Km<sup>2</sup>.

**CHEVRON,** con el 2,1% de la superficie (558 Km<sup>2</sup>).

En conjunto estas trece empresas ocupan el 77% de Vaca Muerta.

## iii) Vaca Muerta y el Plan Gas

Es importante mencionar **el Plan Gas** que tiene como objetivo incentivar mediante el otorgamiento de subsidios la producción No Convencional de Gas.

Como ya se mencionó el subsidio consiste en el otorgamiento de un precio sostén decreciente que parte de 7,5 USD el millón de BTU (tres dólares más que el precio promedio pues para la generación de Electricidad se reconocen 4,68 USD) en el 2018 para terminar con 6,0 ene el año 2021 y luego se regirían por los "precios de mercado". ¿Pero cuáles serían estos ¿¿Los que se pagan para generación de Electricidad? No se sabe.

Hay diferencias con respecto a que se entiende por producción incremental pues algunos en el gobierno estiman que sería el adicional a la producción del año anterior y los privados desde el momento en que comenzó la producción No Convencional. ¿Pero qué pasa con la producción incremental convencional como puede ser la de TOTAL en off shore y de otras en la Cuenca Austral? Veinte petroleras están a la espera de la definición de la cartera de Energía de la Nación sobre el futuro de los subsidios. Es que el ingreso al Plan Gas, en Vaca Muerta, requiere la

---

aprobación de la provincia de Neuquén en primera instancia y la venia final de Energía de la Nación.

Hasta este momento, Neuquén aprobó catorce proyectos, mientras que la Nación sólo habilitó el pago del subsidio a siete. Los otros quedaron a la espera. Entre los proyectos aprobados estaban: La Ribera I y II (YPF), Agua del Cajón (CAPEX), Aguada Pichana Oeste y Aguada de Castro (PAE), Rincón La Ceniza (Total), Aguada Pichana Este (Total) y Fortín de Piedra (TECPETROL). El otro problema es que los subsidios son en dólares y con la devaluación de junio – julio 2018 el monto en pesos se ha incrementado casi un 40% pasando de 22.000 millones a 30.800.

Hasta ahora TECHINT, con Fortín de Piedra, ha sido el más favorecido, mientras YPF SA, que es la que tiene la mayor parte de los proyectos parados (por ejemplo, El Orejano) para el otorgamiento de subsidios es la más perjudicada.

#### **iv) Las inversiones realizadas en Vaca Muerta**

Son cuantiosas y alcanzaron los 3.438 millones de dólares en el año 2017 (aproximadamente la mitad de las realizadas en todo el País en UPSTREAM). En el año 2018 se estiman en 4.434 (aproximadamente el 55% de las previstas para todo el país también en UPSTREAM).

De los 154.000 millones comprometidos a septiembre del 2018 se habría invertido el 10%.

Las tres áreas más importantes, en la “zona caliente” de Vaca Muerta son: Fortín de Piedra (TECPETROL); Loma Campana (YPF, CHEVRON) Aguada Pichana Este (Total; YPF, WINTERSHALL, PAE). Estas áreas están en desarrollo masivo y sólo ocupan el 2% de la superficie de Vaca Muerta.

A estas se suma en septiembre 2018 La Calera de YPF y PLUSPETROL

Año a año se incrementan las inversiones en las áreas No Convencionales y algunas fuentes señalan que para el desarrollo de Vaca Muerta harían falta no menos de 10.000 millones de dólares por año. Esto es riesgoso por lo que se señalará más adelante.

#### **v) Algo sobre productividades**

En cuanto al Petróleo la reserva por pozo en Vaca Muerta puede oscilar entre los 87.000 y los 161.000 m<sup>3</sup>, entre la mitad y dos veces más que los convencionales.

Los costos de Petróleo por pozo de desarrollo varían entre 10 y 14 millones de dólares, dependiendo, entre otras cosas, del número de fracturas. Estos valores son casi tres veces mayores que los de los pozos convencionales. Se estima en 2018 que YPF SA tendría un costo de desarrollo, en boca de pozo de unos 12 USD/BL (en el 2019 lo bajaría a 8 (USD/BL) al cual habría que agregar el costo de exploración y los gastos operativos. El punto de corte para hacer viable la explotación se estimaba en 43 U\$D/BL. La productividad inicial por pozo más alta encontrada en Vaca Muerta no superaría los 200 m<sup>3</sup>/día.

En cuanto al Gas Natural se tiene alguna información del Yacimiento de mayor producción a julio 2018, Fortín de Piedra. La reserva por pozo se estima en no menos de 210 millones de m<sup>3</sup>, con una producción inicial de 400.000 m<sup>3</sup>/día y un costo de inversión por pozo de casi 12 millones de dólares. No se dispone de costos en boca de pozo por millón de BTU pero difícilmente superen los 2,5 dólares. (Para Fortín de Piedra se ha estimado un costo de desarrollo de 1,54 U\$D/MMBTU) y el punto de corte que haría viable las explotaciones a 2,5. Luego la ganancia es muy grande si reciben en el 2018 7,5; en 2019 7,0; en 2020, 6,5 y a partir del 2021 cerca de 6,0 dólares por millón de BTU. Luego los precios serían “libres”. En el año 2019 los dueños de Fortín de Piedra (TECHINT) recibirían unos 1.400 millones de dólares de ingresos, de manera que la inversión comprometida de 23.00 millones de dólares las recuperarían en menos de tres años.

---

En consecuencia, el negocio de los Hidrocarburos en Vaca Muerta estaría en el Gas Natural más que en el Petróleo.

Esto explica, junto con los subsidios a la producción, que la mayor parte de los contratos tengan como objetivo la extracción de GN.

Pese al cual existen concesiones para producir Petróleo como por ejemplo la del área Coirón Amargo Sur Este otorgada a PAE en asociación con la empresa provincial neuquina Gy P en 228 Km<sup>2</sup> de superficie.

El problema reside en las muy altas inversiones requeridas y que se ha mencionado no bajarían de los 10.000 millones de dólares por año.

**vi) El Tren de Vaca Muerta**

Las rutas que conducen a Vaca Muerta, tanto desde otras localidades de Neuquén como desde el puerto de Bahía Blanca están congestionadas por el intenso tráfico de camiones. Estos transportan esencialmente caños. Cemento y arena para las operaciones de FRACKING.

El tren (denominado Nord Patagónico), recorrería unos 700 Km desde Bahía Blanca a AÑELO, con un costo estimado en unos 780 millones de dólares mediante el sistema de Participación Pública Privada y un período construcción de cuatro años.

Uno de los insumos utilizados en el FRACKING, las arenas silíceas, representa casi el 10% del costo del pozo. Se utilizan entre 7.000 y 15.000 Toneladas de arena por pozo (dependiendo del número de fracturas) y esto da una idea de la magnitud del ahorro.

Con esto el costo de perforación de un pozo se abarataría casi un 10%.

Cada formación, compuesta por 30 a 40 vagones transportaría unas 900 Toneladas de carga, circulando con una frecuencia de 42 minutos.

Existiría alguna preocupación en los habitantes por donde pasen las formaciones de trenes por las molestias que ocasionaría el paso de los mismos.

**vii) El Problema del agua**

*“Se consume mucha agua, casi 35.000 metros cúbicos por pozo con el agregado de unas 400 Toneladas de productos químicos diluidos en agua de manera que la solución tiene un 2% de productos químicos y un 98% de agua.*

*En síntesis, gran cantidad de agua, químicos contaminantes y tóxicos y expulsión de GN a la atmósfera, pues no todo se recupera. Esta expulsión de Gas Natural incrementa el efecto invernadero, pues el poder de efecto invernadero del GN es 23 veces el del principal agente de este tipo que es el anhídrido carbónico.*

*Gran parte del fluido inyectado retorna a la superficie (entre el 30-50%) y este fluido es altamente contaminante.*

*El que queda en el subsuelo puede migrar hacia napas de agua y contaminarlas.*

*En Neuquén se va a exigir que se cementen los primeros 500 metros de la cañería vertical, para evitar la contaminación de las napas subyacentes de agua.*



---

*De todas maneras, por las grietas generadas en las rocas por las inyecciones de agua, arena y químicos, el fluido contaminado puede ascender hasta esas napas*

*El transporte de agua y materiales e insumos provoca un tránsito enorme de camiones, entre ellos los camiones cisternas, que circulan por caminos rurales.*

*En Neuquén se estima que el agua provendría del Lago Mari MENUCO o de los ríos Colorado, Neuquén o Río Negro. El consumo de agua de las napas subterráneas estaría prohibido y sólo podrá usarse agua superficial.*

*Incluso hay anuncios por parte del gobierno neuquino de construir a cargo de la provincia una red de acueductos para abastecer las necesidades de las empresas petroleras.*

*El problema no sería el consumo de agua sino la contaminación del agua y la disposición de los lodos reciclados desde los pozos perforados.*

*De todas maneras, los volúmenes de aguas utilizadas, aún reducido en casi un 60%, debe tratarse y reinyectarse y en esto consiste precisamente el problema, en el tratamiento y disposición de estas aguas denominadas FLOWBACK.*

*Es decir que el problema principal no es el consumo de agua, que si se reduce será bienvenido, sino en la disposición final de las aguas contaminadas y esto ya deja de ser un problema de cantidad para convertirse en un problema de calidad. (Fuente; Víctor Bravo” Una opinión sobre el FRACKING “Documentos de trabajo de Fundación Bariloche, Septiembre 2013)”.*

*“Vaca Muerta mueve millones de litros de agua por día, ya sea en camiones por las rutas como en acueductos y mangueras desde el río Neuquén hasta los tanques australianos que la inyectan a los pozos petroleros.*

*El costo es enorme. Se estima en 5,7 USD por m<sup>3</sup> de agua.*

*De acuerdo con los cálculos de la industria, son más de 1000 camiones de agua, con 35.000 litros cada uno, los que se necesitan para perforar un pozo petrolero. Esto implica una gran inversión, por lo que las operadoras apelan cada vez más a estrategias técnicas para bajar los costos de traslado de agua. Una que está vigente es el uso del FLEXI pipe, una suerte de manguera que succiona líquido del río y la traslada por varios kilómetros hasta las cisternas de los pozos. Fuentes cercanas a YPF determinaron que el uso de este método permite bajar un 50% los costos de traslado de agua a los pozos en las distintas cuencas No Convencionales de la zona. Son mangueras que se presurizan y llevan el agua para empezar las primeras etapas de fracturas en las locaciones.*

*Por ahora este sistema no reemplaza de manera total el que necesita Vaca Muerta para el agua de FRACKING, pero de a poco pretende que se muevan menos camiones en las rutas, tal como sucede con la comparación de lo que será la irrupción del Tren NORPATAGÓNICO, que trasladará arena desde Bahía Blanca hasta AÑELO para utilizarla en la estimulación hidráulica. En el afán de bajar costos, hay empresas de servicios que ya empezaron a diagramar proyectos de inversión, de manera que puedan sacar provecho las operadoras. Es el caso del proyecto Agua Distribuida con un acueducto.*

*El acueducto proyectado es de 68 kilómetros de largo, desde el yacimiento La Calera hasta Parva Negra, con un diámetro de 20 pulgadas (500 milímetros). La idea es transportar unos 30.000 metros cúbicos de agua por día del río Neuquén para abastecer a algunas operadoras de Vaca Muerta.*

---

*De acuerdo con el proyecto, que aún está en evaluación, se instalará una toma de captación desde el río Neuquén a una altura de 430 metros sobre el nivel del mar. Luego se construirá una estación de bombeo por 8 kilómetros de largo, hasta los 554 metros sobre el nivel del mar. Es decir que subirán el agua a unos 124 metros de altura, donde se almacenará en una cisterna. De ahí, el agua bajará por desnivel por unos 60 kilómetros, para disponer de conexiones a unas 12 áreas, como La Calera, Bajada del AÑELO, Aguada de la Arena, Pampa las Yeguas Bloque II, Sierra Chata, Parva Negra, El Orejano, Pampa Las Yeguas Bloque II Noroeste, Bandurria Norte, Bandurria Centro y Aguada Pichana Este. (Fuente Diario La mañana de Neuquén 14 de octubre 2018)”.*

#### **viii) Otros impactos Ambientales**

Si bien ya se mencionó más atrás que el desarrollo de este tema se podía consultar en la publicación *“Una opinión sobre el FRACKING”* Ing. Víctor Bravo Documentos de Trabajo de Fundación Bariloche Septiembre 2013, se quiere hacer referencia aquí a un informe del Comité de las Naciones Unidas sobre Derechos Económicos y Sociales que puntualiza algunas preocupaciones sobre la extracción de Hidrocarburos en Vaca Muerta y su impacto en el calentamiento global.

Entre sus planteos, el comité expresó “preocupación por los planes de explotación a gran escala de combustibles fósiles No Convencionales” en Neuquén, por considerar que “la explotación total”, con el método de extracción hidráulica que utiliza, “consumiría un porcentaje significativo del presupuesto mundial de carbono para alcanzar el objetivo de un calentamiento de 1,5 grados Celsius estipulado y recomienda acrecentar el aporte de las fuentes energéticas renovables.

También se refieren al papel de los pueblos originarios sugiriendo al Estado que garantice la consulta “sistemática” previa a “otorgar concesiones a empresas de propiedad estatal o a terceros, para la explotación económica de las tierras y territorios tradicionalmente ocupados por ellas”. Propusieron que se utilicen “los protocolos elaborados y acordados con los pueblos indígenas, que tienen en cuenta las especificaciones de cada pueblo y cada caso”.

#### **4.3.4 Los interrogantes y preocupaciones**

Hechas estas consideraciones surgen **interrogantes y preocupaciones** sobre lo que puede significar Vaca Muerta y en general los Hidrocarburos No Convencionales para el desarrollo de Argentina.

Es que se pretende demostrar que Vaca Muerta salvará al País aportando un piso de crecimiento anual de entre 0,3 y 0,4% a nivel global para la Argentina y un acumulado de entre 4,5% y 4,8% hasta el 2030, según un análisis conjunto de los Ministerios de Energía y Minería, y de Producción.

- Se ha dicho, y los números así parecen confirmarlo, que Vaca Muerta es esencialmente importante en recursos gasíferos
- La producción tanto de Petróleo como de Gas Natural, pese a la recuperación en los primeros meses del 2018, en especial en el Gas, no es, actualmente, suficiente para abastecer los requerimientos del mercado interno.
- De continuar e intensificarse el ritmo de inversiones de las compañías que están trabajando en Vaca Muerta, sin duda no más allá de los próximos 5 años se alcanzaría el autoabastecimiento de Gas. El de Petróleo también puede conseguirse, pero no solamente por Vaca Muerta sino por la exploración y desarrollo de yacimientos convencionales, la sustitución y el uso racional.
- Contra esto puede jugar la idea del gobierno de sólo subsidiar la producción de Gas hasta el año 2021 y luego los precios sería los del “mercado”, es decir menores a los vigentes en 2018. Esto puede disminuir el ritmo de inversiones de todas o de alguna de las empresas que aún no han

---

conseguido ser receptoras de los subsidios. Pese a que los costos son muy inferiores a los precios de 4,5 o 5 dólares por millón de BTU que tendría el mercado después del 2021.

- De todas maneras, por razones de magnitud de recursos y por los subsidios a la producción las empresas, buena parte extranjeras, están más interesadas en el Gas que en el Petróleo. Pero tienen el temor de que por los planes de ajuste el Gobierno termine con los subsidios para las empresas que aún no han conseguido este beneficio.
- Como el mercado argentino es chico, pese a que casi el 60% de las familias no consumen Gas Natural, y también lo es el chileno, queda la expectativa de exportar al resto del Mundo. Pero aquí el inconveniente, más allá de la estrategia de alguna de las empresas extranjeras que están en Vaca Muerta, es la actual casi saturación del mercado mundial por la aparición del GNL de EE.UU., compitiendo con el de Qatar y Australia y con el Gas por redes de Rusia. Entonces el panorama de exportar GNL no aparece como la salida adicional a los excedentes de Vaca Muerta y menos aún considerar que este emprendimiento sea la “salvación” del país.
- Las inversiones requeridas para el desarrollo de estos yacimientos son enormes (es que la declinación de los pozos es muy alta y esto exige, como lo muestra la experiencia de EE.UU., la perforación de gran cantidad de pozos para mantener y ampliar la producción) y pese a la fuerte presencia de YPF SA (asociado a su vez con multinacionales), parecería que los montos necesarios serían provistos por este último tipo de empresas. Entonces prevalecerán las estrategias de ellas que no necesariamente, más bien todo lo contrario, coinciden con las del país.
- Entonces cuidado con la “enfermedad Holandesa”, que padecen desde siempre dos grandes exportadores como Nigeria y Venezuela, y parece que no se tiene la estrategia de Noruega.
- La enfermedad holandesa se originó en los años 60, del siglo pasado en Holanda por la aparición de los grandes recursos de Gas en el Mar del Norte y los holandeses pensaron que esto traería la bonanza al país No fue así. El gran aumento en sus ingresos externos causó la apreciación de su moneda, la destrucción de su industria y agricultura, y el empobrecimiento de vastos sectores del país. Desde entonces, se llama ‘enfermedad holandesa’ al fenómeno de expansión del ingreso de divisas por auges en la exportación de recursos naturales (Petróleo y minerales) que, sin las medidas adecuadas, genera revaluación de la moneda local y contracción y pérdida de empleos en otros sectores productivos y efectos negativos finales en la economía como un todo.
- Noruega a diferencia de por ejemplo Nigeria, ante el mismo hecho, creó un fondo compensador con los ingresos que esencialmente fueron regulados por el Estado y su empresa petrolera estatal. El caso de Nigeria es trágico, ya que más allá de ser uno de los países más corruptos en buena medida por las acciones de una multinacional, exporta Petróleo e importa los derivados para su consumo interno.
- Ya se dijo de la presencia de las empresas multinacionales en Vaca Muerta y que su estrategia de desarrollo de los recursos, será la que fije la casa matriz (ya que tendrán libertad para disponer de la producción de acuerdo a su conveniencia y esta puede ser la de REPSOL en los 90, exportar al máximo sin importar el agotamiento de los recursos ni el abastecimiento de las generaciones futuras con la consecuencia de la actual dependencia del Gas Natural y Petróleo importados) y la estrategia de las empresas nacionales, sin una empresa estatal como era la antigua YPF, será también la de maximizar su renta. Es que buena parte de los empresarios argentinos son “rentistas”, es muy alta su aversión al riesgo y muchos han crecido como contratista o concesionarios del estado en los servicios públicos, tarea que tiene muy bajo nivel de riesgo y una demanda segura. Esta característica viene de la época de la colonia, del país ganadero y luego agrícola, donde los grandes latifundios gozaban de la renta de calidad de la Pampa húmeda y el riesgo era que no lloviera. Entonces qué le quedará al país. Sólo las regalías, la ocupación de mano de obra y el impuesto a las ganancias, como pasa con toda actividad extractiva.
- Otro de los problemas de Vaca Muerta se relaciona con la falta de infraestructura, esencialmente de oleoductos y gasoductos (más allá de la capacidad ociosa de alguno de los existentes) y de equipos de perforación pesados. La construcción de la infraestructura de evacuación de Petróleo

---

y Gas Natural requiere tiempo, además de inversiones, y esto choca con la idea del actual gobierno de que Vaca Muerta será la solución para el aporte de la enorme magnitud de divisas que el país requiere en lo casi inmediato. Por otra parte, las compañías multinacionales quieren que el estado construya buena parte de la infraestructura faltante especialmente, caminos, líneas férreas, hoteles, viviendas, hospitales, agua corriente y otros servicios. Estas “externalidades” deberían salir entonces de las arcas del Estado y las grandes petroleras se dedicarían a extraer y transportar el Petróleo y el Gas Natural. ¡Qué lejos del papel cumplido por YPF Estatal creadora y sostenedora de pueblos aledaños a sus explotaciones!

- Quizá la solución al caso Vaca Muerta sería una explotación controlada, con la consecuente licencia social, (por los efectos ambientales del FRACKING), conservando los recursos para que las generaciones futuras no deban importar los Hidrocarburos. Esencialmente industrializar la producción primaria convirtiéndola en bienes petroquímicos y fertilizantes, utilizando las rentas excedentes para contribuir al cambio de la estructura productiva del País mediante la industrialización y el desarrollo tecnológico. Pero esto sólo sería posible si los recursos de Hidrocarburos de Vaca Muerta fueran manejados por el Estado Nacional y las Provincias a través de una empresa federal como debió ser YPF. Pero al mes de mayo del 2018 se ha concesionado por 35 años casi el 80% de Vaca Muerta, de manera que las compañías titulares de las concesiones ya cuentan con derechos adquiridos y sería muy costoso, salvo por incumplimiento de los contratos, que esas áreas revirtieran a los Estados Provinciales
- ¿Qué quedará para el país de Vaca Muerta? Las regalías, algunos impuestos que se paguen en las provincias, el impuesto a las ganancias, un bajo impacto sobre la industria local de equipos (pues se autorizan importaciones sin pago de derechos), insumos locales de baja calidad, la explotación de arenas y poco más. Hoy hay en Neuquén casi 70.000 pobres, no parece que Vaca Muerta se piense para ellos.
- ¿Entonces Vaca Muerta será otra oportunidad perdida?

#### **4.4. Gas Licuado de Petróleo**

##### **4.4.1 Algunos datos**

A la fecha de elaboración de este documento no se contó con información para el año 2017 que cubriera los principales aspectos numéricos de la Industria del Gas Licuado.

El autor generó en el año 2015 un estudio sobre este energético denominado “Una reflexión sobre el Plan Hogar”, Documento de Trabajo de Fundación Bariloche, mayo del 2015 a propósito de un Plan que impulsará el gobierno KIRCHNERISTA con el objetivo de responder a la problemática del GLP en especial en lo referente a las denominadas Garrafas Sociales.

Las observaciones señaladas en el documento mencionado siguen teniendo vigencia e incluso las falencias se han agravado junto con la situación social.

**Cuadro Nº 4.4.1.1. Oferta y demanda de GLP**  
(10<sup>3</sup> TEP)

<b>Año</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>
<b>Producción Total</b>	<b>2882</b>	<b>2841</b>	<b>2865</b>	<b>2835</b>
Producción del GN	1551	1875	1691	1730
Producción de Refinerías	1331	966	1174	1105
Exportaciones	981	940	967	980
Consumo Propio	28	29	29	34
<b>Ventas Totales Mercado Interno</b>	<b>1889</b>	<b>1873</b>	<b>1898</b>	<b>1783</b>
Residenciales	1360	1348	1366	1284
Comerciales Y Servicio Público	227	225	228	214
Agropecuario	94	94	95	89
Industrias	208	206	209	196

Fuente: Balances Energéticos Secretaría de Energía y Minería.

#### 4.4.2 Algunas reflexiones

##### i) Argentina es exportador neto de GLP

Aproximadamente el 33% de la Producción y en consecuencia no habría problemas para satisfacer el consumo interno de GLP y menos para los 2,5 millones de usuarios que constituirían el universo de “subsidiados pobres” sin acceso al GN por redes. Esta situación dio lugar a la implementación del llamado “Plan Hogar” a partir de años 2015 durante el gobierno de Cristina Kirchner.

##### ii) La Producción

La mayor parte del GLP proviene de los yacimientos de Gas Natural y el Resto de destilerías. En ambos casos es un subproducto del proceso.

##### iii) Concentración de las ventas

Casi el 70% de las ventas del Mercado Interno se concentra en el Sector Residencial.

##### iv) Los Consumos

Se supone que, según la zona y número de integrantes del grupo familiar, estos usuarios consumirían anualmente entre 500 y 750 miles de Toneladas de GLP, equivalentes al 50 o 74% del consumo residencial total de GLP. Se estima en 4,5 millones los usuarios de GLP residenciales, de los cuales 2,5 millones serían subsidiados.

##### v) Los Subsidios

El monto del subsidio previsto habría sido de 3.000 millones de pesos en el año 2015, equivalentes al 1,6% del total de subsidios económicos del País en el año 2014 y al 11,6% de los subsidios sociales.

##### vi) El Plan Hogar

En los hechos la implementación del Plan Hogar, que fue una excelente idea, chocó con la escasez de envases y con la prácticamente imposibilidad de acceder a garrafas subsidiadas. Esta situación se agravó a partir de la asunción del actual gobierno.

Periódicamente se actualizan los precios del GLP previstos para el Plan Hogar y el precio de la kilocaloría de este combustible es 2,6 veces mayor que el del GN por redes para los usuarios no subsidiados y un 22% mayor para los subsidiados. De manera que el combustible para los “pobres” es el más caro.

---

**vii) Los Usuarios**

Se estima que hay unos 5,3 millones de usuarios residenciales GLP y casi el 50% debería acceder al Plan Hogar, pero en casi todas las ciudades del país las Garrafas subsidiadas son muy escasas y los usuarios terminan pagando no 240 o 260 pesos por envase de 10 Kilos sino arriba de 400. Adicionalmente, las garrafas tienen un precio bonificado en los centros de despacho y no en los hogares.

**viii) Los envases**

Sería entonces necesario disponer de mucha mayor cantidad de envases de 10-15 Kilos y asegurar la provisión en domicilio de los usuarios, aumentando el monto de los subsidios ya que el combustible es un bien necesario e imprescindible. De otra manera, el sustituto es la leña que si no se puede apropiarse gratuitamente del bosque es la caloría útil más cara para los pobres.

**ix) Los consumos Calóricos**

Entonces el GLP es un combustible que abastece esencialmente los consumos calóricos de las familias, que lo utilizan porque no disponen de Gas Natural por redes.

El Programa “Hogar” funcionaría con mucho menos inconvenientes si se recreara la empresa Gas del Estado y se le asignara la función de ejecutora del Plan en todo el País. Es muy difícil querer convertir mediante normas e inspectores el actual mercado del GLP, cuyos vendedores se rigen por el lucro, en un Servicio Público como en realidad es el consumo residencial de GLP. El Evangelio dice que es muy complicado “servir a dos señores al mismo tiempo”.

#### **4.5. Gas Natural Comprimido (GNC)**

Argentina es uno de los países más avanzados en cuanto al uso de GNC para el transporte automotor. Además, tiene una industria desarrollada para la fabricación, instalación y mantenimiento de los equipos de GNC en los vehículos e incluso es exportadora.

##### **4.5.1 Algunos datos**

Se presentarán algunos datos del Parque Automotor Vivo (es decir que circula) para ver la incidencia de los vehículos convertidos a GNC. Los datos se refieren a los años 2015; 2016 y 2017.

**Cuadro Nº 4.5.1.1. Características de la Flota Automotor Argentina 2015- 2017**

<b>Año</b>	<b>Automóviles (%)</b>	<b>Utilitarios Livianos (%)</b>	<b>Utilitarios Pesados (%)</b>	<b>TOTAL (Número)</b>
2015	86,3	10,7	3,6	12.012.150
2016	85,8	10,7	3,5	12.505.920
2017	85,3	11,1	3,6	13.302.620

Fuente: Asociación de Fabricantes Argentinos de Componentes (AFAC).

**Cuadro Nº 4.5.1.2. Flota de Vehículos por tipo de combustible 2015-2017**

Año	A Nafta (%)	A Gasoil (%)	A GNC (%)	Híbridos (*) (Número)
2015	50,0	35,5	14,5	300
2016	49,0	35,8	15,5	300
2917	49,0	35,7	15,3	400

Fuente; Asociación de Fabricantes Argentinos de Componentes (AFAC).

(\*) A Nafta y Electricidad

**Cuadro Nº 4.5.1.3. Evolución del Consumo de GNC: 2015-2017**

Año	Consumo GNC (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Ventas Totales de GN (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Participación del consumo de GNC en las Ventas Totales de GN (%)
2014	2843,2	42755,3	6,6
2015	2980,8	43570,6	6,8
2016	2826,6	44685,5	6,3
2017	2553,6	44696,0	5,7

Fuente: IAPG.

#### 4.5.2 Algunas Reflexiones

##### i) La Flota de vehículos a GNC

Como puede observarse en los Cuadros 4.5.1.1 y 4.5.1.2, la flota convertida a GNC ha pasado de 1.742.762 vehículos en el año 2015 a 2.035.301 a fines del 2017.

El 47% del Parque está patentado en la Ciudad de Buenos Aires y en la Provincia de Bs. As.

El 54,2 por ciento del Parque vivo tiene menos de nueve años de antigüedad.

##### ii) Evolución del Consumo

El aumento relativo de precio del GN con respecto a la Nafta explica la caída en el consumo de GNC desde el año 2015 hasta 2017.

La situación anteriormente mencionada se ha invertido en lo que va del año 2018 y se han incrementado las conversiones de vehículos nafteros al uso de GNC. Es que en los primeros ocho meses del año 2018 el precio de las Naftas ha aumentado casi un 50% mientras el GNC lo ha hecho en un 22%.

Es que el costo de conversión de los vehículos a GNC oscilaba, en agosto 2018 entre los 17.000 y los 34.000 pesos, con una vida útil de quince años. Con un precio de la Nafta Premium de 39,88 \$/litro, recorrer 15.000 Km saldría 58.465 pesos y con un costo del m<sup>3</sup> de GNC de 14 \$ el mismo recorrido saldría 21.000 Pesos, con un ahorro de 37.465 Pesos, amortizándose el costo de la conversión en menos de un año. Por supuesto los precios relativos Nafta/GNC seguirán variando y con ellos la tendencia a convertir o no.

##### iii) Los equipos de conversión

Un elemento a tener en cuenta es que la componente importada de los equipos de conversión llega a casi el 55% del costo total, (incluso a mediados del 2018 estaban faltando insumos debido al incremento en las conversiones) y esta desventaja habría que compararla con el menor impacto

---

ambiental del GNC respecto de la Nafta y con el desarrollo de una importante industria de estos equipos en el país que además los exporta.

Por esas razones tampoco resultaría conveniente, como surge de algunas informaciones, la idea de habilitar la importación de vehículos convertidos al uso de GNC y por el contrario habría que facilitar (lo cual no implica subsidiar) esta actividad que crea trabajo local y prever la sustitución de las mencionadas componentes importadas, que son esencialmente tubos y partes electrónicas.



---

## 5. ENERGÍA ELÉCTRICA

### 5.1. Algunos datos

Primero se incluirán algunos datos para los años 2014 al 2017.

Se incluye información sobre los siguientes conceptos:

- Potencial Hidroeléctrico
- Potencia Instalada
- Potencia Disponible
- Potencia Máxima Bruta Demandada
- Demanda
- Generación
- Demanda por tipo de Usuario
- Generación por Energías Renovables
- Facturación el Consumo por tipo de usuario
- Número de Usuarios
- Facturación por Provincia
- Combustibles Utilizados para la Generación del Servicio Público
- Energéticos Utilizados para la Generación
- Precio MONÓMICO del Mercado Spot horario
- Longitud de las Líneas de Transporte
- Potencia de los Transformadores
- Fallas en las Redes de Transporte

**Cuadro Nº 5.1.1. Potencial hidroeléctrico diciembre 2017**

Situación	MW	GWH
Instalado (*)	11880	36870
Inventariado No Instalado (**)	22853	105358
<b>TOTAL</b>	<b>34733</b>	<b>142228</b>

Fuentes:

(\*) Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima, CAMMESA Anuario 2017.

(\*\*) Guillermo V. MALINOW: "Potencial y Desarrollo Hidroeléctrico Argentino", Junio 2013.

**Cuadro Nº 5.1.2. Situación de proyectos futuros hidroeléctricos**

Situación	Nº de Proyectos	MW	GWH
En Construcción	1	62	296
Proyecto Básico	12	7763	36866
Factibilidad	5	1619	4871
Prefactibilidad	22	7824	38724
Inventario	36	5585	24601
<b>TOTAL</b>	<b>76</b>	<b>22853</b>	<b>105358</b>

Fuente: Guillermo V. MALINOW:"Potencial y Desarrollo Hidroeléctrico Argentino", Junio 2013.

El único aprovechamiento hidroeléctrico de cierta potencia instalada, en el período en análisis, ha sido el AH. Punta Arena en San Juan con 62 MW.

**Cuadro Nº 5.1.3. Nómina de las centrales hidroeléctricas en operación a septiembre 2017**

Nombre	Empresa	Departamento	Provincia	Sistema	Potencia Instalada (MW)	Propietario
YACYRETA	E.B. YACYRETA	ITUZAINGO	CORRIENTES	MEM	2746	Binacional
Valle Grande	EJSEDSA	VALLE GRANDE	JUJUY		0.128	Privada
VALLE COLORADO	EDET		TUCUMAN	Aislada	0.334	Privada
Urugua-í	EMSA	IGUAZU	MISIONES	Interconectada no MEM	120	Provincial
ULLUM	HIDROTERMICA SAN JUAN	ULLUM	SAN JUAN	MEM	42	Privada
TILCARA	EPSE	ZONDA	SAN JUAN	MEM	63.28	Privada
TAFI DEL VALLE	EDESA		SALTA	AISLADA	0.04	Privada
SANTO TOMAS	COOPERATIVA DE ELECTRICIDAD DE BARILOCHE		RIO NEGRO	Interconectada no MEM	0.36	Provincial
SAN ROQUE	EPEC GENERACION	SANTA MARIA	CORDOBA	MEM	24	Provincial
SAN FRANCISCO	EJSEDSA	VALLE GRANDE	JUJUY		0.118	Privada
ALTO D LA LOMA	C.H. SALTO DE LA LOMA SIEYE	JACHAL	SAN JUAN	MEM	0.6	Privada
SALTO ANDERSEN	CENTRAL SALTO ANDERSEN	PICHI MAHUIDA	RIO NEGRO	MEM	8	Provincial
SALTITO II		CAINGUAS	MISIONES	Interconectada no MEM	0.64	Cooperativa
Saltito I	COOP.2 DE MAYO	CAINGUAS	MISIONES	Interconectada no MEM	0.64	Cooperativa
S. GRANDE ARG	CTM SALTO GRANDE	CONCORDIA	ENTRE RIOS	MEM	945	Binacional
Río Corralito	EDESA SA	ROSARIO DE LERMA	SALTA	Interconectada no MEM	13.2	Privada
RIO REYES	HIDROELECTRICA REYES EJSEDSA	DOCTOR MANUEL BELGRANO	JUJUY	MEM	7	Privada
RIO PICO	EDERSA		RIO NEGRO	AISLADA	0.106	Provincial
RIO HONDO	HIDROELECTRICA RIO HONDO SA	RIO HONDO	SANTIAGO DEL ESTERO	MEM	15	Concesión Nacional-Privada
RIO GRANDE	EPEC GENERACION	CALAMUCHITA	CORDOBA	MEM	750	Provincial
UEBRADA ULLUM	QUEBRADA ULLUM - EPSE	ULLUM	SAN JUAN	MEM	45	Provincial
PUNTA NEGRA	EPEN		NEUQUEN	Interconectada no MEM	0.065	Provincial
Punta Negra	EPSE	PUNTA NEGRA	SAN JUAN	MEM	63.28	Provincial
PUERTO MORENO	EPEN		NEUQUEN	Interconectada no MEM	0.12	Cooperativa
PUEBLO VIEJO	HIDROELECTRICA TUCUMAN SA	MONTEROS	TUCUMAN	MEM	15	Concesión Nacional-Privada
PIEDRAS MORAS	EPEC GENERACION	TERCERO ARRIBA	CORDOBA	MEM	6.3	Provincial
PIEDRA DEL AGUILA	HIDR. PIEDRA DEL AGUILA S.A.	COLLON CURÁ	NEUQUÉN	MEM	1400	Concesión Nacional-Privada
PICHI P. LEUFU	PICHI PICUN LEUFU	COLLON CURA	NEUQUEN	MEM	285	Concesión Nacional-Privada
Paso de las Carretas	SER BEEF SA	CORONEL PRINGLES	SAN LUIS		1.2	Provincial
Pampichuela	EJSEDSA	VALLE GRANDE	JUJUY		0.077	Privada
. BANDERITA	HIDR. CERROS COLORADOS S.A.	CONFLUENCIA	NEUQUEN	MEM	472	Concesión Nacional-Privada
NIHUIL 4	HIDR NIHUIL IV (EMSE SE)	SAN RAFAEL	MENDOZA	MEM	18	Privada
NIHUIL 3	HIDROELECTRICA LOS NIHUILES SA	SAN RAFAEL	MENDOZA	MEM	42	Concesión Nacional-Privada

NIHUIL 2	HIDROELECTRICA LOS NIHUILES SA	SAN RAFAEL	MENDOZA	MEM	110	Concesión Nacional- Privada
NIHUIL 1	HIDROELECTRICA LOS NIHUILES SA	SAN RAFAEL	MENDOZA	MEM	72	Concesión Nacional- Privada
MUTQUIN	EPEN		NEUQUEN	AISLADA	0.06	Provincial
MCH S.GUILLERMO	C.H. SAN GUILLERMO SIEYE	CALINGASTA	SAN JUAN	MEM	0.1	Privada
Manzano Amargo (La Fragua)	EPEN		NEUQUEN	Interconectada no MEM	0.4	Provincial
LUJANITA	PAH LA LUJANITA - ENARSA	LUJAN DE CUYO	MENDOZA	MEM	1.7	Privada
LUJAN DE CUYO	PAH CT MENDOZA - ENARSA	LUJAN DE CUYO	MENDOZA	MEM	1	Privada
Los Toldos	EDESA SA	SANTA VICTORIA	SALTA		0.426	Privada
LOS REYUNOS	H. DIAMANTE SA	SAN RAFAEL	MENDOZA	MEM	224	Concesión Nacional- Privada
LOS QUIROGA	HIDROELECTRICA RIO HONDO SA	BANDA	SANTIAGO DEL ESTERO	MEM	2	Concesión Nacional- Privada
LOS MOLINOS 2	EPEC GENERACION	SANTA MARIA	CORDOBA	MEM	4.5	Provincial
LOS MOLINOS	EPEC GENERACION	SANTA MARIA	CORDOBA	MEM	52	Provincial
LOS MADERAS	HIDROCUYO S.A.	EL CARMEN	JUJUY	MEM	30.6	Privada
LOS ALERCES	EPEN		NEUQUEN	AISLADA	0.024	Provincial
Loma Atravesada	EDERSA	BARILOCHE	RIO NEGRO	Aislada	2.3	Privada
Las Loicas	MUNICIPALIDAD DE MALARGUE	MALARGÜE	MENDOZA	Aislada	0.03	Municipal
LA VINIA	EPEC GENERACION	SAN ALBERTO	CORDOBA		16	Provincial
LA POMA	EPEN	ALUMINE	NEUQUEN	Interconectada no MEM	0.4	Privada
LA MOSCA	EJSEDSA		JUJUY	AISLADA		Privada
La Ciénaga	HIDROCUYO S.A.	EL CARMEN	JUJUY	Aislada	0.45	Privada
LA CARRERA	EJESA		JUJUY	Interconectada no MEM	0.18	Provincial
LA CALERA	EPEC GENERACION	COLON	CORDOBA		4.4	Provincial
JULIAN ROMERO	CENTRAL JULIAN ROMERO 5 SALTOS	GENERAL ROCA	RIO NEGRO	MEM	6.2	Provincial
Ing. Emilio Frey	COOPERATIVA			Interconectada no MEM	1.6	Cooperativa
GRAL. ROCA	EMP DE ENERGIA DE RIO NEGRO SA	GENERAL ROCA	RIO NEGRO	Interconectada no MEM	2	Provincial
FUTALEUFU	HIDROELECTRICA FUTALEUFU SA	FUTALEUFU	CHUBUT	MEM	472	Concesión Nacional- Privada
FITZ SIMON	EPEC GENERACION	CALAMUCHITA	CORDOBA	MEM	10.5	Provincial
. AMEGHINO	HIDROELECTRICA AMEGHINO SA	GAIMAN	CHUBUT	MEM	46.8	Concesión Nacional- Privada
ESCABA	HIDROELECTRICA TUCUMAN SA	JUAN BAUTISTA ALBERDI	TUCUMAN	MEM	24	Concesión Nacional- Privada
EL TUNAL	AES JURAMENTO	METAN	SALTA	MEM	10.6	Concesión Nacional- Privada
EL TIGRE	H. DIAMANTE SA	SAN RAFAEL	MENDOZA	MEM	14	Concesión Nacional- Privada
El Cajón	DGSP	FUTALEUFU	CHUBUT	Aislada	0.36	Provincial
DIVISADEROS	APELP	PUELEN	LA PAMPA	Interconectada no MEM	10	Provincial
CUSI CUSI	EJSEDSA	SANTA CATALINA	JUJUY		0.072	Privada
CTA. DEL VIENTO	HIDR.CUESTA DEL VIENTO - EPSE	IGLESIA	SAN JUAN	MEM	10.6	Provincial
CRUZ DEL EJE	EPEC GENERACION	CRUZ DEL EJE	CORDOBA	MEM	1.1	Provincial

CIPOLLETTI		CENTRAL HIDRAULICA CIPOLLETTI	GENERAL ROCA	RIO NEGRO	MEM	5.4	Provincial
CIENEGA (CIENEGA PAICONE)	DE	EJSEDSA	SANTA CATALINA	JUJUY	Aislada	0.02	Privada
Chuscha		EDESA SA	SAN CARLOS	SALTA		1.195	Privada
CHOCON		HIDROELECTRICA EL CHOCON SA	CONFLUENCIA	NEUQUEN	MEM	1260	Concesión Nacional-Privada
CHIQUILIHUIN		DGSP		CHUBUT	AISLADA	0.179	Provincial
CH SAN MARTIN		GENERADORA ELECTRICA MENDOZ.SA	LUJAN DE CUYO	MENDOZA	MEM	6.6	Privada
CH CORONELES	LS	GENERADORA ELECTRICA MENDOZ.SA	SAN RAFAEL	MENDOZA	MEM	6.6	Privada
CH CARRIZAL		CONSORCIO POTRERILLOS	RIVADAVIA	MENDOZA	MEM	17	Privada
CESPEDES		CENTRAL HIDRAULICA CESPEDES	AVELLANEDA	RIO NEGRO		5.2	Provincial
CENTRAL NAZARIO BENAVIDEZ		PLASTICOS GASA SA	CAPITAL	SAN JUAN	Interconectada no MEM	0.35	Privada
CENTRAL BARREALITO		BARREALITO SRL	CALINGASTA	SAN JUAN	Interconectada no MEM	0.42	Privada
CASSAFOUSTH		EPEC GENERACION	CALAMUCHITA	CORDOBA	MEM	16.2	Provincial
CASA DE PIEDRA		CENTRAL CASA DE PIEDRA	PUELÉN	NEUQUEN	MEM	60	Provincial
CARACOLES		C.H.LOS CARACOLES - EPSE	ZONDA	SAN JUAN		121.4	Provincial
CADILLAL		HIDROELECTRICA TUCUMAN SA	TAFI VIEJO	TUCUMAN	MEM	12.6	Concesión Nacional-Privada
CABRA CORRAL		AES JURAMENTO	LA VIÑA	SALTA	MEM	100.5	Concesión Nacional-Privada
C.H.CACHEUTA		CONSORCIO POTRERILLOS	LUJAN DE CUYO	MENDOZA	MEM	120	Privada
C.H. A.CONDARCO		CONSORCIO POTRERILLOS	LAS HERAS	MENDOZA	MEM	61	Privada
BUTACO		DGSP		CHUBUT	AISLADA	0.176	Provincial
BENJAMIN REOLIN		EPEC GENERACION	CALAMUCHITA	CORDOBA	MEM	33	Provincial
AUQUINCO	DE	ENERGIA CATAMARCA SAPEM		CATAMARCA	AISLADA		Provincial
ARROYITO		HIDROELECTRICA EL CHOCON SA	CONFLUENCIA	NEUQUEN	MEM	127.8	Concesión Nacional-Privada
ALUMINE	DE	ENERGIA CATAMARCA SAPEM		CATAMARCA	Interconectada no MEM	1	Provincial
ALICURA		AES ALICURA	LACAR	NEUQUEN	MEM	1050	Concesión Nacional-Privada
ALBERTO GRAFFIGNA		ALBERTO GRAFFIGNA		SAN JUAN	Interconectada no MEM	0.5	Privada
AGUA DEL TORO		H. DIAMANTE SA	SAN RAFAEL	MENDOZA	MEM	150	Concesión Nacional-Privada
<b>TOTAL</b>						<b>11880</b>	

Fuente: Secretaría de Energía y Minería.

El actual gobierno menciona que construirá siete aprovechamientos de más de 50 MW, que se incluyen en el Cuadro 5.1.4.

**Cuadro Nº 5.1.4. Aprovechamientos hidroeléctricos a construir, según el actual gobierno**

Central	Río	Potencia (MW)
NESTORKIRCHNER-Jorge COPERNIC	Santa Cruz	1350
El TAMBOLAR	San Juan	70
CHIHUIDO I	Neuquén	637
YACYRETÁ –Apipe	Con Paraguay	240
Aña CUÁ	Con Paraguay	135
Portezuelo del Viento	Grande Mendoza	90

Fuente: Secretaría de Energía.

**Cuadro Nº 5.1.5. Potencia instalada en (MW)**

Año	Turbina de Gas (TG)	Turbina de Vapor (TV)	Ciclos Combinados (CC)	Grupos Diesel (DI)	Sub Total Térmicas	HIDRO	Nuclear	Eólica	Solar	TOTAL
2012	4071	4451	9205	1052	18779	11148	1005	112	6	31050
2013	4074	4441	9205	1074	18794	11096	1010	164	8	31072
2014	4036	4451	9191	1388	19065	11106	1010	187	8	31376
2015	4451	4039	9227	1226	18943	11108	1010	46	8	31115
2016	4451	5251	9227	1293	20225	11170	1755	187	8	33345
2017	4451	6006	10436	1825	22718	11243	1755	227	8	35951

Fuente Anuarios Estadísticos CAMMESA Años 2012 a 2017.

Notas:

En el año 2014 en Equipos Diesel (DI) se incluyen 329 MW de Plantas Móviles.

En el año 2016 hay que adicionar 558 MW de Plantas Móviles Diesel.

En el año 2017 hay que adicionar 200 MW de Plantas Móviles Diesel.

**Cuadro Nº 5.1.6. Potencia instalada y potencia disponible - Año 2014 - (MW)**

	Turbinas de Gas (TG)	Turbinas de Vapor (TV)	Ciclos Combinados (CC)	Sub Total Térmicas	HIDRO	Nuclear	Resto (DI; Eólica; Fotovoltaica)	Total
Potencia Disponible	2374	2738	7131	12243	10551	963	1169	24926
Potencia Instalada	4035	4451	9191	17677	11106	1010	1583	31376
Potencia No disponible	1661	1713	2060	5434	555	47	414	6450
Potencia Máxima Demandada "Reserva"								24034 892

La "reserva" de Potencia al año 2014 era el 3,5% de la Potencia disponible.

Fuente: En Base a Anuario Estadístico de CAMMESA 2014.

**Cuadro Nº 5.1.7. Potencia instalada y potencia disponible - Año 2017 - (MW)**

	Turbinas de Gas (TG)	Turbinas de Vapor (TV)	Ciclos Combinados (CC)	Sub Total Térmicas	HIDRO	Nuclear	Resto (DI; Eólica; Fotovoltaica)	Total
Potencia Disponible	3277	4834	8995	17106	10681	703	1806	30296
Potencia Instalada	4451	6006	10434	20891	11243	1755	2060	35949
Potencia No disponible	1174	1172	1434	3785	562	1052	255	5653
Potencia Máxima Demandada "Reserva"								25628 4668

Fuente: En Base a Anuario Estadístico de CAMMESA 2017.

**Cuadro Nº 5.1.8. Potencia disponible sobre potencia instalada y reserva - Año 2017 - (%)**

	Turbinas de Gas (TG)	Turbinas de Vapor (TV)	Ciclos Combinados (CC)	Sub Total Térmicas	HIDRO	Nuclear	Resto (DI; Eólica; Fotovoltaica)	Total
Potencia Disponible/Potencia Instalada	73,6	80,5	86,2	81,9	96,6	40	87,7	84,2
Reserva sobre Potencia Máxima								18

Fuente: Elaboración Propia en Base a Cuadro Nº 5.1.7.

**Cuadro Nº 5.1.9. Reserva de potencia de sistema**

AÑO	Potencia Disponible (MW)	Potencia Máxima (MW)	Reserva (*) (MW)	Reserva sobre potencia Máxima (%)
2014	24926	24034	892	3,7
2015	25794	23949	1845	7,7
2016	27348	25380	1968	3,8
2017	30296	25628	4668	18,2

Fuente: Anuarios de CAMMESA.

(\*) Elaboración propia en Base a Anuarios de CAMMESA.

**Cuadro Nº 5.1.10. Demanda por tipo de destino - GWH**

	2014	2015	2016	2017
Agentes MEM	126421	132100	132970	132436
Exportaciones	6	55	329	69
Bombeo	485	578	465	401
Pérdidas Y Consumo propio	4293	4136	4306	4294
<b>TOTAL</b>	<b>131205</b>	<b>136870</b>	<b>138070</b>	<b>137200</b>

Fuente: Anuario CAMMESA 2017.

**Cuadro Nº 5.1.11. Generación - GWH**

	2014	2015	2016	2017
Térmica	83265	86625	90349	88838
Hidráulica	40683	41464	38012	41280
Nuclear	5258	6519	7677	5716
Eólica y Solar	629	608	561	632
Importaciones	1390	1655	1470	734
<b>TOTAL</b>	<b>131205</b>	<b>136870</b>	<b>138070</b>	<b>137200</b>

Fuente: Anuario CAMMESA 2017.

**Cuadro Nº 5.1.12. Generación otras renovables - (GWH)**

	2014	2015	2016	2017
Biodiesel	2	0	1	0
Biomasa	114	155	193	243
Eólica	613	593	547	616
Hidroeléctrica < o =30 MW	1457	1624	1820	1696
Solar Fotovoltaica	16	15	14	16
Biogas	103	84	58	64
<b>TOTAL</b>	<b>2305</b>	<b>2470</b>	<b>2633</b>	<b>2636</b>
Porcentaje de la Demanda del MEM cubierta con Renovables (%)	1,8	1,9	2,0	2,0

Fuente: Anuario CAMMESA 2017.

**Cuadro Nº 5.1 13. Demanda del mercado eléctrico mayorista por tipo de usuario – GWH**

	2014	2015	2016	2017
Residencial	51444	55424	57067	56889
Consumos Intermedios	35995	37351	38541	38291
Gran Demanda	39028	39337	37503	38255
<b>TOTAL</b>	<b>126467</b>	<b>132110</b>	<b>133111</b>	<b>132436</b>

Fuente: Anuario CAMMESA 2017.

**Cuadro Nº 5.1.14. Facturación de Electricidad por sector de consumo (GWH)**

Sector	2014	2015	2016
Residencial	40386,6	42078,5	43391,4
Comercial	19494,2	20442,2	20976,6
Industrial	38024,7	39470,5	36848,8
Servicios Sanitarios	1230	1227	1286
Alumbrado Público	4036,3	4163,4	4211,4
Transporte	563,9	565,8	341,9
Riego	1049,4	964,6	919,5
Oficial	4003,7	4209,2	4403,3
Rural	1224,7	1272,6	1256,7
Otros	1831,3	1887,3	1322
<b>TOTAL</b>	<b>111844,8</b>	<b>116281,1</b>	<b>114957,6</b>

Fuente: Secretaría de Energía y Minería Anuarios Estadísticos.

**Cuadro Nº 5.1.15. Número de usuario (Nº)**

	2014	2015	2016
Residenciales	13382765	13583050	13861632
<b>TOTAL</b>	<b>15572140</b>	<b>15794362</b>	<b>16090317</b>

Fuente: Secretaría de Energía y Minería Anuarios Estadísticos.

**Cuadro Nº 5.1.16. Facturación por provincias (%)**

	2014	2016
Capital Federal y Gran Bs As	35,4	35,9
Resto Provincia Bs As	15,0	14,0
Santa Fe	9,4	9,4
Córdoba	7,1	7,4
Resto Provincias	33,1	33,3
<b>Total País (GWH)</b>	<b>111.844,817</b>	<b>133.469,976</b>

Fuente: Elaboración propia sobre datos de la Secretaría de Energía y Minería.

**Cuadro Nº 5.1.17. Consumo combustibles generación EE del servicio público. Precio de los Combustibles (%)**

	2014	2015	2016	2017	Precio (USD/MMBTU)2017(*)
GN	47,5	44,2	48,2	64,5	11,5
FO	29,1	30,6	26,5	15,7	10,4
GO	16,9	19,5	20,9	15,0	8,4
CM	6,5	5,7	4,4	4,8	5,2
Biodiesel	-	-	-	-	-
<b>TOTAL (10<sup>3</sup>TPE) (*)</b>	<b>9.154,4</b>	<b>9.884,7</b>	<b>9.800,6</b>	<b>8.036,4</b>	
Consumo Especifico medio (Kcal /KWH) (*)	2019	2029	2006	1949	

Fuente: (\*) Anuario CAMMESA 2017.

Los Porcentajes Elaboración propia en base a datos en unidades propias del Anuario 2017 CAMMESA.

**Cuadro Nº 5.1.18. Energéticos para generación Electricidad del servicio público (10<sup>3</sup> TEP)**

<b>Energético</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>
Hidráulica	3558	3526	3248	3454
Nuclear	1280	2204	2224	1745
Carbón Mineral	542	526	393	353
Eólica	53	51	47	53
Solar	1	1	1	1
Gas Natural	12071	12380	13282	14330
Gasoil	1554	1930	2051	1204
Fueloil	2664	2860	2598	1261
Biodiesel	0	38	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>21723</b>	<b>23516</b>	<b>23844</b>	<b>22401</b>

Fuente: Balances Energéticos Secretaría de Energía y Minería.

**Cuadro Nº 5.1.19. Energéticos para la generación de Electricidad del servicio público (%)**

<b>Energético</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>
Hidráulica	16,4	15,0	13,6	15,4
Nuclear	5,9	9,4	9,3	7,8
Carbón Mineral	2,5	2,2	1,6	1,6
Eólica	0,2	0,2	0,2	0,2
Solar	0,0	0,0	0,0	0,0
Gas Natural	55,6	52,6	55,7	64,0
Gasoil	7,2	8,2	8,6	5,4
Fueloil	12,3	12,2	10,9	5,6
Biodiesel	0,0	0,2	0,0	0,0
<b>TOTAL</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>

Fuente: Elaboración propia en base al Cuadro Nº 5.1.17.

**Cuadro Nº 5.1.20. Generación servicio público y autoproducción de Electricidad - (10<sup>3</sup> TEP)**

	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>
Servicio Público	10693	11322	11480	11255
Autoproducción	1222	1184	1178	1268
<b>Total</b>	<b>11955</b>	<b>12506</b>	<b>12658</b>	<b>12523</b>

Fuente: Balances Energéticos Secretaría de Energía.

**Cuadro Nº 5.1.21. Precio MONÓMICO del mercado spot horario sin cargos por transporte (\$ corrientes/MWH)**

	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>
Componente Energética	538,8	642,2	1041,5	1052,4
Componente Potencia y Reserva	10,6	10,3	13,3	121
<b>Precio Monómico</b>	<b>549,4</b>	<b>653,5</b>	<b>1054,8</b>	<b>1173,4</b>
<b>Recaudado de Distribuidoras</b>	<b>95,2</b>	<b>95,3</b>	<b>312,0</b>	<b>572,2</b>

Fuente: Anuarios CAMMESA 2014-2017.

Al mes de agosto del año 2018 el precio MONÓMICO ascendía a 2284,3 \$ corrientes el MWH y lo recaudado a las distribuidoras a 1343.



**Cuadro Nº 5.1.22. Longitud de las líneas de transporte - (Km)**

	Tensión (KV)	2009	2014	2015	2016	2017
Alta Tensión	133 a 500	11853	14392	14756	14756	14756
Distribuidoras Troncales	33 a 330	17080	19061	19532	19550	19713

Fuente: Anuarios CAMMESA.

**Cuadro Nº 5.1.23. Evolución de la potencia de los transformadores - (MVA)**

	2009	2014	2015	2016	2017
Alta Tensión+ Alta tensión en Reserva	14450	20900	23916	24700	26640
Distribuidoras Troncales	11872	13756	14575	14897	15268

Fuente: Anuarios CAMMESA 2017.

**Cuadro Nº 5.1.24. Fallas anuales en redes de transporte**  
Nº de Fallas/100 Km - año

	2009	2014	2015	2016	2017
Alta Tensión	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Distribuidoras Troncales	2,4	2,1	2,3	2,7	2,7

Fuente: Anuarios CAMMESA 2017.

## 5.2. Algunos comentarios

### i) El Sistema Eléctrico

Hasta principios de la década del noventa del siglo XX, prácticamente todo el sistema eléctrico argentino estaba en manos del Estado, sobresaliendo las empresas Agua y Energía e HIDRONOR. Posteriormente se privatizaron casi todas las centrales quedando solamente en poder del Estado Nacional: las binacionales YACYRETÁ (compartida con Paraguay) y Salto Grande (compartida con Uruguay), además de las tres nucleares (Embalse; ATUCHA I y ATUCHA II).

TRANSENER es una empresa mixta que se ocupa de la transmisión de Electricidad en alta tensión. La distribución se reparte entre empresas privadas como EDENOR; EDESUR y EDELAP que actúan en la Ciudad de Buenos Aires y en la ciudad de La Plata y empresas provinciales que distribuyen en territorios de las provincias.

CAMMESA es una compañía mixta que opera y despacha el Sistema Eléctrico Interconectado. El Sistema Patagónico también se ha integrado al Sistema Nacional.

El ENRE es un Organismo Público encargado de regular el sistema eléctrico nacional.

Los grandes usuarios están agrupados en tres categorías:

- Grandes Usuarios Mayoristas (GUMA)
- Grandes usuarios Minoristas (GUME)
- Grandes Usuarios Privados (GUPA)

---

Hay interconexiones con las Repúblicas de Chile, Paraguay, Uruguay y Brasil y desde 2019 posiblemente la habrá con Bolivia.

*“Cabe recordar que las principales obras hidroeléctricas construidas en nuestro país fueron desarrolladas por el Estado Nacional a través de las agencias especializadas Agua y Energía Eléctrica e HIDRONOR siguiendo etapas de estudios perfectamente definidas en cuanto a su alcance y contenido, tales como: Inventario, Pre factibilidad Técnico Económica, Factibilidad Técnico Económica, Anteproyecto o Proyecto Básico y finalmente el Proyecto Ejecutivo” (MALINOW “Potencial y Desarrollo Hidroeléctrico Argentino”, Junio 2013.)*

## ii) El Potencial Hidroeléctrico

A diciembre del año 2017 era, de 34.733 MW, con capacidad para generar 142.228 GWH. El potencial hidroeléctrico era equivalente al 97% de la potencia instalada total del país al año 2017. Del potencial hidroeléctrico un 66% estaba en distinto grado de avance para su utilización. Un 0,3% estaba en construcción; un 34% con proyecto básico; un 7% con estudio de factibilidad; un 34% con estudio de pre factibilidad y un 24% inventariado. La potencia hidroeléctrica instalada a fines del 2017 era solamente el 34% del potencial hidroeléctrico detectado (Ver Cuadros Nº 5.1.1 y 5.1.2). El Cuadro Nº 5.1.3 muestra la nómina de las centrales hidroeléctricas en operación a septiembre del año 2017.

Las centrales hidráulicas en carpeta por el actual gobierno para su construcción (Cuadro Nº 5.1.4) sería unos 2.522 MW hasta el año 2025, pero casi todos ellos están muy demorados en algunos casos por conflictos entre provincias (Portezuelo del Viento), pero esencialmente por problemas de financiamiento. El único que parece avanzar es el binacional de Aña CUÁ. El presupuesto del país para el año 2019 sólo registra aporte de algunos fondos para CHIHUIDO I y las dos de Santa Cruz. Las demás están supeditadas al Programa de Participación Público Privada (PPP) que se comentará más adelante

En los últimos años se ha descuidado la realización de nuevas obras hidroeléctricas, recayendo la satisfacción de la demanda sobre las centrales térmicas, con el consiguiente efecto negativo sobre la Balanza Comercial Energética, pues como se verá el peso recayó sobre el Gas Natural que debió importarse en valores crecientes a esos efectos.

## iii) La Potencia

Ver los cuadros Nº 5.1.5 a 5.1.9.

En el año 2017 la potencia instalada era fundamentalmente térmica (58%) y dentro de ella, si bien predominaban los ciclos combinados, no dejaba de ser importante el equipamiento ineficiente de turbinas de Gas, que no siempre operaban en la punta de la curva de carga. Las tres centrales nucleares sólo aportaban el 2,3% de la potencia disponible y el 4,9% de la instalada (debido al paro por mantenimiento de la central de Embalse) y era insignificante el de las Turbinas eólicas y los paneles fotovoltaicos.

La potencia disponible, en el año 2017, era aproximadamente 18,2% mayor que la máxima con un margen de reserva de 4.668 MW (en el año 2015 la reserva llegaba a 1.845 MW).

Entre el año 2009 y el 2014 la Potencia máxima creció a una tasa del 4,2% mientras que entre los años 2014 y 2017 lo hizo al 2,2% anual acumulativo, mostrando los efectos del proceso económico recesivo.

---

Entre los años 2015 y 2017 la Potencia máxima creció en 1.679 MW, mientras la potencia disponible lo hizo en 4.502 MW. De todas maneras, los problemas de abastecimiento radican esencialmente en deficiencias en transmisión y transformación.

También debe destacarse que las obras que entran en un período han sido consecuencia de decisiones y ejecuciones realizadas en el período anterior.

En cuanto al ritmo de instalación de nueva potencia, para satisfacer la demanda de un país en desarrollo y no estancado, los valores no deberían ser menores a los 1.000 MW anuales, más una potencia que asegure un adecuado nivel de reserva disponible, con una mezcla adecuada de centrales que abastezcan la punta y la base del sistema. Aparentemente el nivel de reservas de potencia al año 2017 parecería adecuado, pero habría que analizarlo a nivel de los distintos tipos de centrales.

Según la Secretaría de Energía y Minería entre el 2017 y hasta julio del 2018 se habrían instalado 4.100 MW (casi el 95% en térmicas convencionales) en 41 Centrales.

#### **iv) La Demanda de Energía**

Ver los Cuadros Nº 5.1.10 a 5.1.15.

La demanda total de Electricidad por destino se concentra en el Mercado Eléctrico Mayorista cuyo consumo creció entre los años 2009 y 2014 a una tasa anual acumulativa del 3,9% y entre 2014 y 2017 lo disminuyó al 1,6% anual acumulativa.

La generación por tipo de fuente energética mostraba el predominio creciente de la térmica fósil, que desplazaba cada año más a la hidráulica y a la nuclear, que ponía en evidencia el descuido de los abundantes aprovechamientos hidroeléctricos y la práctica paralización de los nucleares. A pesar del ingreso de la tercera central nuclear en 2014, luego de treinta años de la segunda Embalse.

La importación de Electricidad era insignificante.

Las energías renovables (exceptuada la hidroeléctrica de más de 30 MW) contribuían con apenas el 2% de las necesidades del Mercado Eléctrico Mayorista. El mayor aporte lo realizaban las pequeñas hidroeléctricas y se notaba un creciente suministro de la eólica, entre las energías renovables detectadas.

La facturación por tipo de usuario, en el año 2016, se concentraba en dos sectores; el Residencial (37,7%) y el Industrial (32,1%), aumentando la participación del Residencial y disminuyendo el del Industrial como muestra, quizá, del proceso de desindustrialización. La concentración espacial de la población y de la actividad productiva del país lo evidenciaba el hecho de que la Ciudad de Buenos Aires, el Gran Buenos Aires y las provincias de Santa Fe y Córdoba absorbían casi el 67% de la facturación eléctrica.

Casi el 99% de la población contaba con servicio eléctrico.

En los primeros nueve meses del año 2018, comparados con los del año 2017 las demandas disminuyeron fuertemente. En el sector residencial un 5,5%, en el Comercial un 6,9% y en el industrial un 5,3%. Estos datos son acordes con el proceso recesivo, suba de tarifas y caída del salario real, en lo que va del año 2018. Incluso las distribuidoras mencionaban el aumento en el número de morosos y en los robos de Electricidad.

---

**v) Energéticos Utilizados para la Generación de Electricidad**

Ver Cuadros Nº 5.1.16 a 5.1.18.

En los cuadros se pueden apreciar el aporte de los combustibles para generar energía eléctrica térmica fósil, así como el aporte de los distintos energéticos que permiten la obtención de la Electricidad del Servicio Público. En ambos casos se pone en evidencia la alta participación del Gas Natural, la escasa relevancia de la eólica y solar y la declinación de la hidroeléctrica.

**vi) Generación de Electricidad del Servicio Público y de la Autoproducción**

El Cuadro Nº 5.1.19 incluye la generación del Servicio Público y la Autoproducción de Electricidad, representando esta última entre el 10% del total. Seguramente con la implementación de la política de “Energía Distribuida” este porcentaje se incrementará en el futuro. Más adelante se tratará este tema.

**vii) El Precio MONÓMICO del Mercado Spot**

El desfase de CAMMESA entre recaudado y precio MONÓMICO descendía desde el 86% en el año 2015 a 51,3 en el 2017 y a 41,3 en agosto 2018, como consecuencia, esencialmente de los aumentos tarifarios.

El Precio MONÓMICO del Mercado Spot horario sin cargos por transporte mostraba una diferencia muy importante con lo recaudado por las distribuidoras (Ver Cuadro Nº 5.1.20), cubierta por subsidios crecientes. En el año 2014 apenas cubrían el 17% del precio MONÓMICO y los aumentos de tarifas lo llevaron al 49% en el año 2017. Cuando se analice la problemática de los precios y tarifas de los energéticos (derivados de Petróleo; GN y Electricidad) se volverá sobre el tema.

Los precios del mercado mayorista estaban desfasados respecto de los costos marginales de generación eléctrica. Es que la aplicación de la Resolución de la Secretaría de Energía 240/03, permitía que los precios se sancionaran como si existiera plena oferta de Gas Natural nacional, sin ningún tipo de restricciones, y además se fijaba un precio máximo para la energía en el Mercado Eléctrico Mayorista de 120 \$/MWK, y ambas cosas provocaban una importante distorsión respecto de los costos reales. Lo cual, a su vez, generaba un aumento sustancial de los subsidios eléctricos que el Estado aportaba para que siguiera funcionando el sistema eléctrico. Así CAMMESA acumulaba a febrero del 2015 una deuda con los generadores superior a los 55 mil millones de pesos.

*Los distintos componentes del precio MONÓMICO varían según el volumen de generación térmica requerida, dependiendo principalmente de la oferta hidroeléctrica, del precio del Gas Natural y en forma atenuada del valor de los combustibles líquidos dado que su valor se incluye en el precio como un sobre costo (SCTD).*

*El precio MONÓMICO presenta estacionalidad a lo largo del año, siendo mayor en los meses de invierno, relacionado con los combustibles líquidos.*

*La resolución del Ministerio de Energía y Minas Nº 20 /2017 modificó los precios estacionales estableciendo nuevos precios y nuevas categorías de usuarios.*

*Los pagos de los demandantes no alcanzan a nivelar los costos reales que son cubiertos por aportes del tesoro. (Anuario CAMMESA 2017).*

---

El costo mayorista de la Electricidad disminuiría en 2018 a 66 USD/MWH debido, esencialmente, a que CAMMESA en lugar de pagar el GN a 5,20 el millón de BTU lo pagará a 3,40 y en menor medida por el ingreso de generación con Fuentes Renovables.

Pese a esto seguirá aumentando el precio que pagan los usuarios, debido a la fuerte devaluación del peso ya que las tarifas están dolarizadas.

Desde agosto al 31 de octubre del 2018 los usuarios pagarán cerca de 1.400 \$ /MWH con un costo de 3.000 \$/MWH.

Entonces si el costo fuera de 66 USD/MWH (2.450 \$/MWH) el subsidio, por parte del Estado, sería del 40% del costo y el usuario pagaría el 60% restante.

Se estima que el monto a subsidiar en el 2018 sería mayor a los 65.000 millones de pesos.

En cambio, en el Presupuesto del año 2019 se establece un subsidio al Sector eléctrico (no sólo a CAMMESA), de unos 99.484 millones de pesos corrientes.

#### **viii) Transporte; Transmisión y Fallas del Sistema**

Al año 2017 todos los sistemas de transporte estaban interconectados. Los Cuadros Nº 5.1.22. a 5.1.24 presentan cifras referentes al Sistema de Transmisión, de Transformación y a las fallas detectadas.

El sistema eléctrico mostraba fallas en distribución y transformación que se constaban con los cortes de suministro especialmente en las áreas servidas por EDENOR y EDESUR pese a los muy grandes incrementos de tarifas recibieron desde 2016.

Es que cuando en verano la temperatura excede los 30º C comienzan los cortes.

Esta situación llevó a que el ENRE dictara las resoluciones 198 y 199 que modificaban las normas de calidad del servicio.

Por ejemplo, en EDENOR, entre marzo y agosto del 2017 se verificaban 63 fallas en alimentadores de media tensión y entre septiembre 2017 a febrero del 2018, 143.

También EDESUR en iguales períodos verificaba 63 y 143 respectivamente.

EL ENRE alertaba que la cantidad de interrupciones en el servicio, y la duración de las mismas, excedía ampliamente las pautas establecidas.

En consecuencia, se aplicaron multas de entre el equivalente al costo tarifario de 330 y 600 KWH por usuario afectado.

También el ENRE estableció que las mencionadas empresas debían devolver unos 500 millones de pesos a los usuarios afectados.

Como ejemplo se cita el corte de fines de agosto del 2018 afectó a 300.000 usuarios de EDESUR sobre un total de 2,2 millones y EDENOR a 20.658 en la misma fecha.

Darían la sensación que a las empresas les resulta más barato pagar las multas, que realizar las inversiones necesarias.

---

EDENOR tenía previsto invertir durante 2018 unos 5.211 millones de dólares y EDESUR unos 4.400.

**ix) El caso de TRANSENER**

*La venta de la participación estatal de TRANSENER a accionistas privados, que es consecuencia del Decreto 882 del 2017, no es conveniente. Es que esencialmente TRANSENER da ganancias y entonces ¿por qué privatizarla?*

*De acuerdo con el cálculo de Jorge La Peña, la participación del Estado en la empresa de transmisión eléctrica (que es del 26%) valía entre USD 350 millones y USD 400 millones hasta hace unos meses, pero en octubre 2018 cayó hasta los USD 120 millones, aproximadamente.*

*El decreto se publicó en el Boletín Oficial el 1° de noviembre de 2017, cuando la acción de la transportista eléctrica en la Bolsa de Buenos Aires estaba a \$ 42,55, o USD 2,39, a un tipo de cambio vigente en ese entonces de \$ 17,80 por dólar. La acción avanzó hasta un máximo de \$ 65,05 el 1° de febrero de este año (USD 3,31 a un tipo de cambio de \$ 19,65 por dólar) y retrocedió a \$ 43,90 para el 16 de octubre del 2018 (USD 1,19, a \$ 36,90 el dólar). Es decir que la acción en dólares perdió un 50% de su valor en casi un año y un 64% desde su máximo, desde febrero del 2018. Tampoco tuvo sentido dejar en manos de la consultora PRICE WATERHOUSE & Co Asesores de Empresas S.R.L (PWC Argentina), que ganó la licitación por \$ 13,3 millones el proceso de venta de estas acciones.*

*Parecería que una de las principales interesadas en la compra es PECOM de Pérez COMPANC.*

*El Estado había comprado las acciones a \$ 7 a mediados del 2016 llegó a cotizar a \$ 65 y en Octubre del 2018 estaba en \$ 50(Santiago SPALTRO El Cronista 18718 ¡8).*

---

## 6. CARBÓN MINERAL

### 6.1. Algunos datos

A diferencia de lo que ocurre en Europa, en América Latina, a excepción de Colombia y en ciertas regiones de otros países, el Carbón Mineral no ha sido utilizado por las familias y escasamente por las Industrias para generar vapor, circunscribiéndose su empleo, esencialmente, a la Generación de Electricidad y a la Siderurgia.

En el Cuadro Nº 6.1.1 se resumen los datos sobre el Carbón Mineral.

**Cuadro Nº 6.1.1. Datos de Carbón Mineral - 10<sup>3</sup> TEP**

Año	Producción	Importación	Exportación y Bunker	Generación de Electricidad Servicio Público	Generación de Electricidad Autoproducción	Siderurgia	Industria
2014	33	1464	17	542	12	807	6
2015	20	1432	8	526	10	819	5
2016	14	1154	7	393	12	617	26
2017	12	1087	0	353	12	687	26

Fuente: Secretaría de Energía y Minería Balances Energéticos.

### 6.2. Algunos Comentarios

#### i) Las Reservas

Las Reservas Medidas de Carbón Mineral llegaban en el año 2016 a 477,9 millones de toneladas, que sumadas a las Reservas Indicadas de 206,5 e inferidas de 67,8 daban un total de 752,3 millones de toneladas.

#### ii) La Producción

La Producción actual, de Río Turbio único yacimiento en explotación, en el año 2017 alcanzaba a 20340 toneladas. El pico máximo de producción se alcanzó en el año 1979 con 1.326.254 toneladas y desde entonces la caída ha sido permanente, ya que prácticamente, luego de la privatización de Yacimientos Carboníferos Fiscales (YCF) y pese a las inversiones realizadas por el anterior gobierno en la mina de Río Turbio.

La relación Reservas Medidas a Producción llegaba en el año 2016 a 23.500 años, poniendo de manifiesto el desaprovechamiento de este recurso.

#### iii) Los mercados

Como el Carbón de Río Turbio no es apto para ser convertido en coque económicamente, el casi único mercado consumidor lo constituyen las centrales termoeléctricas. Como prácticamente la única planta generadora era la de San Nicolás se explica la drástica disminución de la producción. La mayor parte del Carbón que se consume es importado, apto para producir coque, y destinado esencialmente a la industria siderúrgica para alimentar las coquerías. El resto del carbón es utilizado por la central termoeléctrica de San Nicolás. La disminución permanente en el consumo obedece esencialmente a la crisis de la Industria siderúrgica del país.

#### iv) El Problema de la central en Boca de Mina

En el año 2018 estaba terminándose una Central Eléctrica en la Boca de Mina de Río Turbio con una capacidad de 240 MW, que consumirá 1.200.000 TN por año de Carbón bruto. Pero mientras no se reactive la producción de la mina, que no superaba las 20.300 TN / año, la usina debería

---

funcionar con Gas Natural o con carbón importado. Se han hecho importantes inversiones en la mina que podrían, con un esfuerzo adicional, alcanzar la producción que requiere la usina, al tiempo que la central está prácticamente terminada. El actual gobierno no parece dispuesto a finalizar las obras por razones presupuestarias. En la zona de Río Turbio la población considera que cerrar la mina es condenar a la población a desaparecer, mientras grupos ecologistas se oponen a que se utilice el carbón para generar Electricidad por razones ambientales. El tema es complejo y la peor de las salidas es no hacer nada.

- v) La mayor parte del Carbón que se consume es importado, de tipo apto para producir coque, y destinado esencialmente a la industria siderúrgica para alimentar las coquerías. El resto del carbón es utilizado por la central termoeléctrica de San Nicolás. La disminución permanente en el consumo obedece a la crisis de la Industria siderúrgica del país.



---

## 7. ENERGÍA NUCLEAR – URANIO

### 7.1. Algunos datos generales

El País cuenta con tres centrales nucleares.

Todas a Uranio Natural y Agua Pesada.

- ATUCHA I, entró en operación en 1974 y cuenta con 357 MW de Potencia.
- Embalse, entró en operación en 1984 y cuenta con 648 MW de Potencia. Es está repotenciando para llevarla a 683 y es además fuente de producción del Cobalto 60 usado con fines radiológicos.
- ATUCHA II, entró en operación en 2014 y cuenta con 745 MW de Potencia, siendo la máquina más grande del sistema eléctrico argentino.

La fabricación de los elementos combustibles de las centrales nucleares de ATUCHA I y Embalse fue realizada hasta el año 1995 con uranio de procedencia nacional. Para ello la CNEA explotó diversos yacimientos en las provincias de Salta (Don Otto), Chubut (Los Adobes), Córdoba (Los Gigantes) y Mendoza (Huemul en MALARGÜE y Sierra Pintada en San Rafael).

En 1995, en razón de una brusca caída de los precios del uranio en el mercado internacional, se procedió a la suspensión de las actividades del yacimiento de Sierra Pintada, en la Provincia de Mendoza (único que se encontraba en explotación) y a la importación de concentrado de uranio realizándose el resto de los procesos de transformación en el país.

El país importa todo el combustible que consume.

En materia de reservas, Argentina cuenta con las certificadas entre los yacimientos de Sierra Pintada y Cerro Solo de 7.000 toneladas de uranio, mientras que las reservas inferidas y pronosticadas son 3.000 toneladas adicionales.

Por otro lado, el consumo actual de uranio es de 215 toneladas anuales contando el funcionamiento de ATUCHA II.

En consecuencia, si se volvieran a producir los elementos combustibles en el país la duración de las 7.000 TN certificadas de reservas de uranio sería de treinta y tres años.

Al analizar el Sistema Eléctrico se mencionó la participación de la Energía Nuclear en la Potencia Instalada (4,8% Cuadro N° 5.1.7) y en la Generación (5,5% Cuadro N° 5.1.11).

El Cuadro N° 7.1.1 muestra el origen y destino de los combustibles nucleares en Argentina.

**Cuadro N° 7.1.1. Combustibles nucleares (10<sup>3</sup> TEP)**

AÑO	Importación	Consumo Centrales Eléctricas del Servicio Público
2014	1280	1280
2015	2204	2204
2016	2224	2224
2017	1745	1745

Fuente: Secretaría DE Energía y Minería Balances Energéticos.

---

## 7.2. Algunos problemas

### i) La Paralización del Plan Nuclear

Se transcribe un artículo de Andrés J. KLEINE cuyos conceptos comparte el autor.

*“A lo largo de casi 70 años, la sociedad argentina ha logrado generar un conglomerado científico-tecnológico-industrial que ha colocado a nuestro país en una posición importante y respetada a nivel internacional en el terreno de las aplicaciones pacíficas de la tecnología nuclear y peri nuclear. El principal motor ha sido el Estado a través de sus inversiones y de su gran poder de compra, logrando organizar instituciones de Ciencia y Técnica (CYT) de primera magnitud como la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA) pero también un conglomerado de empresas públicas, como Investigación Aplicada Sociedad del Estado (INVAP), propiedad del Estado Rionegrino; Empresa Neuquina de Servicios de Ingeniería Sociedad del Estado (ENSI), propiedad parcial del Estado Neuquino y de la CNEA, con su Planta Industrial de Agua Pesada (PIAP); DIOXITEK S.A. y Nucleoeléctrica Argentina (NASA). Además ha sabido convocar a empresas privadas nacionales para conformar emprendimientos conjuntos como Combustibles Nucleares Argentinos (CONUAR) y a muchas otras empresas grandes, medianas y pymes que han apostado al desarrollo de esta tecnología como proveedores calificados.*

*Es pertinente mencionar que la Argentina optó, en la primera mitad de la década de los 70, por la línea de reactores de uranio natural y agua pesada para independizarse de la costosa y proliferante tecnología de enriquecimiento de uranio, que aún hoy no poseemos a nivel industrial. Nuestras tres centrales de potencia trabajan de manera segura con esta tecnología que hoy en día dominamos después de muchos años de trabajo e inversión y que además tiene un gran potencial de innovación. El gobierno acaba de despedir a 250 trabajadores de planta permanente de NASA como una primera consecuencia de la cancelación del proyecto de la cuarta central de agua pesada, con financiación muy conveniente asegurada, de enorme interés para nuestro país y habla de una compra “llave en mano” de un reactor chino en el 2022. Esta es la peor combinación posible. La cuarta central iba a ser financiada en un 85 por ciento por China y la participación de nuestro país iba a ser dominante (70 por ciento) con una perspectiva de continuidad para numerosas empresas pequeñas, medianas y grandes que habían apostado e invertido en tecnología e instalaciones. Nosotros queremos evitar que se cancele el proyecto de la cuarta central por las consecuencias devastadoras que tendrá y que ya está teniendo. La destrucción de la unidad de gestión de NASA, donde hay personal altamente capacitado que participó en la muy meritoria construcción y puesta en marcha de ATUCHA II y que está participando en la extensión de vida de la central de Embalse, no solo es una injustificable dilapidación de un capital humano muy valioso sino que es riesgo para la operación de las centrales nucleares existentes que requieren conocimientos y capacidad de diseño local. Este capital humano será aprovechado en otras latitudes donde se están construyendo muchas centrales nucleares configurando un nuevo capítulo en la fuga de cerebros de nuestro país. Recordemos además que la cancelación contraviene la ley 26.566 que explícitamente declara de interés nacional la construcción de la cuarta central.*

*A este cuadro desolador se suman despidos en DIOXITEK, la empresa encargada de fabricar el compuesto base de los combustibles nucleares.*

*Estas decisiones destruirán miles de puestos de trabajo altamente calificados y ponen en grave riesgo la continuidad del sector dilapidando el capital acumulado durante casi 70 años de trabajo continuado y fecundo que posicionó a nuestro país entre los más avanzados en tecnología nuclear.*

*Andrés J. KLEINER Investigador superior de la CNEA-Conicet. Profesor titular UNSAM. (Página 12 20 de agosto de 2018)”*

---

**ii) La Paralización de la Planta de fabricación de agua pesada (PIAP)**

*“Una de las más grandes y exitosas inversiones para sostener esta línea fue la construcción de la PIAP, una verdadera joya tecnológica que necesitamos para proveer de agua pesada de altísima calidad a nuestras centrales presentes y futuras y a los reactores de investigación que fabrica y exporta INVAP. Pero parecería que se han acabado los fondos para pagar los sueldos de los trabajadores de la PIAP (tomado de ANDRE J. KLEINER opinión .citada)”.*

*“PIAP es controlada por la Empresa Neuquina de Servicios de Ingeniería (ENSI), una sociedad entre la provincia de Neuquén (51 por ciento) y la CNEA (49 por ciento). Allí se produce el agua pesada que modera y refrigera la reacción nuclear en centrales atómicas que utilizan uranio natural. La firma interrumpió su producción en mayo del año pasado debido a una parada técnica e inicialmente se había prometido que arrancararía de nuevo en agosto, pero eso nunca ocurrió.*

*PIAP produjo el año pasado un stock de 23 toneladas de agua pesada que se las podría vender a la estatal NASA, la firma encargada de operar las tres centrales nucleares, y así salir de esta delicada situación al menos por unos meses. Primero se argumentó que NASA no tenía los recursos suficientes para pagar la producción porque también le recortaron los fondos y tenía sus tarifas congeladas. A fines de febrero el gobierno elevó a través de la resolución 73/18 la remuneración que percibe la compañía por la venta de energía, pero igual NASA no compró el agua pesada (fkrakowiak@pagina12.com.ar”*

Una de la alternativa para que la PIAP siga funcionando es cambiarle el objetivo y en lugar de agua pesada produciría fertilizantes.

---

## 8. LAS FUENTES RENOVABLES

### 8.1. Algunos aspectos generales

Aquí se analizará a las Energías de Biomasa (esencialmente Biodiesel y Bioetanol con alguna mención a otras), la Eólica y la Solar.

Algo ya se ha mencionado al analizar la Electricidad y es importante porque gran parte del consumo de estas Fuentes se destina a la generación de Electricidad.

No se tratará aquí a las grandes centrales hidroeléctricas (más de 30 o 50 MW) que también se incluyeron con la Energía Eléctrica.

Análisis especial tendrán los Planes Renovar y la Energía Distribuida.

El aporte de las Energías Renovables en la Potencia Eléctrica Instalada y en Generación de Electricidad se puede apreciar en el Cuadro N° 5.1.12.

Según la ley este aporte debería llegar al 8% de la Generación Eléctrica total en el año 2017 pero en el año 2014 apenas alcanzaba al 1,5% y en el 2017 al 2%.

#### i) Los potenciales

Los Potenciales se muestran en el Cuadro N° 8.1.1.

**Cuadro N° 8.1.1. Potenciales de las Energía Renovables**

Energético	Unidad	Valor
Solar (*)	KWH/m <sup>2</sup> día	5
Eólica (**)	MW	5000 a 20000
Biomasa (***)	10 <sup>6</sup> TN	148
Pequeñas Hidroeléctricas Inventariadas (****)	MW	430

Fuentes:

(\*) Grossi Gallegos, Hugo "Red SOLARIMÉTRICA del Servicio Meteorológico Nacional.

(\*\*) MR Consultores "2da Comunicación Nacional del Gobierno de la República: Evaluación del mercado de las energías renovables el República Argentina - Octubre 2005. El Potencial Bruto alcanzaría a 20000 MW.

(\*\*\*) Según Modelo WISDOM de la FAO.

(\*\*\*\*) PROINSA Proyectos de Ingeniería S.A. "Estudio para mejorar el conocimiento y promoción de oferta Hidroeléctrica en Pequeños Aprovechamientos", 2006.

ii) Los Balances Energéticos de estas Fuentes

**Cuadro Nº 8.1.2. Balance Energético de la Leña, el Bagazo, los Residuos de Biomasa (10<sup>3</sup> TEP)**

Año 2014						
	Producción	Generación Eléctrica Auto Producción	Carboneras	Consumo Residencial	Consumo Comercial	Consumo Industrial
Leña	869	179	475	86	43	86
Bagazo	866	106				760
Residuos	405	405				
<b>Total</b>	<b>2140</b>	<b>690</b>	<b>475</b>	<b>86</b>	<b>43</b>	<b>846</b>

  

Año 2015						
	Producción	Generación Eléctrica Auto Producción	Carboneras	Consumo Residencial	Consumo Comercial	Consumo Industrial
Leña	913	208	495	84	42	94
Bagazo	804	146				658
Residuos	365	365				
<b>Total</b>	<b>2082</b>	<b>719</b>	<b>495</b>	<b>84</b>	<b>42</b>	<b>752</b>

  

Año 2016						
	Producción	Generación Eléctrica Auto Producción	Carboneras	Consumo Residencial	Consumo Comercial	Consumo Industrial
Leña	834	181	445	84	42	84
Bagazo	830	104				726
Residuos	292	292				
<b>Total</b>	<b>1956</b>	<b>577</b>	<b>445</b>	<b>84</b>	<b>42</b>	<b>810</b>

  

Año 2017						
	Producción	Generación Eléctrica Auto Producción	Carboneras	Consumo Residencial	Consumo Comercial	Consumo Industrial
Leña	833	199	421	86	43	86
Bagazo	962	114				848
Residuos	386	386				
<b>Total</b>	<b>2181</b>	<b>699</b>	<b>421</b>	<b>86</b>	<b>43</b>	<b>934</b>

Fuente: Secretaría de Energía y Minería Balances Energéticos.

**Cuadro Nº 8.1.3. Balance Energético BIOETANOL. Biodiesel (103 TEP)**

2014				
	Producción	Exportación	Centrales Eléctricas Servicio Público	Transporte
BIOETANOL	340			340
Biodiesel	2290	1426		864

  

2015				
	Producción	Exportación	Centrales Eléctricas Servicio Público	Transporte
BIOETANOL	413			413
Biodiesel	1604	702	37(*)	865

  

2016				
	Producción	Exportación	Centrales Eléctricas Servicio Público	Transporte
BIOETANOL	451			451
Biodiesel	2367	1447		920

  

2017				
	Producción	Exportación	Centrales Eléctricas Servicio Público	Transporte
BIOETANOL	560			560
Biodiesel	2556	1469		1087

Fuente: Secretaría de Energía y Minería Balances Energéticos

(\*) CAMMESA no pone consumo de Biodiesel en Generación Eléctrica en el año 2015

---

### iii) Los aportes a la Potencia y Generación de Electricidad

El aporte de las Energías Renovables en la Potencia Eléctrica Instalada y en generación de Electricidad se puede apreciar en el Cuadro N° 5.1.12.

## 8.2. Algunos datos por Fuente Energética Renovable

### i) La Energía Solar

Los Mapas de Radiación solar de la Secretaría de Energía permiten deducir que 11 de las 24 Provincias Argentinas presentan valores medios anuales por encima de 5 KWH/m<sup>2</sup>- día que las convierte en aptas para la instalación de paneles fotovoltaicos.

Para usos solares térmicos son aptas prácticamente todas las Provincias.

La potencia instalada total en el año 2017 fue de 8Mw Pico y la energía generada de 16 GWH.

### ii) La Energía Eólica

La Potencia instalada total en el año 2017 fue de 227 MW y la energía generada de 616 GWH.

### iii) Las Energías de Biomasa

En el año 2017 la energía eléctrica generada fue la siguiente:

- Biomasa: 243 GWH
- BIOGAS: 64 GWH

El Cuadro N° 8.1.2 incluye el Balance de la Leña, el Bagazo de Caña y Residuos de Biomasa.

El Cuadro N° 8.1.3 muestra los Balances para el BIOETANOL y el Biodiesel.

En el año 2017 el 50% del etanol anhidro se obtenía del maíz y el restante 50% de la caña de azúcar.

En el año 2017 la mayor parte del biodiesel se obtenía de aceite de soja y una pequeña cantidad de aceites comestibles residuales.

El etanol y el biodiesel se mezclaban hasta el 10% con las Naftas y hasta el 12% con el Gasoil respectivamente. Había intenciones de incrementar dichos porcentajes.

### iv) Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos

La Energía Eléctrica generada en el año 2017 fue de 1.696 GWH.

## 8.3. Los Planes

Los Planes formulados para desarrollar las Fuentes Renovables son el Renovar, PROBIOMASA y MATER. De muchos años atrás viene el PERMER.

Como tiene que ver, esencialmente, con las Energías Renovables también se incluirá, en este párrafo, los Contratos PPA; los Contratos PPP y la Energía Distribuida.

---

### 8.3.1 EL RENOVAR

#### i) El marco eléctrico y primeras acciones

*“De acuerdo con la regulación general del sector eléctrico argentino (Ley N° 24.065 de 1992), el despacho y las operaciones de la red nacional, junto con la administración de las transacciones económicas en el mercado mayorista están a cargo de la Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista S.A. (CAMMESA). El gobierno argentino, los generadores, los distribuidores, los agentes de transmisión y los grandes usuarios tienen representación en el Directorio de CAMMESA. Cada uno de ellos tiene el 20% del activo de la compañía. A fines de 2015, el gobierno argentino aprobó la Ley de Energías Renovables N° 27.191, la cual fijó los principios Básicos para un nuevo marco jurídico de promoción.*

*La ley fue reglamentada por los Decretos N° 531/16 y N° 882/16.*

*Los consumidores finales podrán cumplir con los objetivos prescriptos a través de la compra de Electricidad a los distribuidores y/o directamente a CAMMESA. Los usuarios del mercado mayorista con una demanda anual promedio mayor a 300 kW podrán cumplir los objetivos a través de la suscripción de contratos de abastecimiento en el mercado privado (ya sea directamente con productores de energía independientes o con comercializadores de energía) o a través de proyectos de autogeneración.*

*Como primer paso para dar cumplimiento a la Ley de Energías Renovables N° 27.191, en mayo de 2016, el gobierno argentino lanzó el programa RENOVAR, una convocatoria abierta que contempla una serie de beneficios fiscales y mecanismos de financiamiento, como así también mejoras regulatorias y contractuales.*

*Entre los años 2016 y hasta mediados del 2018 se concretaron las Rondas 1, 1,2 y 2 en el Marco del Plan RENOVAR.*

*Todos los proyectos se comprometieron a lograr su habilitación comercial en los próximos 18 a 36 meses. De no hacerlo caducarán los contratos.*

#### ii) El Marco Legal

*» Decreto reglamentario N° 531/16: Regula la Ley N° 27.191 (marzo de 2016).*

*» Decreto reglamentario N° 882/16: Introduce determinadas modificaciones a la Ley N° 27.191 y fija cupos de beneficios fiscales (julio de 2016).*

*» Res. MINEM N° 71/16: Versión preliminar del Pliego de Bases y Condiciones para la Convocatoria Abierta Nacional e Internacional del Programa RENOVAR – Ronda 1 – Consulta pública (mayo de 2016).*

*» Res. MINEM N° 72/16: Procedimientos para otorgar beneficios fiscales en virtud de la Ley N° 27.191 (mayo de 2016).*

*» Res. Conjunta N° 123/16: Programa de aranceles de importación del MERCOSUR (MINEM y Ministerio de Producción, julio de 2016).*

*» Res. MINEM N° 136/16: Versión definitiva del Pliego de Bases y Condiciones para la Convocatoria Abierta Nacional e Internacional del Programa RenovAr – Ronda 1 (julio de 2016).*

*» Res. MINEM N° 147/16: Aprobación del Contrato de Fideicomiso FODER (agosto de 2016).*

*» Res. MINEM N° 202/16: Marco regulatorio para los proyectos incluidos en regímenes anteriores septiembre de 2016).*

#### iii) La Ley 27191; Ley de Energías Renovables

*Los objetivos establecidos, contemplaban alcanzar el 8% de abastecimiento del sistema eléctrico nacional con estas fuentes en el año 2017 (a septiembre del 2018 se había llegado al 2%).*

---

## Los Contratos

*El marco contractual del Programa RENOVAR se basa en dos contratos que se articulan para brindar todos los elementos que comúnmente se encuentran en un contrato de abastecimiento de energías renovables. Ambos contratos están regidos por el derecho argentino y prevén la posibilidad de un arbitraje internacional. Las empresas desarrolladoras de proyectos adjudicadas celebran un Contrato de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable por 20 años con CAMMESA, que actúa como comprador en representación de los distribuidores y de los usuarios del mercado mayorista. En virtud del Contrato de Abastecimiento, las empresas desarrolladoras de proyecto asumen la obligación de construir y de alcanzar la fecha de habilitación comercial dentro del plazo establecido por cada oferente en la oferta. 100% de la Electricidad generada por la central se abona por el precio adjudicado, fijado en USD y ajustado anualmente. Las empresas desarrolladoras de proyectos tienen la obligación de entregar una cantidad mínima de Electricidad anualmente, y el faltante queda sujeto a un período de compensación y/o sanción, según el caso. Las disposiciones tradicionales necesarias para el financiamiento de los proyectos sin recursos han sido incorporadas al modelo de contrato desde un principio.*

*Junto con el Contrato de Abastecimiento, las empresas desarrolladoras del proyecto celebrarán un Acuerdo de Adhesión al Fideicomiso FODER, en virtud del cual tendrán el carácter de beneficiarios del Fideicomiso FODER. El FODER es un fideicomiso público estructurado con dos cuentas fiduciarias principales (de financiamiento y de garantía) y una serie de subcuentas con finalidades específicas. En el marco de las Rondas realizadas el objetivo principal del FODER es brindar garantías de pago por energía (liquidez) y de pago por terminación (solvencia).*

## Los Precios

*Los precios de las Rondas del Programa RENOVAR fueron ofertados en términos nominales. Los proyectos se adjudicaron sobre la base del precio ofertado, ajustados según las pérdidas de red y el plazo para la fecha de habilitación comercial. Adicionalmente, se consideró el componente nacional declarado en el proceso de selección. En cuanto al Contrato de Abastecimiento, el precio nominal del proyecto adjudicado está sujeto a ajuste por dos factores concurrentes, a saber: (i) El Factor de Ajuste de precio anual y (ii) El Factor de Incentivo de precio. En ambos casos se trata de coeficientes que incrementan el precio anual ofertado por el concursante ya que no está permitido por la legislación vigente ajustar los precios con índices en moneda extranjera 1,7% Aumento.*

*En todos los casos, el Factor de Incentivo de precio constituye, para el gobierno, un beneficio neto positivo que aumenta el rendimiento económico del proyecto y permite una más rápida recuperación de las inversiones.*

*Los argumentos técnicos que reafirman la ventaja de aplicar el Factor de Incentivo de precio son los siguientes:*

- » Favorece la inmediata instalación de centrales de generación eléctrica adjudicadas.*
- » Mejora del valor actual de los proyectos.*
- » Incrementa la liquidez neta del proyecto en los primeros diez años de actividad que, en un panorama competitivo, podría resultar en un menor precio promedio ofertado.*
- » Fortalece el perfil financiero de los proyectos mediante el desarrollo de su rentabilidad y de sus condiciones financieras.*

*Como puede observarse son todas medidas en favor de los ofertantes privados que en su mayoría son empresas extranjeras.*



---

Algunos puntos de la ley 27191 promulgada en octubre del 2015

*Es decir que la base de las disposiciones relacionadas con la promoción de las Fuentes Renovables de Energía proviene del gobierno anterior.*

*La ley consta de 22 artículos divididos en nueve capítulos.*

*Esencialmente modifica las disposiciones de la ley 26.190 del año 2006, que no había generado resultados concretos pues en las decisiones del anterior gobierno predominaron acciones destinadas a las energías tradicionales, tanto a los Hidrocarburos como a la Electricidad.*

*El objetivo de la ley fue alcanzar en el año 2017 el 8% de la generación de Electricidad con Fuentes Renovables y en el año 2025 el 20%.*

*Define lo que se entiende por “Fuentes Renovables: Son las fuentes renovables de energía no fósiles idóneas para ser aprovechadas de forma sustentable en el corto, mediano y largo plazo: energía eólica, solar térmica, solar fotovoltaica, geotérmica, mareomotriz, undimotriz, de las corrientes marinas, hidráulica, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración, biogás y biocombustibles.*

*El límite de potencia establecido por la presente ley para los proyectos de centrales hidroeléctricas, será de hasta cincuenta megavatios (50 MW).”*

*Para facilitar, el Desarrollo de estas fuentes, establece una serie de beneficios impositivos (Devolución anticipada del IVA, amortización acelerada para el impuesto a las ganancias; Certificado fiscal si la integración del equipamiento electromecánico de origen nacional es el 60% y si no hay producción nacional de los equipos una bonificación equivalente al 20% del valor de los equipos nacionales, etc.) y no podrán ser gravadas por ningún tipo de impuesto nacional, provincial o municipal, salvo canon por uso de tierras fiscales.*

*Se crea un Fideicomiso como Fondo Fiduciarios denominado FODER para el financiamiento de las inversiones, provenientes, esencialmente del Tesoro Nacional y equivalente a no menos del 50% del ahorro que estas Fuentes produzcan de fuentes fósiles.*

*Los consumidores de Electricidad, de todo tipo, debería al 31 de diciembre del 2017 y al 31 de diciembre del 2025 abastecerse con no menos del 8% y del 20% respectivamente proveniente de Fuentes Renovables.*

*Los grandes consumidores (con más de 300KW) deberán contratar similares porcentajes a los mencionados para los restantes usuarios de Electricidad o autogenerarlos con Fuentes Renovables y los precios de los contratos no podrá ser mayores a los 113 USD/MWH en moneda local equivalente.*

*Pueden importar libre de gravámenes los bienes de capital electromecánicos.*

*Para el Despacho, a las Fuentes Renovables, intermitentes se las considerará como si fueran centrales hidroeléctricas de pasada. (Tomado directamente de la Secretaria de Energía y Minería)”*

**iv) Los Resultados**

Hasta octubre del 2018 se habían efectuado tres Rondas; 1, 1, 5 y 2.

---

Se han presentado 147 proyectos con las potencias y Tipos de Energía que muestra el Cuadro N° 8.3.1.1.

**Cuadro N° 8.3.1.1. Proyectos Rondas: 1, 1,5 y 2 de RENOVAR**

<b>FUENTE</b>	<b>Potencia (MW)</b>
Eólica	2466
Solar	1732
Biomasa	158
BIOGAS	65
Pequeñas HIDRO	32
Residuos Biomasa	13
<b>TOTAL</b>	<b>4466</b>

Fuente: Secretaría de Energía y Minería.

La Potencia total de los proyectos es de 4.466 MW y el precio medio de 54,72 USD/MWH.

En el Cuadro N° 8.3.1.2 se incluyen los precios mínimos y máximos del MWH por tipo de Fuente.

**Cuadro N° 8.3.1.2. Precios de los contratos por fuente**

<b>Fuente</b>	<b>Precios (USD/MWH)</b>
Eólica	18,9-66
Solar	41-60
Biomasa	110-143
BIOGAS	118-135
Pequeñas HIDRO	89-105
Residuos Biomasa	128-130
<b>Total (Medio)</b>	<b>54,72</b>

Fuente: Secretaría de Energía y Minería.

El precio MONÓMICO de CAMMESA era de 61,73 USD/MWH en agosto 2018.

Es interesante consignar que el costo del MWH generado por los pequeños grupos Diesel que funcionan cuatro o cinco horas por día oscila entre los 300 y 400 USD muy por encima que, por ejemplo, los pequeños parques solares.

**v) La Ronda Mini 3**

El 14 de noviembre del 2018 se conocía la Resolución N° 100 de la Secretaría de Energía y Minería convocando a un concurso abierto nacional e internacional para la contratación en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) de Electricidad de Fuentes Renovables.

La resolución otorgaba beneficios a los oferentes, distintos según el tipo de tecnología, que equivalían al 45% de inversión por KW fijada como referencia.

También solicitaba a los oferentes la desagregación de las componentes de los equipos para detectar las de origen nacional.

---

No se indicaba ningún privilegio especial para los oferentes nacionales.

La idea de esta Tercera Ronda parecería ser la de buscar proyectos de menor escala que en las Rondas anteriores.

La razón obedecería a que la capacidad disponible en las redes de media tensión y las restricciones de transporte en las de alta y extra alta tensión serían dos de los principales motivos para apuntar a iniciativas más chicas. De ese modo dicen se contribuiría a una mayor estabilidad de las redes.

Así mismo se modificaban, hacia abajo, los valores de referencia para inversiones en algunas tecnologías. Sólo los proyectos de energía eólica –USD 1.400 por KW– y solar fotovoltaica –USD 850 por KW– se mantuvieron con el mismo monto que en la ronda pasada.

A diferencia de los contratos de abastecimiento de energía eléctrica renovable, ahora el plazo de garantía se reduciría a la mitad, de 180 a 90 días ya que los programas, según la Secretaría, estarían consolidados

### **8.3.2 EI PROBIOMASA**

El Proyecto para la promoción de la energía derivada de biomasa, PROBIOMASA, es una iniciativa de los Ministerios de Agricultura y de Planificación a través de las Secretarías de Agricultura, Ganadería y Pesca, y la Secretaría de Energía. Y cuenta con la asistencia técnica de la Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura (FAO).

Su objetivo principal es incrementar la producción de Energía Térmica y Eléctrica derivada de Biomasa a nivel local, provincial y nacional para asegurar un creciente suministro de energía limpia, confiable y competitiva, y a la vez, abrir nuevas oportunidades agroforestales, estimular el desarrollo regional y contribuir a mitigar el cambio climático.

La Resolución 25 del 15 de marzo del 2017 crea el programa en la órbita de la SUBSECRETARÍA DE BIOINDUSTRIA, de la SECRETARÍA DE AGREGADO DE VALOR del MINISTERIO DE AGROINDUSTRIA. Con el objetivo de desarrollar y promover una serie de actividades relacionadas con el Proyecto, como por ejemplo:

- Promover y consolidar una Red institucional de BIOENERGIAS
- Genera un sistema de información geográfica sobre disponibilidad, accesibilidad y consumo de biomasa que exprese el potencial BIOENERGÉTICO a nivel nacional y que permita una zonificación provincial, identificación y selección de las áreas que por sus características puedan satisfacer demandas para el desarrollo BIOENERGÉTICO del país
- Asesorar y asistir para la concreción de proyectos BIOENERGÉTICOS

A fines del 2017 había unos 63 proyectos detectados, la mayoría a nivel de idea, y en menor medida en operación, dedicados a la utilización energética de Residuos Agrícolas, Pecuarios y Urbanos, para la producción de BIOGAS, pero esencialmente para la cogeneración de Electricidad.

### **8.3.3 EI MATER**

Así se denomina al Mercado a Término de las Energías Renovables.

---

La Resolución 281 del 2017 establece un marco regulatorio para que Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y las Grandes Demandas que sean Clientes de los Prestadores del Servicio Público de Distribución o de los Agentes Distribuidores, con demandas de potencia iguales o mayores a 300 kW, puedan adecuarse a la Ley 27.191.

*“La Ley 27.191 garantizó el derecho de los Grandes Usuarios de Electricidad a elegir su proveedor de energía renovable y negociar libremente las condiciones de suministro. El ex Ministerio de Energía publicó la Resolución 281/2017 que crea el Mater.*

*La nueva resolución regula el funcionamiento del Mercado a Término de las Energías Renovables (MATER).*

*En este Mercado a Término, los Grandes Usuarios (comercios e industrias con consumos de Electricidad relevantes) podrán negociar la compra de energía renovable a generadores y comercializadores. Pueden, si lo desean, asegurarse hasta el 100% de su consumo eléctrico de fuentes renovables. O también, adquirir únicamente los escalones mínimos exigidos por la Ley, que son del 8% en el año 2018, para llegar al 20% en el año 2025.*

*Si el consumidor decide no tomar ninguna iniciativa, el propio Estado se encarga de suministrarla. Si bien no cumplirá los mínimos legales en los primeros años (se estima que el Estado recién alcanzará el 8% hacia el año 2020), el consumidor tiene la posibilidad delegar esa gestión. El Estado, con el Programa Renovar, está firmando contratos a 20 años, con precios promedios cercanos a los USD 70 MWh. (por encima de los 61,73 que paga a CAMMESA a Agosto del 2018) A ese valor, habrá que agregar cargos y costos, algunos de los cuales están pendientes de definición.*

*Si en cambio, el consumidor decide ejercer este derecho por sí mismo, puede firmar Contratos de Abastecimiento con un Generador o Comercializador; o bien optar por la Autogeneración. El caso más conocido consiste en instalar paneles solares en su propia fábrica o predio, y producir in situ parte de la energía que consume. Ello tiene beneficios interesantes por el ahorro de los costos de transmisión, distribución, impuestos, cargos, etc.*

*En Argentina ya hay gran cantidad de consumidores Grandes Usuarios (el listado total supera los 8.000) que avanzan a buen ritmo en sus procesos de compra de energía renovable. Con la nueva reglamentación, este proceso sin duda se acelerará. Hay avanzados procesos de negociación donde un Generador o Comercializador instala la central solar en el predio del Cliente, y éste sólo debe pagar la energía que efectivamente recibe. (Tomado e Juan Boch presidente de SAESA 3 de agosto 2017)”.*

A continuación, se presentan algunos comentarios adicionales a la Resolución 281 del 2017 formuladas por José Carlos Cueva, abogado especialista en energía para la Revista Energía Estratégica en diálogo con Guido GUBINELLI.

*La disposición fija que a partir del 2019 estos Grandes Usuarios deban comenzar a consumir un 8 por ciento con energías renovables, sea que la autogeneren, sea que la compren a la compañía que administra el mercado eléctrico mayorista (CAMMESA) o bien, la obtengan por contrato con un privado, tal como habilita dicha resolución.*

*También de no cumplirse con lo dictado por la Ley, los Grandes Usuarios recibirán multas en función del porcentaje incumplido.*

*Cabe destacar que la norma establece que para el 2020, el porcentaje de consumo con energías renovables deberá ser del 12 por ciento, incorporándosele gradualmente un 2 por ciento cada 2 años hasta que a partir del 2026 los Grandes Usuarios terminen incorporando un 20 por ciento de energía limpia, mandato final de la Ley.*

A criterio de Cueva, el Gobierno nacional estableció algunos parámetros para que sea más auspiciosa la compra-venta de energía renovable entre privados que en lugar de hacerlo con CAMMESA, lo que generaría una expansión del mercado.

Los Grandes Usuarios que definan no salirse de las Compras Conjuntas a CAMMESA, deberán pagar cargos de Comercialización y Administración, que deberán abonar a partir de las transacciones económicas de enero de 2019, por el porcentaje de demanda que corresponda.

En el caso de la comercialización, el cargo será a partir de ese año USD 6 por Mwh, que irá en aumento a medida que los operadores vayan cumpliendo la ampliación de la oferta de energías renovables, hasta llegar a USD 18 en 2025-30. Según se muestra en el Cuadro N° 8.3.3.1.

**Cuadro N° 8.3.3.1. Cargos por comercialización**

Cargo por comercialización	2017-2018	2019-2020	2021-2022	2023-2024	2025-2030
Obligación según Ley 27,191	8%	12%	16%	18%	20%
Como máximo: Cargo Máximo asociado a la obligación en USD/MWH	0	6	10	14	18

Fuente: Resolución N° 281 de 2017.

En cuanto al cargo de administración, será de cinco centavos de dólar por Mwh desde 2019 hasta el 2024. Según se indica en el Cuadro N° 8.3.3.2.

**Cuadro N° 8.3.3.2. Cargos por Administración**

Cargo por Administración	2017-2018	2019-2020	2021-2022	2023-2024	2025-2030
Obligación según Ley 27,191	8%	12%	16%	18%	20%
Cargo asociado a la obligación (en USD/MWH)	0	0,05	0,05	0,05	0

Fuente: Resolución N° 281 de 2017.

Consultado sobre el valor estimado que se fijará a los Grandes Usuarios que decidan comprarle energía a CAMMESA, Cueva explica que “aún no está claro cómo será la fórmula del costo ponderado y cómo se va a trasladar a todo el universo de usuarios”. A estos valores también habrá que sumarles el Factor de Incentivo y Ajuste, que engrosan el precio final por MWH adjudicado en las Rondas del Programa RENOVAR en alrededor de un 20 por ciento.

Por otro lado, el especialista considera importante la igualdad en la prioridad de despacho.

La prioridad regirá por el plazo de habilitación comercial más temprano de los proyectos y, en caso de empate, el emprendimiento que cuente con mayor factor de capacidad.

“Fue una medida positiva la de equiparar los proyectos, porque de otro modo parecía una competencia entre los emprendimientos del Programa RENOVAR y los que se encuadrarían bajo esta Resolución”, destaca Cueva.

Un aspecto que remarca el abogado especialista en energía, es que los Grandes Usuarios que en principio definan comprarle energía a CAMMESA pero luego definan hacerlo con un privado, podrán optar por salirse del contrato durante dos momentos en el año: en febrero o agosto, manifestando la intención con una antelación de tres meses.

---

*Pero Cueva advierte que sólo podrán volver a comprarle a CAMMESA luego de un lustro. Es decir, que “al salirse (los Grandes Usuarios) tendrán que tener al menos un contrato atado a 5 años, sin riesgo de rescisión”.*

*Por último, en el caso del usuario que opte por la autogeneración, la Resolución indica que el excedente que produzca la fuente de energía limpia, superando en este primer tramo el 8 por ciento de energía renovable, podrá ser comercializada en el mercado Spot. (Tomado de Guido GUBINELLI en Energía Estratégica).*

#### **8.3.4 Los Contratos PPA (Contratos de Compra de Energía)**

Los contratos PPA -POWER PURCHASE AGREEMENT, en inglés- son acuerdos privados de comercialización de energía que permiten a una empresa suministradora vender a un cliente la Electricidad que produce su instalación a un precio fijo, generalmente a largo plazo. De esta forma, permiten lanzar proyectos de generación con perspectivas de financiación estables y al margen de las políticas de subvenciones.

Los PPA privados podrían constituirse en una forma de cumplir con el límite de consumo de energías renovables, ya que los términos y condiciones de los PPA pueden acordarse libremente entre las partes contratantes. La única excepción es que el precio no puede exceder de los USD 113/MWh.

El primer contrato PPA privado se realizó a finales del 2017, entre GENNEIA y Loma Negra. El parque eólico Rawson III, con una capacidad de 24 MW, proporcionará energía a la empresa cementera. Otros usuarios que también firmaron contratos PPA fueron Toyota Argentina y ALUAR.

#### **8.3.5 El PERMER**

El Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales (PERMER) se constituyó en el año 2000 con el objetivo de facilitar el acceso a la energía en poblaciones rurales dispersas, alejadas de las redes de distribución.

El programa subsidia la provisión e instalación de:

- A) La provisión de energía eléctrica y comunicación
  - Sistemas fotovoltaicos y/o eólicos individuales
  - Mini-redes (hidráulica - solar/eólica - híbridas)
- B) Sistemas solares para fines térmicos (cocinas parabólicas, hornos solares, termotanques solares).
- C) Sistemas fotovoltaicos para bombeo de agua potable.
- D) Sistemas fotovoltaicos con mayor potencia para proyectos productivos.

La puesta en marcha de cada proyecto se lleva adelante de manera articulada entre la Unidad de Coordinación del Proyecto (UCP) de la Secretaría de Energía y las provincias, garantizando su implementación federal.

El PERMER permite el acceso a la energía de manera limpia y renovable, constituyendo así, una política de inclusión social que genera una mayor igualdad de oportunidades y una mejora en la calidad de vida de la población (Secretaría de Energía y Minería).

---

### 8.3.6 Comentarios

Como se dijo la idea de promocionar el desarrollo de las Fuentes Renovables surgió del anterior gobierno, pero en los hechos fue muy poco lo que hizo al respecto. Quizá habría que destacar en algunas provincias los logros del PERMER.

El actual gobierno por el contrario le ha dado un gran impulso al tema y los resultados en cuanto a la Potencia en construcción y los contratos firmados lo demuestra

Como el programa no contempló los efectos hacia adelante y hacia atrás de un ingreso masivo se ha generado la apertura, casi irrestricta, del mercado a empresas extranjeras esencialmente de Europa y China que tiene desarrollada una capacidad de producir equipos muy grandes y de entregarlos en breves lapsos de tiempo. Esto ha descolocado a las empresas metalmecánicas nacionales que no pueden competir en cantidad y plazos. Esto más allá de alguna débil cláusula, pues la ley permite prácticamente la importación de toda la parte metal mecánica de los equipos y los exime todo derecho de importación.

*“Según información de CAMMESA en el caso de los proyectos de energía eólica adjudicados, el componente de integración nacional ponderado fue de 10,7 por ciento en la ronda 1, de 9,5 por ciento en la ronda 1,5 y de 37,2 por ciento en la ronda 2.*

*En el proyecto García del Río (Buenos Aires) se propuso una integración nacional de apenas 5,9 por ciento, en Vientos del Secano (Buenos Aires) de 7,9 por ciento, en Los Meandros (Neuquén) de 9,2 por ciento y en Cerro Alto (Río Negro) de 9,4 por ciento. En el parque VILLALONGA de GENNEIA, el componente de integración nacional especificado es de 16,7 por ciento. El parque Corti (Buenos Aires) de Pampa Energía, declaró una integración nacional de 6,18 por ciento, mientras que en los seis proyectos restantes adjudicados en la Ronda 1 el componente nacional no supera el 15 por ciento: Proyecto GARAYALDE de PAE (21 por ciento), La Castellana de Central Puerto (13,4 por ciento), KOSTEN de GRENERGY (8 por ciento), Vientos Los Hércules de SENVION (14,3 por ciento), Chubut Norte de GENNEIA (12,8 por ciento) y Parque Arauco II de Arauco SAPEM (7,1 por ciento).*

*La integración nacional es baja porque la mayoría de estas iniciativas obtuvieron la declaración de “proyecto crítico” contemplada en la resolución 4 de diciembre de 2017 que les permitió seguir importando con arancel cero aerogeneradores con una potencia superior a los 700 KW. En el caso de Arauco SAPEM el 7,1 por ciento de integración nacional que puso en el pliego finalmente terminó siendo mayor porque compró torres nacionales.*

*En el Renovar 1.5 se repitió el bajo porcentaje de integración local. El parque Pampa (Buenos Aires) de SINOHYDRO declaró 20,5 por ciento de integración nacional; Miramar (Buenos Aires) de ISOLUX un 10,5 por ciento; Vientos de NECOCHEA (Buenos Aires) de Central de la Costa un 7,5 por ciento; La Banderita (La Pampa) del Grupo FRALI, un 22,2 por ciento; Pomona I (Río Negro) de GENNEIA un 9,4 por ciento; Parque Eólico del Bicentenario (Santa Cruz) de Petroquímica Comodoro Rivadavia un 7 por ciento, mientras que los cuatro parques restantes fijaron una integración nacional que osciló entre 3,5 y 11,9 por ciento.*

*En la ronda 2 del Renovar En este caso el porcentaje de integración nacional ponderada se elevó al 37,2 por ciento porque la resolución 1 del 29 de septiembre de 2017, publicada de manera conjunta entre el Ministerio de la Producción y el Ministerio de Energía, propuso para la energía eólica un sendero de integración nacional creciente que fija una meta inicial de 35 por ciento hasta el 30 de junio de 2020, la eleva al 45 por ciento hasta el 31 de diciembre de 2021 y finalmente la lleva al 50 por ciento El problema de esa resolución es que para alcanzar dichos mínimos se fijó una ponderación de piezas y procesos del aerogenerador y si se llega a alcanzar un 35 por ciento de integración nacional del*

---

*aerogenerador la norma permite considerarlo cien por ciento como un bien nacional. Por ejemplo, la torre del aerogenerador computa como 23 por ciento de integración nacional, el ensamblaje de la góndola como 10 por ciento y el ensamblaje del buje como 3 por ciento. Por lo tanto, si la torre se fabrica en el país y se realizan algunas tareas básicas de ensamblado se llega al 36 por ciento y se puede computar todo el aerogenerador como nacional. De este modo, algunos proyectos treparon al 90 por ciento de integración local porque solo el aerogenerador representa cerca del 70 por ciento del componente electromecánico de los parques. Además, eso les permite acceder a un bono que garantiza beneficios fiscales como si el producto fuera nacional y no un mero ensamblado de piezas mayoritariamente importadas. Mientras tanto, la industria nacional quedó prácticamente marginada del negocio y continúa sin desarrollarse.” (Tomado de Fernando KRAKOWIAK “Negocio a la medida de los importadores” Diario Página 12 13 de noviembre 2018”.*

En consecuencia, Argentina no repite la experiencia exitosa de desarrollo nuclear que la posicionó a nivel mundial. En este caso el esfuerzo hubiera sido mucho menor pues no se trata de tecnologías de punta

La alternativa hubiera sido ir equipando a un ritmo más pausado que permitiera la participación masiva de la industria nacional, que incluso podría haber generado la posibilidad de exportar a países vecinos.

Parece otra oportunidad perdida.

En cuanto a los precios, comenzaron muy altos, pero a octubre del 2018 la media de los equipamientos está por debajo del precio MONÓMICO que paga CAMMESA (54,72 las Fuentes Renovables frente a 61,73 de los contratos de CAMMESA). Esto se debe al predominio de la Eólica y la Solar, que aportan el 55% y el 38%, respectivamente de la potencia en marcha y cuyos precios están por debajo de la media mencionada.

En cuanto al Biodiesel y el BIOETANOL subsiste el “conflicto” ente las comercializadoras petroleras y las azucareras, maiceras y aceiteras por los precios, que establece el estado, para estos biocombustibles y el porcentaje de participación de ambos en las respectivas mezclas con las Naftas y el Gasoil. En este último aspecto las productoras de biocombustibles aspiran a incrementar la participación en dichas mezclas, incluso en algunos casos hasta llevarla al 100% en el caso del Biodiesel.

Otro aspecto no menor es la magnitud de las exportaciones de biodiesel que llegaban en el año 2017 a casi el 58% de la producción. Es que Argentina tiene uno de los complejos aceiteros más importantes del mundo y estas exportaciones aportan valor agregado como no lo hacen las de porotos y residuos de esta industria que representan uno de los ítems más grandes de los ingresos por exportaciones del país.

El PROBIOMASA es una buena iniciativa donde sería esencial la participación y el aporte de instituciones como el INTA que tiene muchos años de experiencia acumulada en el tema.

El MATER introduce una nueva complejidad en el Sector Eléctrico y hace añorar lo simple del sistema cuando era manejado por empresas del Estado y ellas participaban activamente en el despacho unificado de cargas y en la construcción de obras energéticas con el financiamiento de los recursos provenientes de los Impuestos al consumo de energía (esencialmente a los combustibles líquidos) con el aporte, siempre minoritario de los Bancos Internacionales de Fomento, Este esquema se destruyó en los 90 y el sistema eléctrico funciona mejor.

A octubre del 2018 son 16 los equipamientos de los planes Renovar y Mater en operación aportando una potencia de 348 MWE.



---

El primer desarrollo comenzó a funcionar a mediados del año 2017 y el último se conectó en octubre 2018 por parte de YPF al concretar la central de Manantiales BEHR

Entre los 16 desarrollos en funcionamiento hay desde pequeños aprovechamientos hidráulicos, pasando por centrales a base de BIOGAS y Biomasa, parques solares y eólicos. A estos se sumaría otros 86 en construcción de los 157 ya adjudicados, mientras se demora la construcción de centrales hidroeléctricas y nucleares de gran porte, afectando en este último caso el desarrollo nuclear argentino.

### **8.3.7 Los Contratos de Participación Pública Privada (PPP)**

#### **i) Qué son y donde se originaron**

Los PPP se analizarán brevemente, pues el gobierno actual no es partidario de las inversiones estatales en obras de infraestructura como las energéticas y más específicamente las del sector eléctrico.

Se trata esencialmente de “un acuerdo entre el sector público y el sector privado en el que parte de los servicios o labores que son responsabilidad del sector público es suministrada por el sector privado bajo un claro acuerdo de objetivos compartidos” Banco Mundial). Además, el acuerdo regula las responsabilidades de ambas partes y la remuneración que va a recibir el privado por tomar esa responsabilidad.

Los PPP son contratos celebrados entre el Sector Público y el Sector Privado para realizar obras o suministrar bienes. En estos contratos el contratista (Privado) asume la responsabilidad para obtener una parte sustancial del financiamiento de la obra.

Son proyectos destinados a infraestructura, vivienda, servicios públicos, inversiones productivas, investigación aplicada e innovación tecnológica.

Pero no tiene cabida los destinados únicamente a la provisión de mano de obra, suministro y provisión de bienes y los financiados esencialmente con Fondos del Tesoro Nacional.

Se obtienen por concurso o licitación pública.

Los pagos se pueden realizar afectando directamente recursos o transferencias o a través de Fideicomisos debidamente reglamentados.

El Agente Fiduciario es el Banco de Inversión y Comercio Exterior (BICE) y los fiduciarios son los ministros o secretarios bajo cuya jurisdicción esté la obra.

La duración es por treinta años.

Esta figura se originó en el Reino Unido en los setenta y se desarrolló principalmente en el sector transporte con resultados dispares, para ser benévolo.

#### **ii) La parte Legal**

La ley que regula el funcionamiento es la 27.328 de noviembre del 2016 y los respectivos Decretos Reglamentarios (118 de febrero del 2017 y 936 de junio del 2017).

Estos decretos reglamentarios son muy interesantes para el beneficio de los contratistas privados, pues eliminan la obligación del pago del IVA para los fondos que participan, exime del impuesto a las ganancias y del impuesto a los Bienes Eventuales.

---

Si el contratista es extranjero y hay litigios actúan tribunales de países con sede en Estados miembros de la Convención sobre Reconocimiento y Ejecución de las sentencias Arbitrales extranjeras.

**iii) El Control**

Es control es efectuado por una Comisión Bicameral de seguimiento de contratos presidida por un miembro de la oposición y vice presidida por un miembro del oficialismo. Está integrada por siete Diputados y por siete Senadores.

**iv) Ventajas Desventajas y Crítica**

*“Un estudio de la Fundación CECE, integrada en su mayoría por profesores de la Universidad de Buenos Aires (UBA), agrega que este sistema, desarrollado a principios de los 70’s en el Reino Unido, implica en líneas generales “la prestación de manera directa de un servicio al sector público por parte de una empresa privada, mediante un contrato que incluye el diseño, la construcción y luego la operación y el mantenimiento de una infraestructura”.*

*Según el informe de CECE, realizado por el economista Alejandro EINSTOSS, “la mayor ventaja para el sector público es que las obras son financiadas por el sector privado, evitando de esta forma restricciones presupuestarias, sin generar deuda pública y aprovechando la capacidad de gestión del sector privado”. Del lado del sector privado, las ventajas “vienen de la mano de poder participar y estructurar proyectos que estarían fuera de escala sin la participación del sector público”, donde el Estado asume ciertos riesgos o le reasegura una cantidad de ingresos.*

*Sin embargo, las PPP pueden presentar distintas desventajas en relación a la obra pública tradicional. Entre ellas, EINSTOSS destaca las posibles fallas en la confección de los contratos que deriven en sobrecostos a los usuarios, errores en la elección de los proyectos y en la distribución de riesgos, los elevados costos financieros, y renegociaciones recurrentes.*

*El plan del Gobierno argentino incluye la realización de 60 proyectos PPP entre 2018 y 2022 por USD 26 mil millones. En el Presupuesto 2018 ya había especificados 52 proyectos que incluyen la construcción de autopistas, cárceles, hospitales, viviendas y mejoras en el sistema energético. Para su ejecución se creó la Subsecretaría de Participación Público Privada, dependiente del Ministerio de Finanzas de la Nación. Existen antecedentes legislativos de PPP en 2000 y 2005, aunque ninguno “fue utilizado ampliamente”,) Tomado de Informe de la Fundación CECE de la UBA).*

*“El origen del PPP es el Reino Unido de Margaret THATCHER, y así ese tipo de esquema de asociación pública privada se extendió a otros países (España, Chile, Brasil, Panamá, Colombia, Perú, Francia).*

*Sin embargo, la Oficina Nacional de Auditoria británica (NAO) denunció los malos resultados del sistema porque los sobre costos fueron de hasta el 40 por ciento en las obras.*

*Además, en España, la quiebra de las empresas constructoras que participaron de esta modalidad empujó a la administración española a estatizar cuatro autopistas construidas mediante PPP, arrojando una pérdida de 2500 millones de dólares al Estado español (Tomado de Conclusión, entrevista a Pino Solanas 29 de Abril 2018)”.*

**v) Las experiencias en Otros Países**

*Distintos países de la región y del mundo llevan años aplicando este sistema. Un informe del Comité de Auditores de la Unión Europea sostiene que los PPP permitieron a las autoridades públicas adquirir infraestructura de gran escala, pero aumentaron el riesgo de una competencia insuficiente y, por lo tanto, pusieron a las autoridades contratantes en una posición de negociación más débil.*

---

*En este sentido, al analizar una docena de casos de PPP en España, Francia, Grecia e Irlanda, critica que este mecanismo tuvo “deficiencias generalizadas y beneficios limitados”.*

*Algo similar afirma un informe de la Oficina Nacional Auditora del Reino Unido (NAO, por sus siglas en inglés). Allí los PPP fueron introducidos hace más de 25 años y actualmente hay más de 700 proyectos de este tipo en construcción u operación. El estudio destaca que el uso por parte del Gobierno de este tipo de modelos “ha disminuido significativamente” por “preocupaciones sobre la eficiencia de costos y una buena relación calidad-precio”.*

*En Latinoamérica este tipo de proyectos aumentó en la última década. El informe de la Fundación CECE muestra, en base a datos del Banco Mundial, que las inversiones mediante PPP en la región aumentaron de USD 8 mil millones en 2005 a USD 39 mil millones en 2015. Pero este estudio también alerta sobre las modificaciones que hubo en la región: según datos de la OCDE, más del 70% de los contratos PPP suscritos desde principios de la década del 90 hasta el año 2015 fueron objeto de renegociación. (tomado de Martin SLIPCZUK, en Chequeado, 22 de Abril 2018).*

#### **vi) La Experiencia inglesa**

*La PFI británica, luego modificada por la PRIVATE FINANCE TWO (PF2) sirvió para que el sector financiero británico participara en el financiamiento de la obra pública, como forma de hacer obras de naturaleza mixta, donde el sector privado acreedor del financiamiento utilizaba las obras y los servicios públicos sobre las cuales operaba para favorecer sus negocios y prácticas interesadas. La PF2 fue una actualización de febrero de 2012 ampliando los plazos del contrato, acortando el período de aprobación a 18 meses, simplificando procedimientos, etc. La mayor corrupción británica de este siglo es mérito de CARILLON que usó las PFI y PF2 a su exclusivo interés.*

*CARILLON y otras compañías constructoras y financieras se beneficiaban porque cobraban al Estado en más del 2% al 3,75% de la tasa vigente por los créditos para hacer rutas, escuelas y hospitales. Resultaron cifras importantísimas para el Tesoro real por la diferencia que tenía en tomar crédito para coinvertir y los pagos por los créditos privados. Produjo déficits fiscales al gobierno conservador. Un banco estatal como el Royal Bank of Scotland denunció “como fraude a la gente” a las PF no obstante haber obtenido grandes ganancias. Los políticos, hasta ahora, usaban el sistema sin pagar dinero por adelantado y así constreñir el nivel de deuda pública, incluso sin ubicarlas en el presupuesto anual.*

*Un gobierno conservador –el actual- es el que se vio obligado a dar de baja el sistema que esa corriente política había instituido: financieramente provocaba perjuicios al Estado y promovía un sistema de corrupción “legalizado”. La quiebra de CARILLON el 15 de enero de 2018 fue la causa de la eliminación del sistema PPP; si bien se mantienen los contratos en vigencia eliminaron la posibilidad de nuevos acuerdos. Fue Philip HAMMOND, ministro conservador de economía (CHANCELOT OF THE EXCHEQUER) quien promovió la eliminación del sistema.*

*En Inglaterra durante 25 años entre conservadores y laboristas mantuvieron el sistema de corrupción, (Tomado de artículo de Félix Herrero comunicado al autor de este trabajo por mail el 5 de noviembre del 2018 titulado “La Gran corrupción también marca la historia”).*

### **8.3.8 La Energía Distribuida**

#### **8.3.8.1 Algunos conceptos generales**

Primero se define, se indica cómo funciona y se mencionan algunas ventajas de la Energía Distribuida según fuente de información de España donde se ha aplicado largamente.

---

i) **¿Qué es la Energía Distribuida?**

La Energía Distribuida es la generación y gestión de energía eléctrica de forma descentralizada, lo más cerca posible de su lugar de consumo a través de, principalmente, fuentes de energía renovable.

ii) **¿Cómo funciona?**

Se instalan una o varias fuentes de generación (Solar, Eólica, Biomasa, BIOGAS, u otros) y en ocasiones de almacenamiento conectadas a la red interior del consumidor, que puede ser tanto un particular como una empresa. Según la complejidad del sistema la instalación puede ser de tres tipos:

- **Generación distribuida:** *El usuario mantiene su conexión a la red centralizada, que utiliza en momentos en los que no hay disponibilidad de generación debido a la intermitencia natural de las fuentes renovables. La energía generada puede ser utilizada para consumo propio (autoconsumo) o para ser vertida a red. Este tipo de proyectos de generación distribuida son los más habituales y es una práctica cada vez más frecuente.*
- **Generación distribuida + Integración de sistemas de almacenamiento:** *Al nivel anterior se la añaden sistemas de almacenamiento de Electricidad, como las baterías. Así se reduce la dependencia de la red, y se puede gestionar el excedente de energía almacenándola para un posterior uso. Este tipo de sistemas es cada vez más habitual gracias en gran medida a la dramática reducción de costes de las baterías en los últimos años. Con un proyecto ambicioso de autoconsumo combinado con almacenamiento la red eléctrica termina siendo un mero sistema de respaldo.*
- **Instalación OFF-GRID:** *El usuario no está conectado a la red centralizada, ya que toda la energía que consume proviene de fuentes renovables generadas localmente en una pequeña red creada en sus instalaciones. Esta red requiere, además de baterías para almacenamiento, un sistema capaz de garantizar la estabilidad y operatividad de la red. Se suelen conocer como micro redes, porque tienen las mismas capacidades que una gran red. Estas micro redes pueden abastecer a un único consumidor o incluso a comunidades más grandes en zonas remotas, por lo que son actualmente una de las claves para la electrificación de zonas rurales de países en desarrollo.*

iii) **¿Qué ventajas tiene?**

- **Mayor Eficiencia Energética:** *Las pérdidas por la conducción de la Electricidad en las redes de transporte y distribución muy avanzadas como las españolas representan aproximadamente un 8% del total de la energía generada. Este dato es incluso mayor en redes menos sofisticadas en países con mayor dispersión geográfica. La generación distribuida, al acercar el punto de generación al de consumo, reduce en buena medida dichas pérdidas.*
- **Reduce los costes del suministro eléctrico:** *Permite utilizar la energía generada para autoconsumo, reduciendo proporcionalmente el consumo de Electricidad de la red y ahorrando costes. De hecho, la generación distribuida se considera en algunos países como una medida de Eficiencia Energética, ya que a efectos del balance neto el consumo de la red disminuye..*
- **Potenciar la generación sostenible:** *La mayor parte de instalaciones de generación distribuida aprovechan fuentes renovables. El desarrollo de las mismas permitirá una mayor penetración de estas tecnologías en el mix energético, reduciendo las emisiones nocivas y contribuyendo a un sistema más sostenible y respetuoso con el medio ambiente.*
- **Menor impacto paisajístico y ambiental:** *Reduce la necesidad de grandes instalaciones que afectan al paisaje y a los ecosistemas, aprovechando además la red ya existente, sin obligar a reforzarla. Al ser instalaciones de generación de menor potencia y tamaño, se integran mejor en el entorno.*
- **Facilita la independencia económica de regiones aisladas:** *Hasta el 17% de la población mundial no tiene acceso a la Electricidad. En regiones en vías de desarrollo con grandes extensiones de tierra como África o Asia, poner en marcha redes centralizadas supone una gran*

---

*inversión. En este escenario es preferible el desarrollo de micro redes que den respuesta a la demanda creciente de una forma más eficiente y eficaz en términos económicos.*

- **Es más flexible:** *Permite un funcionamiento más flexible del sistema eléctrico, especialmente si se contempla un futuro con una multitud de micro redes enlazables entre sí, trabajando de forma coordinada, como una evolución de la SMART GRIDS. (Fuente: [www.norvento.com](http://www.norvento.com))”.*

### **8.3.8.2 La Energía Distribuida en Argentina**

#### **i) La ley 27.424/2017**

El funcionamiento está normado por la Ley 27.424, del 30 de noviembre del 2017, de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable integrada a la red Eléctrica Pública.

*“En efecto, desde el año 1998 el país posee un marco jurídico que busca promover las energías renovables, el cual se encuentra delimitado por la ley N° 25.019/1998, que propone un régimen de promoción para la energía eólica y solar; la ley N° 26.190/2007, que buscó complementar la normativa anterior incluyendo otros tipos de energías renovables (como son la geotérmica, la mareomotriz, la hidráulica, la biomasa y el biogás) y, finalmente, la ley N° 27.191/2015 de fomento para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica, que propone alcanzar para fines de 2025 una participación del 20% de estas fuentes en la generación de toda la energía eléctrica consumida localmente.*

*Aunque las inversiones en estas fuentes de energía han encontrado recientemente algunos obstáculos, entre los cuales destacan la necesidad de actualizar y ampliar el sistema de transporte eléctrico vigente. Las inversiones en Fuentes Renovables de Energías se encuentran en pleno ascenso desde 2011, gracias al empuje brindado por el programa RENOVAR.*

*En este contexto, el fomento doméstico a la Generación Distribuida de energía (GD) a partir de fuentes renovables conforma una estrategia adicional que va en el mismo sentido. Como ya se mencionó, son características generales de la GD: i) la reducción de las pérdidas de transmisión en la redes –al menos hasta cierto umbral o límite que depende, entre otros factores, de la ubicación y el grado de penetración de la GD–, ii) la inyección a la Red del total o excedente de la energía producida, iii) y el hecho de que suelen poseer potencias menores y una escala de producción que puede ser tanto comercial (donde se inyecta el total de la energía generada) como individual (donde se inyecta solo el excedente). Asimismo, la GD, si está apoyada en fuentes renovables, amén de poseer una generación típicamente más pequeña, permite otros beneficios que tienen más que ver con el medio ambiente y la posibilidad de reducir los costos de generación a futuro.*

*En Argentina, la GD se encuentra limitada por la ley N° 27.424/2017 “a la generación de energía eléctrica por parte de los usuarios del servicio público de distribución que se encuentren conectados a la red del prestador y que, para inyectar los excedentes producidos, deben reunir los requisitos técnicos establecidos en la regulación” (artículo 3ero, inciso h).*

*Del mismo modo, resulta importante aclarar que el escenario adecuado para el desarrollo de la GD es aquel donde exista lo que se conoce como paridad de red, es decir donde el precio de la energía vendida por el distribuidor sea equiparable al precio de generarla por cuenta propia y exista la posibilidad de recuperar la inversión efectuada por el pequeño productor en el corto a mediano plazo. Es por esta razón que, en la normativa, las autoridades suelen fijar el mecanismo de facturación o estructura tarifaria que más se adecue a las condiciones del mercado eléctrico local con el objetivo de fomentar la GD (en Argentina, por ejemplo, se optó por el balance neto de facturación). En efecto, los dos principales obstáculos que encuentran los gobiernos al pretender fomentar la GD son la falta de legislación (que permita la inyección de energía eléctrica a la red por parte de pequeños generadores) y la inexistencia de un mercado que asegure un retorno adecuado*

---

por la generación a pequeña escala (y la posterior recuperación de la inversión). (Tomado de KGM “Impacto Potencial de la Nueva Ley de Generación Distribuida en Argentina a partir de Fuentes Renovables” Junio 2018”).

**ii) La Reglamentación de la Ley**

El 2 de noviembre del 2018 mediante el Decreto 986 se Reglamentó la Ley 27.424.

El Director Nacional de Energías Renovables del Ministerio de Energía y Minería de la Nación, Maximiliano MORRONE, había adelantado algunos contenidos del Reglamento.

“Hay 16 millones de usuarios en la Argentina, y el 70% del consumo energético se concentra en usuarios conectados al sistema público de distribución. De ese porcentaje, el 30% está en manos de industriales y el 40% restante a cargo de los usuarios residenciales”, señaló Morrone. “Estamos hablando de un 70% de posibilidades de que esa generación esté en manos de aquellos que consumen esa energía en la Argentina”, destacó el funcionario y dijo que están trabajando junto al Ministerio de Modernización para que los trámites de inyección a red sean “sencillos y transparentes”. El Director Nacional de Energías Renovables dijo que una novedad importante ese refiere a que la medida alcanzará a usuarios residenciales y pymes que deseen conectar hasta 500 kW. Si bien los usuarios superiores a 300 kW estaban alcanzados por la Ley 27.191, de Energías Renovables, para generar su propia energía a través de fuentes de energía limpia, el trámite de gestión es más engorroso, y al incluirlos en la ley 27.424 facilitan el proceso de autogeneración. El funcionario aseguró que una vez en marcha la Ley, los usuarios industriales y comerciales que generen su propia energía podrán repagar la inversión en un plazo de entre 5 y 6 años. No obstante, reconoció que en las diferentes latitudes del país no sólo el recurso renovable es variable sino también el valor de las tarifas es distinto, por lo que el cálculo podría variar. Otro punto sobre el que enfatizó el Director de Energía Renovables es el tema de incentivos. Explicó que a través del FODIS (fondo de fomento para la generación distribuida renovable), se estudiaron medidas para impulsar la actividad. Adelantó que, para los usuarios residenciales, se destinarán líneas de créditos blandos, entendiendo que es su mayor barrera de entrada para la adquisición de estos equipos. En cuanto a los usuarios industriales y comerciales, se aplicarán medidas de certificados fiscales como incentivos. En esa línea, el funcionario anticipó que se incluyó en el régimen reglamentario la “exención de IVA y ganancias para aquellos usuarios de hasta 300 kW” que comiencen a ser auto generadores por medio de fuentes de energías renovables. Cabe destacar que en un principio, el FODIS, creado a través del artículo 16 de la Ley, contará con una partida de 500 millones de pesos para el primer año de funcionamiento, proveniente del Tesoro Nacional. Luego el fondo estará alimentado por una serie de mecanismos, como por ejemplo la mitad de los ahorros de energía que la propia autogeneración renovable le signifiquen al Estado nacional. (Tomado el artículo publicado en Energía Estratégica del 9 de Mayo del 2018:” MORRONE El Decreto Reglamentario de la Ley de Generación Distribuida está listo”).

**- El Net METERING**

“Para aquellos usuarios-generadores cuyo servicio contratado con el distribuidor discrimine el precio de la energía dentro de su esquema tarifario en segmentos horarios, la inyección de energía eléctrica les será reconocida y abonada al precio de cada banda horaria según corresponda. A este sistema se lo conoce como de medición neta (“net METERING”). Y le permite al usuario-titular compensar su consumo de energía del Suministrador con kilovatio-horas (“KWH”) generados no consumidos en ese momento y, en consecuencia, inyectados a la red. Los kKWH “excedentes” se pueden consumir en el mismo circuito de distribución, en el centro de carga más cercano que presente demanda en ese momento. Por lo cual, el esquema de Medición Neta compensa esa energía de excedentes al mismo valor que la tarifa de consumo final; tarifa que la empresa eléctrica habría cobrado por ese consumo en el circuito, si la hubiera suministrado por sí misma desde una planta generadora central. La compensación será valorizada en pesos y deberá impactar en la

---

*factura correspondiente al período en el cual se realizó la inyección (Centro de Desarrollo y Asistencia Tecnológica (CEDYAT).*

*En concreto, cuando la normativa entre en regla, los usuarios, tanto residenciales como comerciales, podrán generar su propia energía y venderle a la empresa distribuidora el excedente. Si bien aún no están establecidos los precios de venta de energía autogenerada por el usuario conllevará, por supuesto, a una disminución del valor de la factura a pagar a las compañías, quienes deberán proveer a los consumidores medidores que permitan ver cuánto se consume de la red eléctrica y cuánto se inyecta a la misma.*

*Otro punto a destacar es el ahorro que se producirá al descontar el costo del transporte y de la distribución de la Electricidad que surge cuando va desde las centrales eléctricas hasta el enchufe de las casas, y significa entre un 8 y un 15 por ciento de la factura.*

*Además, esta normativa traerá una reducción en la inversión inicial de los sistemas de energía solar, ya que al implementar la generación distribuida las soluciones no necesitan baterías, reduciendo el precio y eliminando todo tipo de mantenimiento por aproximadamente 25 años, que es la vida útil de los sistemas de este tipo.*

*¿Cuánto podrá ahorrar un usuario?*

*El costo por el consumo de energía en una casa o negocio es relativo, depende de la provincia donde se encuentre, los metros de la propiedad y el uso que se haga de la Electricidad, pero según estimaciones oficiales de las empresas distribuidoras eléctricas el consumo promedio de una familia tipo por mes equivale a 350 KWH.*

*Un sistema de energía solar que genera 160 KWH al mes, que permite a un usuario particular promedio ahorrar el 50% de su factura, requiere de una inversión inicial de cerca de USD 1.909 + IVA (sistema ON-GRID de 1.1KW) y se amortigua en 5 o 6 años. Con la nueva ley, según este ejemplo, el consumidor además podrá vender el excedente de energía autogenerada en períodos en que no la utilice, como cuando se encuentre de vacaciones fuera de su casa. (Tomado de M MIODOWSKY del artículo “Cómo impactará en las facturas la ley que permite a los usuarios generar su propia energía” aparecido en *Ámbito Financiero* del 7 de noviembre del 2018).*

### **iii) Alguna inquietud**

En virtud de las economías de escala la Electricidad generada por grandes aprovechamientos hidroeléctricos y nucleares tiene que resultar con menores costos que la auto producida por pequeños generadores (menos de 300 KW) residenciales o comerciales o “grandes” generadores (más de 300 KW) generalmente industriales (salvo casos de cogeneración muy especiales) y no parece que prevalezcan las economías de serie sobre las de escala.

Si esto se generalizase y no fuera una pequeña porción de las transacciones se atomizaría el mercado eléctrico y podrían subir los costos de generación y hacer menos competitivo al País.

Por otra parte, si una de las ventajas de esta alternativa fuera eliminar las necesidades de las redes de distribución, no podrían efectuarse las transacciones del generador al sistema cuando le sobrara energía ni comprarla al sistema en caso contrario.

En definitiva, parece interesante si representa una parte pequeña de las transacciones por ejemplo hasta el 10%.

De todas maneras, los vendedores extranjeros de equipos de Fuentes Renovables están felices.

---

## 9. EL USO RACIONAL Y EFICIENTE DE LA ENERGÍA (UREE)

### 9.1. Antecedentes del gobierno anterior

El Decreto 140 del 21 de diciembre del año 2017 declaró de interés y prioridad nacional el UREE y aprobó los lineamientos generales del Programa Nacional de Uso Racional y Eficiente de la Energía fijando sus objetivos que se menciona a continuación:

- Propender un uso eficiente de la energía, teniendo en cuenta que, en su mayoría, la misma proviene de recursos naturales no renovables.
- Reducir el impacto sobre el ambiente optimizando la conservación de la energía y la reducción de los costos como componente imprescindible de la política energética y de la preservación del medio ambiente en la República Argentina.
- Implementar los acuerdos internacionales en materia energética y cambio climático adoptados por la República Argentina.
- Reconocer y promover el uso eficiente de la energía como la medida más efectiva a corto y mediano plazo, para lograr una significativa reducción de las emisiones de Dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>) y de otros gases de efecto invernadero.
- Contribuir al establecimiento de condiciones que favorezcan el desarrollo sostenible de la nación, el crecimiento del empleo y el aumento de la productividad, mediante la aplicación de políticas de Eficiencia Energética en un marco de exigencias ambientales, protección de los recursos naturales y compromisos para mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero responsables del proceso de cambio climático global.
- Promover un cambio de cultura en el uso eficiente de la energía, mediante estrategias culturales-educativas, generación de cambios estructurales basados en la modificación de las conductas individuales a través de programas y planes que deben ser conducidos por organismos altamente especializados, además de la adopción de tecnologías de alta eficiencia.
- Promover la conveniencia de que el sector público asuma una función ejemplar ante el resto de la sociedad, implementando medidas orientadas a optimizar el desempeño energético en sus instalaciones.
- Priorizar la ampliación del alcance logrado en el sector industrial en materia de Eficiencia Energética mediante un subprograma específico de mediano y largo plazo, teniendo en cuenta que este sector representa el 30% del total del consumo energético del país.
- El decreto tenía objetivos de corto, mediano y largo plazo y las acciones estaban divididas por los sectores y temáticas que se señalan a continuación; Industrias; Comercio y Servicios; Educación; Cogeneración; Estándares de Eficiencia y Etiquetado; Iluminación Pública y Transporte; Viviendas; Cambio Climático y Desarrollo Limpio.

Es decir, se notaba una estrecha vinculación del UREE con el desarrollo de Fuentes Renovables y los problemas ambientales.

También puede apreciarse que las políticas de UREE venían del gobierno anterior.

Otra cosa son las reales acciones que se implementaron en el gobierno anterior.



---

## 9.2. El Gobierno actual

La Subsecretaría de Ahorro y Eficiencia Energética se creó en diciembre del año 2015, a partir del Decreto 231/15 del Poder Ejecutivo Nacional como un Área dependiente de la Secretaría de Planeamiento Energético Estratégico del entonces Ministerio de Energía y Minería. La misma está organizada por áreas temáticas, a saber: Industria, Residencial, Comercial y Público, Transporte, Planificación, Medición y Verificación, Educación, Programas Nacionales e Internacionales y Comunicación y Difusión.

### 9.2.1 Las acciones

Información extraída del Memoria Anual 2017 de la Subsecretaría, citando sólo las principales:

i) Participación en la Elaboración del Plan Energético 2030

La subsecretaría estableció las metas de ahorro en los sectores: Residencial, Alumbrado Público; Industrias; Transporte y políticas de UREE, concluyendo que el año 2030 las medidas implicarían un ahorro del 10,2% sobre los Consumos Energéticos Totales

ii) Avance en la elaboración de Indicadores de Eficiencia Energética, para medir el desempeño de las redes de consumidores

iii) Participación en la Elaboración del Plan Sectorial de Cambio Climático

iv) En el Sector Industrial

-Creación del Fondo Nacional de Eficiencia Energética destinado esencialmente a Pymes

-Auditorías Energéticas

-Beneficios tarifarios a industrias Electro intensivas

-Elaboración y distribución de una Guía para el mejor funcionamiento de motores

v) En el Sector Transporte

-Etiquetado para el control de emisiones de los vehículos

-Tareas de Capacitación

-Plan piloto para la conducción eficiente en la flota de la Secretaría de Energía y Minería

-Conducción eficiente en los carnets de conductor

-Verificación Técnica de la eficiencia en los vehículos

-Elaboración y Distribución de una guía para el transporte de cargas

vi) En Educación

-Capacitación presencial y virtual

-Trabajo en Universidades

-Diplomaturas en la UBA y en la UNJUJUY

vii) En Sectores Residencial, Comercial y Público

-Alumbrado Eficiente. Se instalaron 94.000 luminarias

- 
- Diagnóstico Energético de Edificios Públicos
  - Programa de Etiquetado para equipos electrodomésticos de Viviendas
  - Preparación de una Encuesta Nacional de Gastos Energéticos en Hogares
  - Características de Planes de Viviendas sociales con uso eficiente de Energía
  - Elaboración y Distribución de una Guía para Administradores y Encargados de Edificios

A esto habría que agregar la publicación de un manual de lanzado a principios de noviembre del 2018 con una serie de sugerencias relacionadas con la forma de conducir los vehículos Se llama Guía de Conducción Eficiente para Vehículos Livianos.

### 9.3. Comentarios

Una de las variables que suelen tenerse en cuenta en los análisis y propuestas de UREE es el de los precios absolutos y relativos de los distintos energéticos.

Dado que en general son bienes de baja o muy baja elasticidad demanda-precio, no necesariamente los alicientes o des alicientes tarifarios servirán para hacer efectivas políticas de UREE.

Otro aspecto, y esto se relaciona más con el sector industrial, cuando no se trata de actividades electro intensivas, es que la incidencia de los costos energéticos en los costos de producción suele ser muy baja en especial si se la compara con los costos salariales y financieros. Entonces por el lado de las tarifas este tipo de industriales no tendrá demasiados alicientes para aplicar UREE en sus procesos. Entonces hay que buscar otro tipo de ventajas como pueden ser las descargas impositivas. Entonces será el Estado el que deberá cargar con el costo de los programas, bajo el supuesto de que un ahorro en la oferta de energía será económica y ambientalmente favorable a los intereses del país.

Si bien la baja elasticidad demanda-precio de los energéticos no ayuda a generar políticas de UREE en el Sector Residencial, teniendo en cuenta además que se trata de bienes necesarios y en varios casos no sustituibles, precios relativos muy bajos, como ocurrió en buena parte del gobierno anterior, hacen inviables políticas de UREE

Pero el otro extremo, los aumentos excesivos de tarifas como los aplicados por el actual gobierno provocan, al no ser acompañados por incrementos de los ingresos salariales, un aliciente artificial a las políticas de UREE.

La situación no es sostenible en el tiempo y se corre el riesgo de que los usuarios no puedan utilizar los servicios, en especial de Gas Natural, GLP y Electricidad. De todas maneras, las medidas de fomento del etiquetado de los artefactos electrodomésticos, es bienvenida pero sólo es válida para nuevos equipamientos y resulta inviable para el grueso de la población recomendar el cambio de artefactos por el deterioro del nivel de ingresos.

Más aún cuando desaparecen, prácticamente, las llamadas tarifas sociales y se eliminan los descuentos por menores consumos comparados con períodos similares de tiempo anteriores.

En estos casos las políticas de UREE chocan la satisfacción de necesidades básicas.

En el sector transporte el consumo de Naftas y Gasoil, la congestión del tráfico en las ciudades, la contaminación por GEI, la ausencia de transporte público de personas, la prácticamente eliminación

---

del transporte de cargas ferroviario, hacen de este sector el más importante para aplicar políticas de UREE.

También han sido muy eficaces las medidas de sustitución de lámparas en el Alumbrado Público así como los proyectos de etiquetado de viviendas para conocer su aptitud como ahorradoras de energía. Pero esto debe ir unido a planes de construcción de viviendas adaptados las realidades climáticas del país

En síntesis, parecería muy activa y positiva la labor de la actual Subsecretaría de Ahorro y Eficiencia Energética.

---

## 10. LOS PRECIOS Y TARIFAS DE LOS ENERGÉTICOS

En este punto se analizarán los Precios y Tarifas de los Energéticos.

Por un lado, se tratará el tema de los precios de los combustibles, particularizando en los Impuestos a los combustibles ya que el actual gobierno cambió la metodología de aplicación pasando de aplicar porcentajes a cantidades fijas. Aquí se incluirá algo sobre los precios del Etanol y el Biodiesel.

Por otro lado, se presentarán las tarifas del Gas Natural, del GLP y por fin las tarifas de Electricidad.

Se presentarán las listas de precios de los energéticos para algunos meses desde el 2014 al 2018.

Pero en primer lugar se harán algunas consideraciones conceptuales

### 10.1. Las políticas y estructuras tarifarias y los subsidios

En primer lugar, la Energía es un **bien necesario** y sin él no funcionaría el sistema social y económico de un país. Si bien es una afirmación, se podría demostrar lo acertado de la misma si se divide a los bienes en necesarios y prescindibles. Se puede vivir sin tomar cerveza (salvo que se sea alemán) pero no puede hacerlo sin Electricidad o combustibles (desde la Leña al Gas Natural según donde se viva, el nivel de ingreso que se tenga o la disponibilidad de uno u otro combustible).

Una actividad industrial o comercial o un servicio no pueden funcionar sin estos energéticos.

Otro concepto previo, que no acepta la economía neoliberal, es que la Energía sea un **servicio público**.

Es como la educación y la salud son imprescindibles y el Estado tiene la obligación de suministrarlos. Se discute si a través de Empresas Públicas como existía en la Argentina de los 70, o con empresas privadas como existe en Argentina desde los años 90. YPF es una empresa mixta con mayoría estatal.

Quizá lo mejor sería un **Estado empresario** en el Sector Energético, pero con empresas bien administradas como sucede en Electricidad de Francia, donde los directivos entran por concurso y deben rendir anualmente cuentas al Congreso sobre el cumplimiento de los contratos de Plan.

Otra característica del Sector Energético es que es imposible que funcione sin **Planificación** y sin tener en cuenta el corto, mediano y largo plazo, pues las obras que el Sector requiere para funcionar implican grandes inversiones que maduran en el mediano y largo plazo.

Las tarifas sirven para que las empresas cubran sus gastos de funcionamiento y una parte de sus inversiones. Tratándose de inversiones cuantiosas que suelen efectuarse en varios años (centrales eléctricas, refinerías, ductos, exploraciones, explotaciones) no se podría cargar a los usuarios presentes la totalidad de la inversión requerida que se desplaza en el tiempo.

Por eso se acude a otra herramienta de la política económica cual es el financiamiento (no hay empresa energética en el mundo que no recurra al financiamiento para afrontar sus necesidades de inversión).

Es decir, las necesidades de inversión no pueden salir en su totalidad de las tarifas, y una parte de ellas debe cubrir los costos financieros (por ejemplo, la compra en cuotas de un artefacto. Si no se puede pagar su costo de una sola vez, se compra en cuotas. El costo lo financia un Banco, o un proveedor).

---

Los **subsidios** como los impuestos son herramientas de política económica y su bondad u oportunidad dependerá de cómo se usen.

Las familias que consumen energía (por ejemplo, Electricidad, Gas Natural y GLP) no tienen el mismo nivel de ingreso y consumen en relación, en general, con ese nivel de ingreso.

Una familia que habita una vivienda de 20-40 m<sup>2</sup> consumirá menos que otra que viva en una vivienda de 200 m<sup>2</sup>.

Entonces se debe tener en cuenta no sólo la tarifa media sino implementar una estructura tarifaria. **Esta estructura puede ser progresiva o regresiva.**

Es progresiva cuando el precio de la unidad consumida (KWH o m<sup>3</sup> o KGR.) es menor mientras menor es el consumo y recíprocamente. O sea que los que consuman menos tendrán una tarifa unitaria menor que los que consuman más. Entonces se genera lo que en economía se llama **subsidio cruzado**, donde los que más consumen subsidian a los que menos consumen.

Lo importante es que la tarifa media cubra la totalidad de los costos de funcionamiento y una parte de los costos de inversión (no todos sino la tarifa sería muy alta y las generaciones presentes estarían financiando a las generaciones futuras).

Si las tarifas medias fueran muy bajas las generaciones futuras o no tendría energía o deberían financiar a las empresas con tarifas medias muy altas si quieren tener energía y estarían financiando a las generaciones pasadas que tuvieron tarifas medias muy bajas.

Lo mismo debería pasar con los sectores de servicios y productivos. En este caso los sectores de consumo final (comercios) deberían tener tarifas unitarias más altas que los sectores de consumo intermedio (industrias, especialmente las Pymes) y prestadoras de servicios públicos (Transportes) Entonces también existirían **subsidios cruzados intersectoriales.**

Esto debería llevar al diseño de una **estructura tarifaria** que tenga tarifas unitarias diferentes según se trate de familias que consuman poco o mucho; de sectores que sean de consumo final o de consumo intermedio y **según que la temperatura donde están situados sea más o menos rigurosa.**

Si se analiza el problema en su conjunto es decir se planifica a mediano y largo plazo surgirán las estructuras tarifarias que serían equitativa, social, económica y generacionalmente hablando.

Esto debería llevar a **estratificar los consumos de las familias** e incluso determinar un consumo mínimo razonable (que no que implique tener una lamparita de 40 W por ambiente o un consumo de Gas sólo para cocinar) que tendrá la tarifa mínima.

Por supuesto todo se solucionaría si todos los habitantes del país tuvieran un trabajo estable, digno y justamente remunerado. Entonces la estructura tarifaria podría ser otra.

En resumen en los años recientes de Argentina hubo una estructura tarifaria irracional que llevó a generar una política de subsidios indiscriminados (no para todas las provincias) que junto a la delegación de las inversiones en el sector energético privado (habían desaparecido las empresas estatales) llevó a problema de abastecimiento en Electricidad y Gas Natural y a la necesidad de importar combustibles (de esto es esencialmente responsable la política de exportaciones de energía de los 90 y comienzos del 2000 y la reacción tardía, recién en 2012, con la particular forma de nacionalización de YPF).

---

Pero por otra parte la distorsionada magnitud y estructura tarifaria actual, existente especialmente en AMBA, no se debió haber corregido en tan corto plazo (y aún no se terminó ) sino gradualmente y elaborando una nueva estructura tarifaria alejada del principio neoliberal que dice "que cada uno debe pagar según sus costos", pues esto llevaría inevitablemente a una estructura tarifaria regresiva que haría, en muchos casos imposible el pago a una parte numerosa de la población especialmente la que tiene ingreso fijos que no se actualizan al ritmo de las tarifas.

El tema del ahorro de energía o uso racional de la energía puede y debe, bien administrado, influir sobre las estructuras tarifarias, pero mucho más allá de un sistema de premios y castigos. Parece que incluso las deducciones a los pagos de los servicios energéticos por menores consumos relativos respecto de períodos similares en años anteriores habría desaparecido.

También se habría restringido mucho la aplicación de la llamada Tarifa Social.

Pero ¿Por qué no ocurrían estos desajustes extremos antes de los noventa?

Esencialmente por la existencia de las empresas energéticas entre ellas YPF, Gas del Estado Y Agua y Energía que fueron privatizadas en esa década.

El financiamiento de las inversiones energéticas provenía de los impuestos a los combustibles (esencialmente Naftas y Gasoil) que junto con los aportes de Bancos Nacionales como el de Desarrollo y El Nación aportaban casi el 70 u 80% del costo de las obras, el resto provenía de Bancos Multilaterales, como el BID y de los proveedores de equipos.

Las empresas públicas de energía fijaban sus tarifas y desde el poder político a veces se las usaba para no incrementar las tasas inflacionarias y esto demoraba obras.

Otro aspecto era que las empresas públicas energéticas no necesitan la partida de ganancias, sí la que contemple la expansión del servicio, y eso hace que las tarifas no deban tan altas, pues el "accionista", al que tienen que rendir cuentas, es el Estado o sea a la población.

Además, se consideraba a la energía como un servicio público y el consumir energía como un derecho.

Es que la energía es un satisfactor de las necesidades del sector productivo y de la población

En cambio, el neoliberalismo considera al sector energético como otro más de los sectores productores de bienes y servicios.

Entonces, para esta concepción, las actividades energéticas son Unidades de Negocio auto contenidas y aisladas y cada una de ellas deben ser autosustentable.

En consecuencia, no aceptan los subsidios y en último caso si una unidad de negocio da "perdidas" se debe importar lo que produce

No hay conexión entre el Sector Energético y el resto de los Sectores: En términos políticos entre el Ministerio de Energía y los Ministerios de Hacienda, de La Producción o del Banco Central.

Entonces decisiones autónomas tomadas aisladamente, por ejemplo, por la autoridad Energética, con un desorbitante aumento tarifario, no tienen en cuenta las repercusiones sobre el resto del sistema (por ejemplo, inflación, caída del consumo, nivel de vida de la población más vulnerable).

Al entonces ministro de Energía le dieron la directiva de aumentar las tarifas para terminar con los subsidios y disminuir el déficit, considerado como el único causante de la inflación. El cumplió su tarea,

---

las repercusiones no son de su responsabilidad y solamente se avino a considerar las llamadas tarifas sociales.

Es decir, hay un problema de concepción “ideológica” que subyace en las decisiones.

Por eso el problema de las Tarifas es un tema político que se encara técnicamente.

## **10.2. Algo sobre las tarifas del Gas Natural y Electricidad**

### **i) Las tarifas de GN**

La Tarifas de Gas Natural se componen de tres ítems:

- El costo en boca de pozo que representa aproximadamente el 40% de la Tarifa
- El costo de transporte y distribución que representa, aproximadamente el 32%
- Los impuestos, esencialmente el IVA, que representan aproximadamente el 28%

La producción de Gas Natural en boca de pozo, está subvencionada pues se reconoce, al menos a varias productoras, un precio de 7,5 USD el millón de BTU, que luego va cayendo 0,5 USD por año hasta llegar a los 6,0 y luego, se guiará por el “mercado” (se estima en no menos de 4 dólares) por encima del costo de desarrollo que se supone en 1,7 dólares y del Henry HUB que oscila en los 3 dólares.

Primera observación para los productores el subsidio no es una mala palabra.

El transporte y la distribución del GN son actividades monopólicas, a diferencia de la producción, y el consumidor es cautivo de la empresa a la que compra el GN. Es decir, no puede cambiar de empresa. Como se haría si se comprara queso en lo del Don Manolo, que aumenta su precio y entonces se va al mercado chino.

Que las tarifas actuales son muy altas lo prueba las enormes ganancias de las distribuidoras como se mostró en el parágrafo 4.2.2 punto xv.

Hubo Audiencias Públicas y en ellas, el ENARGAS, presentó un informe que justificaba los aumentos.

¿Pero quién auditó los costos de las productoras (sólo sabemos que el “costo marginal” es de 7,5 USD dólares el millón de BTU), transportadoras y distribuidoras?

¿Quién verificó y está controlando sus futuros planes de inversión que sustenten los nuevos niveles tarifarios?

La legislación de los 90 que culminó con la privatización de Gas del Estado, establecía una revisión tarifaria periódica con intervención del ente regulador (ENARGAS).

En el Cuadro Nº 10.2.1 se presenta información en años seleccionados para el Precio del Gas Natural y las tarifas de Gas Natural. En este último caso se incluye la estructura tarifaria para años extremo y para un tipo de consumidores residenciales e Industriales.

**Cuadro Nº 10.2.1. Precios del Gas Natural Promedio de Cuenas Argentinas**

	Unidad	Dic-14	Dic-15	Dic-16	Dic-17
Precio Promedio Ponderado cuenas Argentinas	USD/MMBTU	3,22	2,85	5,2	5,2
<b>Tarifas Residencial e Industrial de Gas Natural (\$m³)</b>					
		Nov-15	Abr-17	Dic-17	Jun-18
Tarifa Residencial 4ªCat,CABA894 m³/año		1,18	4,42	4,42	10,1
Tarifa Residencial 8ªCat,CABA1920 m³/año		4,3	8,11	8,11	13,81
Tarifa Industrial Provincia Bs As consumo anual 3 millones m³ y 100% Factor de carga		2,14	4,5	4,5	8,64
<b>Composición de las Tarifas de Gas Natural (%)</b>					
<b>Tarifa Residencial 4ªCat,CABA894 m³/año</b>		Nov-15	Dic-17	Jun-18	
Costo del Gas		0,34	1,6	2,83	
Transporte		0,15	0,75	1,9	
Distribución		0,29	1,15	2,68	
Impuestos		0,21	0,73	2,59	
Fondo Fiduciario		0,19	0,19	0,1	
<b>Total</b>		<b>1,18</b>	<b>4,42</b>	<b>10,1</b>	
<b>Tarifa Industrial Provincia Bs As consumo anual 3 millones m³ y 100% Factor de carga</b>		Nov-15	Dic-17	Jun-18	
Costo del Gas		1,18	3,14	5,23	
Transporte		0,12	0,26	0,59	
Distribución		0,03	0,14	0,32	
Impuestos		0,31	0,96	2,4	
Fondo Fiduciario		0,5		0,1	
<b>Total</b>		<b>2,14</b>	<b>4,5</b>	<b>8,64</b>	

Fuente: Informe Mensual de Precios, MONTAMAT y Asociados, varios números

Se observa el enorme incremento de precios posterior al año 2015 llevado a cabo para disminuir los abultados subsidios, reducir el déficit fiscal y favorecer las ganancias de las empresas que, como se dijo, no por eso realizaron las inversiones que esos aumentos de precios les facilitaban y en cambio incrementaron el pago de dividendos a los accionistas.

## ii) Las Tarifas de Electricidad

Las tarifas de Electricidad se componen de cuatro ítems:

- Generación. que implica aproximadamente el 65%
- Transporte en alta tensión; que representa aproximadamente el 4%
- Valor Agregado de Distribución; en baja tensión que lleva la EE a los domicilios, aproximadamente el 31%
- El cuarto ítem lo representan los impuestos esencialmente el IVA, pero también Ingresos brutos y a veces la factura incluye cargas municipales y puede estar en el 30% de la factura

La generación es diversa y CAMMESA retribuye a los productores pagándoles según el costo marginal de la máquina más cara que entró en servicio, Esto es interesante pues la renovables, e hidráulicas que tiene bajo o nulo costo de combustible se benefician del alto costo que sí tienen, por ejemplo, las Turbinas de Gas si es que entran en servicio



El Valor agregado de Distribución se retribuye según el costo de las redes, los costos de operación y mantenimiento y los costos comerciales.

El costo de Transporte es muy pequeño y lo realiza TRANSENER, empresa estatal que el gobierno quiere privatizar pese a que da ganancias. Es que se rigen por el principio “lo que pueda hacer el privado que no lo haga el Estado”.

Como sucede con el Gas Natural, los usuarios son cautivos de la distribuidora que le venden la Electricidad. Es decir, tampoco puede optar por otra. Es una actividad monopólica.

Igual que en el caso del GN se realizaron Audiencias públicas no vinculantes para explicar los aumentos tarifarios.

También aquí ¿quién auditó los costos mencionados por las empresas? ¿Quién está controlando la realización de las inversiones, se supone comprometidas, que fundamentan los aumentos?

Lo verificable es que en la Ciudad de Buenos Aires y en el Conurbano han continuado los cortes, esencialmente por problemas de distribución y transformación (responsabilidad de las Distribuidoras).

Por ejemplo la Central Puerto, la principal generadora privada, ha ganado 310 millones de Dólares en el primer trimestre del 2018.

El Cuadro Nº 10.2.2 incluye las Tarifas de Electricidad por tipo de usuario para las empresas que prestaban el servicio en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y el Gran Buenos Aires.

**Cuadro Nº 10.2.2. Tarifas eléctricas por tipo de usuario (milésimo de USD/KWH)**

Tipo de usuario	Consumo	Feb-15	Dic-15	Abr-17	Dic-17	Jun-18	Crecimiento junio 2018-Diciembre 2015
Residencial	150 KWH/mes	11,2	8,7	68,8	84,4	64	10,6 veces
Residencial	300 KWH /mes	10,3	8	68,3	83,1	62,8	11,4 veces
Residencial	600 KWH/mes	6,5	5,1	96,8	114,5	84,1	24,7 veces
Demanda máxima							
Industria Baja Tensión	30 KW 40% de factor de uso	15,9	16,2	89,8	115	86,1	7,8 veces
Demanda máxima							
Industria Media Tensión	300 KW 80% de factor de uso	15,9	12,1	81,2	92,3	61,4	8,3 veces

Fuente: Informe Mensual de precios de la Energía MONTAMAT y Asociados varios números

Nota 1: la diferencia entre junio 2018 y diciembre 2015 se calculó teniendo en cuenta la devaluación del peso entre diciembre 2017 y junio 2018 que fue del 45%.

Nota 2: Las tarifas corresponden a las empresas EDENOR y EDESU que atienden la ciudad de Buenos Aires y el Gran Buenos Aires.

Nota: Las tarifas corresponden a las empresas EDENOR y EDESU que atienden la ciudad de Buenos Aires y el Gran Buenos Aires.

El Cuadro Nº 10.2.2 muestra claramente el enorme aumento de las tarifas de Electricidad entre diciembre 2017 y diciembre 2015, aumento que se ha incrementado durante el año 2018.

### iii) Algunos efectos de los TARIFAZOS

Otros Efectos de los TARIFAZOS lo dan los análisis de los balances que son elocuentes respecto al cambio brutal de precios relativos y a la transferencia de ingresos que, vía tarifas, se hace en favor de las empresas que conforman el sector energético privatizado, en desmedro del sector productivo y de los hogares. Así se puede observar que dentro de 53 empresas sobresalen ocho

---

firmas que tienen relación directa con la política de tarifazos del gobierno nacional: EDESUR, EDENOR, METROGAS, CAMUZZI, Gas Pampeana, TGS, Pampa Energía, Endesa Costanera, y Central Puerto”.

Para estas empresas el crecimiento de su facturación fue del 99%, sus ganancias brutas se expandieron en un 209% y sus ganancias netas finales lo hicieron en un porcentaje aún mayor, un 772%. Comparado con 2016, una empresa como EDENOR expandió sus ganancias brutas en un 2273,3%.

**iv) Otra alternativa**

¿Qué habría que haber hecho o que queda por hacer?

Se partes de la base de que era necesario un aumento tarifario luego del congelamiento

- Primero otros conceptos

Las tarifas tienen que tener en cuenta la expansión previsible del sistema.

Es decir, no se pueden fijar tarifas sin antes haber diseñado un Plan Energético de mediano y largo plazo, del que se deduzca un plan de inversiones.

Es imposible fijar tarifas sino se tiene en cuenta los costos de la cadena productiva.

Esto es: Costos de producir el GN en las distintas cuencas y formaciones.

Esto es: por lo menos en las Cuencas, Neuquina, Austral y de Comodoro Rivadavia; los costos del TIGHT y del SHALE Gas y las previsiones de los precios del GN importado de Bolivia y del GNL, en cada caso con su respectiva participación, para deducir los costos medios que deben asignarse a cada cuenca.

Los costos asociados a las etapas de Transporte y Distribución y como se trata de empresas privadas una tasa de ganancia que no debería superar un valor razonable en dólares.

Como los datos de costos los tienen las empresas, es poco aceptable deducirlos de información secundaria.

Esta información debe estar en conocimiento de la Secretaria de Energía y Minería y del ENRE y ENERGAS como organismos de regulación y control.

Pero si las empresas no tienen planes de expansión ni la Secretaría un Plan Energético coherente será muy difícil que las tarifas que se propongan sean las correctas.

La comparación con el costo de la energía alternativa o la importada es otro camino que no representa los costos locales.

Las empresas se niegan a dar sus costos porque se mueven como si estuviéramos en una situación de mercado libre y no de mercado regulado. Los neoliberales consideran como costo el precio de frontera o precio internacional (Como para el GN no existe todavía un precio internacional toman el de importación más caro, esto es, hoy, el del GNL después de gasificarlo.) o el costo marginal que sería el del Gas Natural local más caro o sea el del SHALE Gas. De esta manera los que producen otro tipo de Gas más barato se estarían apropiando de una renta diferencial resultante de la diferencia entre el costo mucho mayor del SHALE que del Gas Natural convencional.

---

Lo más correcto parecería manejarse con costos medios y no con el costo más alto. Pero el razonamiento sería aceptable si existiera una sola empresa estatal como era YPF produciendo e importando el GN necesario para abastecer el mercado interno.

En la situación actual, empresas privadas actuando en el mercado, si se estableciera un precio en función de los costos medios, los que produzcan el SHALE “perderían” plata, pues sus costos estarían por encima del precio y en este caso cerrarían o deberían ser subvencionados siempre que el costo del SHALE estuviera por debajo del GN importado.

Actualmente la mayor parte del GN que se produce “No Convencionalmente” es TIGHT que es menos costoso que el SHALE, según lo que informa YPF SA.

Este razonamiento deja de lado la consideración del carácter de bien necesario, con consumidores cautivos de un vendedor (la empresa distribuidora que le vende el fluido, pues no pueden optar por otra. En el caso de los residenciales y buena parte de los comerciales, no tienen energético alternativo).

Toda esta maraña es producto como se dijo de la política instrumentada en los 90 que entre el 2003 y el 2015 no se quiso, no se supo o no se pudo cambiar.

- Ahora algunas propuestas

No ponerse como objetivo la desaparición o caída abrupta de los subsidios (no creo esté aquí la causa de la inflación, pero esto daría para otro documento).

Primero verificar los planes de inversión de las empresas que deberían surgir de los requerimientos del mercado interno del país a corto, mediano y largo plazo, producto de las indicaciones de la Planificación energética.

Seguimiento de los compromisos de las empresas por parte de los entes Reguladores.

Sobre la base de las tarifas existentes a diciembre del 2017 generar un aumento en las tarifas medias similar al aumento previsto en el salario medio de los trabajadores No parecería viable retrotraer las tarifas a diciembre 2015.

Instrumentar una política de subsidios cruzados de manera que en el sector residencial los usuarios de altos consumos tengan tarifas más altas que los de más bajo (la Tarifa social debería surgir de un análisis estadístico de consumos e ingreso); que los sectores de consumo industrial la tengan a su vez más baja que los comercios; que las regiones del país que requieren más consumo por razones climáticas tengan tarifas menores que las que no tengan esas razones. El objetivo sería que lo que se consiga sea una tarifa media incrementada. Esto implicaría menores subsidios a las empresas y una reducción de los subsidios a los usuarios, mucho más lenta que lo que implementó.

Fundamental mente se coordínala política tarifaria energética con la que se implemente para otros sectores productivos para generar una nueva estructura de precios relativos.

Una mayor participación del Congreso en la toma de decisiones y de los usuarios.

---

### 10.3. El Impuesto a los Combustibles

#### i) Antes y después de la desregulación

Con anterioridad a la desregulación de los años 90 del siglo pasado, existían cuatro tipos de impuestos específicos que gravaban la actividad en distintos puntos de la cadena petrolera. Estos eran:

- ✓ el gravamen sobre el procesamiento de crudo (equivalente a un 10% del valor FOB del crudo)
- ✓ el aplicado a la Transferencia de los Combustibles Líquidos
- ✓ el destinado a las cajas de previsión social y
- ✓ el IVA

Esta mecánica tributaria rigió hasta fines de los años 1990 y fue modificada al implementarse la desregulación petrolera.

La Ley 23.996 fue la que estableció un amplio conjunto de reformas en consonancia con el Plan de Convertibilidad de fines del año 1991.

El Cuadro Nº 10.3.1 muestra el Impuesto a los combustibles como porcentaje del precio final de cada Producto antes y después de la convertibilidad.

**Cuadro Nº 10.3.1. Impuesto a los combustibles como porcentaje del precio final de cada producto (%)**

Período	NC	NE	GO	KE	DO	FO
1984-1988	65	56,7	26	22	25	29
1992 Ley 23966	50,11	55,2	19,6	5,2	43,1	17

El Cuadro Nº 10.3.2 incluye el destino de los fondos del impuesto a los combustibles antes de la convertibilidad y el Cuadro Nº 10.3.3 después (ejemplo 1996).

**Cuadro Nº 10.3.2. Destino de los fondos del impuesto a los combustibles antes de la convertibilidad (%)**

Seguridad Social	30,0
Tesoro Nacional	21,5
Vialidad Nacional	17,2
Fondo Nacional de la Energía	12,3
FFCC	6,7
Fondo Chocón –Grandes Obras Eléctricas	6,3
Fondo Provincial de Caminos	6,1

**Cuadro Nº 10.3.3. Destino de los fondos del impuesto a los combustibles después de la convertibilidad (1996)  
(%)**

Fondo Nacional para la Vivienda	32,3
IVA Tesoro Nacional coparticipable	23
Tesoro Nacional	22,3
Provincias	22,3

---

## Comentario

Como puede apreciarse en cuanto al destino a partir de la convertibilidad dejaba de existir el Fondo Nacional de la Energía, el Fondo para Chocón y Grandes Obras Eléctricas y el gravamen al crudo.

Es que, al privatizarse, prácticamente, todo el sector energético serían las empresas privadas las encargadas de realizar las inversiones y en consecuencia estos fondos no resultarían necesarios.

Sólo hay que recordar que, gracias a los fondos energéticos, fue posible construir la extensa red de gasoductos, centrales hidroeléctricas y nucleoeeléctricas en Argentina.

Para más detalles de este período ver: “La Política de Desregulación Petrolera Argentina”, R. Kozulj; V. Bravo y N. Di Sbroiavacca, Centro Editor de América latina, 1996”.

### ii) Inmediatamente antes y después de la modificación del marzo 2018

Volviendo al período analizado en este documento el impuesto a los combustibles se modificaba en marzo del 2018 introduciendo cambios en el Título IV de ley 23.966. Los dos aspectos más relevantes introducidos son que los impuestos pasaron de ser una suma variable a un monto fijo y se agregó un nuevo gravamen: el de las emisiones de dióxido de carbono, (descontando los biocombustibles (Biodiesel y BIOETANOL) agregados al Gasoil y a las Naftas).

El monto fijo se actualizará trimestralmente según la variación del Índice de Precios al Consumidor que publique el INDEC.

La composición inmediata anterior del impuesto a los combustibles se integraba con 3 componentes:

1. Impuesto a la transferencia e importación de combustibles líquidos (ITC) y el Gas Natural comprimido (GNC), según la Ley 23.996/91, que aplica tasas diferenciales para cada tipo de combustible: Nafta sin plomo 70% - 62%, Nafta con plomo 70% - 62%, Nafta virgen 62%, Gasolina Natural 62%, Solvente 62%, Aguarrás 62%, Gasoil 19%, Diésel 19%, Kerosene 19%.
2. Impuesto para el fondo de infraestructura hídrica (tasa hídrica), que alcanzaba con una alícuota del 4% a las Naftas con y sin plomo y del 9% al GNC.
3. Impuesto al Gasoil para uso automotor, con una tasa del 22%.

Al mismo tiempo, los combustibles estaban gravados por otras cargas como por ejemplo el recargo de \$0.004 por m<sup>3</sup> de Gas Natural distribuido para financiar el programa de garrafas sociales, y finalmente tasas municipales que gravaban la venta local de combustibles, el impuesto a los Ingresos Brutos y el impuesto al Valor Agregado.

La distribución de dichos impuestos era la siguiente. En relación al ITC recaudado por Naftas se destinaba el 23% al Tesoro Nacional, otro 23% era destinado a Provincias, el 21% ANSES y el 33% FONAVI. En tanto que la recaudación del ITC correspondiente al Gasoil, Diesel y GNC se destinaba totalmente a ANSES.

Por otro lado, la tasa hídrica se aplicaba al desarrollo de la infraestructura del sector y el impuesto al Gasoil se destinaba un 8% a financiar los subsidios al transporte y un 92% se destinaba al fideicomiso de infraestructura del transporte.

El Cuadro N° 10,3.4 indica la distribución del impuesto a los combustibles antes de la reforma de marzo 2018.

---

**Cuadro Nº 10.3.4. Distribución de los impuestos a los combustibles**

		%
	Tesoro Nacional	23
	Provincias	23
ITC Naftas	ANSES	21
	FONAVI	33
ITC Gasoil /GNC	ANSES	100
Tasa Hídrica	Obras Públicas	100
	Subsidios	8
Impuesto al Gas Oil	FF Infraestructura	92

En el Cuadro Nº 10.3.5 se pueden apreciar los montos fijos aplicados al momento de la modificación de la ley en marzo 2018

**Cuadro Nº 10.3.5. Montos fijos del Impuesto según la modificación de la Ley 23.966**

	Monto fijo (en \$)	Unidad de Medida
a) Nafta sin plomo, hasta 92 RON	6,726	Litro
b) Nafta sin plomo, de más de 92 RON	6,726	Litro
c) Nafta virgen	6,726	Litro
d) Gasolina natural o de PIRÓLISIS	6,726	Litro
e) Solvente	6,726	Litro
f) Aguarrás	6,726	Litro
g) Gasoil	4,148	Litro
h) Diesel	4,148	Litro
i) Kerosene	4,148	Litro

Fuente: Ley 23.966.

En el biodiesel y BIOETANOL combustible el impuesto estará totalmente satisfecho con el pago del gravamen sobre el componente Nafta, Gasoil y Diesel u otro componente gravado. Los biocombustibles en su estado puro no resultan alcanzados.

En las provincias del Neuquén, La Pampa, Río Negro, Chubut, Santa Cruz, Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur, el Partido de Patagones de la Provincia de Buenos Aires y el Departamento de MALARGÜE de la Provincia de Mendoza no se graba a las Naftas con y sin plomo y el Gasoil, Diesel y Kerosene pagan 2,246 \$ por litro.

Los montos fijos consignados se actualizarán por trimestre calendario, sobre la base de las variaciones del Índice de Precios al Consumidor (IPC), que suministre el Instituto Nacional de Estadística y Censos, considerando las variaciones acumuladas de dicho índice desde el mes de enero de 2018, inclusive.

El Cuadro Nº 10.3.6 muestra el gravamen al dióxido de carbono.

**Cuadro Nº 10.3.6. Gravamen al dióxido de carbono**

	<b>Monto fijo (en \$)</b>	<b>Unidad de Medida</b>
a) Nafta sin plomo, hasta 92 RON	0,412	Litro
b) Nafta sin plomo, de más de 92 RON	0,412	Litro
c) Nafta virgen	0,412	Litro
d) Gasolina natural o de PIRÓLISIS	0,412	Litro
e) Solvente	0,412	Litro
f) Aguarrás	0,412	Litro
g) Gasoil	0,473	Litro
h) Diesel	0,473	Litro
i) Kerosene	0,473	Litro
j) Kerosene	0,519	Litro
k) Coque de Petróleo	0,557	Kilogramo
l) Carbón Mineral	0,429	Kilogramo

Fuente: Ley 23.966.

Los montos fijos consignados se actualizarán por trimestre calendario, sobre la base de las variaciones del Índice de Precios al Consumidor (IPC), que suministre el Instituto Nacional de Estadística y Censos, considerando las variaciones acumuladas de dicho índice desde el mes de enero de 2018, inclusive.

El destino de lo recaudado por los impuestos mencionados es el siguiente:

- ✓ Tesoro Nacional:10,4%
- ✓ Fondo Nacional de la Vivienda:15,07%
- ✓ Provincias: 10,40%
- ✓ Sistema Único de Seguridad Social para obligaciones previsionales nacionales:28,69%
- ✓ Fideicomiso de Infraestructura Hídrica 4,31%
- ✓ Fideicomiso de Infraestructura del transporte:28,58%
- ✓ Compensación Transporte Público: 2,55%

### iii) Comentarios

Aproximadamente a marzo del 2018 la parte de los impuestos a las combustibles y el gravamen por el dióxido de carbono representaba un 22% y 20% de los precios de venta al público de las Naftas SUPER y el Gasoil común, respectivamente. Esto es casi el 40%de lo que representaban históricamente para las Naftas y casi el 30% de lo que representaban para el Gasoil.

Este cambio de modalidad favorece a las empresas petroleras distribuidoras de los combustibles pues ahora los aumentos de los precios de estos productos irán en su totalidad a ellas, el Estado perderá y los consumidores asumirán la totalidad de los aumentos.

Las razones son dos; los precios de los derivados de Petróleo (esencialmente Naftas y Gas Oil) aumentan bastante más que el Índice precios al Consumidor (ejemplo en los primeros nueve meses del 2018 los precios de los derivados se incrementaron en cerca del 65% y el índice lo hizo en un 35%) y el atraso relativo es de un trimestre.

En cuanto al destino de los impuestos nada va al sector energético (por las mismas razones mencionados al analizar el cambio provocado en los 90 por la desregulación petrolera) y una parte importante se destinará a los Fondos Fiduciarios que se derivarán a los Programas de Participación Público Privada comentados en el acápite 8.3.7.

#### 10.4. Los precios del Petróleo Crudo y de sus derivados

Primero, se presentarán los precios del Crudo, después los Precios de los derivados de Petróleo y a continuación los comentarios.

**Cuadro Nº 10.4.1. Precios del Petróleo Crudo  
(USD/BL)**

	Nov-14	Dic-15	Abr-16	Dic-16	Abr-17	Dic-17	Jun-18
MEDANITO (*)	84,58	76,21	67	62,75	57,2	66,01	68
Escalante (*)	68,21	50,84	54,9	48,44	47,7	56,58	62,48
Brent (+)	79,15	38,82	41,26	54,96	52,31	64,37	75,55
WTI (+)	75,14	37,28	41,17	49,97	51,22	58,21	69,07

Fuente:

(\*) Informe Mensual de Precios MONTAMAT y Asociados.

(+) Elaboración propia en base a d Datos diarios de BLOOMBERG.

**Cuadro Nº 10.4.2. Precios de los Derivados de Petróleo  
(\$/LT)**

	Nov-14	Dic-15	Abr-16	Dic-16	Abr-17	Dic-17	Jun-18
Nafta SUPER sin impuestos	6,85	7,77	9	10,3	11,1	13,13	15,3
Nafta SUPER con impuestos	12,31	13,8	15,86	17,33	18,7	23,02	26,65
Gasoil sin impuestos	7,29	8,32	9,67	10,53	11,07	15,85	15,3
Gasoil con impuestos	11,17	12,72	14,53	12,7	16,67	19,15	23,34

Fuente: Informe Mensual de Precios MONTAMAT y Asociados.

En una carta el ex ministro de Energía y Minería, Juan José Aranguren, les comunicaba a todos los actores del mercado de Hidrocarburos que "con relación al Acuerdo para la Transición a Precios Internacionales de la Industria HIDROCARBURÍFICA Argentina", y en función de la dinámica de las cotizaciones externas, se había decidido liberar el precio de los combustibles.

A partir de ahí, las empresas petroleras quedarían habilitadas para modificar el precio de venta de sus combustibles para el consumo del mercado automotor. Es decir, se liberaban los precios internos de los derivados de Petróleo.

Eran ganadoras con esta medida las refinadoras –las que venden Nafta, como YPF, Shell, AXION, OIL, REFINOR, Petrobras– que establecen los precios en función de lo que pagaban por el Petróleo Crudo que les compran a las productoras locales (YPF, Pan American ENERGY, PLUSPETROL, Petrobras, principalmente) ahora quedarían liberadas de ese compromiso: podrán importar o comprar en el país, según les resulte más conveniente.

Esto no favorecerá a las empresas que extraen el crudo en el país mientras perciban por el crudo que venden un precio inferior al del mercado internacional. En junio del 2018 esta diferencia era del 11%,



---

pues se había cambiado el crudo internacional de referencia que siempre había sido el WTI por el Brent, aproximadamente un 10% más caro.

En definitiva, las empresas petroleras en Argentina nunca pierden.

A partir de esta decisión de las autoridades los precios de los derivados de Petróleo en Argentina, quedan liberados, están dolarizados- y habrá que tener en cuenta la cotización internacional del crudo Brent (con su equivalente en pesos), el valor del dólar; el precio de los Biocombustibles (ya que se mezclan en un 10% con el Gasoil y en un 12% con las Naftas) y la variación trimestral en el Índice de precios minoristas del INDEC.

Este cambio de reglas puso fin a una etapa de más de quince años en que los precios locales estuvieron regulados e independizados del precio internacional del Petróleo.

Cuando el crudo llegó a superar los 140 dólares el barril, los combustibles tuvieron precios bajos por las retenciones progresivas a la exportación. Esta situación comenzó a corregirse, a través de pequeños ajustes de precios.

Desde mediados de 2014 cayó el precio del crudo a menos de USD 44 en nueve meses y obligó al gobierno a acordar con las petroleras un precio sostén mucho más alto ("barril criollo" en pesos), de USD 73 promedio. Pero con el Petróleo por el piso, los precios de los combustibles pasaron a ser los más altos de la región detrás de Uruguay. Ese esquema fue mantenido por el actual gobierno cuya asunción coincidió con el Brent más bajo (USD 36,2 por barril) desde 2009. La diferencia es que se eliminaron las retenciones y luego fue fijado un sendero decreciente para el "barril criollo" que, en realidad, era un subsidio de los consumidores a las petroleras, a la inversa de los años de Petróleo caro y precios bajos.

A noviembre del 2018, las Naftas y el Gasoil ya registran un alza promedio de casi un 70% con impacto sobre los costos de fletes y transporte que agregan presión a la inflación. Pese a que en ese lapso el Brent retrocedió, el dólar avanzó casi un 100%. En síntesis, con precios libres los combustibles pueden subir cuando no lo hace el Petróleo, pero sí el dólar; o viceversa. Y deberían bajar si cae el crudo y el tipo de cambio se estabilizara. Con la actual volatilidad en ambos mercados, la incógnita es la frecuencia de los ajustes (Este párrafo está en parte inspirado en el artículo de Néstor O. SIBONA, "Otra era de cambios en el sector petrolero", aparecido en el diario La Nación del 25 de febrero del 2018).

En los primeros días de noviembre del 2018 volvieron a aumentar los precios de los combustibles. Los datos corresponden a YPF para la Ciudad de Buenos Aires e incluyen impuestos:

- Nafta SUPER: 37,59 \$/litro subiendo 41% respecto de junio 2018

- Gasoil común: 33,76 \$/litro subiendo 45% respecto de junio 2018

En cambio, el precio del crudo Brent (marcador para el mercado argentino y esto lo modificó el anterior ministro de Energía ya que antes era el WTI, que en noviembre 2018 era 14% más barato que el Brent, cosa que favorece a las empresas petroleras y perjudica a los consumidores) en igual período descendió un 5%.

Es decir, se verifica que en el mercado argentino los precios de los derivados de Petróleo son inelásticos a la baja del precio internacional y elásticos a la suba.

Otro aspecto que merece tenerse en cuenta es que con la actual política de precios el valor de, por ejemplo, las Naftas y el Gasoil es mucho más caro en algunas provincias que en otras. Es decir que los precios no son fijos y homogéneos como era antes de los 90.

## 10.5. Los Precios del GLP

**Cuadro N° 10.5.1. Precio de la Garrafa de 10 KGR**  
( $\$$ )

	<b>Noviembre 2014</b>	<b>Diciembre 2015</b>	<b>Abril 2016</b>	<b>Diciembre 2016</b>	<b>Noviembre 2017</b>	<b>Diciembre 2017</b>	<b>Junio 2018</b>
Garrafa de 10 KGR con IVA en Comercio	16	97	97	97	135	185	195,47

Fuente: Informe Mensual de Precios de la Energía Montamat y Asociados.

Desde el anterior gobierno está vigente el denominado Plan Hogar con el objetivo de hacer más accesibles las garrafas a los sectores de menores ingresos. Es que el precio de la caloría que paga un usuario de GLP en garrafas de 10 Kgr. era en junio del 2018, 1,5 veces más cara que la pagada por un consumidor de la categoría R 23 de Gas Natural.

## 10.6. Precios de los Biocombustibles

**Cuadro N° 10.6.1. Precio de los Biocombustibles**  
( $\$/$ Litro)

	<b>Noviembre 2014</b>	<b>Diciembre 2015</b>	<b>Abril 2016</b>	<b>Diciembre 2016</b>	<b>Noviembre 2017</b>	<b>Diciembre 2017</b>	<b>Junio 2018</b>
BIOETANOL	8,61	8,62	10,65	13,06	13,72	13,90	16,58
Biodiesel	6,0	5,62	10,35	11,88	11,93	13,37	17,26

Fuente: Informe Mensual de Precios de la Energía MONTAMAT y Asociados.

Estos precios se actualizan periódicamente por parte de la Secretaría de Energía y Minería y son diferentes según se trate de pequeños o grandes productores. En el caso del BIOETANOL es diferente el precio si es obtenido de maíz o de caña de azúcar.

La Secretaría de Energía y Minería publica los llamados Valores de Referencia.

Así en octubre y noviembre del año 2018 los valores eran los siguientes;

- ✓ Biodiesel: 27529  $\$/$ TN y 28112 respectivamente
- ✓ BIOETANOL de caña de azúcar: 21,999  $\$/$ litro y 21224 respectivamente
- ✓ BIOETANOL de maíz: 18,318  $\$/$ litro y 19846 respectivamente

Existe un diferendo entre las empresas productoras de biocombustibles y las refinadoras de Petróleo, que aducen que esta mezcla encarece sus costos, pero en este y otros diferendos siempre hay que considerar los impactos positivos y negativos sobre la trama productiva.

Por ejemplo, hay experiencias que incrementan el agregado de biocombustibles sobre los límites actuales, llegando, en el caso del biodiesel al funcionamiento de buses con 100% de este combustible y el caso de Brasil que generó una flota de automóviles especiales que usaban totalmente bioetanol. Es decir, es un tema que no puede dejarse librado solamente a los productores de biocombustible y de derivados de Petróleo.

---

En este sentido no pueden ignorarse los impactos ambientales, como es el caso del biodiesel obtenido de la Palma en Colombia Sobre este tema se puede consultar el trabajo de H.PISTONESI; G.NADAL ; V. Bravo y D. Bouille "Aporte de los biocombustibles a la sustentabilidad del desarrollo en América Latina y el Caribe: elementos para la formulación de Políticas Públicas", marzo 2008-CEPAL.

---

## 11. LOS SUBSIDIOS ENERGÉTICOS

### 11.1. Algunos conceptos relacionados con los Subsidios

En primer lugar, la Energía es un bien necesario y sin él no funcionaría el sistema social y económico del país.

Si bien es una afirmación, se podría demostrar lo acertado de la misma si dividimos a los bienes en necesarios y prescindibles. Uno puede vivir sin tomar cerveza (salvo que sea alemán) pero no puede hacerlo sin Electricidad o combustibles (desde la leña al Gas Natural según donde se viva, el nivel de ingreso que se tenga o la disponibilidad de uno u otro combustible).

Una actividad industrial o comercial o un servicio no pueden funcionar sin estos energéticos.

Otro concepto previo que no acepta la economía neoliberal es que la Energía sea un servicio público.

Es como la educación y la salud son imprescindibles y el Estado tiene la obligación de suministrarlos. Se discute si a través de Empresas Públicas como existía en la Argentina de los setenta, o con empresas privadas como existió en Argentina en los años noventa.

Me inclino por un Estado empresario, en este aspecto, pero con empresas bien administradas como sucede en Electricidad de Francia, donde los directivos entran por concurso y deben rendir anualmente cuantas al Congreso sobre el cumplimiento de los contratos de Plan.

Otra característica del Sector Energético es que es imposible que funcione sin Planificación y sin tener en cuenta el corto, mediano y largo plazo, pues las obras que el Sector requiere para funcionar implican grandes inversiones que maduran en el mediano y largo plazo.

Las tarifas sirven para que las empresas cubran sus gastos de funcionamiento y una parte de sus inversiones. Tratándose de inversiones cuantiosas que suelen efectuarse en varios años (como centrales eléctricas, refinerías, ductos, exploraciones, explotaciones) no se podría cargar a los usuarios presentes la totalidad de inversiones que se deslazan en el tiempo

Por eso se acude a otra herramienta de la política económica cual es el financiamiento (no hay empresa energética en el mundo que no recurra al financiamiento para afrontar sus necesidades de inversión).

Es decir, las necesidades de inversión no pueden salir en su totalidad de las tarifas, y una parte de ellas debe cubrir los costos financieros (es como la compra en cuotas de un artefacto. Si no se puede pagar el costo de una sola vez de compra en cuotas. El costo lo financia un Banco, o un proveedor). En Argentina, antes de los noventa el financiamiento de las inversiones energéticas se realizaba utilizando el Fondo Nacional de la Energía que provenía de los Impuestos a los Combustibles, como ya se mencionó en el punto 10.3, de los Bancos Multinacionales de Crédito y de los proveedores de equipos.

Los subsidios como los impuestos son herramientas de política económica y su bondad u oportunidad dependerá de cómo se usen.

Las familias que consumen energía (por ejemplo, Electricidad, Gas Natural y GLP) no tienen el mismo nivel de ingresos y consumen en relación, en general, con su nivel de ingresos. Una familia que habita una vivienda de 20-40 metros cuadrados consumirá menos que otra que viva en una vivienda de 200 metros cuadrados.

Entonces se debe tener en cuenta no sólo la tarifa media sino implementar una estructura tarifaria que puede ser progresiva o regresiva. Será progresiva cuando el precio de la unidad consumida (KWH

---

o Litro o Kilogramo) resulte menor mientras menor sea el consumo y recíprocamente. O sea que los que consuman menos tendrán una tarifa unitaria menor que los que consuman más. Entonces se genera lo que se denomina subsidio cruzado, donde los que más consumen subsidian a los que menos consumen. Lo importante es que la tarifa media cubra la totalidad de los costos de funcionamiento y una parte de las inversiones (no toda sino la tarifa sería muy alta y las generaciones presentes estarían financiando a las generaciones futuras).

Si las tarifas medias fueran muy bajas las generaciones futuras o no tendría energía o deberían financiar a las empresas con tarifas medias muy altas si quieren tener energía y estarían financiando a las generaciones pasadas que tuvieron tarifas medias muy bajas.

Lo mismo debería pasar con los sectores de servicios y productivos. En este caso los sectores de consumo final (comercios) deberían tener tarifas unitarias más altas que los sectores de consumo intermedio (industrias) y que las prestadoras de servicios públicos (Transporte). Entonces, existirían también subsidios cruzados intersectoriales.

Esto debería llevar al diseño de una nueva estructura tarifaria que tuviera tarifas unitarias diferentes según se tratara de familias que consuman poco o mucho y de sectores que fueran de consumo final o de consumo intermedio.

Si se analiza el problema en su conjunto, es decir se planifica a mediano y largo plazo, surgirán estructuras tarifarias que serían equitativa, social, económica y generacionalmente hablando.

Esto debería llevar a estratificar los consumos de las familias e incluso determinar un consumo mínimo razonable (que no implique tener una lamparita de 40 W por ambiente o un consumo de Gas sólo para cocinar) que tendría una tarifa mínima.

Por supuesto todo se solucionaría si todos los habitantes del país tuvieran un trabajo estable, digno y justamente remunerado. Entonces la estructura tarifaria podría ser otra.

En resumen en los años recientes de Argentina hubo una estructura tarifaria irracional que llevó a generar una política de subsidios indiscriminados (no para todas las provincias) que junto a la delegación de buena parte de las inversiones en el sector privado (hay que recordar que desde los 90 habían desaparecido casi todas las empresa estatales) llevó a problemas de desabastecimiento de Electricidad y Gas Natural y a la necesidad de importar combustibles (de esto es responsable la política de exportaciones de energía de los años 90 y comienzos de los 2000 y la reacción tardía, recién en 2012, con la particular forma de nacionalización de YPF).

Una última reflexión, la distorsionada estructura tarifaria actual existente especialmente en el AMBA no se debió haber corregido, casi, de un día para el otro, sino gradualmente y elaborando una nueva estructura tarifaria alejada del principio neoliberal que dice “ que cada uno debe pagar según sus costos” pues esto llevó a una estructura tarifaria regresiva que afectó gravemente las economías familiares de ingresos fijos, como asalariados y jubilados, a las PYMES y a los Clubes de Barrio, por ejemplo.

El gobierno surgido de las elecciones de diciembre 2015 con su intención de anular el déficit fiscal primario (aumentando el secundario con el aumento de los intereses de la Deuda Externa contraída) ha implementado una fuerte política de disminución de los subsidios, en este caso de los energéticos, con el objetivo de que lo antes posible cada usuario termine pagando las tarifas plenas de Electricidad, de Gas Natural y las muy altas las de GLP.

---

## 11.2. Los Subsidios en el anterior Gobierno

Para comprender mejor la situación de los años 2016 a 2018 es necesario mencionar que pasaba en el gobierno anterior con los subsidios.

*Los Subsidios Energéticos constituyen un fenómeno relativamente nuevo en el panorama energético argentino. En los últimos 25 años (1990-2015) se constata que fueron de magnitud muy pequeña hasta el año 2003 y que con posterioridad a ese año se transformaron en un fenómeno de magnitud considerable y fuertemente creciente hasta el presente.*

*En su actual configuración, tienen su origen en un conjunto de medidas adoptadas por el gobierno nacional tras los graves y traumáticos episodios económicos, sociales y políticos que sucedieron a la salida de la convertibilidad a finales de 2001.*

*La Ley de Emergencia Económica N° 25.561, sancionada el 6 de Enero de 2002 dispuso pesificar las tarifas de los servicios públicos de gas y Electricidad de su valor original en pesos convertibles a dólares estadounidenses a pesos a un tipo de cambio de \$1 por cada dólar; se revocaron todas las disposiciones relativas a ajustes de precio y los mecanismos de indexación previstos en los contratos vigentes. Al mismo tiempo la norma facultó al Poder Ejecutivo a realizar, en un plazo razonable, una renegociación de los contratos de las empresas de servicios públicos y de las tarifas correspondientes a tales servicios. Ello con el objeto de normalizar las prestaciones con tarifas que por un lado pudieran ser afrontadas por la población (fuertemente afectada por la devaluación) y por otro que las mismas fueran suficientes para permitir a las empresas funcionar y cumplir adecuadamente con las obligaciones establecidas en los contratos de concesión.*

*El mantenimiento de la “Emergencia Económica” mediante sucesivas prórrogas de la Ley 25561 y con ello el mantenimiento de la “anormalidad tarifaria”<sup>1</sup> hasta el presente generó problemas de significativa magnitud al Sector Energético. Como:*

*- El congelamiento tarifario; compensaciones parciales; etc*

*- La producción de Petróleo Crudo desciende ininterrumpidamente desde 1998 y la de Gas Natural desde 2004 hasta 2014 En el marco de la Emergencia y de los congelamientos de precios dictados a su amparo, el Estado nacional debió hacerse cargo de los mayores costos de los productos energéticos que fue necesario importar –fueloil y Gas Oil y Gas Natural- para afrontar el crecimiento de la demanda interna, en un contexto en que la producción interna de Gas Natural y de Petróleo se encontraban en disminución*

*Por otra parte, las empresas de Distribución y Transmisión de Energía Eléctrica de Gas Natural experimentaron una caída de sus ingresos en términos reales como consecuencia del creciente proceso inflacionario que se dio a partir de la salida de la convertibilidad. La combinación de ingresos parcialmente congelados (tarifas) y costos empresarios crecientes – materiales, personal, ampliaciones- provocó un progresivo deterioro de su situación patrimonial y caída de los resultados.*

*El resultado fue una evidente caída del desempeño operativo y pérdida de liquidez, lo cual a su vez provocó que numerosas empresas pospusieran nuevas inversiones en sus redes, afectando de esa manera la calidad de los servicios.*

*Por último, a raíz de los reclamos administrativos y presentaciones judiciales de algunas de las empresas concesionarias con motivo de la demora en la implementación de los acuerdos de revisión tarifaria, el Estado nacional se vio obligado a reconocer y compensar a través de distintos mecanismos el incremento de costos de dichas empresas. Para ello se recurrió a muy complejos mecanismos institucionales que dificultaron el funcionamiento sectorial mezclando muchas veces las*

responsabilidades del concedente y el concesionario. (tomado del documento “Los subsidios Energéticos en Argentina” de la Asociación Argentina de presupuesto (ASAP) y el <instituto de la Energía GRAL. MOSCONI (IAE) de Diciembre 2015”.

Durante el período que abarca los años 2004 y 2014, los subsidios destinados al sector energético sumaron cerca de \$ 342.000 millones de pesos corrientes (equivalentes a 2.695.658 millones de pesos del año 2018).

Los subsidios energéticos se canalizan principalmente a través de dos grandes empresas, **CAMMESA** (55,8%) y **ENARSA** (30,7%), que entre otros fines tienen a su cargo, respectivamente, el subsidio a la generación de Energía Eléctrica (ya sea por medio de compensaciones a las generadoras, como mediante la compra de combustible) y la compra de Gas importado para el abastecimiento del mercado interno.

Con una incidencia muy inferior, también se cuentan las transferencias a empresas productoras de Gas derivadas del **Programa de Inyección Excedente de Gas Natural (denominado “Plan Gas”)** aprobado a comienzos del año 2013, destinado a incrementar la producción de este recurso mediante el otorgamiento de subsidios a las empresas (5,0%).

**Yacimientos Carboníferos Río Turbio** (2,2%) para Gastos operativos, esencialmente salarios.

**Fondo Fiduciario para el Consumo Residencial de GLP** (1,5%) para el Plan Hogar destinado a la llamada Garrafa Social.

**YACYRETÁ** (1,4%) para el pago de Electricidad a Paraguay.

**Fondo Fiduciario para Consumo Residencial de Gas Natural** (0,2%) para las compensaciones tarifarias a los consumidores de Patagonia y otras zonas del País.

**Otros destinos** (3,1%).

### 11.3. El actual Gobierno

En el Cuadro Nº 11.1 se aprecia la evolución de los subsidios por ente receptor entre los años 2016 y 2018.

**Cuadro Nº 11.1. Monto de los Subsidios Energéticos entre los años 2016 y 2018**  
(Millones de pesos corrientes)

Receptores	11 meses del 2016	8 meses del 2017	11 meses del 2017	8 meses del 2018
CAMMESA	101437	35000	48000	55101
EX ENARSA	11700	5000	11347	20557
Plan GAS	28503	20528	21903	7882
YCRT	3030	2628	3346	2155
Consumidores Residenciales de GLP	3946	3897	5034	5563
YACYRETÁ	1088	496	936	458
Consumidores Residenciales de GN	123	1270	3229	0
Otros	563	2186	3206	146
<b>TOTAL</b>	<b>150390</b>	<b>71005</b>	<b>97001</b>	<b>91862</b>

Fuente: Informe de Tendencias, varios números Instituto de Energía GRL. MOSCONI (IAE).

Con relación al año 2016 los subsidios habrían disminuido en casi un 16% con fuerte caídas en el Plan Gas e importantes aumentos en los destinados a la ex ENARSA y a los consumidores de GLP.

---

Puede apreciarse que la enorme magnitud de los aumentos tarifarios (de GN y de EE) no han sido suficientes para disminuir apreciablemente los subsidios.

¿Entonces el gobierno seguirá incrementado las tarifas en valores reales?

Si esto sucede un considerable número de familias de estratos bajos y medios, perderán su Derecho a consumir energía y cientos de PYMES y Organizaciones de Bien Público, tenderán a desaparecer.

La solución parecería ser la señalada en el Punto 11.1.



---

## 12. LA MATRIZ ENERGÉTICA

Hasta aquí se ha analizado la problemática de cada fuente energética o temas específicos particular.

Ahora se tratará a las energías en su conjunto.

### 12.1. Algunos datos

Si bien la observación de lo ocurrido entre 2014 y 2017 es sobre un lapso muy reducido de tiempo como para apreciar cambios estructurales robustos, sí pueden dar un indicio de tendencias.

Las distintas fuentes energéticas se han agrupado en los conjuntos que se indican a continuación:

- Petróleo y Derivados que comprende a las siguientes fuentes: Petróleo Crudo; Gas de Refinería; Naftas; Kerosene; Combustible Jets; Gasoil; Diesel; Fueloil; Carbón Residual de Petróleo.
- Gas Natural y Derivados que comprende a las siguientes fuentes: Gas Natural y Gas Distribuido.
- Carbón Mineral y Derivados que comprende a las siguientes fuentes: Carbón Mineral; Coque; Gas de Coque y Gas de Alto Horno.
- GLP: se ha considerado por separado a pesar de que proviene del Petróleo (Refinerías) y de Yacimientos (esencialmente del Gas Natural).
- Bioenergías que comprende a las siguientes fuentes: Leña; Bagazo; Residuos; Carbón de Leña; BIOETANOL y Biodiesel.
- Eólica: únicamente la destinada al bombeo de agua en los molinos a Viento.
- Electricidad: que ha sido generada por los energéticos que se incluyen en el Cuadro Nº 12.1.3.

No sea incluido a la Solar que se utiliza para calentar agua por falta de información.

Los Cuadros Nº 12.1.1 y 12.1.2 presentan los Consumos Totales de Energía como suma de los Consumos Propios y de los Consumos Finales.

Por último, el Cuadro Nº 12.1.4 presenta algunos indicadores generales de la evolución del sistema energético argentino entre los años 2014 y 2017.

**Cuadro Nº 12.1.1. Consumo Final más Consumo Propio  
(10<sup>3</sup> TEP)**

<u>Fuente Energética</u>	<u>2014</u>	<u>2017</u>
Petróleo y Derivados	19248	20506
Gas Natural y Derivados	27430	25882
Carbón Mineral y Derivados	1419	1446
GLP	1917	1816
Bioenergías	2500	2930
Eólica	129	129
Energía Eléctrica	11232	11446
<b>TOTAL</b>	<b>63875</b>	<b>64155</b>

Fuente: Elaboración Propia en Base a los Balances Energéticos de la Secretaría de Energía y Minería.

**Cuadro Nº 12.1.2. Consumo Final más Consumo Propio  
(%)**

<b>Fuente Energética</b>	<b>2014</b>	<b>2017</b>
Petróleo y Derivados	30,13	31,96
Gas Natural y Derivados	42,94	40,34
Carbón Mineral y Derivados	2,22	2,25
GLP	3,00	2,83
Bioenergías	3,91	4,57
Eólica	0,20	0,20
Energía Eléctrica	17,58	17,84
<b>TOTAL</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>

Fuente: Elaboración Propia en Base al Cuadro Nº 12.1.1.

**Cuadro Nº 12.1.3. Energéticos para la generación de Electricidad del servicio público  
(%)**

<b>Energético</b>	<b>2014</b>	<b>2017</b>
Hidráulica	16,4	15,4
Nuclear	5,9	7,8
Carbón Mineral	2,5	1,6
Eólica	0,2	0,2
Solar	0,0	0,0
Gas Natural	55,6	64,0
Gasoil	7,2	5,4
Fueloil	12,3	5,6
Biodiesel	0,0	0,0
<b>TOTAL 10<sup>3</sup> TEP</b>	<b>21723</b>	<b>22401</b>

Fuente: Elaboración propia en Base al Cuadro Nº 5.1.17.

**Cuadro Nº 12.1.4. Indicadores de la Matriz Energética**

<b>Concepto</b>	<b>Unidad</b>	<b>2014</b>	<b>2017</b>
Energía Existente (Abastecimiento Bruto Energético)	10 <sup>3</sup> TEP	78707	80904
Energía Disponible	10 <sup>3</sup> TEP	78458	79088
Consumo Neto Total	10 <sup>3</sup> TEP	63760	64232
Eficiencia Energética Neta	(%)	81	79,4
Autoabastecimiento Energético	(%)	92,4	90,3
Intensidad Energética	TEP/millón de pesos 2004 PBI	90,8	88,16

Fuente Elaboración Propia en Base a los Balances Energéticos publicados por la Secretaría de Energía y Minería. Datos del PBI INDEC.

---

## 12.2. Algunos comentarios

Primero hay que aclarar que los consumos intermedios, por ejemplo, los destinados a producir Electricidad, no se incluyen en los Consumos Totales.

- i) El Consumo Total de Energía apenas ha crecido entre los años 2014 y 2017. Esto no es como consecuencia de medidas de ahorro energético sino como consecuencia de una caída de la actividad económica del país y del ingreso de los habitantes.
- ii) Se observan pocos cambios en la participación de las fuentes: por ejemplo, la caída del Gas Natural y derivados obedecería a los fuertes incrementos tarifarios a y a la mencionada menor actividad de los sectores productivos. En cambio, el avance de Petróleo y Derivados a los mayores consumos de Naftas y Gas Oil, pese a los aumentos de precios de los mismos.
- iii) En cuanto a los BIOENERGÉTICOS la ganancia relativa se habría debido a las Naftas y Gas Oil ya que el BIOETANOL y el biodiesel se mezclan con las mismas.
- iv) En cuanto a los consumos de Electricidad prácticamente estarían estancados y es válido el comentario incluido en el punto ii) de este apartado.
- v) El Cuadro Nº 12.1.3 permite apreciar: el impacto del ingreso de ATUCHA II, como se ha seguido empleando Gas Natural para la generación térmica convencional y cómo todavía no se observan los efectos de los Planes Renovar en cuanto al peso relativo de los aerogeneradores y las centrales solares.
- vi) El Cuadro Nº 12.1.4 muestra una ligera caída de la Eficiencia Energética. Es decir, habrían aumentado las pérdidas del sistema (las primarias, las secundarias y las de los Centros de transformación); habría caído el nivel de autoabastecimiento (obviamente por las menores producciones de Petróleo y Gas Natural y las mayores importaciones de Gas Natural Licuado) y se notaría que se necesitó menos energía para generar una unidad de PBI en moneda constante.

---

### 13. BIBLIOGRAFÍA

Han sido numerosos los documentos, informes y noticias consultados.

A veces se ha transcrito textualmente la opinión de terceros sobre distintos temas y figuran en cursiva en el Texto.

Las referencias de documentos relativamente extensos se han indicado también en el Texto.

Lamentablemente la Secretaría de Energía y Minería, hace años ha discontinuado los utilísimos Anuarios de Combustibles y de Energía Eléctrica que permitían obtener los datos numéricos de todo el sistema energético reunidos y controlados. Esto permitía manejarse con una sola fuente y ahorra bastante tiempo de búsqueda.

En consecuencia, ese tipo de datos ha debido obtenerse de las Tablas dinámicas de la Secretaría de Energía y Minería, del Instituto Argentino del Petróleo y Gas y de CAMMESA, además de otros orígenes que se explicitan también en el Texto.

Por supuesto que se han consultado Leyes, Decretos, Resoluciones cuando correspondía al tema tratado.

También ha sido necesario recurrir a informaciones de revistas en general on line como: Nuevas Energías; Petroquímica; El Inversor Energético y Minero, ECOJOURNAL.

Ha sido muy útil el material del Instituto Argentino de la Energía GRAL MOSCONI (IAE) y los Informes Mensuales de Precios de MONTAMAT y Asociados.

Gracias a los informes diarios del Digital PAPERS se ha podido consultar a casi todos los diarios del País (por ejemplo, Nación, El Cronista; Ámbito Financiero; BAE; Página 12; Clarín).

Entonces en el mismo documento se incluye donde corresponde las referencias y citas bibliográficas.