



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SUR

TESIS DE DOCTOR EN GEOGRAFÍA

**LA NUEVA GEOPOLÍTICA DE LA ENERGÍA EN LA REGIÓN SUDAMERICANA.
TENDENCIAS, ACTORES Y CONFLICTOS EN LA INDUSTRIA DEL GAS**

ANA LÍA DEL VALLE GUERRERO

BAHÍA BLANCA

ARGENTINA

2016

PREFACIO

Esta Tesis se presenta como parte de los requisitos para optar al grado Académico de Doctor en Geografía de la Universidad Nacional del Sur y no ha sido presentada previamente para la obtención de otro título en esta Universidad u otra. La misma contiene los resultados obtenidos en investigaciones llevadas a cabo en el ámbito del Departamento de Geografía y Turismo durante el período comprendido entre el 26 de abril de 2012 y el 26 de febrero de 2016, bajo la dirección del Doctor Ricardo Méndez Gutiérrez del Valle miembro del Instituto de Economía, Geografía y Demografía. Centro de Ciencias Humanas y Sociales Consejo Superior de Investigaciones Científicas (CSIC) de Madrid (España) y la Dirección Adjunta de la Doctora Nora Ester Pizarro del Departamento de Geografía y Turismo de la Universidad Nacional del Sur.



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SUR

Secretaría General de Posgrado y Educación Continua

La presente tesis ha sido aprobada el/....../..... , mereciendo la calificación de... (.....)

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar deseo agradecer el esfuerzo, dedicación y paciencia puesto en la corrección de esta tesis por mis directores, Ricardo Méndez Gutiérrez del Valle y Nora Ester Pizarro, así como la invaluable colaboración del Centro de Cartografía del Departamento de Geografía y Turismo.

Del mismo modo, agradezco también a todos mis compañeros y amigos en particular a Soledad Gallucci, Paula Michalijos, Elizabeth Carbone, Alejandra Geraldí, Guillermo Ángeles, Rosa Fittipaldi y Stella Visciarelli que continuamente colaboraron, me escucharon, me apoyaron y acercaron material en relación con el tema de estudio.

Por último, quiero destacar el importante apoyo recibido de mi familia a quienes a lo largo de estos años les he quitado muchas horas por el tiempo dedicado a la realización del presente trabajo.

RESUMEN

La presente investigación estudia la inserción de la Región Sudamericana en el sistema energético global en relación con el recurso gas considerando la existencia de un escenario energético multipolar e interdependiente. El recurso gas natural se ha desarrollado a la sombra del petróleo pero en la actualidad, adquiere mayor protagonismo por ser el hidrocarburo menos contaminante y de menor costo relativo en relación con el petróleo. Este contexto de crecimiento del consumo del gas lleva a que algunos autores llamen al siglo XXI como “la era dorada del gas”.

En este marco, se procede a analizar el contexto geopolítico y socioeconómico global, desde la perspectiva de las relaciones espacializadas de poder multiescalares y transescalares que se producen entre los actores sociales involucrados. Desde este enfoque, se estudian los conflictos y problemas de abastecimiento de gas en la región mediante un conocimiento espiralado de la realidad ; a su vez, se formula, como nueva perspectiva de análisis, una visión geopolítica multiescalar con énfasis en la dimensión política del territorio que propone analizarlos no de forma aislada, sino en sus interacciones con otras escalas.

La investigación tiene como objetivo general comprender las transformaciones territoriales, producidas a partir de los conflictos de intereses entre Estados, en torno al uso del recurso gas en la Región Sudamericana, durante el período 2004-2014. Para ello, se utilizan los enfoques propuestos por la Nueva Geografía Política y la Geopolítica de la Energía a fin de visibilizar el carácter espacial de los procesos.

La consideración de un horizonte temporal de diez años permite analizar los cambios que se producen a nivel de macrosistemas sociales, como son los Estados. Durante este período, se pasa de un conflicto bilateral entre Argentina y Chile por problemas de abastecimiento de gas, a una situación en la cual los actores implicados se van multiplicando. La búsqueda de solución a los problemas de abastecimiento lleva a incorporar a otros países de la región como posibles oferentes del recurso. Sin embargo, en el año 2008, al no obtener resultados favorables surge como alternativa la incorporación al mercado global del gas natural licuado (GNL) transportado por vía

marítima en buques metaneros y recibido en nuevas instalaciones de plantas regasificadoras, flotantes o en tierra, que comienzan a surgir en las costas de varios países de la región. Así, la región sudamericana comienza a tener mayor dependencia del mercado externo y se aleja del autoabastecimiento y la integración regional.

En cuanto a la metodología aplicada, es una investigación de carácter empírico a través de una estrategia teórico-metodológica multimétodo. Las fuentes de relevamiento de datos provienen tanto de investigación bibliográfica como de entrevistas a informantes clave. En relación con los beneficios, el conocimiento que aporta esta investigación puede resultar relevante en el proceso de toma de decisiones de los gobiernos involucrados en la cuestión energética sudamericana, considerando la existencia de conflictos geopolíticos aún irresueltos que inciden en las decisiones políticas actuales tomadas por los Estados en relación con el recurso gas que llevan a la integración o a la fragmentación regional.

ABSTRACT

This research studies the integration of the South American Region in the global energy system in relation to gas resource considering a multipolar and interdependent energy scenario. The natural gas resource has been developed in the shadow of oil but now takes on greater prominence for being the least polluting and lower relative cost hydrocarbon in relation to oil. This context of gas consumption growth leads some authors call the XXI century as "the golden age of gas".

Within this framework it proceeds to analyze the geopolitical and socioeconomic global context from the perspective of spatialized multiscale and transescalares relationships that occur between the social actors involved. From this perspective, it studies the conflicts and problems of gas supply in the region through a spiral knowledge of reality; at the same time, it is formulated as a new analytical perspective, a geopolitical multiscale vision with emphasis on the political dimension of the territory that seeks to analyze, not in isolation, but in their interactions with other scales.

The research has the general objective of understanding the territorial transformations produced from conflicts of interest between states, on the use of the gas resources in the South American Region during the period 2004-2014. For this, it is used the approaches proposed by the New Political Geography and Geopolitics of Energy in order to visualize the spatial character of the process.

Considering a time horizon of ten years enable us to analyze changes that occur at the level of macrosocial systems, as the states are. During this period, it moves from a bilateral conflict between Argentina and Chile to a situation at which the actors are multiplied. The search for solutions to the problems of gas supply leads to incorporate other countries in the region as potential bidders resource. However, in 2008 when there were no favorable results, liquefied natural gas (LNG) is incorporated as an alternative in the global market; it is transported by sea in LNG carriers and is received in new regasification facilities, as floating or onshore plants which are beginning to emerge off the coast of several countries in the region. Thus, the South American Region begins to rely more on foreign markets.

Concerning the methodology, it is an empirical research through a multimethod theoretical and methodological strategy. The survey data sources com from both library research and interviews with key informants. With respect to benefits, the knowledge provided by this research may be relevant in the process of decision making of the governments involved in South American energy issue, considering the existence of still unresolved geopolitical conflicts that affect the current political decisions taken by the States with regard to the gas resource leading to regional integration or fragmentation.

ÍNDICE

Introducción

Introducción.....	1
Objetivo general.....	6
Hipótesis.....	7
Metodología.....	8

PARTE I

MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL Y CONTEXTUALIZACIÓN DE LA PROBLEMÁTICA ENERGÉTICA GLOBAL

Capítulo 1 Marco teórico conceptual general

1.1. Introducción.....	16
1.2. Perspectivas teóricas para abordar la cuestión energética desde la geografía	17
1.2.1. El enfoque multiescalar y multidimensional de la Nueva Geografía Política.....	21
1.3. Perspectivas teóricas para abordar la cuestión energética desde la Geopolítica	24
1.3.1. Órdenes geopolíticos mundiales.....	32
1.4. Recurso natural, diferenciación de conceptos. Estático y dinámico.....	37
1.5. Vulnerabilidad energética vs Seguridad energética.....	42
1.5.1. Dependencia energética.....	42
1.5.2. Vulnerabilidad energética.....	43
1.5.3. Conectividad energética.....	45
1.5.4. Seguridad energética.....	47

Capítulo 2 Geopolítica de la energía. Conceptos específicos

2.1. Introducción.....	53
2.2. Órdenes energéticos mundiales.....	54
2.3. Geopolítica de la energía en el siglo XX.....	62
2.4. Nueva geopolítica de la energía en la segunda década del siglo XXI.....	64
2.4.1. El caso del petróleo	72
2.5. Nueva Geopolítica del Gas en la segunda década del siglo XXI.....	76

Capítulo 3 Nuevas tendencias y desafíos en el uso del recurso gas. El gas natural licuado

3.1. Introducción.....	93
3.1.1. Características del recurso gas natural y del gas natural licuado.....	94
3.2. Análisis a escala global	95
3.2.1. El origen del transporte del GNL	96
3.2.2. La composición del mercado de GNL	99
3.2.3. Competencia entre gasoductos y transporte de GNL por vía marítima.....	106
3.2.4. Costos y precios del GNL.....	110
3.3. Análisis a escala regional	114
3.3.1. Un mercado global, con particularidades regionales.....	114
3.3.2. La región sudamericana.....	115
3.3.2.1. La situación del GNL en Sudamérica.....	117
3.3.2.2. Plantas regasificadoras en la región sudamericana.....	120
3.4. Análisis a escala nacional y local	123
3.4.1. Escala nacional: el contexto actual de la Argentina.....	123
3.4.2. Escala nacional: crecimiento del consumo de gas natural licuado ...	123

3.4.2.1. Escala local: el caso de Puerto Cuatrerros (Bahía Blanca) ...	126
3.4.2.2. Escala local: el caso de Escobar	129
3.5. Conclusiones parciales respecto al GNL.....	134

PARTE II

LA CUESTIÓN ENERGÉTICA EN LA REGIÓN SUDAMERICANA Y SUS IMPLICANCIAS A ESCALA NACIONAL (ARGENTINA) Y A ESCALA LOCAL (BAHÍA BLANCA)

Capítulo 4 Sudamérica como espacio geopolítico de análisis

4.1. Antecedentes al estudio de la situación regional	138
4.1.1. El gas como variable crítica a escala regional.....	139
4.2. Perspectiva sudamericana de la Geopolítica de la Energía.....	143
4.2.1. Región Sudamericana: Relaciones entre actores regionales y actores extraregionales	147
4.3. Reservas, producción y consumo en la región Sudamericana.....	154

Capítulo 5 El sociograma de conflicto como herramienta de síntesis de la información

5.1. Introducción.....	170
5.1.1. Sociograma de conflicto	170
5.2. Análisis de la evolución del conflicto y síntesis a través de los sociogramas.....	172
5.2.1. Período de referencia 2004-2005. Del conflicto bilateral al conflicto regional	173
5.2.2. Segundo período 2006-2007. Gasoductos e ideología.....	177
5.2.3. Tercer período 2008-2011. Del gasoducto al transporte por vía marítima (GNL).....	183
5.2.4. Cuarto período 2012-2014. Nuevos contextos, nuevos recursos.....	190
5.3. Conclusiones parciales a escala regional sudamericana.....	201

Capítulo 6 La crisis de abastecimiento de gas en la Argentina. Debates y desafíos

6.1. Introducción.....	209
6.2. Orígenes y evolución de la crisis de abastecimiento de gas en la Argentina y sus interacciones regionales.....	213
6.2.1. Los actores de la industria del gas en la Argentina.....	215
6.2.2. La pérdida del autoabastecimiento y sus implicancias regionales y globales.....	220
6.2.3. El gas natural en los Planes Energéticos Nacionales.....	225
6.2.3.1. La quita del subsidio al gas natural.....	230
6.3. Alternativas de solución al conflicto de abastecimiento de gas para la Argentina y la región	232
6.3.1. Puesta en producción de nuevos recursos en las cuencas en explotación	233
6.3.2. Exploración de nuevos yacimientos –convencionales y no convencionales- de gas natural.....	240
6.3.2.1. Yacimientos convencionales onshore y offshore.....	241
6.3.2.2. El gas no convencional.....	245
6.3.2.3. Las alianzas estratégicas de YPF.....	258
6.3.2.4. Incentivos y regímenes fiscales.....	262
6.3.3. Importación del recurso gas natural convencional.....	265
6.2.3.1. Importación vía gasoductos desde Bolivia.....	266
6.2.3.2. Importación de GNL por vía marítima.....	270
6.4. Incertidumbre respecto a los futuros escenarios.....	273

Capítulo 7 El poder territorializador del gas en el espacio costero de Bahía Blanca

7.1. Introducción.....	281
7.2. El espacio costero de la ciudad de Bahía Blanca.....	285
7.2.1. El Complejo Portuario de Bahía Blanca.....	294
7.2.2. El Complejo General Cerri-Puerto Cuatrerros.....	299
7.2.3. ¿Petróleo frente a las costas de Bahía Blanca?	306
7.3. El poder territorializador del gas natural en el espacio costero del partido de Bahía Blanca	307
7.4. El impacto territorial y ambiental de las empresas.....	322
7.4.1. Problemas y desafíos de la industria petroquímica en Bahía Blanca.....	331
7.4.2. La cuestión ambiental en la localidad de Bahía Blanca.....	334
Conclusiones finales	
Conclusiones finales.....	344
Bibliografía	
Bibliografía.....	367

Índice de figuras

Figura 1: Esquema interpretativo de relaciones analizadas en la investigación.....	15
Figura 2: Esquema del desarrollo de la tesis	16
Figura 3: Relaciones espacializadas de poder. Multiescalares, Transescalares y Multidimensionales.....	23
Figura 4: Las múltiples definiciones de la Geopolítica.....	30
Figura 5: Definiciones de Geopolítica desde una perspectiva sudamericana.....	31
Figura 6: Línea de Tiempo de los Órdenes Geopolíticos.....	33
Figura 7: Transiciones energéticas en el período 1800-2000.....	56
Figura 8: Cambios en las fuentes energéticas a través de los siglos.....	56
Figura 9: Procesos para extracción del gas esquisto o <i>shale gas</i>	60
Figura 10: Crecimientos de las reservas globales de petróleo (<i>thousands millions barrels</i>) y gas (<i>trillions cubic metres</i>)	66
Figura 11: Cambios en el destino de las Exportaciones de petróleo de Medio Oriente...	67
Figura 12: Cambios potenciales en la Circulación del gas y sus efectos Geopolíticos....	68
Figura 13: Evolución de los precios del petróleo.....	75
Figura 14: Producción de gas y petróleo, convencional y no convencional, en Estados Unidos, período 1980-2035.....	78
Figura 15: Mapa y ranking global de recursos no convencionales <i>shale oil</i> y <i>shale gas</i>	79
Figura 16: Volumen del Comercio de GNL 1980-2011 y Evolución de los países exportadores e importadores de GNL entre 1980-2011	98
Figura 17: Proyecciones de crecimiento de la producción de gas natural y del comercio, por gasoducto y por vía marítima	107
Figura 18: Movimientos de Gas natural por gasoductos, y transporte de GNL por vía marítima, en 2014	110
Figura 19: Evolución de los precios regionales del gas vs precio del petróleo (WTI). Período 2001-2011	113
Figura 20: Terminales de Regasificación y Licuefacción existentes y proyectadas, en la Región Sudamericana en 2011	119
Figura 21: Localización de Terminales de Regasificación, en Bahía Blanca y Escobar, provincia de Buenos Aires, Argentina, en 2011	130

Figura 22: Relaciones espacializadas de poder. Multiescalares, Transescalares y Multimensionales. Aplicación al uso del Gas Natural Licuado.....	137
Figura 23: Variaciones en las reservas de gas intervalo 2004-2013.....	156
Figura 24: Ratio reservas/producción en años para el año 2013	156
Figura 25: Evolución de las reservas probadas convencionales entre 2004 y 2013, medidas en (TCF) más reservas no convencionales recuperables de Shale gas	157
Figura 26: Producción y consumo de gas en Argentina década 2004-2013	162
Figura 27: Producción y consumo de gas en Brasil década 2004-2013	163
Figura 28: Producción y consumo de gas en Colombia década 2004-2013	164
Figura 29: Producción y consumo de gas en Perú década 2004-2013	165
Figura 30: Producción y consumo de gas en Venezuela década 2004-2013	166
Figura 31: Producción y consumo de gas en Bolivia década 2004-2013	177
Figura 32: Sociograma de referencia. Del conflicto bilateral al conflicto regional: Período 2004-2005.....	177
Figura 33: Gasoductos e Ideología: Período 2006-2007.....	181
Figura 34: Del gasoducto al GNL. Período 2008-2011.....	188
Figura 35: Nuevos contextos, nuevos recursos. Período 2012-2014.....	195
Figura 36: La trama gasífera: cambios y continuidades 2004-2014.....	200
Figura 37: Cadena de valor del gas natural	216
Figura 38: Importaciones de Energía en relación con las reservas del Banco Central de la República Argentina (BCRA) en millones de dólares	223
Figura 39: Tarifas y subsidios en la Argentina.....	232
Figura 40: Cuencas en explotación y sin explotar, y principales empresas operadoras en la Argentina.....	237
Figura 41: Distribución de las cuencas productivas de gas natural convencional.....	238
Figura 42: Distribución de las propuestas exploratorias.....	244
Figura 43: Yacimientos de Recursos no convencionales en Argentina y países limítrofes.....	248
Figura 44: Localización del yacimiento de recursos no convencionales Vaca Muerta y ranking a escalas Nacional, Regional y Global	249

Figura 45: Distribución de las ventanas de gas y petróleo en la Cuenca Neuquina.....	250
Figura 46: Problemas y respuestas al <i>fracking</i>	252
Figura 47: Actores sociales en conflicto en la Localidad de Añelo.....	256
Figura 48: Distribución de las tierras en el Master Plan de Ordenamiento Territorial de Añelo.....	256
Figura 49: Gasoductos existentes y en licitación en la Argentina, 2014.....	269
Figura 50: Evolución de la importación de gas natural desde Bolivia y de GNL por vía marítima.....	273
Figura 51: Principales diferencias y similitudes en el uso del gas natural -convencional y no convencional- en la Argentina	278
Figura 52: Principales diferencias en el transporte del gas natural -convencional y no convencional- en la Argentina.....	279
Figura 53: Localización del Partido de Bahía Blanca.....	285
Figura 54: Localización de los principales elementos favorables para la localización del Polo Petroquímico	287
Figura 55: Componentes, productos derivados y aplicaciones del gas natural.....	289
Figura 56: Esquema de la localización del área analizada y área de influencia potencial del puerto de Bahía Blanca	291
Figura 57: Red ferroviaria y vial del hinterland del Puerto de Bahía Blanca.....	291
Figura 58: Localización de puertos en el partido de Bahía Blanca	294
Figura 59: Potencialidad de relaciones multiescalares en la integración regional sudamericana con la escala global-local	295
Figura 60: Marchas y manifestaciones en contra del dragado.....	303
Figura 61: Detalle de la red del Sistema Interconectado Nacional en Bahía Blanca.....	305
Figura 62: Localización de las áreas de exploración <i>offshore</i>	306
Figura 63: Proceso de ocupación del espacio período 1925-2014.....	310
Figura 64: Espacio costero del Puerto de Bahía Blanca en 1925.....	310
Figura 65: Espacio costero del Puerto de Bahía Blanca en 1970.....	311
Figura 66: Imágenes del proceso de transformación del espacio.....	312
Figura 67: Transformaciones territoriales: El proceso de territorialización del Sector Cangrejales en el Puerto de Bahía Blanca	313
Figura 68: Espacio costero del Puerto de Bahía Blanca en el año 2000.....	313
Figura 69: Tendido de gasoductos entre General Cerri y el Puerto de Bahía Blanca.....	314

Figura 70: Complejo General Cerri: Planta TGS y Gasoductos troncales.....	315
Figura 71: Imágenes del proceso de transformación del espacio.....	315
Figura 72: Vista del Sector Cangrejales en 2014	316
Figura 73: Vinculación local-global.....	317
Figura 74: Espacio costero del Puerto de Bahía Blanca en el año 2014.....	317
Figura 75: El poder territorializador del gas natural en el espacio costero de Bahía Blanca, sector Puerto de Ingeniero White-Puerto Galván	318
Figura 76: Trayectoria histórica de la localidad General Cerri en relación con el recurso gas natural.....	319
Figura 77: El poder territorializador del gas natural en el espacio costero de Bahía Blanca. Vista integral	321
Figura 78: Síntesis de los aspectos claves de la instalación de las empresas.....	324
Figura 79: Medición de elementos contaminantes del aire.....	337
Figura 80: Planta TGS (General Cerri), Vista General del Puerto de Ingeniero White y Puerto Galván Acceso a Indupa y Termoeléctrica Luis Piedrabuena.....	338
Figura 81: Zona de Influencia del Programa APELL	340
Figura 82: Dinámicas Territoriales de la energía período 2004-2014.....	352
Figura 83: Propuesta interpretativa: El gas como generador de transformaciones territoriales	353

Índice de Tablas

Tabla I. Diferencias entre Geografía Política Clásica y Nueva Geografía Política.....	21
Tabla II. Evolución de la producción y el consumo en países seleccionados a escala global período 2004-2013	85
Tabla III. Diferencias entre Geopolítica de la Energía y Nueva Geopolítica de la Energía, focalizada en el recurso gas	89
Tabla IV. Evolución de la demanda de GNL en el mundo, medida en millones de metros cúbicos, período 2000-2011	99
Tabla V. Países exportadores de GNL, a escala global, en millones de toneladas, 2011...	100
Tabla VI. Países importadores de GNL, a escala global, en millones de toneladas, en 2011	103
Tabla VII. Evolución de los precios regionales del gas en Henry Hub (HH), en <i>UK National Balancing Point</i> y en Lejano Oriente. Período 1990-2013.....	112
Tabla VIII. Terminales de GNL en Sudamérica, en 2011.....	118
Tabla IX. Préstamos de China a la región período 2005-2013	152
Tabla X. Evolución de las reservas probadas entre 2004 y 2013, medidas en <i>trillion cubic feet</i> (TCF) más Reservas Potenciales y Recuperables de Shale gas, y reservas en el presal	155
Tabla XI. Cambios en las posiciones de los países seleccionados según reservas probadas de gas en 2004 y 2014, en <i>trillion cubic feet</i> (TCF) y futura posición si se incorporan Reservas Recuperables de <i>shale gas</i> , y reservas en el presal	160
Tabla XII. Evolución de la producción y el consumo en países seleccionados de la región sudamericana período 2004-2013	161
Tabla XIII. Evolución de la producción y el consumo en la Argentina período 2004-2013	213

GLOSARIO

Reservas comprobadas o probadas*: reservas que de acuerdo al análisis de datos geológicos y de ingeniería, pueden ser estimadas con razonable certeza sobre la base de ser comercialmente recuperables de reservorios conocidos, a partir de una fecha dada.

Reservas probables*: reservas no comprobadas que sobre la base del análisis de los datos geológicos y de ingeniería, sugieren que son menos ciertas que las reservas comprobadas y que es más probable que sean producidas a que no lo sean.

Reservas posibles*: reservas no comprobadas, que del análisis de los datos geológicos y de ingeniería, sugieren que son menos factibles de ser comercialmente recuperables que las reservas probables.

Recursos*: hidrocarburos líquidos o gaseosos o de ambos, contenidos naturalmente en los reservorios y que pueden ser recuperados y utilizados bajo las condiciones tecnológicas existentes en el momento de la evaluación.

Recursos no convencionales*: son hidrocarburos (petróleo y gas) que se encuentran en condiciones que no permiten el movimiento del fluido, bien por estar atrapados en rocas poco permeables, o por tratarse de petróleos de muy alta viscosidad. Requieren el empleo de tecnología especial para su extracción, ya sea por las propiedades del propio hidrocarburo o por las características de la roca que lo contiene.

Tipos de crudo no convencionales:

Heavy Oil*: Petróleo en estado líquido de alta densidad. Se extrae de la roca mediante la inyección de vapor o polímeros.

Shale Oil*: Petróleo producido directamente de la roca madre (shale rica en materia orgánica).

* Fuente: Resolución Secretaría de Energía 324/2006, a partir de las definiciones de la Society of Petroleum Engineers; del World Petroleum Congress y de la American Association of Petroleum Geologists

• [Enlínea] http://www.repsol.com/imagenes/es_es/no_convencionales_597x540_06_esp_tcm7-607176.swf [12 de marzo 2014]

Oil Sands o arenas bituminosas[•]: Arenas impregnadas en bitumen, que es un hidrocarburo de muy alta densidad y viscosidad. Este bitumen en su estado natural no tiene la capacidad de fluir al pozo.

Tight Oil[•]: Petróleo proveniente de reservorios con baja porosidad y permeabilidad.

Tipos de gases no convencionales:

Shale Gas[•]: Gas Natural contenido en rocas arcillosas (shale) con alto contenido en materia orgánica y muy baja permeabilidad (roca madre). Para su explotación es necesario perforar pozos horizontales y fracturar la roca.

Tight Gas[•]: Gas natural contenido en rocas con baja porosidad y permeabilidad.

Coal Bed Methane[•]: Gas natural extraído de capas de carbón. Debido a su alto contenido en materia orgánica el carbón retiene gran cantidad de gas adsorbido. Hidratos de metano: Compuesto sólido similar al hielo que contiene metano. Éste queda atrapado en una estructura cristalina de moléculas de agua que es estable en sedimentos marinos a profundidades de agua mayores de 300 m.

Fracturación hidráulica: se utiliza para extraer el shale gas que es un gas que se encuentra enquistado (gas esquisto) dentro de bloques de rocas sedimentarias formadas a partir de materiales orgánicos, en reservorios de baja permeabilidad. Para su extracción, las empresas de Estados Unidos han liderado un método conocido como fracturación hidráulica. La tecnología usa agua, arena y químicos para fragmentar formaciones rocosas y poder acceder al gas. Los últimos desarrollos en investigación en Estados Unidos, la aplicación de nuevas tecnologías de fractura hidráulica combinada con perforación horizontal han permitido reducir los costos de extraer gas de la roca madre (Soeder, 2012). Se lo conoce también como *fracking* (fractura hidráulica y pozos horizontales).

[•][Enlínea] http://www.repsol.com/imagenes/es_es/no_convencionales_597x540_06_esp_tcm7-607176.swf [12de marzo 2014]

GAS NATURAL LICUADO: es gas natural sometido a un proceso de licuefacción durante el cual se lo lleva a una temperatura aproximada de -160°C , transformándolo al estado líquido y reduciendo su volumen en 600 veces, con el objeto de poder transportar mayor cantidad de gas en buques llamados metaneros.

MULTIESCALAR: cuando se consideran articulaciones escalares de orden institucional.

TRANSESCALAR: cuando se consideran las relaciones conformadas a partir de redes de flujos que las atraviesan.

JAPAN CRUDE COCKTAIL: representa una cesta de crudos y tiene una enorme correlación con el precio del petróleo.

HENRY HUB: refleja la cotización del gas en un determinado cruce de gasoductos en el estado de Louisiana, Estados Unidos.

WEST TEXAS INTERMEDIATE: es el petróleo crudo que se extrae en el Golfo de México y sirve como referencia para las transacciones financieras en New York (NYMEX).

SPOT: comercio de corto plazo se define como cualquier transacción que se apoya en contratos inferiores a una duración de cuatro años. Asimismo, se incluye en este mercado a los suministros que se envían por encima de los servicios contratados de largo plazo.

ABREVIATURAS Y SIGLAS

TFC: *trillion feet cubic*, trillones de pies cúbicos, por su sigla en inglés.

TCM: *trillion cubic metres*, trillones de metros cúbicos, por su sigla en inglés.

MB/D: millones de barriles diarios

BTU: british termic unit, por su sigla en inglés.

MTPA: millones de toneladas por año

JCC: Japan Crude Cocktail

HH: Henry Hub

WTI: West Texas Intermediate

YPFB: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos.

YPF: Yacimientos Petrolíferos Fiscales. Argentina.

PdVSA: Petróleos de Venezuela.

UTE: Unión transitoria de empresas.

IGU: *International Gas Union*

OPEP: Organización de Países Productores de Petróleo, creada en 1960

OPPEGASUR: Organización de Países Productores y Exportadores de gas de Suramérica, creada en 2007.

UNASUR: Unión de Naciones Sudamericanas, creada en 2008

MERCOSUR: Mercado Común del Sur, creado en 1991

CAN: Comunidad Andina de Naciones, creada en 1969 como Pacto Andino

ALBA: Alternativa Bolivariana para los Pueblos de Nuestra América, creada en 2004.

CELAC: Comunidad de Estados Latinoamericanos y Caribeños, creada en 2010.

TIAR: Tratado Interamericano de Asistencia Recíproca

AIE: Agencia Internacional de Energía

EIA: por su sigla en inglés *Energy International Agency*

DOE: Departamento de Energía de Estados Unidos

GNL: Gas Natural Licuado.

OCDE: Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos

MIT: por su sigla en inglés, Instituto Tecnológico de Massachusetts

INTRODUCCIÓN

INTRODUCCIÓN

Cuando se habla de energía en estas primeras décadas del siglo XXI, las referencias obligadas continúan siendo el petróleo o el gas natural, pues ambas suman cerca del 60% de la matriz energética mundial. La demanda de energía a escala global durante el siglo XX y la primera década del siglo XXI se caracterizó por un crecimiento cada vez mayor de la demanda frente a una oferta que se encontraba estancada y en algunos casos en declinación. Sin embargo, en la segunda década del siglo XXI se origina un cambio del paradigma energético que lleva a preguntarse si existe un resurgimiento de los hidrocarburos a partir de recursos no convencionales como *shale oil*, *shale gas*, *thigt oil* y *tight gas*, contrariamente a lo que se mencionaba respecto a la llegada del pico del petróleo y del gas.

Otro cambio significativo en el contexto global fue la importancia que comenzó a tomar el gas en relación con el petróleo. Al ser el gas natural un hidrocarburo más amigable con el ambiente y de menor costo relativo respecto al petróleo, se espera que la demanda continúe en crecimiento en las próximas décadas, como ya se observa tanto a escala global como regional. Según la Agencia Internacional de la Energía (AIE), tiene como ventaja una mayor cantidad de reservas, estimadas a nivel mundial entre 17.600 y 18.000 millones de metros cúbicos. Este crecimiento del consumo del gas lleva a que algunos autores llamen al siglo XXI como “la era dorada del gas”.

En este contexto, la presente investigación se focaliza en el estudio del recurso gas natural que se ha desarrollado a la sombra del petróleo pero que adquirió un mayor protagonismo por ser el menos contaminante de los hidrocarburos. A inicios del siglo XXI los países que ocupan los tres primeros lugares a escala mundial en cuanto a reservas probadas de gas son: Rusia (23,9%) Irán (15,8%) y Qatar (13,5%) que concentran el 53,2% de las reservas mundiales de gas natural y si sumamos los países que ocupan los 15 primeros puestos totalizan el 84,5 % de las reservas. Esta distribución de las reservas muestra dos fenómenos simultáneos, la concentración y la fragmentación.

Por una parte, existe una concentración espacial de reservas probadas principalmente en Rusia y en un número reducido de países en la región de Medio Oriente. Por otra

ello implica también una fragmentación espacial en la distribución de los recursos a escala global -puesto que sólo lo poseen determinados territorios- esto lleva a una especificidad territorial del recurso que otorga poder a quien lo posee y refuerza su valor de recurso estratégico. Asimismo, esta situación muestra una asimetría entre aquellos países que poseen el recurso y aquellos que deben importarlo y por lo tanto, una competencia entre países productores y consumidores.

En la segunda década del siglo XXI se producen cambios significativos en relación con el recurso gas. En primer lugar, la incorporación de recursos no convencionales como el *shale gas*, explotado en Estados Unidos a partir de transformarlos en recursos técnicamente recuperables y económicamente viables -luego de una curva de aprendizaje desarrollada en los últimos diez años- mediante el uso de pozos verticales y horizontales a través de la técnica de fractura hidráulica conocida como *fracking*.

La puesta en producción de estos recursos origina la denominada “revolución del *shale gas*” que lleva a Estados Unidos a lograr su autoabastecimiento gasífero, desplazar a Rusia del lugar histórico de primer productor mundial de gas e incidir en el papel de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) como fijador del precio y equilibrador de la oferta de hidrocarburos en el mercado. Estados Unidos no es un país miembro de la OPEP y por lo tanto, coloca en el mercado su producción -en volumen y precio- acorde a sus intereses.

En este sentido, el primer párrafo del informe presentado el 12 de noviembre de 2012 en Londres por la AIE, lleva a pensar de nuevo el escenario energético mundial cuando sostiene que “...**el mapa energético mundial está cambiando**, lo que conlleva consecuencias de potencial largo alcance para los mercados y el comercio de energía” (World Energy Outlook 2012:1).

De este párrafo surgen interrogantes con respecto a ¿cómo afectarán estos cambios al mercado global de la energía?; ¿cuáles serán las consecuencias sobre las relaciones de poder entre Estados?; ¿dónde se localizarán los espacios ganadores y perdedores?; ¿qué escalas de intercambios predominarán, las regionales o globales?; ¿todas las reservas de hidrocarburos se transformarán en recursos técnicamente recuperables?; ¿cuáles serán los cambios de dependencias y nuevas vulnerabilidades que se producirán?.

Una respuesta tentativa a estos interrogantes es la proyección del escenario energético mundial para el 2035 que brinda el informe 2013 de la Agencia Internacional de Energía (AIE). Sostiene que, se caracterizará por un aumento de la demanda de energía que crecerá más de un tercio en el período que va entre 2012 y 2035; China, India y Medio Oriente representan el 60% de dicho aumento por una mejora en su nivel de vida, mientras que la demanda de energía disminuirá en los países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), aunque con un marcado alejamiento del petróleo y del carbón en beneficio del gas natural. Remarca además que, este recurso durante mucho tiempo subestimado por las petroleras se convertirá en un elemento vital a escala global.

En segundo lugar, se produce otro cambio de relevancia en relación con la circulación y distribución del recurso a partir del crecimiento del mercado de transporte del gas por vía marítima - transformado en gas natural licuado (GNL) - y la incorporación de nuevos mercados emergentes como el sudamericano a partir de 2008. A diferencia de los clásicos gasoductos que fijan las relaciones con un productor determinado a través de contratos de largo plazo, este cambio favorece la flexibilización del mercado, al acceder a proveedores de diferentes lugares del mundo, junto a la firma de contratos de corta duración.

En este contexto, la región sudamericana representa sólo el 4% de las reservas mundiales, con un ratio producción/reservas de 45,9 años, sumado a un bajo consumo en los principales países que poseen el recurso (*BP Statistical Review of World Energy 2011*). A pesar del bajo porcentaje en relación con las reservas globales, esta región es una de las de mayor potencial de producción puesto que sus principales reservas de gas convencional aún no han sido explotadas y a ellas se suman los descubrimientos de hidrocarburos en aguas profundas y ultraprofundas del presal en Brasil (2007), junto a los recursos no convencionales técnicamente recuperables de reciente identificación en varios países de la región (2011-2013). En particular, la Argentina que cuenta con las segundas reservas de *shale gas* y las cuartas reservas de *shale oil* a escala global.

Sin embargo, a pesar de esta abundancia relativa en el contexto regional sudamericano, a partir de 2004 surgen problemas entre los países de la región en torno al uso del recurso gas natural. El inicio del conflicto entre la Argentina y Chile deriva del

incumplimiento de contratos firmados entre ambos países (Protocolo de Integración Energética de 1995) que llevó a Chile a invertir en la construcción de gasoductos que le aseguren el suministro de gas desde la Argentina.

La Argentina se comportó como un país gasífero sin serlo. En este sentido, incrementó el consumo para diversos usos, al ser el gas un recurso de uso múltiple (gas para exportación, gas para calefacción, centrales termoeléctricas alimentadas a gas, gas vehicular y como materia prima de la industria petroquímica entre otros usos) y ante la creciente demanda frente a una oferta que se encontraba estancada -por falta de inversiones en exploración- debió abastecer primero al mercado interno. Como consecuencia de esta restricción de la oferta comienzan a surgir problemas en el abastecimiento de gas a Chile.

En este marco, la escala temporal seleccionada para la investigación se extiende durante el período 2004-2014 en el escenario de la región sudamericana. En este período se pasa de un conflicto bilateral entre la Argentina y Chile -por incumplimiento de contrato- a una situación en la cual los actores implicados se van multiplicando. La búsqueda de alternativas de solución al conflicto lleva a incorporar a otros países de la región como posibles oferentes del recurso pero sin obtener resultados favorables. Además, se incorporan luego actores extraregionales como Rusia, China, Irán y Estados Unidos, que actúan ya sea en forma directa a través de inversiones relacionadas con la energía o indirecta mediante la firma de acuerdos económicos con países de la región.

Consecuencia de esta situación, en los últimos años la infraestructura de gasoductos construida como elemento permanente que establece lazos que refuerzan los procesos de integración entre la Argentina y Chile se encuentran vacíos, a pesar de los acuerdos firmados. Surge entonces la necesidad de explicar ¿por qué, en un contexto de reservas abundantes en varios países de la región (Venezuela, Bolivia, Perú); de gasoductos existentes y proyectados; así como contratos bilaterales firmados, no se alcanza una solución como sería lógico esperar? Por ejemplo, solucionar los problemas de abastecimiento de gas a Chile a partir de intercambiar gas por salida al mar en el caso de Chile con Bolivia, o importar el recurso desde Perú, puesto que ambos países poseen excedentes del recurso y tienen contigüidad con Chile lo cual facilita el transporte.

En 2008, frente a los problemas de abastecimiento de gas que no encuentran solución a escala regional, surge como alternativa la incorporación de la región sudamericana al mercado global del gas natural licuado (GNL) transportado por vía marítima en buques metaneros y recibido en nuevas instalaciones de plantas regasificadoras, flotantes o en tierra, que empiezan a surgir en las costas de varios países de la región. De este modo, la región comienza a depender más del mercado externo.

En este contexto global y regional, la investigación tiene como finalidad estudiar la cuestión energética focalizada en el recurso gas desde una perspectiva sudamericana, con una visión geopolítica multiescalar que enfatiza la dimensión política del territorio, a partir de los enfoques propuestos por la Nueva Geografía Política y la Geopolítica de la Energía. Estos enfoques suponen visibilizar el carácter espacial de los procesos así como entender que los procesos de construcción del territorio son producto de decisiones y acciones tomadas por actores sociales situados en diferentes espacios.

En este sentido, a fin de comprender los problemas de abastecimiento de gas en la región sudamericana se propone analizarlos no de forma aislada, sino en sus interacciones con otras escalas, formulando como nueva perspectiva de análisis una visión geopolítica multiescalar.

A este enfoque desde la perspectiva de la Geopolítica de la Energía y de la Nueva Geografía Política se suman los conceptos propios de la Economía, la Política, así como de la Sociología que también brindan su aporte para el análisis de la situación de conflicto e incertidumbre entre los Estados de la región sudamericana en relación con el uso de este recurso a lo largo de la cadena de valor, desde la obtención en el yacimiento a la producción, distribución y consumo.

Por último, la relevancia del tema a investigar radica en la necesidad de realizar una reconceptualización sobre la relación que existe entre sistemas naturales y sociales en la cuestión energética, incorporando a la visión económica predominante, una perspectiva geopolítica multiescalar como variable fundamental de análisis. En este marco, se destacan los aportes del enfoque Geopolítico como modelo de análisis alternativo y complementario en estudios económicos, así como la consideración del territorio como

anclaje territorial y no sólo como enclave productivo pues allí existen, entre otros, recursos y actores como protagonistas principales.

En cuanto a los beneficios, el conocimiento que aporta esta investigación puede resultar relevante en el proceso de toma de decisiones de los gobiernos involucrados en la cuestión energética sudamericana puesto que, la consideración de esta perspectiva multiescalar permite un acercamiento a la realidad sudamericana en su interacción con las escalas global y local, a la vez que visibiliza tendencias a la integración o a la fragmentación territorial de acuerdo a las decisiones políticas adoptadas.

En este marco los siguientes objetivos e hipótesis guían la investigación:

Objetivos de la investigación

En el contexto descrito, el objetivo general y los objetivos específicos son:

Objetivo General

Comprender las transformaciones territoriales producidas a partir de los conflictos de intereses entre Estados en torno al abastecimiento del recurso gas en la región sudamericana, durante el período 2004-2014, desde una visión geopolítica multiescalar, con énfasis en la dimensión política del territorio a fin de contribuir en la toma de decisiones de los Estados involucrados en la cuestión energética.

Para alcanzar el objetivo general se plantean los siguientes objetivos específicos desde una perspectiva multiescalar: global, regional (Sudamérica), nacional (Argentina) y local (Bahía Blanca), durante el período 2004-2014:

- Caracterizar el contexto geopolítico y socioeconómico durante el período analizado desde una perspectiva multiescalar.
- Analizar la situación de las reservas de gas, probadas y potenciales, desde una perspectiva multiescalar (global y regional -Sudamérica-).
- Identificar los principales factores geopolíticos que generan situaciones de cooperación y competencia entre los Estados de la región sudamericana.

- Determinar los actores involucrados en torno al abastecimiento del recurso gas y analizar su comportamiento a escala global y regional sudamericana.
- Analizar la evolución en la obtención, transporte y distribución del recurso gas en la región sudamericana durante el período bajo estudio.
- Examinar la situación de la región sudamericana como espacio geopolítico de análisis en torno al uso del recurso gas y su relación con el contexto global.
- Explicar la situación de la Argentina en torno a los problemas de abastecimiento del recurso gas y las interacciones a escala regional sudamericana y global.
- Analizar la situación de Bahía Blanca en la Argentina y sus interacciones con la escala global-local.
- Establecer tendencias respecto al logro de la integración gasífera sudamericana.

Hipótesis que guían la investigación

La existencia de conflictos geopolíticos aún irresueltos en la región sudamericana, incide en las decisiones políticas actuales tomadas por los Estados en relación con el abastecimiento del recurso gas como generador de territorialidades multiescalares, que explican tanto la localización, circulación y disponibilidad del recurso como los obstáculos a la integración gasífera regional durante el período 2004-2014.

Esta hipótesis general, considerando la existencia de un esquema causal muy complejo, puede desagregarse del siguiente modo:

- La existencia de conflictos geopolíticos aún irresueltos en la región sudamericana, incide en las decisiones políticas actuales tomadas por los Estados en relación con el abastecimiento del recurso gas.
- Las decisiones políticas tomadas por los Estados generan transformaciones territoriales, que explican tanto la localización como la circulación y disponibilidad del recurso gas en la actualidad, ya sea en forma líquida o gaseosa.

- Los obstáculos a la integración gasífera sudamericana durante el período 2004-2014 surgen tanto de conflictos geopolíticos aún irresueltos como de cambios actuales en la localización, circulación y disponibilidad del recurso gas en sus diversas formas.

Metodología

En cuanto a la metodología aplicada para el logro de estos objetivos, el presente estudio sigue la metodología propuesta por Vieytes (2004:18). En relación con los tipos de investigación social, se fundamenta en una investigación de carácter empírico a través de una estrategia teórico-metodológica multimétodo o cualicuantitativa que combina análisis de información cualitativa y cuantitativa que se complementan para ofrecer una visión más completa y compleja del objeto de estudio.

La perspectiva de investigación cualitativa implica identificar elementos de análisis para producir conocimiento sobre la realidad social buscando descubrir el sentido, la lógica y la dinámica de las acciones humanas concretas. Aprender su realidad constituye un propósito de la investigación en tanto contribuye al conocimiento integral de la cuestión energética desde la perspectiva de los actores principales y secundarios.

La investigación realiza un análisis del contexto geopolítico y socioeconómico global y regional en torno a la situación del recurso gas natural desde la perspectiva de los actores sociales involucrados. Desde esta visión, se propugna un conocimiento espiralado de la realidad que a partir del análisis realizado a escala global considera simultáneamente las diferentes escalas incluida la escala local.

La aproximación al problema bajo estudio se halla atravesado longitudinalmente por relaciones espacializadas de poder multiescalares y transescalares. Transversalmente se recorren aspectos multidimensionales (ambientales, sociales, económicos) pero se centra la atención en la dimensión política del territorio, focalizada en los problemas de abastecimiento en torno al recurso gas. Este tipo de investigación cualitativa se interesa más por el proceso que por el producto y su principal objetivo científico es comprender el fenómeno estudiado desde una visión holística de la realidad, por ello la importancia asignada al enfoque geopolítico multiescalar de la cuestión energética.

El tipo de diseño de la investigación se inicia con alcance exploratorio para luego transformarse en descriptiva y explicativa en tanto busca entender los intereses que están detrás de las acciones generadas por los actores y determinar conflictos de intereses subyacentes al proceso analizado que lleven a comprender sus acciones.

Desde el punto de vista del grado de control de la investigación se adopta un diseño no experimental y longitudinal (tendencial). La consideración de un horizonte temporal de diez años permite analizar los cambios que se producen en relación con los conflictos en torno al recurso gas. En este sentido, analizar tendencias a nivel de macrosistemas sociales como son los Estados, permite realizar el seguimiento de variables tales como reservas, producción y consumo de gas a fin de tomar futuras decisiones de suministro del recurso.

La recolección de datos se estructura en dos etapas complementarias. En una primera etapa se recolectan datos cuantitativos a través del uso de diferentes fuentes estadísticas en relación con la cuestión energética en las diferentes escalas de análisis que permiten tener un panorama objetivo en cuanto a reservas, producción y consumo. Para ello, se utiliza información actualizada de organismos regionales como la Organización Latinoamericana de la Energía (OLADE) y mundiales como los informes de la Agencia Internacional de la Energía (AIE); British Petroleum (BP); Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE) entre otros. Además, debido a la actualidad del tema, es clave el seguimiento de la información a través de periódicos, diarios digitales y revistas especializadas en información económica y cuestiones energéticas a escala global y regional.

En la segunda etapa se procede a profundizar la información mediante datos cualitativos con el fin de identificar temas emergentes y recurrentes en el tratamiento de la cuestión energética a través de entrevistas con informantes clave y especialistas que permitieron completar la información relevada. El presente estudio se vale también de las posibilidades que ofrece internet para tomar contacto con personas vinculadas a la temática, localizadas en diversos lugares del mundo (Estados Unidos, España, Brasil, Francia).

En este sentido, se realizan entrevistas semiestructuradas por diferentes medios (vía correo electrónico, personales) a especialistas en temas energéticos como Sebastián Velut Director de l'Institut des Hautes Etudes de l'Amérique Latine (IEHAL) y Profesor de la Universidad de París 3 Sorbonne Nouvelle especializado en Geopolítica de la Energía y a Paul Isbell Director del Programa Energía y Cambio Climático del Real Instituto Elcano de Estudios Internacionales y Estratégicos (2002-2010) y actual integrante CAF Energy Fellow Center for Transatlantic Relations, Johns Hopkins University SAIS (Washington) especialista en Energía, Geopolítica y Relaciones Internacionales.

Otros entrevistas se realizan a través de la participación en congresos internacionales como el World Gas Congress 2009, Shale Gas World 2012 y Shale Gas World 2014, que permiten tomar contacto con diferentes actores de la cuestión energética como Directores y CEO de empresas privadas y estatales de energía (CEO de YPF; CEO Petrogas; CEO Gas y Petróleo de Neuquén); Director de Recursos no Convencionales de Baker Hughes (especialista *sweet spot*); Presidente de *Advanced Resources International* (empresa encargada del relevamiento del mapa de recurso no convencionales a escala mundial 2011 y la revisión 2013); Oficial de Asuntos Económicos de CEPAL de la Unidad de Recursos Naturales e Infraestructura; Analistas de Wood MacKenzie, en particular el representante para el Cono Sur (*Head of Southern Cone-Consulting*).

Otros especialistas a los cuales se pudo entrevistar en dichos encuentros son: la Gerente de Reservorios no convencionales y exploración de Pan American Energy; el Gerente de Reservorios no convencionales y exploración de YPF; el Presidente del *World Energy Council*-Comité argentino; el Gobernador de Neuquén; académicos de diferentes universidades; así como también representantes de las principales empresas de servicios que proveen la maquinaria y tecnología que permiten las perforaciones (*fracking*).

A escala local se realizan entrevistas en las ciudades de Añelo (Neuquén) con el Intendente de la localidad y con el logko de la comunidad mapuche Lof Campo Maripe a fin de tener diferentes perspectivas de la misma realidad. En la localidad de Bahía Blanca (Buenos Aires) entrevistas con representantes de la industria como el Gerente de

Asociación Industrial Química de Bahía Blanca (AIQBB) que reúne a las compañías Mega, PBB Polisor, Profertil y Solvay Indupa (quien también desempeñó la Gerencia en diferentes compañías del Polo Petroquímico -PBB-Polisor, Dow, Profertil) y representantes de la sociedad civil (vecinos de General Cerri y especialistas universitarios de diversas carreras). La metodología cualitativa aplicada a partir de las entrevistas realizadas permite comprender el valor otorgado al recurso analizado por los diferentes actores en las diversas escalas y las relaciones de poder que se establecen entre los mismos.

El conocimiento aportado por los estudios de casos como los realizados a escala nacional (Argentina) y local (Bahía Blanca) sumados a la combinación de técnicas cualitativas y cuantitativas implican incorporar al análisis componentes subjetivos y valorativos que constituyen estrategias de singular valor en la interpretación integral de la cuestión energética. Esta perspectiva lleva a reconocer la interacción entre aquellos espacios organizados en función de las lógicas dominantes y los espacios locales, nacionales o regionales cargados de especificidades propias, con conflictos que se entienden y adquieren significado a partir de la trayectoria histórica de los territorios concretos y de los individuos que los habitan.

En forma complementaria la investigación se apoya en cartografía específica, elaborada a tal fin y utiliza sociogramas de conflictos que constituyen una importante herramienta metodológica de síntesis de la información que permite una rápida visualización de la evolución del conflicto en la región sudamericana, mostrando el aumento en el número de los Estados involucrados, así como el crecimiento simultáneo de las situaciones de cooperación y competencia durante el período analizado.

En este marco, antes de comenzar el estudio de esta problemática se realiza una revisión bibliográfica para conocer el estado del arte en relación con la cuestión energética de la cual surge que se pueden identificar tres tipos de investigaciones: en primer lugar aquellas centradas en cuestiones económicas relativas a reservas, producción y consumo de los Estados, que toman como base los informes técnicos de grandes empresas como British Petroleum (*BP Statistical Review of World Energy*) o informes de organizaciones reconocidas a nivel mundial como *International Energy Agency (IEA)* con su publicación anual *World Energy Outlook*, los informes del Departamento de

Energía de Estados Unidos (*DOE/International Energy Outlook*) o a nivel regional los informes de la Organización Latinoamericana de la Energía (OLADE).

En segundo lugar, se encuentran estudios con enfoques geopolíticos, geoestratégicos y geoeconómicos centrados principalmente en el petróleo, en la región del Medio Oriente y los conflictos entre Estados, como los trabajos de Palazuelos, E. (2008) *El petróleo y el gas en la geoestrategia mundial*; Klare, M. (2003) *Guerras por los recursos. El futuro escenario del conflicto global*; Klare, M. (2008) *Planeta sediento, recursos menguantes. La Nueva Geopolítica de la Energía*; Méndez, R. (2011) *El Nuevo mapa geopolítico del mundo*; Méndez, R. (2006) *Geopolítica de los recursos naturales*; Rifkin, J. (2002) *La Era del Hidrógeno. La creación de la red energética mundial y la redistribución del poder en la Tierra*; Rifkin, J. (2011) *La Tercera Revolución Industrial* (centrado en las alternativas al modelo energético con base en los hidrocarburos).

En tercer lugar, se encuentran trabajos relativos a la cuestión energética en América Latina con enfoques desde otras ciencias como Economía, Relaciones Internacionales, Ciencias Políticas, pero son escasas las investigaciones realizadas desde la Geografía. Algunos estudios se escriben desde una perspectiva europea en relación con sus intereses en América por ejemplo: Arriagada Herrera, G. (2006) *Petróleo y gas en América Latina* (desde el punto de vista de las Relaciones Internacionales); Escribano Francés, G. (2008): *Entre el mercado y la geopolítica: seguridad de abastecimiento y corredores energéticos en la UE*; Isbell, P.(2006) *El gas: una cuestión conflictiva en América Latina*, documento de trabajo N° 48; Isbell, P. (2008) *Energía y Geopolítica en América Latina*, documento de trabajo N° 12 (desde una perspectiva europea y española en particular).

Otros trabajos se escriben desde la propia región centrados principalmente en cuestiones políticas y económicas. Ejemplo de ello son: Ceceña, A. (2003) *América Latina en la geopolítica del poder*; Kozulj, R. (2004) *La industria del Gas Natural en América del Sur: Situación y posibilidades de integración de mercados*; Kozulj, R. (2005) *Crisis del Gas Natural en Argentina*; Kozulj, R. (2008) *Situación y perspectivas del Gas Natural Licuado en América del Sur*; Fagundes de Almeida, E. (2009) *Dinámicas de las*

industrias de petróleo y gas; Sorj, B. y Fausto, S. (2010) América Latina: transformaciones geopolíticas y democracia.

De lo expuesto se desprenden dos cuestiones, en principio que son escasos los estudios sobre la cuestión energética desde el punto de vista geográfico, con énfasis en las transformaciones territoriales y en la interacción Sociedad-Naturaleza. En segundo término, se observa también la necesidad de realizar este estudio desde una perspectiva sudamericana y no latinoamericana, puesto que al tomar Latinoamérica se incluye a México que funciona integrado al espacio de América del Norte, con una mayor dependencia del mercado estadounidense. Del mismo modo, América Central no posee el recurso gas (excepto en Trinidad y Tobago) y presenta un pasado económico, histórico y político diferente a Sudamérica.

Con el fin de desplegar estas ideas el trabajo se estructura en dos partes. La primer parte comprende del capítulo I al capítulo III y define el marco teórico conceptual de la investigación a la vez que contextualiza la situación de la cuestión energética a escala global. La segunda parte comprende del capítulo IV al Capítulo VII y se centra en el análisis de la cuestión energética focalizada en el recurso gas en la región sudamericana y sus implicancias en otras escalas. Selecciona como estudios de caso, por su importancia en relación con el recurso bajo estudio, la situación a escala nacional en la Argentina y a escala local en Bahía Blanca (Argentina).

En relación con el contenido propio de los siete capítulos que componen la investigación. En el Capítulo I se desarrolla el marco teórico conceptual, donde se analizan los enfoques propuestos por la Nueva Geografía Política y la Geopolítica. Se aborda también la noción de Recurso Natural desde su dimensión dinámica, estática, de uso múltiple, estratégico y como recurso social. También se profundizan los alcances de los conceptos de seguridad y vulnerabilidad energética relacionados con la búsqueda del bienestar y calidad de vida de la población.

El Capítulo II refiere a conceptos específicos de la Geopolítica de la Energía, las transiciones energéticas y los órdenes energéticos mundiales, así como las características de la Nueva Geopolítica de la Energía y en particular de la Nueva Geopolítica del Gas en la segunda década del Siglo XXI. El Capítulo III se centra en el

análisis de la circulación del recurso gas natural por vía marítima transformado en gas natural licuado (GNL). Para ello se realiza un análisis multiescalar y se investiga sobre el mercado global del GNL y la inserción de la región sudamericana como nuevo mercado emergente.

El Capítulo IV se focaliza en el análisis de la región sudamericana como espacio geopolítico analizando las condiciones geopolíticas -que favorecen u obstaculizan- los procesos de integración regional, identificando las causas de la criticidad del recurso gas a escala regional. También se observa el desempeño de los Estados de la región como actores en conflicto quienes luego se comportan como protagonistas principales y secundarios de los escenarios analizados en el capítulo siguiente. El Capítulo V utiliza el sociograma de conflicto como herramienta de síntesis de la información que visibiliza el dinamismo y velocidad de los cambios que se producen a través de la densificación de la trama en las relaciones de cooperación y competencia entre los Estados de la región sudamericana.

El Capítulo VI continúa con el análisis multiescalar propuesto y presenta como estudio de caso a escala nacional a la Argentina por ser, en 2004, el país que da inicio a los conflictos de abastecimiento y por otros motivos que fundamentan su importancia para la región (mercado maduro del gas de siete décadas de desarrollo; mayor extensión de gasoductos en Latinoamérica; segundas reservas de *shale gas* a escala global entre otros). Por último, el Capítulo VII se focaliza en analizar el poder territorializador de la energía en la escala local y como estudio de caso se toma a la localidad de Bahía Blanca donde se localiza el polo petroquímico más importante del país y uno de los más importantes de la región sudamericana; además se encuentra la primera instalación para el uso del GNL en la región sudamericana y es allí donde se observan las transformaciones territoriales del eslabón final de la cadena de valor del gas natural.

El esquema de la Figura 1, sintetiza las relaciones propuestas para el abordaje de la investigación elaborado a partir de tres ejes conceptuales seleccionados: Nueva Geografía Política, Geopolítica de la Energía y Recurso Natural. Este esquema constituye una propuesta interpretativa de los vínculos existentes entre sociedad y naturaleza que se reflejan en el desarrollo de una Nueva Geopolítica de la Energía y en

particular una Nueva Geopolítica del Gas. El esquema de la Figura 2 permite visualizar la estructura de la tesis.

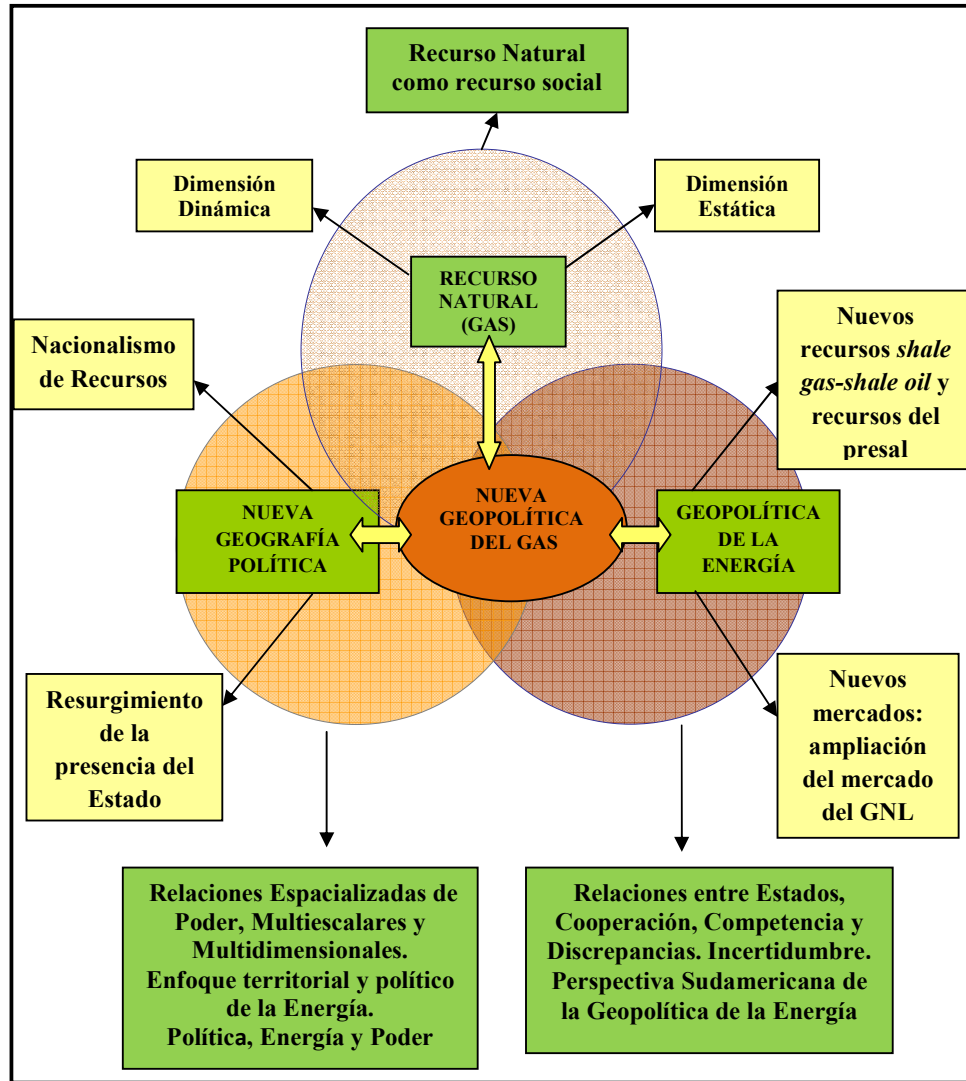


Figura 1. Esquema interpretativo de relaciones analizadas en la investigación. Fuente: Elaborado por Guerrero, 2014

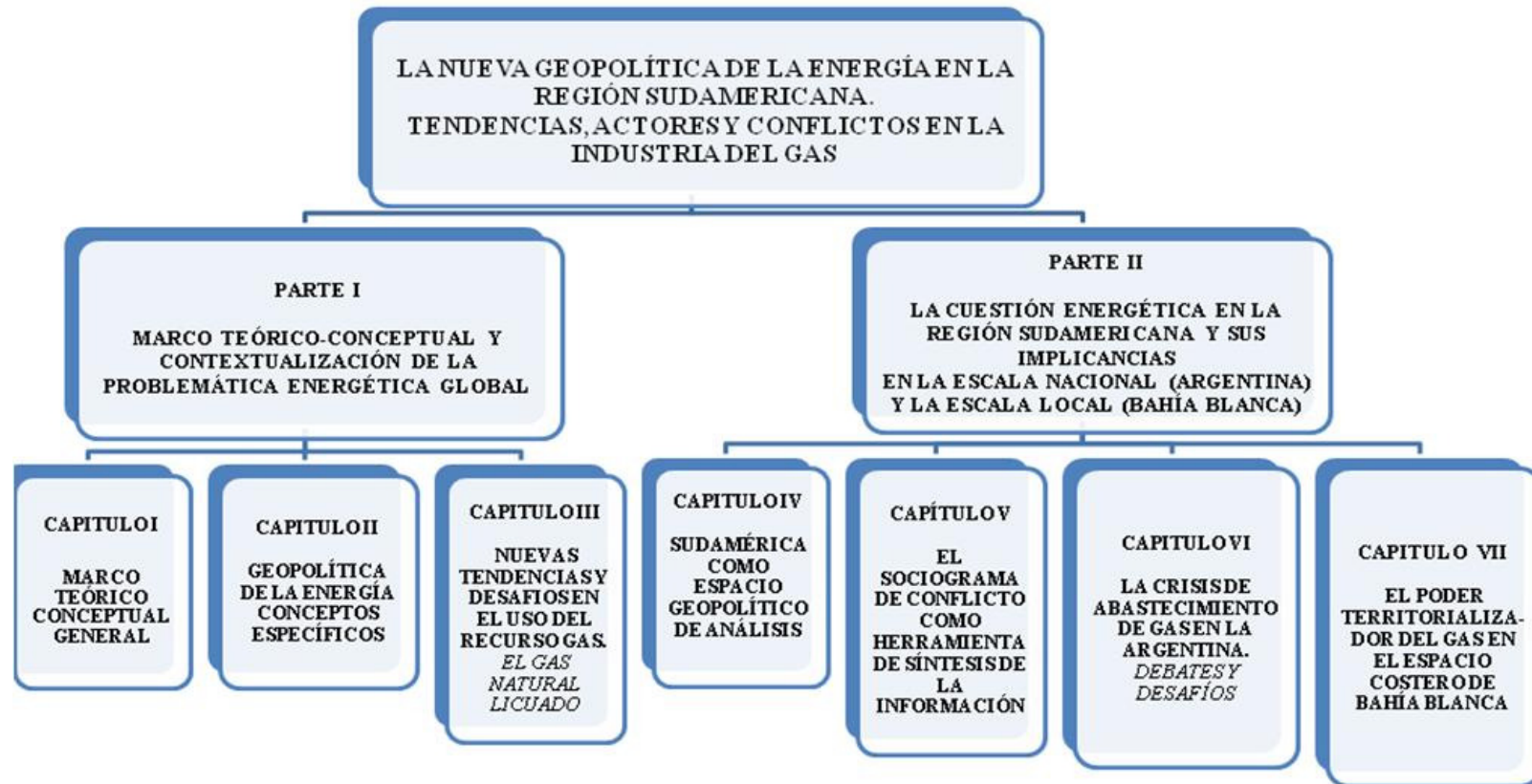


Figura 2. Esquema del desarrollo de la tesis. Fuente: Elaborado por Guerrero, 2014

PARTE I

MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL Y CONTEXTUALIZACIÓN DE LA PROBLEMÁTICA ENERGÉTICA GLOBAL

CAPÍTULO I

MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL GENERAL

1.1. INTRODUCCIÓN

El marco teórico de referencia utilizado para esta investigación se sustenta en una reflexión teórica sobre la bibliografía reciente, la cual aborda nuevas cuestiones que afectan al tema energético en general. Estas van desde los planteos de la Geopolítica y la Geoeconomía sobre el uso de los recursos naturales, su determinación como tales, así como las relaciones de poder que se establecen entre los poseedores del recurso (actores principales y secundarios) y los posibles conflictos derivados con sus impactos positivos/negativos sobre el territorio.

El relevamiento bibliográfico realizado para conocer el “estado de la cuestión energética” permite constatar que, en las investigaciones existentes, predomina **una visión sesgada centrada mayormente en sus aspectos económicos**. Frente esta visión economicista, las Ciencias Sociales y la Ciencia Geográfica en particular ofrecen una variedad de enfoques para el estudio de los fenómenos territoriales, en sus aspectos físicos y humanos, que pueden ser abordados desde perspectivas muy diversas.

En este sentido, se propone analizar la cuestión energética desde una visión multidimensional y multiescalar, a través de enfoques propios de la Nueva Geografía Política, complementada con enfoques de la Geopolítica en general y de la Geopolítica de la Energía en particular, que permiten comprender la situación energética global contemporánea, así como las particularidades de la región sudamericana, focalizada en el recurso gas, así como sus implicancias en la escala nacional (Argentina) y local (Bahía Blanca) centrado en un enfoque territorial de la energía.

En este contexto, los procesos de globalización han desencadenado una inesperada tensión dialéctica entre lo local y lo global. Sin embargo, siguiendo a Milton Santos (1996:8) se afirma que “cuanto más se mundializan los lugares más se vuelven singulares y específicos, es decir únicos”. En consecuencia, se propone desarrollar una **perspectiva geopolítica sudamericana de la energía** que da un contexto diferente al análisis que se realiza a escala global. En este marco **Espacio, Energía, Política y Poder** constituyen elementos claves de la investigación.

1.2. PERSPECTIVAS TEÓRICAS PARA ABORDAR LA CUESTIÓN ENERGÉTICA DESDE LA GEOGRAFÍA

Existen en la actualidad, junto a los paradigmas clásicos, nuevas tendencias que permiten otras formas de entender el objeto de estudio de la Geografía y sus métodos de investigación. Estas corrientes se complementan y enriquecen mutuamente, brindando herramientas para abordar el territorio como fenómeno socioespacial. Para comprender el pasaje del espacio al territorio, es necesario entender que el espacio no nos dice nada por sí solo, ya que para comprenderlo se debe analizar su proceso de construcción a través del estudio de los vínculos entre sociedad y naturaleza. El espacio así construido se transforma en territorio como producto social.

El espacio se territorializa mediante procesos voluntarios de apropiación, de control, de dominio, transformando el entorno geográfico en un producto social por la presencia y la acción creadora humana; pero esta presencia cambia a través del tiempo generando una suma interdependiente de territorios superpuestos, donde se despliegan estrategias, significados, actores y recursos en un juego siempre dinámico de relaciones de poder. En este sentido, el análisis relacional concibe el sistema social como redes de relaciones sociales que permiten pensar la sociedad en término de estructuras sociales que se manifiestan en forma de relaciones entre actores sociales (Gutiérrez, 1999:132).

La presente investigación se propone analizar el territorio desde el enfoque de la Geografía y de la Geopolítica. Para ello, resulta necesario reconocer que, desde la Geografía y desde otras ciencias, los términos Geografía Política y Geopolítica son utilizados como sinónimos a pesar de diferenciarse. La Geopolítica tiene un objeto de estudio dinámico e interdisciplinario que requiere del marco teórico de las Ciencias Políticas, las Relaciones Internacionales, la Geografía, así como también de la Historia y de la Economía. Se puede decir que, la Geopolítica enfoca políticamente al espacio geográfico, a través de una relación armónica entre Geografía y Política, mientras que, la Geografía Política se define como “el análisis de las relaciones de poder en el espacio entendiendo a la política como una de las instancias a través de las cuáles se concreta la gestión del poder” (Sánchez, 1992:36).

En este marco, es necesario conocer los cambios producidos en la disciplina desde la cual se aborda el análisis, la Geografía, en la que han surgido nuevos temas y líneas de trabajo en particular, dentro de la Geografía Política, en el contexto de la actual renovación conceptual. Algunas definiciones clásicas reducen a la Geografía Política al estudio de las relaciones entre factores geográficos (físicos y humanos) y los fenómenos y entidades políticas (Sanguin, 1981), su objetivo era el análisis de la distribución y las consecuencias espaciales de los procesos y fenómenos políticos, centrados básicamente en el estudio del Estado. Desde Ratzel y hasta la actualidad, el Estado ha constituido el principal objeto de estudio de la Geografía Política, con una clara distinción entre asuntos internos y externos en las políticas estatales.

Actualmente, la Geografía Política no abandona el estudio de estas temáticas basadas en el Estado, sino que las resignifica a partir de un enfoque que se aparta de la centralidad del Estado, para llegar al estudio del espacio global. El Estado, es uno de los espacios políticamente organizados pero no es el único, ni tampoco la única expresión territorial de los fenómenos políticos. En las dos últimas décadas ha ensanchado su campo de acción a toda organización dotada de poder político capaz de inscribirse en el espacio (Méndez, 1986); se ha llegado a concebir una geografía del poder (Sánchez, 1981), de un poder económico, ideológico y político capaz de organizar y transformar el territorio a todos los niveles.

En las décadas del '80 y '90, la Geografía Política, se ve afectada por las innovaciones propias de la época. En el campo de la disciplina geográfica, el papel de la cultura, la revalorización del lugar y el interés por la geografía regional, llevan a conectar lo particular con lo general. A partir de estas transformaciones, se expresa una concepción distinta de **espacio político**, considerándolo como **resultado de una acción colectiva localizada en un lugar concreto, un conjunto de relaciones entre individuos, grupos e instituciones, en verdadera interacción política**. El espacio político es así concebido como un conjunto dinámico de relaciones fundadas en lejanas afinidades y traducidas en interacción a corto plazo.

Mientras que, las principales ideas de la Geografía Política Clásica se centran en las relaciones entre Territorio y Estado, **la Nueva Geografía Política** apunta al estudio del

Estado a través de las **relaciones de poder en el espacio a distintas escalas** (analiza al espacio como producto de un **sistema multiescalar**) en el cual se dan relaciones políticas, junto a relaciones de poder. En este sentido Sánchez sostiene que...

“Es posible afirmar que todas las relaciones sociales se prefiguran como relaciones de intereses en los que cada miembro pretenderá, o bien hacer prevalecer sus objetivos sobre los demás, o bien acatarlos. Todas las relaciones contienen algún componente de relación de poder. En ellas centraremos el análisis desde la Geografía Política...una característica que nos permitirá definir la índole de estas relaciones será la asimetría, como medida del grado en que un miembro se impone sobre otros u otros. Una relación asimétrica será aquella en que la relación de dominio-dependencia se manifiesta a través de algún grado de obediencia...” (Sánchez, 1992:22)

Estas relaciones de poder comprenden, desde el espacio geográfico como globalidad -en cuanto espacio internacional- donde los Estados son una unidad significativa en las dinámicas de relaciones de poder mundiales, hasta los microespacios de la vida social cotidiana y de las relaciones de poder interpersonales (Sánchez, 1992). Complementando esta posición, Mann, (1986:6 citado por Méndez, 2011:185) sostiene que “...el poder es la capacidad para perseguir y lograr objetivos mediante el dominio de lo que nos rodea” distinguiendo así dos aspectos interrelacionados del poder, el poder sobre otros actores y el poder para conseguir determinados fines.

En este contexto cabe destacar que el concepto de poder adoptado sigue la perspectiva propuesta por Raffestin (1980:3) quien lo consideran un **proceso relacional donde el poder es considerado un flujo**, es decir, un proceso de comunicación inherente a toda relación y no sólo al poder político. El poder no es externo a los que lo practican sino que está presente en toda relación entre actores, el papel de la Geografía Política es identificar estas relaciones de poder que pueden ser simétricas o asimétricas. Estas relaciones desiguales son las encontradas con mayor frecuencia. En palabras de Sánchez

“Al considerar la obediencia como mecanismo básico de las relaciones de dominio-dependencia, y a éstas como la expresión de las relaciones de poder, nos situamos en la línea de la **concepción relacional del poder**, en donde éste no existe en sí mismo, sino como relación asimétrica entre individuos o grupos, manifestándose en el ámbito de las relaciones sociales como relaciones de poder...” (Sánchez, 1992:24)

Asimismo, estas relaciones de poder asumen una forma espacial-territorial, dado que el espacio es el ámbito donde se materializan y articulan a diferentes escalas. La **heterogeneidad, el contraste y simultaneidad de escalas**, junto a la alternancia entre espacios preferentemente delimitados sobre el territorio y otros de carácter más difuso y límites imprecisos, son los rasgos esenciales en los estudios de la Nueva Geografía Política.

En este sentido y en relación con los objetivos de la investigación, se habla de **relaciones espacializadas de poder** ya que las relaciones de poder implican tanto una dialéctica social como una dialéctica espacial donde “...los dueños materiales de los recursos no podrán explotarlos sin la necesaria participación de quienes detentan los medios técnicos para concretar la explotación” (Sánchez: 1992:66) es decir, los países científica y económicamente desarrollados.

Finalmente, la **perspectiva política del territorio** implica abordar el territorio como un espacio de ejercicio de relaciones de poder, así como un producto social donde se pueden generar tanto relaciones de cooperación como de discrepancia, que pueden provocar conflictos. Al mismo tiempo que, desde una **perspectiva geográfica**, según Sánchez (1992:67) el poder, para alcanzar los objetivos que se propone, necesita del espacio-territorio, ya que las relaciones de poder, en cuanto relaciones sociales, sólo pueden desarrollarse a partir de la apropiación de un territorio. Cerrando estos conceptos y en palabras de Méndez se puede concluir que...

“Si bien los sujetos depositarios del poder son múltiples y las relaciones de poder son multiescalares, con estructuras en forma de red como rasgo hoy predominante, eso **no excluye la importancia de los Estados como actores geopolíticos de primer nivel para la comprensión del sistema mundial**, sino que su actividad resulta fundamental para la comprensión del funcionamiento de otras redes de actores no estatales” (Méndez, 2011:185).

La siguiente tabla propone una rápida visualización de los principales aspectos que diferencian a la Geografía Política Clásica de la Nueva Geografía Política.

Geografía Política Clásica	Nueva Geografía Política
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Relaciones entre suelo y Estado ➤ Evolución del Estado dependía de su capacidad para extender su espacio vital. ➤ Los Estados se tomaban como una forma universal e inmutable de la organización política de las sociedades. ➤ Clara distinción entre el “adentro” y el “afuera” de cada Estado. ➤ Posibilidad de separar los asuntos internos y externos de las políticas estatales. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Relaciones entre espacio y poder ➤ Cobran importancia los diseños institucionales y la trama de actores sociales implicados en las políticas internas. ➤ Considera que la forma Nación, tiene historicidad y no constituye una identidad colectiva previa, ni necesaria a la formación y conservación de los Estados. ➤ La organización política mundial se analiza como un sistema multidimensional, que admite la combinación de diferentes tipos de espacialidades a diferentes escalas, con límites más dinámicos.

Tabla I. Diferencias entre Geografía Política Clásica y Nueva Geografía Política. Fuente:

Elaborado por Guerrero, 2013.

1.2.1. El enfoque multiescalar y multidimensional de la Nueva Geografía Política

Desde la perspectiva de la **Nueva Geografía Política**, la investigación propone el abordaje de la cuestión energética desde un **enfoque multiescalar**¹ el cual postula la necesidad de un **estudio integrado y relacional** de los procesos a diferentes escalas y sus efectos sobre el territorio. Esta concepción multiescalar se encuentra vinculada más que a un abordaje determinado desde la perspectiva del tamaño, de la jerarquía/ nivel, a una concepción relacional² que implica que las escalas no pueden ser concebidas como instancias aisladas sino como resultado de un complejo de relaciones sociales y económicas transescalares que las interpenetran, configuran y transforman permanentemente (sobre la base de Fernández, 2010: 311; Howitt, 1998).

De este modo, **la escala como constructo social y de relaciones de poder**, implica considerar que las mismas no existen previamente a la interacción social, sino que son la propia expresión de las relaciones entre actores sociales que involucran, inevitablemente, relaciones asimétricas de poder donde ciertos actores se movilizan

¹ Multiescalar cuando se consideran articulaciones escalares de orden institucional y transescalar cuando se consideran las relaciones conformadas a partir de redes de flujos que las atraviesan.

² La perspectiva de Howitt propone el abordaje de las escalas desde tres formas de representación dominantes: el tamaño, el nivel y la relacionalidad.

alrededor de un espacio definiendo sus objetivos y estrategias (sobre la base de González, 2010: 126).

El análisis desde diversos contextos escalares, todos válidos y ninguno más real que otro puesto que interactúan simultáneamente, tiene implicaciones estratégicas ya que, considerar sólo una de ellas implicaría perder de vista el carácter dinámico y complejo del territorio como una totalidad. Esta interrelación a diferentes escalas permite explicar el proceso de construcción del territorio, en tanto los comportamientos de la comunidad, muchas veces aparecen condicionados por decisiones y acciones de algunos actores que operan a escala global, dejando entrever en el territorio esta interacción local-global. Asimismo, a cada escala que se consideren las relaciones sociales, aparecen conflictos.

Complementando estas ideas, Lacoste (2005) plantea la cuestión de la escala como clave para contextualizar el problema en Geografía y afirma que, **un cambio en la escala implica no sólo cambios cuantitativos, sino también cambios cualitativos** en el análisis de los fenómenos en cuestión. En el mismo sentido, Castro (2001) afirma que la escala es una medida que da visibilidad al fenómeno y elabora una reflexión teórica para disociar el concepto de escala de la cartografía que considera sólo el tamaño, remarcando que, cuando cambia el tamaño, las cosas cambian y que tan importante como saber que las cosas cambian con el tamaño, es **conocer la forma en que cambian**. En este sentido, **la investigación se propone conocer cómo operan estos cambios en el Sistema Energético**.

A este marco conceptual se suman los conceptos de redes y flujos, básicos para el desarrollo de la cuestión energética, en este sentido, Raffestin sostiene que...

“...las redes dependen de la posición relativa que cada uno de los actores ocupan en relación a los flujos que circulan o que son transmitidos por ellas,... son hechas a imagen del poder...y controlar las redes es controlar a los hombres” (Raffestin, 1993: 207-213 citado por Furlan, 2010).

Asimismo, Swyngedouw (2003) identifica a la escala como configuraciones espaciales definidas como resultado de procesos socio-espaciales que relegan y organizan las relaciones sociales de poder. Estas perspectivas refuerzan la idea del **poder como proceso relacional, donde el poder es considerado un flujo**.

Por otra parte, la organización política mundial se analiza también como un **sistema multidimensional**, en tanto aborda temas políticos, económicos, sociales, ambientales y de seguridad. Estos rasgos esenciales en los estudios de la Nueva Geografía Política se reflejan en el trabajo a través de la diversidad de contextos que rodean el uso de la energía, así como la trama de las acciones realizadas por actores estatales, supraestatales y privados, en relación con el uso de la energía a diferentes escalas y con límites más dinámicos, focalizada en la **dimensión política del territorio**.

Por último, la Nueva Geografía Política también ayuda en la comprensión e interpretación de los procesos resultantes de las relaciones de poder en cada momento histórico al suministrar instrumentos analíticos de interpretación de los procesos históricos, en tanto **son procesos territorializadores múltiples, ocurridos en un mismo espacio geográfico que producen no solo territorialidades superpuestas sino flujos de poder multiescalares, transescalares y multidimensionales** como lo refleja de modo integral la figura3, como propuesta interpretativa de la realidad analizada.

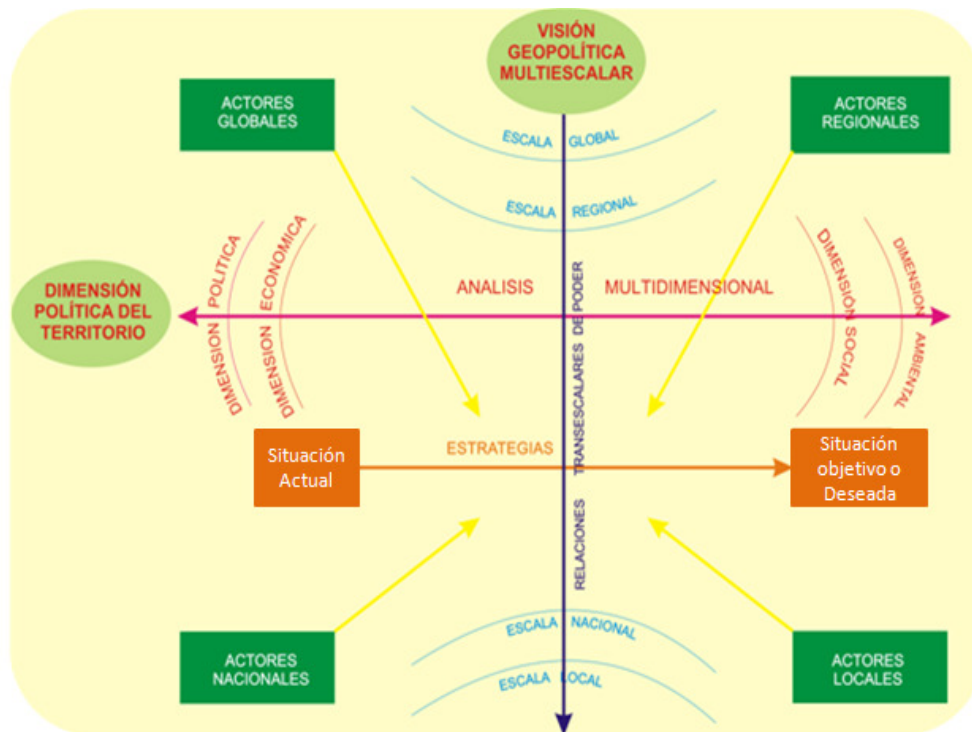


Figura 3. Relaciones espacializadas de poder. Multiescalares, Transescalares y Multidimensionales. Fuente: Elaborado por Guerrero, 2014.

Consecuencia de estas interacciones, y en relación con el tema de investigación, el uso de nuevos recursos y cambios en la distribución, producen una reconfiguración geográfica de la circulación de la energía a escala global y regional a través de la conformación de nuevas redes de distribución que generan nuevas instalaciones y nuevos flujos de la energía (con distintos productores y consumidores), donde la producción de territorio se expresa, concretamente, en la construcción de infraestructura, en la materialización de inversiones y en la refuncionalización de algunas de las existentes.

Por lo tanto, un análisis integral sobre los conflictos actuales que afectan al Sistema Energético, focalizado en el recurso gas, con énfasis en **las relaciones de poder** que se reflejan en **interacciones sociedad/territorio, en las diferentes escalas - local, nacional, regional y global - representa una alternativa complementaria a la visión económica dominante para la interpretación de la problemática**, con el propósito de elaborar propuestas de solución a efectos de minimizar los conflictos actuales.

1.3. PERSPECTIVAS TEÓRICAS PARA ABORDAR LA CUESTIÓN ENERGÉTICA DESDE LA GEOPOLÍTICA

La perspectiva Geopolítica es otro modo de abordaje de la realidad, se destacan sus aportes como **modelo de análisis alternativo/complementario** en estudios económicos y la consideración del Territorio como anclaje territorial y no sólo como enclave productivo pues allí existen, entre otros, recursos y actores como protagonistas principales.

El espacio se territorializa mediante procesos voluntarios de apropiación, de control, de dominio, transformando el entorno geográfico en un producto social por la presencia y la acción creadora humana; pero esta presencia cambia a través del tiempo generando una suma interdependiente de territorios superpuestos, donde se despliegan estrategias, significados, actores y recursos en un juego siempre dinámico de relaciones de poder.

Se producen así **situaciones geopolíticas** es decir, conjuntos de relaciones de poder en el tiempo que se expresan y manifiestan en el espacio (y en sus distintas arenas), en las que los actores despliegan estrategias y recursos en función de sus intereses y

aspiraciones. De este modo, lo geopolítico hace alusión a la forma cómo los individuos, grupos humanos, actores, instituciones o estructuras de poder se posicionan en el espacio en sus múltiples dimensiones (económica, política, ambiental, social y de seguridad) procurando incidir en los procesos de toma de decisiones haciendo prevalecer sus respectivas estrategias.

En este contexto, la geopolítica es siempre una interrogación sobre cómo los seres humanos ejercen el poder en los territorios, a través de diálogos inter o multidisciplinarios que intentan esclarecer la comprensión de las relaciones de poder que se configuran en los territorios en que cada actor (Estado, empresa, institución) ejerce su dominio. Por lo tanto, contiene una visión del territorio, que puede ser comprendida como una representación racional y subjetiva de las relaciones de poder establecidas entre actores respecto de un territorio y sus recursos. De este modo, la problemática geopolítica, es siempre una problemática relacional donde su contenido fundamental es el poder.

Para comprenderla, es necesario hacer una breve síntesis de los cambios producidos en el campo de estudio de la Geopolítica y las causas que lo motivaron, a fin de llegar a entender la Nueva Geopolítica de la Energía que propone la investigación. Sin embargo, “...establecer que se entiende por Geopolítica no es una tarea fácil, dado que la denominación se ha utilizado desde múltiples perspectivas y con un significado a menudo contradictorio” (Cairo, 1993: 198 citado por Méndez, 2011).

Junto al desarrollo de la Geografía Política tradicional, centrada en el estudio de las interrelaciones entre política y espacio en relación con el Estado, surge en el período de entreguerras el **concepto de Geopolítica acuñado por Rudolph Kjellen**, con base en argumentos sustentados en el determinismo geográfico (influencia de los factores territoriales sobre el estado, espacio vital) dejando de lado la influencia del hombre en el territorio y el reconocimiento de éste como un producto social. Esto llevó a un desprestigio de la disciplina puesto que...

“...desde los años veinte, pero particularmente desde los años treinta, la geopolítica, se transformó en una idea y una práctica de expansión territorial de base ultra- nacional, racial y militar (el nazismo) y quedó asociada a una forma de ejercicio de poder estatal e

interestatal que arrastró a las naciones al estado de guerra total. Seguidamente, el régimen bipolar implicó una granítica división geopolítica de las naciones en espacios o esferas de influencia...” (Hutschenreuter, 2008: 3).

No obstante este desprestigio, donde el vocablo (pero no su ejercicio) fue proscripto de los debates, se observa un retorno desde los años setenta y ochenta en los comienzos del nuevo orden internacional de la geopolítica, pero a través de la geoeconomía debido al auge de los bloques regionales, centrados en aspectos económicos.

En los '90 ya se destaca claramente la **Geoeconomía** centrada más en las cuestiones comerciales y económicas que en las políticas y territoriales. La Geoeconomía, establece relaciones entre Geografía y Economía, a través de la importancia adquirida por el uso de los recursos naturales de un país mediante la acción política de los Estados. Tal el caso de las grandes potencias que se disputan el dominio de las fuentes de energía y de aquellos recursos considerados estratégicos.

Sin embargo, no todos los recursos tienen el carácter de Recursos Estratégicos, sólo se considera de este modo a todo recurso natural escaso que actual o potencialmente es vital para el desarrollo de la actividad económica o para el mantenimiento de la calidad de vida de un país. El recurso estratégico tiende a concentrarse en pocas manos, ser escaso a escala global y tener especificidad territorial, es decir es propio de determinados territorios, por ello puede ser factor de conflicto en materia política, económica o militar. El conflicto surge cuando el recurso es abundante para un país y escaso para otro, sumado a la diferente situación de los Estados en cuanto a la capacidad de protegerlos. Los hidrocarburos son ejemplo claro de este tipo de recursos.

El componente geopolítico del recurso influye en su valoración a nivel global, los Estados en desarrollo con abundantes recursos naturales formulan políticas de Estado para la protección de los mismos, mientras que otros con debilidad institucional, encuentran dificultades para defender los intereses de la comunidad frente a las empresas transnacionales por el control de un recurso natural estratégico. “La variedad, volumen y calidad de esos recursos naturales dan las primeras bases de apreciación del poder económico-político de una Nación...” (Briano, 1972:79). Esta posición ha resurgido en la actualidad.

Posteriormente, a este auge de la Geoeconomía, la geopolítica se volvió una disciplina más especializada, cambio que prácticamente implicaba la disolución de la disciplina, es decir, "...la desnaturalización de una disciplina que siempre se caracterizó por su carácter multidisciplinario, aunque sin perder jamás su sustancia que originalmente había sido la incidencia y consecuencia del factor geográfico en el transcurrir político de los Estados" (Hutschenreuter, 2008:3).

Consecuencia de los cambios posteriores a la Guerra Fría y la incertidumbre que resulta de procesos simultáneos de integración y desintegración en los territorios, se producen nuevas relaciones de poder entre los Estados producto de la globalización, caracterizadas por el debilitamiento del factor territorial y la desaparición de las fronteras nacionales que la transformaron en una geopolítica sin territorio. A partir de la segunda mitad de los años ochenta se produce otra renovación en la disciplina. Rivarola Puntigliano (2012:451) sostiene que "...nace así la **geopolítica crítica** de la mano de una vertiente del posmodernismo denominada teoría crítica". Como explican los geógrafos Joan Nogué Font y Joan Vicente Rufi

"...en un primer momento fue el estructuralismo, o la geografía radical, quién aportó las bases a esta crítica; posteriormente, una vez que el marxismo cayó en el naufragio de las metanarrativas, han sido el posmodernismo o las visiones neoestructuralistas. El resultado ha sido **la geopolítica crítica o, para ser más precisos, las geopolíticas críticas**...estas implican un análisis hasta cierto punto heterodoxo en relación a otras perspectivas, puesto que **amplían el interés geopolítico hacia temas tradicionalmente alejados – como el medio ambiente, la cultura o el género -**, y en sus formas, al renunciar a las rigideces paradigmáticas". (Nogué Font y Rufi, 2001:25)

Desde esta perspectiva, se ve a la geopolítica como instrumento de grandes potencias en la promoción -o imposición- de sus intereses en política económica y exterior. Esta se centra en el poder político y deja de lado el factor geográfico. La geopolítica crítica se interesa por todo tipo de rivalidades sobre el territorio e intenta, a partir del análisis de discurso, observar de qué modo ingresa en las prácticas de actores políticos y públicos, tanto en escenarios pasados como presentes. La naturaleza "crítica" de esta visión representa una reflexión sobre las maneras en que las cuestiones geopolíticas están representadas y circunstanciadas. Barton sostiene que...

“Más que la investigación geopolítica tradicional enfocada en la geoestrategia en términos de planeación y resultados, la geopolítica crítica se dirige al examen de las ideas que les anteceden, sus circunstancias y su expresión en el plano del discurso estatal...y provee una plataforma que pretende ser válida para todos los niveles del análisis espacial, no sólo de los asuntos internacionales, sino intrasociales en el marco de la globalización...” (Barton, 1997:17-18 en Castro, 2006:191).

En la última etapa, con la llegada de la globalización, la idea de desterritorialización y la aparición de la geopolítica crítica, se quitaba una de las bases fundamentales de la geopolítica, el componente territorial. En este contexto de cambio aparece la denominada **Posgeopolítica**, caracterizada por las consecuencias de la aplicación del modelo económico neoliberal que permite penetrar en otros espacios a través de una desregulación de mercados que facilita la apertura de las economías y consigue los mismos resultados pero sin el uso del poderío militar. Es también, más una relación entre Economía y Política, que con el Territorio.

Actualmente, la Geopolítica se orienta hacia el estudio de otros campos del conocimiento y problemáticas de la realidad actual, tales como la energía (gas natural, petróleo); el acceso y dominio de los recursos naturales; la sustentabilidad ambiental del desarrollo; la dependencia económica respecto de capitales y potencias económicas extranjeras y la integración latinoamericana entre otros. Se constituyen así nuevos campos y objetos de estudio especializados como la **Geopolítica de la Energía**, la geopolítica de los conflictos, la geopolítica de la infraestructura, la geopolítica de los recursos naturales, la geopolítica del turismo, la geopolítica de los espacios urbanos.

En esta evolución del concepto, no puede dejar de señalarse como se modificó también su área de actuación, particularmente se puede remarcar que la Geopolítica en los primeros decenios del siglo XXI, ha dejado de ser una herramienta al servicio de proyectos expansionistas y militaristas, independizándose de las escuelas militares y de las esferas castrenses -el llamado “enclaustramiento militar de la geopolítica”-, entrando en la sociedad civil y las universidades para enfrentar nuevos dilemas y **lograr la comprensión de la complejidad característica del mundo actual, pleno de incertidumbres.**

Una síntesis de las principales definiciones de Geopolítica, brindadas por geopolíticos reconocidos en el plano internacional, se observa en la figura 4. Complementando esta visión del concepto Geopolítica, la figura 5, muestra definiciones de geopolíticos sudamericanos - seleccionadas a partir de la revisión bibliográfica realizada- de menor reconocimiento a escala mundial pero que reflejan el concepto, desde una perspectiva sudamericana.

- “La geopolítica es la ciencia del estado como organismo geográfico, tal como se refleja en el espacio” (R. Kjellén: *El estado como forma de vida*. 1916).
- “La geopolítica es el estudio de los fenómenos políticos considerados en sus relaciones espaciales y también en las relaciones que mantiene con la Tierra... En otros términos, la geopolítica será lo que significa la etimología de la palabra: la política geográfica, es decir, la política interpretada geográficamente” (L.D.Kristof: *The origins and evolution of geopoliticis*. 1960).
- “La esencia de la geopolítica es estudiar la relación que existe entre la política internacional de poder y las correspondientes características de la geografía” (S. B. Cohen: *Geography and politics in a divided World*. 1963).
- “En los múltiples casos en que hoy se habla de geopolítica, se trata de hecho de rivalidades de poder sobre territorios y sobre los hombres que allí se encuentran” (Y. Lacoste: *Dictionnaire de géopolitique*. 1993”)
- En las diferentes situaciones en que hoy se habla de geopolítica, se trata esencialmente de conflictos de poder... Los razonamientos geopolíticos no se plantean sólo a nivel planetario. No tratan exclusivamente de relaciones interestatales, sino que se inscriben también dentro del ámbito de cada Estado”(P. Lorot: *Histoire de la géopolitique*”.1995)
- “Se utiliza el término geopolítica para denotar una cierta espacialidad del poder, que traspasa y transgrede las fronteras internacionales” (D. Slater: *Geopolitics and postmodernism*. 1996)
- “Geopolítica es el estudio de las relaciones internacionales y los conflictos desde una perspectiva geográfica. La perspectiva geográfica sugiere que la localización, la distancia y la distribución de los recursos naturales y humanos ejercen significativas influencias sobre las relaciones internacionales” (K.E. Braden y F.M. Shelley: *Engaging geopolitics*. 2000)

- “Actualmente, el término geopolítica se usa profusamente para referirse a fenómenos tan dispares como conflictos de fronteras internacionales, la estructura de las finanzas globales o la configuración geográfica de los resultados electorales. Una de las acepciones del término le atribuye un significado más concreto: el examen de los supuestos, clasificaciones y explicaciones geográficas que participan en el diseño de la política mundial...Es preciso distinguir esta geopolítica histórica, dedicada al razonamiento geopolítico práctico, de lo que a veces se llama geopolítica crítica, que se ocupa, bien de exponer las huecas afirmaciones de ciertos autores geopolíticos de que han encontrado la verdad en la política mundial, bien de indicar las representaciones que está en la base de la política exterior de determinados Estados” (J. Agnew: *Geopolitics: re-visioning world politics*.2003)

Figura4. Las múltiples definiciones de la Geopolítica. Fuente: Ricardo Méndez. El Nuevo Mapa Geopolítico del mundo (2011:15)

- “La geopolítica es la ciencia que estudia las mutuas relaciones, influencias y acciones entre el Estado y el Espacio, a fin de aportar conocimientos o soluciones de carácter político” (G. Marini: *El conocimiento geopolítico*. 1985).
- “La geopolítica -la intersección y la graduación de los factores materiales y espaciales en el diseño y práctica de la política exterior- parece haber retornado y adquirido un significado relevante en el despliegue de la gran *strategy* de Estados Unidos (J. Toklatián: *Hacia una nueva estrategia internacional*.2004).
- La geopolítica es una rama de la Ciencia Política que se formó por la interacción dinámica de tres ramas del conocimiento: la Geografía (el espacio físico), la Política (aplicación del poder al arte de gobernar y la Historia (experiencia humana).Conceptuamos sintéticamente a la Geopolítica como la aplicación de la política a los espacios geográficos, bajo la inspiración de la Historia...el espacio geográfico natural, a través de los tiempos va siendo políticamente enriquecido por instrumentos y adaptaciones artificiales hechas por el hombre. Los progresos de la ciencia y la tecnología le han ofrecido la posibilidad de superar los obstáculos del medio natural. (C.de Meira Mattos: *Geopolítica e Modernidade* (2007).
- “La geopolítica necesita un reordenamiento desde nosotros mismos como teoría de análisis multidisciplinario de las Ciencias Sociales y el diseño de la política exterior. Entendemos la Geopolítica en el siglo XXI como el pensamiento político insertado en el espacio y el tiempo latinoamericano” (M. Barrios: *Diccionario sudamericano de seguridad y geopolítica*. 2009)
- “A fin de trascender los enfoques instrumentales de la geopolítica neoconservadora, la geopolítica crítica reconoce la existencia de múltiples escalas y actores que modifican el

espacio y la historia, es decir la acción política y social más allá del Estado nación y las instituciones gubernamentales. Por tanto, sus líneas de investigación buscan complementar (más que reemplazar) nuevas y distintas formas de Geografía Política que armonicen las “viejas” y “nuevas” agendas geopolíticas. Con la re(evaluación) crítica de conceptos como seguridad, nación, interés, amenaza, actor, soberanía, identidad o desarrollo, se vuelve latente la propuesta de redefinir la relación entre política y espacialidad, y por lo tanto, la seguridad, la geopolítica y la integración regional desde una perspectiva más ética y plural”(J. Preciado Coronado: *Repensar América Latina y el Caribe desde Sudamérica en el siglo XXI*. 2011)

Figura 5. Definiciones de Geopolítica desde una perspectiva sudamericana. Fuente: Elaborado por Guerrero, 2013, sobre la base de bibliografía consultada.

Luego de esta breve revisión de los momentos más destacados en la evolución de la disciplina y de las diversas definiciones cabe precisar desde que enfoque se abordará esta investigación. Coincidiendo con lo señalado por Méndez...

“... la perspectiva geopolítica se asocia al estudio de las relaciones y estrategias de poder que establecen diferentes actores -principalmente aún los Estados, pero también otros- y que tiene implicaciones espaciales. Poder, política y espacio son, por tanto conceptos claves siempre presentes en los análisis geopolíticos, que pueden considerarse a cualquier escala de análisis...” (Méndez ,2011:16)

De la combinación de todos estos cambios surge entonces la propuesta de analizar la **Nueva Geopolítica de la Energía en la Región Sudamericana**, mediante un análisis geopolítico integral e integrador que recupere las contribuciones que las distintas tendencias fueron aportando a la disciplina. Por ello, se aborda el estudio reconociendo la existencia de componentes de la geopolítica clásica, por la presencia de Estados y sus decisiones políticas en un territorio, de la Geoeconomía al poner énfasis en la presencia de un recurso (el gas natural) y sus usos a partir de decisiones políticas de los Estados, de la geopolítica crítica porque el análisis de discurso de personalidades claves (Presidentes, Ministros de Economía, de Energía, de Defensa, entre otros) que dejan traslucir ideas que no son expresadas en los acuerdos firmados entre los países de la región.

Particularmente, la perspectiva geopolítica de la investigación, coincide con la acepción anglosajona del concepto que pone énfasis en la interacción entre los estudios de la

Geografía Política (desde el enfoque de la Nueva Geografía Política) y de la Geopolítica siguiendo las definiciones propuestas por Lorot, Slater o Braden-Shelley. Estas perspectivas se complementan y amplían con una perspectiva geopolítica sudamericana, coincidente con las definiciones de los autores seleccionados (Marini, Toklatián, Barrios, Preciado Coronado, Meira Mattos).

Genéricamente, se puede considerar a la Geopolítica como ámbito de la geografía para el estudio político, en sentido amplio, del territorio en su concreción espacial y temporal, que complementado por el enfoque multidimensional y multiescalar de la Nueva Geografía Política, favorece el abordaje integral de la cuestión energética desde una visión geopolítica multiescalar con énfasis en la dimensión política del territorio. En síntesis, como sostiene Sánchez (1992)...

“... vaciada de su contenido ideológico, en su uso actual puede apreciarse cierta clarificación formal en la diferenciación entre **Geografía Política y Geopolítica, la primera como propuesta teórico-conceptual y la segunda como una geografía política aplicada, desde la visión anglosajona o una geografía del conflicto desde la visión francesa**” Sánchez (1992:84).

Para entender el contexto global en el que se desarrolla la investigación, desde una perspectiva geopolítica, se realiza a continuación una breve revisión de los principales órdenes geopolíticos mundiales a lo largo de la historia, a fin de lograr una mejor comprensión de los cambios que están surgiendo, en esta segunda década del siglo XXI, que posicionan a la región sudamericana como uno de los espacios emergentes a escala global.

1.3.1. Órdenes geopolíticos mundiales

Desde una perspectiva geopolítica moderna, según los conceptos que maneja la Estrategia, las relaciones internacionales se centran en relaciones de poder entre los Estados que, desde el punto de vista estratégico, implican relaciones entre medios y fines, éstas a su vez generan relaciones de dependencia, donde el poder se percibe en función del grado en que dependen los fines de un actor de los medios del otro, estos últimos constituyen sus bases de poder (Delamer, 2005:126). **En síntesis, un país**

depende de otro cuando para su desarrollo debe someterse a las decisiones impuestas por el otro.

Immanuel Wallerstein, historiador y sociólogo estadounidense, sostuvo en una entrevista realizada en Argentina en 2007³, que...

“...entiende al sistema mundo como un sistema social histórico que está unido por la tensión entre sus fuerzas conflictivas y contradictorias. Estas fuerzas hoy están llevando al fin de un sistema mundial... caracterizado por una situación de crisis estructural que se dirige hacia un nuevo sistema mundo todavía incierto. Será un **siglo de transición e incertidumbre, multipolar y sin hegemonías**...el sistema interestatal hacia el que vamos estará compuesto por unidades grandes, nacionales o regionales... un ejemplo, **Sudamérica como bloque regional podría contar más en esta Nueva Geopolítica Mundial**”
(Wallerstein, 2007)

En este sentido, el sistema político mundial es el resultado de una serie de procesos históricos, llamados **órdenes geopolíticos mundiales** que en cada uno de los periodos históricos vienen a reflejar la estructura y distribución del poder. Cada uno de ellos está liderado por una potencia que establece su hegemonía e impone las normas internacionales a seguir, las cuales son aceptadas y obedecidas mayoritariamente por los demás estados que forman parte del Sistema Mundial (Wallerstein, 1991 y Taylor, 1994). En consecuencia, los órdenes geopolíticos mundiales responden en cada periodo a cambios históricos acaecidos en la distribución del poder. La siguiente imagen, figura 6, muestra la línea de tiempo de los órdenes geopolíticos.



Figura 6. Línea de Tiempo de los Órdenes Geopolíticos. Fuente:

http://www.portalplanetasedna.com.ar/sistema_potitico.htm

³Entrevista realizada a Immanuel Wallerstein por Fabián Bosoer para el suplemento Zona de Clarín, 23/09/2007, invitado por la carrera de Sociología de la Universidad de Buenos Aires.

Desde una perspectiva histórica del espacio mundial, se distinguen los siguientes órdenes geopolíticos: Hegemonía Europea (1815-1871), era del imperialismo (1871-1914), guerras mundiales (1914-1945), mundo bipolar (1945-1989), mundo multipolar (1989-2001), breve período de hegemonía de Estados Unidos y luego nuevamente en el Siglo XXI se observa una tendencia hacia un mundo multipolar. Se observan fases de expansión, estabilización y declive a través de una sucesión de ciclos de hegemonía de potencias dominantes en el sistema mundial como lo señala Wallerstein. Desde una perspectiva territorial, se produce una diferenciación espacial en el Sistema Mundial entre el **Centro**, constituido por el estado que determina las reglas de articulación del poder y la **Periferia**, individualizada como el conjunto de territorios dependientes.

La expansión colonial generó profundas rivalidades que determinaron la conformación de estados enfrentados pasando de guerras continentales a guerras mundiales. En la primera guerra mundial (1916-1918) se produce un enfrentamiento entre imperios. En el período de entre guerras 1919-1939, se destacó la crisis económica del 29, la transformación del mapa político de Europa y la reducción del comercio internacional.

Luego, en la Segunda Guerra Mundial casi todos los países de la tierra se vieron involucrados directa o indirectamente. Este período finaliza en 1945 con la Conferencia de Yalta. A partir de este momento, Estados Unidos se confirma como el nuevo árbitro del Sistema Mundial, articula las redes de neoimperialismo, acordes a sus prioridades político-económicas y establece las directrices. En la década del 70, comienza a gestarse el Nuevo Orden Mundial (Guerra Fría/orden bipolar) debido a una combinación de factores internos e internacionales que pusieron freno al crecimiento económico de las grandes potencias. En 1989 se produce la caída del Muro de Berlín, que posteriormente lleva al Fin de la Guerra Fría 1991, el colapso del bloque comunista y la disolución de la Unión de Repúblicas Socialistas Soviéticas (URSS). Esto da origen a la formación de un mundo multipolar liderado por la Tríada, Estados Unidos, Unión Europea (centro en Alemania) y Japón. A fines del siglo XX se intensificó la tendencia a la constitución de

grandes bloques económicos en el marco de una economía globalizada: G8, BRIC, G20⁴.

A principios del Siglo XXI, con la caída de las torres gemelas en 2001, surge la guerra preventiva y un breve período de hegemonía de Estados Unidos que luego comienza a decaer a partir de problemas económicos que lo afectan, así como la crisis de 2008 de efectos globales que aún continúan. Asimismo, se producen otros cambios de singular importancia, los países emergentes comienzan a tomar relevancia en las decisiones globales, principalmente el G20. Junto a ello el renacer de China en el contexto internacional de inicios del siglo XXI introduce nuevas perspectivas desde el análisis de los Órdenes Geopolíticos, ya que a diferencia de los países asiáticos que se desarrollaron con anterioridad como los “tigres asiáticos” -mucho más subordinados a Estados Unidos y a sus objetivos estratégicos- convergen por primera vez en un país poder económico, militar y político. Además, comienza una importante penetración de China en el comercio con América Latina, desplazando en algunos casos a Estados Unidos de su posición de principal socio comercial en la región⁵.

Desde un enfoque latinoamericano, como se refleja en la visión de Urdiales (2008), la realidad geopolítica actual se configura en base a unos 200 estados, teóricamente independientes, aunque realmente subordinados a las decisiones tomadas en los foros político-económicos exteriores. Este modelo neocolonial permite que unas pocas potencias (Centro) mantengan el control económico y político de otros estados no sometidos a su jurisdicción y que (con una función específica) constituyen la Periferia del Sistema Mundial, **donde el crecimiento es inducido y subordinado a intereses exteriores**. La ubicación de esos Estados en el Sistema Mundial difiere en el tiempo en base al interés que las potencias centrales tengan por su control, por lo que con cierta facilidad pasan de la irrelevancia a la dependencia como sostenía Nogué (2004).

⁴ G-8 (formado por Alemania, Canadá, Estados Unidos, Francia, Italia, Japón, Reino Unido y Rusia), G-20 se le agregan estos once países Arabia Saudita, Argentina, Australia, Brasil, China, India, Indonesia, México, República de Corea, Sudáfrica y Turquía. También un representante de la Unión Europea. BRIC: Brasil, Rusia, India y China, últimamente se agregó Sudáfrica y pasó a llamarse BRICS.

⁵ Este nuevo contexto geopolítico mundial lleva a Estados Unidos a fortalecer su poderío militar, única esfera en la que sigue manteniendo su indiscutible liderazgo. Su gasto en defensa (superior al billón de dólares, 3,8% del PIB en 2006) constituye aproximadamente la mitad del gasto total mundial. No obstante, también en este campo China va reduciendo la ventaja.

Las ideas expuestas hasta el momento, muestran el modelo aceptado mayoritariamente caracterizado por la presencia de un orden internacional basado en polaridades determinadas sobre la base de relaciones de poder, sea de una potencia hegemónica que se impone (unipolar) o entre dos que compiten (bipolar) o entre varias que buscan lograr un equilibrio de poder (multipolar). Sin embargo, la realidad es mucho más compleja, la **teoría de la polaridad compleja** (Buzan y Little, 2000; Buzan, 2004) propuesta por Buzan se ajusta más a la realidad actual al incorporar un mayor número de rangos entre los Estados según su posición jerárquica dentro del sistema mundial: superpotencias, grandes potencias, potencias regionales y el resto de los estados del mundo en el cuarto grupo, con escaso peso relativo en las decisiones que afectan al sistema en su conjunto (con base en Méndez, 2011:212).

Buzan considera **superpotencia** aquella que posee: fuerza militar, potencial económico, radio de acción global, liderazgo aceptado por las demás potencias, capacidad de acción ya sea unilateral o multilateral mediante coaliciones (considera actualmente a Estados Unidos como una superpotencia solitaria). El segundo grupo lo conforman las **grandes potencias** caracterizadas por un menor grado de exigencia: posición influyente a escala global aunque sin necesidad de ejercer el liderazgo, capacidad de acción a escala global y potencialidad para llegar a ser una superpotencia en el mediano plazo (integran este grupo Rusia, China Japón y la Unión Europea). El tercer grupo lo conforman las **potencias regionales** caracterizadas por ejercer influencia sobre un territorio concreto pero con participación en acciones globales, así como también ejercen liderazgo en ciertos planos (económico, político o cultural) pero con notorias debilidades en otros aspectos (ejemplos de este grupo son Turquía, Israel, Irán, Australia y Brasil entre otros) (Méndez, 2011:212-214).

Se puede concluir que la diferente funcionalidad de los distintos estados, es aceptada mayoritariamente cuando el Orden Geopolítico es estable. Sin embargo, la situación actual a escala global muestra a la potencia hegemónica estadounidense perdiendo gran parte de su liderazgo frente al crecimiento de China y el nuevo impulso tomado por Rusia en alianza con China. En este contexto, algunos estados periféricos se rebelan, ayudando a configurar la etapa de transición hacia un Nuevo Orden Geopolítico Internacional que se está gestando. Las muestras de rebeldía están presentes en el norte

de África, en Medio Oriente y en el ascenso de China en transición a convertirse en una superpotencia en términos de Buzan.

En ese marco, cabe destacar por la importancia para esta investigación, el caso de América Latina, cuya situación está cambiando a principios del siglo XXI, coincidiendo factores externos (decadencia del Orden Geopolítico vigente) e internos (llegada al poder de partidos políticos de izquierda con diferentes matices, como está ocurriendo en Brasil, Venezuela, Ecuador, Bolivia, Argentina y Nicaragua) todos ellos se mueven entre la resistencia a las peticiones norteamericanas y el miedo a sus posibles represalias, fortaleciéndose a través de la formación de bloques de carácter político como la Unión de Naciones Suramericanas (UNASUR) y la Comunidad de Estados Latinoamericanos y Caribeños (CELAC) que incluye a Cuba entre sus miembros.

Asimismo, en este contexto de oposición a la hegemonía norteamericana en la región, Venezuela, mediante su iniciativa de la Alternativa Bolivariana para los Pueblos de Nuestra América (ALBA) pretende estructurar una **red geopolítica de ámbito regional basada en la cooperación política, económica y cultural, a través de la energía**, que se refleja en el proyecto concreto de la creación de Petrocaribe (2005) instrumento utilizado para ejercer el liderazgo exterior a través del suministro de petróleo a los países aliados en condiciones económicas preferenciales.

Esta situación es clara muestra de la **interrelación entre órdenes geopolíticos y órdenes energéticos**, donde la energía es un elemento de presión/apoyo político que otorga poder a quien la posee. Por otra parte, se destaca también la situación de Brasil, que en términos de Buzan muestra la intención de dejar de ser una potencia regional y pasar a ser una gran potencia a través de su integración en el grupo de los BRICS y su mayor presencia a escala global.

1.4. RECURSO NATURAL, DIFERENCIACIÓN DE CONCEPTOS: ESTÁTICO Y DINÁMICO

El análisis de la cuestión energética además de los componentes políticos y geopolíticos analizados, se focaliza en el recurso gas natural y por ello es necesario realizar una breve referencia a los cambios sufridos en principio por el concepto **Recurso Natural**.

Como se mencionó anteriormente, la Geoeconomía, establece relaciones entre Geografía y Economía, a través de la importancia adquirida por el uso de los recursos naturales de un país mediante la acción política de los Estados. Tal el caso de las grandes potencias que se disputan el dominio de las fuentes de energía. La variedad, volumen y calidad de esos recursos naturales dan las primeras bases de apreciación del poder económico- político de una Nación (Briano, 1972:79).

En la actualidad, el progresivo aumento de la demanda y la reducción del stock de los recursos no renovables, ha obligado a realizar exploraciones y explotaciones en regiones o zonas de difícil acceso; para ello es necesario poseer instrumental cada vez más sofisticado. De continuar esta tendencia, **los dueños materiales de los recursos no podrán explotarlos sin la necesaria participación de quienes detentan los medios técnicos para concretar la explotación**, es decir, los países científica y económicamente desarrollados. Pierre Célérier (1955) en su libro “Geopolítica y Geoestrategia” ya sostenía que...

“... el valor intrínseco de un país depende de la abundancia y de la calidad de sus recursos. Su riqueza es función de su productividad y del valor comercial de su producción. En fin, **su potencia política y su fuerza dependen del empleo que puede y sabe hacer de sus recursos y de los productos que él, obtiene de ellos**, es decir de su valor intrínseco y de su riqueza” (Célérier, 1955:53)

Este pensamiento de 1955, debería complementarse con uno mucho más actual, de Michael Klare (2003), quien señala...

“... las guerras por los recursos no son hechos fortuitos, ni inconexos, por el contrario: **forman parte de un sistema geopolítico más amplio e interconectado**. Las guerras del futuro se harán por la posesión y control de los recursos que precisan las modernas sociedades industriales para funcionar” (Klare, 2003:261-262).

En síntesis, es importante no sólo contar con los recursos naturales, sino también conocer el valor que otorga a tales recursos una sociedad, así como las posibilidades concretas que tiene para explotarlos. Asimismo, son importantes las decisiones políticas y económicas que interfieren o facilitan sus acciones.

En este contexto, es necesario definir desde que enfoque se conceptualiza Recurso Natural. Éste admite al menos dos formas de análisis, la primera y, más difundida, es la que vincula fuentes y funciones relacionadas con su **renovabilidad** (clasificación tradicional **estática**, divide a los recursos en renovables y no renovables). La segunda, de menor difusión adquiere -en ámbitos académicos- mayor relevancia; **analiza los recursos en función de uso** (clasificación **dinámica** pues valora tanto la variedad de funciones como las variedades de usos de un recurso).

En este marco, entonces, un recurso natural se aborda desde dos enfoques, uno estático, el cual considera como tal a todo elemento de la naturaleza que el hombre encuentra en su medio natural y utiliza para satisfacer sus necesidades; el otro, más adecuado a la postura asumida en esta investigación, es **el dinámico**, éste sostiene que un recurso natural es aquel que sirve a los mismos fines pero sufre variaciones en el devenir histórico debido a que su valoración la realiza **“una sociedad determinada -con su bagaje técnico, su estructura económica y social y sus relaciones con otras sociedades - en un cierto momento de su historia”** (Prudkin, N, 1994:5).

Es decir, se considera al **recurso como un concepto social** cuyo uso no depende de la posesión del mismo, sino de las condiciones propias de cada sociedad -económica, tecnológica- en cada momento histórico que hacen posible su apropiación. Es decir, un recurso puede ser técnicamente recuperable y económicamente viable para una sociedad, mientras que para otra sociedad- en el mismo momento histórico- puede ser sólo un elemento de su medio natural al que no tiene acceso por sus carencias técnicas/económicas.

Sin embargo, el concepto de recurso que propone la *Society of Petroleum Engineers of World Petroleum Congress* y la *American Association of Petroleum Geologists* no considera al recurso como un concepto social y mantiene un concepto de recurso estático puesto que considera recursos hidrocarbúricos a los hidrocarburos líquidos o gaseosos o de ambos, contenidos naturalmente en los reservorios y que pueden ser recuperados y utilizados bajo las condiciones tecnológicas existentes en el momento de la evaluación. Sin distinguir las condiciones (tecnológicas y económicas) de diferentes

sociedades -en el mismo momento histórico- frente a igual recurso, que permitan o no su explotación.

En ese sentido, se aproxima la diferencia que realiza entre **recursos potenciales y recursos técnicamente recuperables**, pero debería además considerar que la tecnología, más allá de su existencia, es accesible -en el mismo momento histórico- solo en algunas sociedades que pueden tornar los recursos en económicamente viables y en algunos casos, también en ambientalmente sustentables, logrando de este modo una consideración integral y multidimensional del recurso natural.

También se clasifica a los recursos, de acuerdo con su **renovabilidad**, en recursos **renovables o de flujo**, es decir que se renuevan constantemente, como lo fue el agua, durante gran parte de la historia. El otro grupo comprende a los **recursos no renovables o de stock**, que a su vez pueden ser reciclables o no reciclables. Los hidrocarburos se encuentra entre aquellos que no se renuevan o que, al menos no lo hacen en una escala de tiempo humana y que, además, son no reciclables.

Asimismo, existen **clasificaciones en función de uso de los recursos**, como la realizada por el Dr. Jorge Morello (1983). De este modo surge el **concepto de recurso de uso múltiple** que -según este autor- responde a ciertas premisas: uso consciente o inconsciente del recurso, uso principal y complementario, uso directo o transformado, recursos de acceso directo o condicionado. Además, plantea la necesidad de reconocer que el manejo y gestión ambiental de los recursos naturales genera nuevas demandas orientadas al saber económico y social.

En el caso bajo análisis, se observa cómo se aplican estos conceptos al gas natural, un recurso de uso múltiple, que valoriza más el recurso mediante la tendencia a diversificar su uso: para calefacción; como gas natural comprimido (GNC) para transporte; en centrales termoeléctricas para generación de electricidad; en industrias como petroquímica y fertilizantes; como gas natural licuado (GNL) flexibilizando su distribución). Asimismo, la extracción de recursos no convencionales como el *shale gas* a través de nuevas tecnologías que impactan en el ambiente, como la fractura hidráulica y la perforación horizontal (*fracking*), generan nuevas demandas de manejo y gestión ambiental.

La percepción de la población y la de la gran mayoría de los documentos públicos cuando se refiere a recursos naturales adopta el primer criterio, es decir el de recurso natural sólo en función de su renovabilidad. Ello implica, una desvalorización de los recursos naturales, ya que deja de lado la importancia de aquellos con posibilidad de usos múltiples como el gas.

Actualmente, desde este enfoque, la Economía incorpora también la dimensión ambiental al manejo de los recursos, así como la consideración simultánea de las condiciones naturales y sociales como base explicativa de los modos de producción. Por ello, el análisis del concepto de **escasez**, es definido en función no física, sino de valores y pautas de consumo, a su vez, el análisis de los conceptos de renovabilidad de los recursos **es función de la racionalidad en la gestión de los mismos** (Morello, 1983:27). En este contexto, la racionalidad social dominante en los diferentes períodos históricos, define los productos y funciones a ser considerados recursos por esa sociedad de acuerdo con el bagaje tecnológico de cada época y la energía es un medio fundamental en la satisfacción de esas necesidades.

En consecuencia, se desprende que, el concepto de renovabilidad, así como el de escasez o abundancia de un recurso, son conceptos relativos al uso que una sociedad hace de los mismos. Por otra parte, se advierte que existen diferencias en la relación población /recurso de una región a otra, de un país a otro, no sólo por una distribución espacial irregular, sino también porque los patrones de consumo difieren debido a que las poblaciones han alcanzado niveles distintos de satisfacción de sus necesidades, así como también diferentes niveles de desarrollo tecnológico que le permitan acceder al recurso.

Estos conceptos son de suma importancia para el caso de los hidrocarburos y de los recursos no convencionales (*shale oil, shale gas, tight oil, tight gas y coal bed methane*) en particular, que habían pasado desapercibidos como recursos por la falta de conocimientos tecnológicos o por la necesidad de elevadas inversiones que los tornaran accesibles para la satisfacción de necesidades humanas como luego se desarrollará.

Finalmente, desde el punto de vista Geopolítico y Estratégico adquieren relevancia las relaciones de poder entre los Estados involucrados y las decisiones políticas de uso de

los hidrocarburos que se localizan en un determinado territorio y no en otros - especificidad territorial del recurso- a lo que se suma su valor como recurso natural estratégico, por el alto grado de incidencia en el desarrollo económico de un país.

Coincidiendo con lo sostenido por Isbell (2008) "...hoy en día, la materia prima de la energía -particularmente petróleo y potencialmente también el gas natural- han surgido como una de las importantes variables en el contexto geopolítico mundial". Al mismo tiempo, cabe resaltar que las decisiones de uso de los recursos energéticos se basan muchas veces, más en la decisión política que en la evaluación económica.

1.5. VULNERABILIDAD ENERGÉTICA vs SEGURIDAD ENERGÉTICA

Para cerrar el marco teórico conceptual, en el contexto del análisis geopolítico de la cuestión energética surgen tres conceptos, usados con frecuencia de modo confuso, por lo cual deben explicitarse. Estos conceptos son **vulnerabilidad y dependencia energética** que constituyen la contracara de otro concepto clave para la Geopolítica de la Energía, **seguridad energética**.

Según la Agencia Internacional de Energía (EIA por su sigla en inglés)), la seguridad de suministro energético es vulnerable debido a la falta de inversiones y a los riesgos para su ejecución; a catástrofes ambientales provocadas por los combustibles fósiles y al peligro de interrupciones súbitas debido a problemas geopolíticos, especialmente localizados en las regiones productoras. Sin embargo, este concepto tiene un componente subjetivo relacionado con **la percepción de la seguridad de abastecimiento energético** para los países consumidores, que radica en tres situaciones que pueden darse o no de forma simultánea: **dependencia, vulnerabilidad y conectividad**. Sobre la base del análisis realizado por Escribano Francés se pueden diferenciar los siguientes ítems (Escribano Francés, 2008:29-44).

1.5.1. Dependencia Energética

Es importante distinguir **la vulnerabilidad energética de la dependencia energética, ya que se puede ser dependiente sin ser vulnerable**. Un país en el cual la mayoría de las importaciones de energía se realizan en forma y costos sostenibles que garantizan la

seguridad de suministro por medio de fuentes diversificadas, **dependerá de otro país pero no será vulnerable.**

El concepto de **dependencia energética** es el más utilizado y discutido, pero puede resultar más adecuado hablar de **interdependencia energética**, y está se divide en dos conceptos:

- Dependencia física (porcentaje de las importaciones netas sobre el total de la energía primaria producida o consumida).
- Dependencia económica (valor de las importaciones energéticas).

Sin embargo, otros autores consideran que la dependencia, es menos relevante para la seguridad de abastecimiento que la vulnerabilidad (Alhaji y Williams, 2003). La respuesta a la dependencia energética ha consistido históricamente en la diversificación de las fuentes de energía y de los proveedores, pero esto no contrarresta la dependencia, sino la vulnerabilidad física (es el grado de concentración geográfica de los suministros). Reducir la dependencia implica reducir las importaciones de energía para alcanzar la autosuficiencia, pero ello no siempre es factible y además tampoco es necesario para alcanzar la seguridad energética según se explicará.

1.5.2. Vulnerabilidad Energética

La **vulnerabilidad energética** que conduce a la falta de seguridad energética es más compleja de cuantificar, pues además de depender del tipo de energía de que se trate tiene un mayor componente de subjetividad. Escribano (2009) y Escribano Francés (2008) la dividen en dos grandes dimensiones **vulnerabilidad física** y **vulnerabilidad económica**.

- Vulnerabilidad física hace referencia al grado de concentración geográfica de los suministros. (Sin embargo, actualmente se supera a través de la flexibilidad que aporta el GNL que permite obtener el recurso en cualquier lugar del mundo).
- Vulnerabilidad económica refleja la intensidad energética de las economías y supone que los aumentos de precios o las interrupciones constituyen choques

asimétricos. El impacto geopolítico de la vulnerabilidad económica puede medirse a partir del peso de las importaciones en relación con el PBI del país bajo análisis.

Además, se debe recordar que, la vulnerabilidad es una dimensión relativa. Es decir, todos los países son vulnerables, pero cada uno, en función de sus circunstancias socioeconómicas y condicionantes particulares, que definen su propio nivel de vulnerabilidad. Un aspecto esencial que se destaca es que la vulnerabilidad no es estática, sino dinámica, puede aumentar o disminuir y por lo tanto, resulta imprescindible que su análisis contemple la dimensión temporal.

Aunque el problema de abastecimiento sea repentino, el origen de la vulnerabilidad puede ser causada por diferentes procesos históricos, algunos de origen geopolítico y otros por circunstancias más recientes (como una crisis económica, o la falta de inversiones en exploración e infraestructura). Es decir, la vulnerabilidad integra elementos del pasado y del presente.

En cuanto a las causas generadoras de la vulnerabilidad estas son multidimensionales puesto que responden a una combinación de múltiples factores: geográficos, económicos, sociales y políticos particulares que condicionan tanto la exposición al riesgo como la disponibilidad de capacidades que cada país tiene en un contexto dado.

Los siguientes son algunos ejemplos de estas causas generadoras de vulnerabilidad: producir energía a costos muy elevados; uso de tecnologías obsoletas; cuando las decisiones de política energética se toman en función de la coyuntura económica interna o internacional; la vulnerabilidad no sólo está ligada a la dependencia de las importaciones, expresadas en cantidades, sino también al valor de esas importaciones como cuando el precio de la energía importada impacta en el PBI; por otra parte, también se genera vulnerabilidad cuando el precio baja y las exportaciones netas de energía representan una porción significativa de su presupuesto nacional.

También es posible definir la vulnerabilidad en función de la dependencia o independencia geopolítica a través de la zona donde se localizan los proveedores (la dependencia de Oriente Medio, por ejemplo, se considera que es una zona de alto

riesgo). En la región sudamericana, el riesgo lo produce el inseguro abastecimiento desde Bolivia, por causas políticas (nacionalización de los recursos), económicas (precio) o históricas de origen geopolítico (conflicto por salida al mar con Chile y Perú).

Otra causa de vulnerabilidad es la dependencia del abastecimiento externo que se concentran en una fuente de un solo país, que representan una importante proporción sobre el total de energía consumida por un país. Asimismo, la dependencia masiva de centrales de gas de ciclo combinado considerada como la más barata en los últimos años, se torna un factor de vulnerabilidad cuando disminuye la producción propia y se debe recurrir a la importación del recurso.

Por último, también se puede producir vulnerabilidad energética cuando el mercado de la energía nacional es operado por empresas extranjeras. Algunos autores sostienen que es menor la vulnerabilidad cuando los operadores son entes públicos (por lo menos parcialmente) puesto que los gobiernos tienen a su disposición prerrogativas soberanas a las que los operadores privados no tienen acceso.

En síntesis, **la vulnerabilidad del sistema energético de un país se refleja en la capacidad para hacer frente tanto a conflictos de oferta como de demanda** (disminución de la oferta, aumento de la importación de recursos energéticos). Las causas de estos conflictos provienen de diversos ámbitos: clima político inestable en los principales países proveedores, aumento de la demanda de energía de las economías emergentes, incertidumbre en relación con la seguridad del suministro, entre otros.

1.5.3. Conectividad Energética

El otro concepto relevante para la percepción de la seguridad de abastecimiento energético es la **conectividad** y ésta se encuentra en relación directa con la integración física como base de la integración regional: cuanto más interconectado está un sistema energético, más seguridad de abastecimiento provee, pues el valor de una red depende de su alcance y número de conexiones. Cabe acotar que la conectividad debería ser tanto a nivel nacional como regional. Las ventajas que presenta el uso de una red es que otorga:

- Flexibilidad para suplir la interrupción de una fuente por otra alternativa.
- Reduce la necesidad de costosas instalaciones, como las reservas de hidrocarburos.
- La conectividad regionaliza la interrupción (en el caso de una conexión interestatal)
- A mayor número de países afectados aumenta la capacidad de presión ante la fuente de origen del problema.

Finalmente, relacionando los diferentes conceptos analizados, la teoría de la interdependencia utiliza la dimensión de la vulnerabilidad energética en las relaciones internacionales para indicar la disponibilidad y costo de alternativas de la que derivan dos aspectos - la disponibilidad y la asequibilidad- al recurso (*World Energy Council*, 2008).

- Disponibilidad es la medida en que los recursos son conocidos, accesibles y viables para extraer.
- Asequibilidad es la capacidad de comprar los recursos disponibles sin poner en peligro otras actividades económicas.

En consecuencia, la vulnerabilidad del sistema energético de un país puede medirse por la disponibilidad del recurso y la asequibilidad de alternativas de que dispone un país. En la presente investigación, se analizarán estas situaciones en la región sudamericana. Por otra parte, se debe destacar que la dependencia energética no significa inevitablemente vulnerabilidad energética debido a que:

- a) Un país puede ser dependiente sin ser vulnerable
- b) Ser vulnerable sin ser dependiente
- c) Escribano (2009)⁶ proporciona un ejemplo que contribuye a aclarar estos conceptos...

⁶ Escribano G., *Geopolítica de la Seguridad energética: concepto, escenarios e implicaciones para España y la UE en Energía del Siglo XXI: Perspectivas Europeas y Tendencias Globales*, 2009. [En línea] http://www.academia.edu/1153577/Energia_del_Siglo_XXI_Perspectivas_Europeas_y_Tendencias_Globales [22 de abril de 2014]

“...una gran dependencia física o económica no implica inseguridad si las importaciones proceden de fuentes percibidas como seguras, pues no hay sensación de vulnerabilidad. Alternativamente, una menor dependencia global puede entrañar inseguridad al aumentar la vulnerabilidad con el peso de las importaciones procedentes de fuentes percibidas como inseguras. **La vulnerabilidad es más compleja de cuantificar, pues además de depender del tipo de energía de que se trate tiene un mayor componente de subjetividad**”.
(Escribano, 2009:21)

En este sentido, recordando que la vulnerabilidad es una dimensión relativa, queda claro que la seguridad energética puede obtenerse a pesar de tener una dependencia energética del exterior, pero no así en el caso de tener vulnerabilidad energética.

1.5.4. Seguridad Energética

Luego de desarrollar el concepto de vulnerabilidad energética y sus diferencias con la dependencia energética corresponde analizar el concepto de **seguridad energética**. Este concepto puede abordarse desde un doble punto de vista: el del análisis económico y el análisis geopolítico.

El **análisis económico de la seguridad energética**, entendida como seguridad de abastecimiento, se basa en que la escasez de un bien en el mercado se refleja en un aumento de su precio (Escribano Francés, 2008:29). La seguridad de aprovisionamiento depende de la capacidad del consumidor de pagar precios elevados para obtener la cantidad deseada del bien. En este sentido, el concepto de seguridad energética para la economía incorpora el elemento del precio. Por lo tanto, la inseguridad energética desde el punto de vista económico se derivaría, del efecto del aumento de los precios y de la volatilidad de los mismos sobre la economía de los países consumidores.

El análisis geopolítico y estratégico permite un estudio diferencial de los escenarios de seguridad energética, que va más allá de la visión economicista predominante ya que, muchas veces son decisiones políticas (basadas en cuestiones geopolíticas históricas irresueltas) y no económicas las que definen las acciones realizadas por los Estados. El contexto en que se desarrolla la situación de cada país, denominado cuestiones de borde desde la Economía, es un elemento fundamental para que una situación sea percibida como una amenaza a la seguridad de abastecimiento.

Otro aspecto a considerar es el relativo al contenido del concepto **Seguridad Energética** que desde la **visión clásica**, se ha centrado en la protección física de las infraestructuras y la garantía de la continuidad del suministro, en él se destaca el elemento físico y territorial (instalaciones y conexiones) así como las relaciones comerciales y de política económica respecto de los suministradores. Sin embargo, desde una visión moderna, el enfoque es integrado y multidimensional.

En la **visión moderna** del concepto de Seguridad Energética, predominan los elementos funcionales, sobre el físico-territorial y su consideración sistémica. Busca la salvaguarda de la independencia y resiliencia, reducción de la vulnerabilidad y sensibilidad del sector energético. Conjuga los campos de la seguridad, la defensa, la economía y las relaciones internacionales, contemplando varios planos de acción sobre aspectos tangibles e inmateriales del sector energético, desde la clásica securización de instalaciones hasta la protección del *goodwill*⁷ empresarial y la gestión del conocimiento. Esta nueva concepción de la Seguridad Energética en la doctrina de la Organización del Tratado del Atlántico Norte (OTAN), parte de la aprobación del nuevo Concepto Estratégico a finales del año 2010 donde se introduce la Seguridad Energética entre los cometidos de esa alianza (Espona, 2013:2-3).

Rafael José de Espona (2013) sostiene que, desde la perspectiva de Seguridad Energética, los puntos de vista económico, político y militar entre otros, no siempre coinciden en parámetros, tiempos y objetivos, aún cuando el sector energético incide y se ve influido por todos ellos a la vez. Así, las relaciones comerciales o inversoras de una compañía energética de importancia estratégica para la nación, pueden ser beneficiosas para su actividad mercantil, pero al mismo tiempo generar riesgos para el interés general estatal (y, en definitiva, para ella misma). Proliferan entonces amenazas multivectoriales de distinta naturaleza, lo cual requiere respuestas ajustadas.

Por lo tanto, sólo con una visión amplia e integrada sobre Seguridad Energética pueden darse respuestas adecuadas para cada caso. En consecuencia, más allá de la seguridad energética se debe abordar la seguridad de manera integral (Castro, 1997) puesto que:

⁷ Término anglosajón, alusivo al activo intangible de la empresa integrado por su reputación, imagen y relaciones de negocios.

“La seguridad supone actuar anticipadamente. Requiere un sistema de observación, de análisis, y de comunicación capaz de **detectar a tiempo los indicios de crisis y contrarrestar los fenómenos capaces de transformar una situación de crisis en una de conflicto**. Por eso, **la prevención es el concepto estratégico moderno**. Es, ante el conflicto contemporáneo, lo que la disuasión ha sido ante el enfrentamiento militar directo. Pero la prevención limitada a la dimensión diplomática o a gestos militares no es suficiente para basar una estrategia. **Se requiere una prevención fundada en la información, en el conocimiento anticipado de los actores y las situaciones...**” (Castro, 1997: 199)

En este contexto, aparecen dos puntos de vista geopolíticos en la relación entre Energía y Seguridad. El primero, relacionado con la Seguridad del Estado y la competencia internacional por asegurarse la posesión de recursos considerados estratégicos que otorgan poder al Estado. El segundo, se ubica por encima de lo nacional, se preocupa por la seguridad, desarrollo y bienestar de la sociedad a nivel regional y global, a través de procesos que favorezcan la integración energética (adaptado de Cardozo, 2006:136 - 149). Más allá de lo deseable, la realidad muestra que prevalece el primer punto de vista. Frente a esta situación, la Geopolítica de la Energía en la región sudamericana busca garantizar la Seguridad Energética de los Estados, a través de procesos de nacionalización de los recursos y el resurgimiento de la presencia del Estado en la búsqueda y dominio de los recursos energéticos.

De este modo, la seguridad energética en la región se encuentra frente a nuevos desafíos que le permitan llegar a obtener seguridad, desarrollo y bienestar de la sociedad a nivel regional y global, a través de procesos que favorezcan la integración energética en tanto cada Estado debe definir a qué y quiénes defender en un escenario donde se superponen los intereses de las empresas y la calidad de vida de la población y donde la amenaza reside de igual modo en la sobreexplotación del recurso y el riesgo ambiental derivado de la misma, puesto que la explotación de un recurso estratégico puede perjudicar a la población por diferentes motivos: métodos de exploración y explotación que no aseguren el desarrollo sustentable; concesiones a empresas privadas que restrinjan el acceso al recurso; privatizaciones que monopolicen el uso del recurso; conflictos armados por el control del recurso.

En este sentido, se propone un enfoque sistémico de la cuestión energética que supere la visión economicista tradicional del sistema energético como un proveedor de servicios

que garantiza la actividad económica y la calidad de vida de la población sin considerar que también actúa como elemento dinamizador del territorio especialmente en países sudamericanos. Cabe aclarar que la investigación hace referencia a la industria del gas, no desde un punto de vista sectorial sino a modo de recorte de la realidad bajo estudio, pero partiendo de reconocer que el Sistema Energético funciona de manera integrada, donde los problemas que afectan a uno de sus componentes repercuten en el resto del sistema.

Por último, cabe preguntarse qué pueden aportar la Nueva Geografía Política y la Geopolítica a los estudios sobre la energía. El abordaje de la cuestión energética desde una visión geopolítica multiescalar con énfasis en la dimensión política del territorio, enlaza los enfoques de la Geopolítica y de la Nueva Geografía Política y permite aportar al estudio un conjunto de elementos teóricos, conceptuales y metodológicos, provenientes de otras disciplinas cuya consideración facilita un análisis integral de la transición energética contemporánea, frente al sesgo económico dominante en los estudios de la cuestión energética. Además, examinar la región sudamericana no de forma aislada sino en su interacción a diferentes escalas con otros Estados permite analizar la cuestión desde una perspectiva holística de la realidad geopolítica sudamericana.

Asumir el análisis de la cuestión energética desde esta perspectiva, implica un desafío analítico de mayor alcance y complejidad puesto que, el enfoque desagregado permite examinar diferentes dimensiones, tales como: fuentes de energía dominantes y la sustitución entre combustibles como alternativa; tecnologías disponibles; considerar si los recursos son técnicamente recuperables, económicamente viables y ambientalmente sustentables; así como la heterogeneidad de los actores involucrados y los conflictos que se generan a partir de las decisiones políticas de uso de los mismos. Luego los resultados se integran y se analiza el comportamiento de los actores, conflictos y tendencias en torno al recurso gas, para comprender las lógicas y relaciones de poder subyacentes que explican el carácter dinámico y complejo del territorio como totalidad.

En el corto y mediano plazo se observa una transición energética donde ninguna fuente por sí sola pueda resolver la crisis energética ya sea a escala global o regional. En este

sentido, es necesario profundizar en las características de la Geopolítica de la Energía y en particular del recurso gas, como un recurso más amigable con el ambiente, de menor costo y mayor disponibilidad que el petróleo. Considerando la existencia de un escenario energético multipolar e interdependiente, se estudia la inserción de la región sudamericana -en relación con el recurso gas- en el sistema energético global.

CAPÍTULO II

GEOPOLÍTICA DE LA ENERGÍA

CONCEPTOS ESPECÍFICOS

2.1. INTRODUCCIÓN

Luego de haber desarrollado en el capítulo anterior el marco teórico conceptual general desde el cual se aborda la investigación, es necesario conocer también como fue cambiado dentro de la Geopolítica en general, la Geopolítica de la Energía en particular. En ese marco, la **Geopolítica de la Energía** procura analizar y comprender los conflictos que surgen en el uso de los recursos energéticos, principalmente petróleo y gas, en función de factores geográficos asociados a disponibilidad de esos recursos; desarrollo de rutas de transporte marítimas; construcción de infraestructura para el transporte de energía-oleoductos y gasoductos- a los que se suman también factores políticos y económicos tales como: relaciones diplomáticas entre Estados definidas a través de acuerdos de comercio que otorgan seguridad jurídica a las inversiones (precio del recurso, tiempos de entrega y costos de transporte entre otros).

En este sentido, la Geopolítica de la Energía se constituye en la base del desarrollo de nuestra civilización basada en el consumo de energía a costos accesibles. En palabras de Escribano (2014)

“el escenario energético mundial se caracteriza tanto por la multipolaridad como por el **rápido aumento de la interdependencia entre los mercados energéticos**...la gobernanza energética global debe entenderse como la gestión de la interdependencia en un contexto de redistribución relativa de los equilibrios de poder mundial” Escribano (2014:97).

El equilibrio de poder y la interdependencia energética se refleja en el juego que se produce entre dos organismos representativos de las fuerzas del mercado. **Desde la oferta**, los países proveedores de hidrocarburos localizados principalmente en Oriente Medio, con precios fijados a través de la **Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP)**¹ desde 1960 -actualmente con 12 países miembros- pueden influir en el mercado de petróleo, si deciden reducir o aumentar su nivel de producción. **Desde la demanda**, la **Agencia Internacional de Energía**² creada en el marco de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) en noviembre de 1974 - luego de la crisis del petróleo de 1973- busca coordinar las políticas

¹ http://www.opec.org/opec_web/en/about_us/25.htm

² <http://www.iea.org/media/1ieahistory.pdf>

energéticas de sus 28 estados miembros, con el fin de asegurar el abastecimiento de petróleo, para mantener el crecimiento económico de sus miembros, particularmente en situaciones de emergencia y puede influir liberando reservas estratégicas en caso de conflicto en los países proveedores o por aumentos excesivos en los precios. En la actualidad, se preocupa por los tres aspectos más relevantes de las políticas energéticas: seguridad energética, desarrollo económico y protección del medio ambiente.

Asimismo, la Geopolítica de la Energía, está en estrecho contacto con la Geoeconomía, en tanto ésta se centra en el uso que realizan los Estados de los recursos naturales que poseen, en particular de los hidrocarburos, así como en las relaciones de poder que se establecen entre los poseedores del recurso, los territorios y los posibles conflictos derivados con sus impactos sobre el desarrollo territorial. El contexto adecuado para analizar esos cambios en la Geopolítica de la Energía es conocer cómo, junto a los órdenes geopolíticos mundiales desarrollados en el capítulo I, fueron evolucionando los diferentes **órdenes energéticos** a través del tiempo.

Además, **desde una perspectiva histórica, se puede visualizar ésta relación entre órdenes geopolíticos globales y órdenes energéticos**, al ver la transformación del Golfo Pérsico en el siglo XX, que ha dejado de ser un territorio de escasa importancia geoestratégica -cuando la industrialización dependía fundamentalmente del carbón- hasta convertirse en una zona de gran valor estratégico, cuando la energía consumida en el mundo procede sobre todo de los hidrocarburos, mostrando así lo postulado por Nogué (2004) respecto a cómo con cierta facilidad algunos territorios pasan de la irrelevancia a la dependencia .

2.2. ÓRDENES ENERGÉTICOS MUNDIALES

Toda civilización tiene un “**orden energético, que implica una articulación entre productores y consumidores que tiene como eje central de acción, conciliación y conflicto una fuente energética dominante**” (Sánchez Albavera, 2006:39). En el contexto de los órdenes geopolíticos analizados, la construcción de un nuevo orden energético mundial está en el centro de los conflictos actuales que pueden entenderse

como posicionamientos en relación con el control de los recursos, puesto que sin energía no hay desarrollo.

La **transición energética**, se desarrolla durante largos períodos de tiempo - **40 a 130 años**- y se relaciona con la **transición de una economía con una fuente dominante de energía y su correspondiente tecnología a otra** (Fouquet, 2012:3). Sin embargo, también es importante destacar la **diferente duración entre países para concretar el proceso**. Fouquet expone como ejemplo el caso de Estados Unidos, donde la transición de la biomasa al carbón y luego al petróleo, fue mucho más rápido (es decir, décadas en lugar de siglos) mientras que para el Reino Unido el mismo proceso fue de mayor duración.

Actualmente, se está produciendo igual situación respecto al uso de los recursos no convencionales como el *shale oil* y el *shale gas* entre Estados Unidos y el resto de los países. Mientras que, en la primera década del Siglo XXI Estados Unidos adquirió experiencia para poner en valor sus recursos el resto de los países, que también poseen recursos naturales no convencionales, aún no poseen la tecnología o la decisión política para desarrollar su explotación. A continuación, la figura 7 sintetiza las transiciones energéticas ocurridas a lo largo de la historia así como la fuente de energía dominante en cada orden energético.

Conocer la evolución que ha tenido la energía a lo largo de su historia, a través de transiciones energéticas -leña, carbón, petróleo, gas- ocurridas en el pasado, permite avizorar tendencias hacia el futuro. Los impactos que han producido **estas transiciones energéticas, se centraron siempre en una fuente principal de energía con una tecnología que le permitió acceder a la misma**.

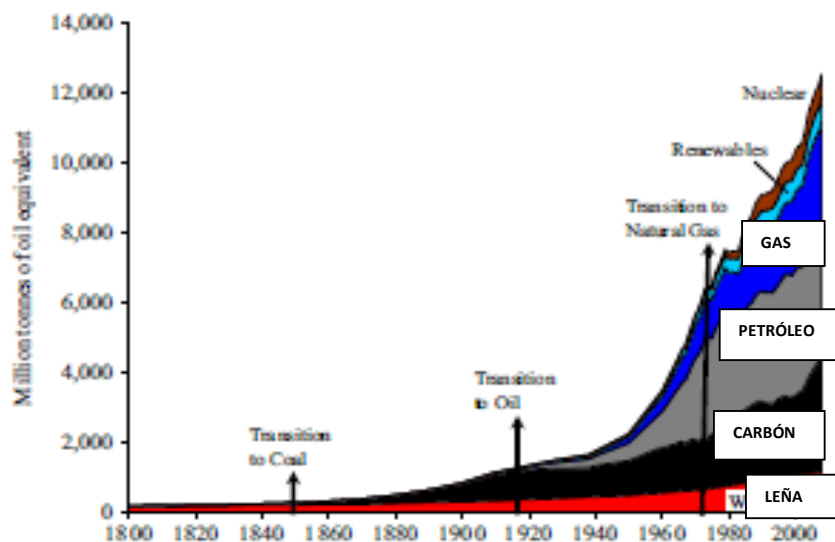


Figura 7. Transiciones energéticas en el período 1800-2000. Fuente: Roger Fouquet, 2012. *Past and prospective energy transitions: insights from history*.

Asimismo, los cambios de civilización energética por los que ha atravesado la humanidad han implicado **no sólo la disponibilidad de una nueva fuente de energía, sino también un uso más eficiente de las ya existentes**. En las figuras 7 y 8, se observa el peso que tuvieron y aún mantienen los hidrocarburos como fuente de energía primaria, a lo largo de la historia. Además, permiten identificar las tres principales transiciones energéticas que se han producido hasta la actualidad.



Figura 8. Cambios en las fuentes energéticas a través de los siglos. Fuente: Rol del gas natural en el desarrollo económico y social de América Latina y el Caribe. OLADE 2013:15

La primera transición energética fue el paso desde la leña hacia el uso del carbón como fuente de energía dominante, que coincide con la denominada **Primera Revolución Industrial, con centro en Gran Bretaña** dónde el desarrollo de la máquina de vapor dependía de la combustión con base en el abundante carbón que existía en el territorio inglés. Posteriormente, a fines del siglo XIX y principios del siglo XX, el descubrimiento del motor de combustión interna y las necesidades de desarrollo de la industria, se trasladaron hacia la energía proveniente de combustibles derivados del petróleo, ausente en territorio inglés y en otros países industrializados, excepto en los Estados Unidos, motivo por el cual comenzaron a buscarse países abastecedores de ese recurso.

De este modo, **la segunda transición energética** fue el cambio **hacia el uso del petróleo** como base de la actividad económica, coincidente con la **Segunda Revolución Industrial, con centro en Estados Unidos, afectada luego por el aumento del precio del petróleo** (que refuerza la posición de **Medio Oriente** a escala global por la posesión del recurso petróleo). En este marco, la segunda revolución industrial -de la mano del petróleo- definió también la Segunda Guerra Mundial, por su uso en el transporte y permitió desplazar del poder a Alemania e Inglaterra e implicó el surgimiento de Estados Unidos como potencia mundial y principal consumidor de energía y junto a ello, su estrategia para asegurarse una provisión fluida de hidrocarburos, llegando a confrontaciones militares para obtenerlos.

Esa disociación desde los orígenes entre países desarrollados -con mayor consumo de energía y sin recursos hidrocarbúricos- por un lado y la disponibilidad de recursos petroleros y gasíferos en otros territorios -generalmente menos desarrollados- determinó una división del mundo entre "países productores" y "países consumidores" que llevo a desplegar la denominada "diplomacia del petróleo" para la obtención de esos recursos y a su vez, constituyó la base para la emergencia de un tercer actor en el mercado: las grandes compañías petroleras cuyos capitales en general provienen, precisamente, de los países consumidores desarrollados y que se fueron instalando -mediante acuerdos políticos y económicos- en los países productores.

Así, el petróleo tuvo un componente geopolítico importante desde sus inicios que se mantiene hasta el presente. Posteriormente, surge el nacionalismo energético como forma de mantener el control de los países sobre sus recursos y en la actualidad, las transformaciones mundiales en materia de nuevos yacimientos, nuevos recursos y nuevas técnicas de extracción de los recursos no convencionales, siguen determinando las relaciones de poder entre los estados.

La última transición energética muestra una tendencia hacia el uso del gas como bien sustituto -más abundante y de menor precio que el petróleo- con un significativo crecimiento en su producción y consumo, **principalmente, a partir del uso de recursos no convencionales como el *shale gas*** que pone nuevamente **a Estados Unidos a la cabeza de la producción, por la doble disponibilidad de recursos y tecnología más la decisión política de explotarlos para asegurar su autoabastecimiento energético.** Esta situación le permite transformar los recursos en técnicamente recuperables y económicamente viables, bajando los precios de producción aún respecto al gas convencional.

Simultáneamente, **en el siglo XXI, la Unión Europea lidera la denominada Tercera Revolución Industrial**, a través de la fórmula conocida como 20-20-20 que propone como objetivo la reducción de 20% de las emisiones de gas con efecto invernadero, junto a un aumento del 20% de la eficiencia energética y **un incremento del 20% en el uso de energías renovables para el año 2020** (Rifkin, 2011:97). En particular, **Alemania y España** se encuentran encabezando los países que pretenden este cambio en el orden energético y avanzan hacia un mayor uso de energías renovables.

La tendencia sería llegar a una Tercera Revolución Industrial con base en las energías renovables como propone Jeremy Rifkin en sus libros “La Era del Hidrógeno. La creación de la red energética mundial y la redistribución del poder en la Tierra” (2002) y “La Tercera Revolución Industrial. Como el poder lateral está transformando la energía, la economía y el mundo” (2011), centrados en las alternativas al modelo energético con base en los hidrocarburos, constituyendo esa **la tercera transición energética que se buscaría alcanzar.** Ambos libros coinciden en una visión caracterizada por la idea de fin de la era de los hidrocarburos y el uso del hidrógeno

como base de la matriz energética. Sin embargo, no contemplan las posibilidades de otras alternativas que permiten las nuevas tecnologías, como extracción de recursos no convencionales o exploración y explotación en aguas profundas y ultraprofundas del presal que permiten prolongar el uso de los hidrocarburos.

Actualmente, la transición energética contemporánea está liderada por el gas natural convencional y no convencional -considerado un combustible puente o de transición- hasta tanto se pueda desarrollar un uso masivo de los recursos renovables. Por lo cual, algunos autores mencionan al **Siglo XXI como el Siglo del Gas o La Era Dorada del Gas**³, tanto por el uso del recurso gas convencional y no convencional, como por los cambios en la distribución a través del crecimiento del transporte de GNL frente a los tradicionales gasoductos y las nuevas instalaciones e infraestructura que se crean (plantas de licuefacción y de regasificación flotantes y en tierra).

En síntesis, retomando el concepto dinámico de recurso natural aplicado a los recursos no convencionales, es importante no sólo poseer el recurso, sino también que estos sean **técnicamente recuperables, económicamente viables, ambientalmente sustentables y además, que exista la decisión política para su explotación.** En la actualidad, sólo Estados Unidos y Canadá cumplen con estos requisitos y han logrado la utilización de los recursos no convencionales, en el resto de los países dónde su presencia está confirmada, su uso es sólo potencial⁴.

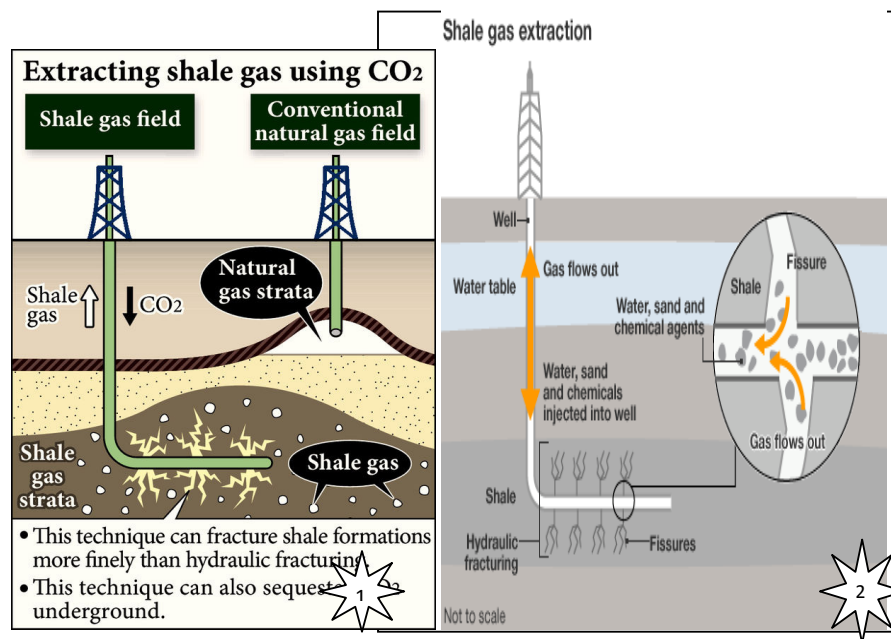
Con respecto a la tecnología, que los torna técnicamente recuperables, se debe recordar que también en ella los avances son continuos y que los diferentes países, más allá de poseer un mismo recursos se encuentran en diferentes momentos de su desarrollo tecnológico. En el caso de los recursos no convencionales, el *shale gas* o gas esquisto, es un gas natural que no aparece almacenado en bolsas, como el gas convencional, sino enquistado dentro de bloques de rocas sedimentarias formadas a partir de materiales orgánicos. Este gas natural se encuentra en reservorios de baja permeabilidad y para su extracción las empresas de Estados Unidos han liderado un método conocido como

³ *EIA-Golden Rules for a Golden Age of Gas (2012)*

⁴En Argentina, en 2014, entró en producción el único emprendimiento comercial de *shale oil* fuera de Estados Unidos en Loma Campana, provincia de Neuquén, aunque aún no es rentable y su viabilidad económica depende de un alto precio del petróleo, que presenta -a fines de 2014- una marcada tendencia a la baja lo cual dificulta las inversiones para su puesta en producción, más allá que las reservas sean técnicamente recuperables y exista la decisión política de explotación del recurso.

fracturación hidráulica o *fracking* que se combina con la perforación horizontal. La tecnología usa agua, arena y químicos para fragmentar formaciones rocosas y, así tener acceso al gas natural.

En el año 2014, como se observa en la figura 9, un equipo de investigación de la Universidad de Kioto en Japón desarrolló una nueva tecnología para extraer gas de esquisto mediante la inyección de dióxido de carbono en el suelo en lugar de agua - como se utiliza actualmente para el *fracking*- se espera que dentro de unos años esta tecnología experimental este en uso. Este método -si logra implementarse- tiene la ventaja que, no sólo ayuda a extraer el *shale gas*, sino que también puede ayudar a combatir el calentamiento global al mantener el anhídrido carbónico (CO₂) bajo tierra⁵.



1-Propuesta de Japón en desarrollo 2-Propuesta de Estados Unidos en funcionamiento

Figura 9. Procesos para extracción del gas esquisto o *shale gas*. Fuente: *Shale energy insider*, 2014

En síntesis, poseer reservas del recurso gas o petróleo, así como su producción y consumo genera entre los países órdenes geopolíticos y energéticos a escala global. Puesto que la energía es la base del desarrollo económico, se establecen relaciones de poder derivadas de la vulnerabilidad o dependencia que se producen entre países

⁵ [En línea] <http://www.shaleenergyinsider.com> [8 abril de 2014].

productores y consumidores. La transición a una nueva fuente de energía implica la disminución del consumo de otra fuente, a la vez que transiciones energéticas pasadas llevaron también a un aumento sustancial en el consumo de energía contrario a la sustentabilidad ambiental⁶.

En este sentido, como sostiene Sánchez (1992) se habla de **relaciones espacializadas de poder dónde los dueños materiales de los recursos no podrán explotarlos sin la necesaria participación de quienes detentan los medios técnicos para concretar la explotación, es decir, los países científica y económicamente desarrollados.** Esta situación lleva a un análisis desde una **perspectiva política del territorio** que implica **abordarlo como un espacio de ejercicio de relaciones de poder, así como un producto social donde se pueden generar tanto relaciones de cooperación como de discrepancias**, que pueden provocar conflictos en el uso de los recursos. Esta visión es fundamental para comprender la dependencia de los países con menor desarrollo tecnológico en el uso de nuevas tecnologías como el *fracking* y la perforación horizontal para la extracción de recursos no convencionales. Actualmente, este *know how* que posee Estados Unidos le otorga ventajas a escala global, aún frente a países desarrollados tecnológicamente.

Coincidiendo con esta posición Sánchez Albavera (2006:41) sostiene que...

“En los últimos años, se han acentuado los debates sobre la cuestión energética: **se discute si el mundo está atravesando la etapa final de la civilización energética sustentada en los combustibles fósiles. Este aparente periodo final podría extenderse, según los más optimistas, hasta inicios de la década de los '50 de este siglo y, según los pesimistas, hasta 2020 o 2030.** Pero la discusión no debería estar centrada solamente en determinar hasta cuándo se prolongará el predominio de los combustibles fósiles y cómo hacer para que aumente su disponibilidad en la transición hacia una nueva civilización energética. Debería discutirse también en qué medida su extinción -y los efectos perniciosos sobre el ambiente global que su consumo seguirá generando durante la transición- podría dar paso a un debate más profundo, orientado a la **conformación de un nuevo orden energético mundial que permita pasar de una etapa a otra de un modo no traumático.** Este nuevo orden debería permitir, en primer lugar, un equilibrio de intereses entre los países

⁶ Ver sobre el tema Fouquet, R., 2012a. *Trends in income and price elasticities of transport demand* y Rutter, P., Keirstead, J., 2012. *A brief history and the possible future of urban energy systems.* *Energy Policy* <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2012.03.072>.

productores y consumidores, poniendo especial atención en aquellos de menor desarrollo relativo. Además, habría que discutir una **forma de administración y control de la transición que permitiera incrementar la oferta de energía de fuentes nuevas y renovables y, al mismo tiempo –y esto quizás sería lo más relevante durante esta etapa–, buscar un uso más eficiente de las energías convencionales**” Sánchez Albavera (2006:41).

En este marco, el gas -convencional y no convencional- aparece como el combustible de transición o combustible puente, que permite ofrecer esta alternativa de solución, que posibilita pasar de una etapa a otra de un modo no traumático, como señala Sánchez Albavera. En igual sentido, un estudio del Instituto Tecnológico de Massachusetts (MIT) de 2010, denominado "*The Future of Natural Gas*", concluyó:

"No ha habido un reconocimiento de las ventajas que ofrece las bajas emisiones de carbono del gas natural con respecto a otros combustibles fósiles, lo cual podría permitirle desempeñar un papel significativo en la reducción de emisiones de dióxido de carbono actuando como un **"puente" hacia un futuro bajo en carbono... hasta tanto las energías renovables sean capaces de alcanzar escalas de producción masiva entre 20 a 30 años en el futuro**" (Isbell, 2012:135).

Siguiendo esta línea argumental, se considera que **durante la transición energética contemporánea los mayores esfuerzos se deben concentrar en el uso eficiente de los combustibles fósiles, en particular del gas que es un combustible de transición más abundante que el petróleo y menos contaminante que el carbón**. La realidad es que la sustitución de los hidrocarburos, mediante una mayor incorporación de fuentes renovables, implica **esperar varias décadas**, como sostiene el citado informe del MIT y actualmente las energías renovables no pueden garantizar un mayor crecimiento y bienestar en el corto y mediano plazo a escala global.

2.3. GEOPOLÍTICA DE LA ENERGÍA EN EL SIGLO XX

A fin de complementar la visión general de los diferentes órdenes geopolíticos ofrecida en el capítulo anterior, se caracteriza el contexto global predominante en el siglo XX, que se mantuvo en la primera década del siglo XXI, desde la visión de la Geopolítica de la Energía en relación con los órdenes energéticos. Las características dominantes en la escena mundial en todo el período, se centran en el consumo de hidrocarburos que

representan el 63% del consumo energético global, el 40% del consumo de energía primaria corresponde al petróleo y el 23 % restante al consumo de gas.

Desde el **punto de vista de la distribución de reservas de hidrocarburos**, Palazuelos⁷, (2008), sostiene que, más del 90% de las reservas de petróleo y más del 80% de las reservas de gas natural se localizan en Oriente Medio, Asia Central, África y América Latina, mientras que, desde el **punto de vista del consumo** sólo la **quinta parte** del consumo de petróleo y menos de la **tercera parte** del consumo de gas se efectúa en las regiones que concentran las reservas.

Frente a esta situación, de países productores y países consumidores que dependen de estos recursos, **los países importadores implementan estrategias que le permitan superar esa dependencia**. Además de la conformación de la AIE, en su **política interna**, adoptan desde la demanda, medidas tendientes a favorecer la diversificación de las fuentes de energía ampliando en su matriz energética la presencia de fuentes renovables de energía, mejorando las tecnologías hacia un uso de la energía más eficiente y ambientalmente sustentable. Sin embargo, los resultados no son los deseables y **actualmente el consumo de combustibles fósiles es predominante y muchos países se ven en la necesidad de importar esos recursos**.

Respecto a la **política externa** de los países consumidores para superar la dependencia de los hidrocarburos, adoptan medidas -que constituyen sus estrategias de abastecimiento- que apuntan a aumentar y diversificar el número de proveedores (esto en realidad disminuye la vulnerabilidad pero no la dependencia); penetrar a través de inversiones en los países que poseen los recursos; disponer de stocks estratégicos y garantizar la seguridad en las rutas de transporte. En síntesis, siguiendo lo expresado por Palazuelos (2008) se busca que **la oferta** sea: **suficiente** (implica asegurar una producción abundante destinada a la exportación); **predecible** (necesidad de grandes inversiones que aseguren una producción por encima de la demanda); **accesible** (los países productores deben permitir el ingreso de inversiones extranjeras); **diversificada** (comercio con mayor número de países productores); **a precios asequibles** (precio no

⁷ “El petróleo y el gas en la geoestrategia mundial” (2008). Análisis del período 2006-2008, realizado por un equipo de investigadores de la Universidad Complutense de Madrid.

elevado para los países consumidores) y **sin interrupciones** (busca la seguridad de abastecimiento para la demanda).

Como se observa, **las condiciones que requieren los países consumidores están pensadas desde la demanda, aunque deben ser cumplidas por los países oferentes de los recursos. Esta constituye una visión unilateral, sólo favorable a los países consumidores, que dominó la segunda mitad del siglo XX** con una oferta de petróleo abundante y a precios bajos, a excepción del período 1973-85, donde el petróleo se utilizó como instrumento de presión contra el mundo occidental y la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), actuó como instrumento político para ejercer esa presión.

2.4. NUEVA GEOPOLÍTICA DE LA ENERGÍA EN LA SEGUNDA DÉCADA DEL SIGLO XXI

La segunda década del siglo XXI muestra que, se está originando un cambio del paradigma energético donde, contrariamente a lo que se mencionaba respecto a la llegada del *peak oil* (pico del petróleo), así como su reemplazo por energías alternativas, **existe un resurgimiento de los hidrocarburos a partir de recursos no convencionales como shale oil, shale gas, tight oil y tight gas y coal bed methane (CBM) y la posibilidad de exploración y explotación en aguas profundas y ultraprofundas del presal.** Ambos recursos generan un incremento de la oferta de hidrocarburos, con la particularidad que se da **en países no pertenecientes a la OPEP** (Estados Unidos y Brasil) -por lo tanto no sujetos a sus decisiones- con lo cual el impacto en las relaciones de poder entre Estados es mayor.

Esta situación, reafirma lo sostenido en el marco conceptual respecto a que, **la escasez o abundancia de un recurso, son conceptos relativos al uso** que una sociedad hace de los mismos y que los **patrones de consumo difieren** debido a que las poblaciones han alcanzado niveles distintos de satisfacción de sus necesidades que además, **varían en el tiempo por los distintos contextos socioeconómicos globales, regionales y nacionales**, así como también por los **diferentes niveles de desarrollo tecnológico en cada país que le permiten o no acceder al recurso.**

En este contexto, el primer párrafo del informe presentado el 12 de noviembre de 2012 en Londres por la Agencia Internacional de la Energía (AIE), lleva **a pensar de nuevo** el escenario energético mundial:

“**el mapa energético mundial está cambiando, lo que conlleva consecuencias de potencial largo alcance para los mercados y el comercio de energía.** El panorama se está redibujando como resultado de un resurgimiento de la producción de petróleo y gas en Estados Unidos y podría seguir reconfigurándose debido a la retirada de la energía nuclear en ciertos países, al rápido crecimiento continuado de la energía eólica y solar, y a la propagación de la producción de gas no convencional globalmente...Además, si se amplían e implementan nuevas iniciativas políticas en un esfuerzo conjunto por mejorar la eficiencia energética mundial, **podríamos estar ante un punto de inflexión**” (*World Energy Outlook*, 2012:1).

El párrafo precedente plantea numerosos interrogantes respecto a ¿cómo afectará al mercado global de energía estos cambios?, ¿cuáles serán las consecuencias sobre las relaciones de poder entre Estados?, ¿dónde se localizarán los espacios ganadores y perdedores?, ¿qué escala de intercambios predominarán, regionales o globales?, ¿todas los recursos potenciales se transformarán en recursos técnicamente recuperables?, ¿cuáles serán los cambios de dependencias y nuevas vulnerabilidades que se producirán?. Todos estos interrogantes pueden responderse desde un enfoque geopolítico que supere el sesgo económico dominante en los estudios de la cuestión energética.

Estos cambios ya se están ocurriendo en la segunda década del Siglo XXI, en este sentido datos concretos obtenidos del BP *Statistical Review of World Energy* 2014, exponen la situación actual de los hidrocarburos a escala global. El total de **reservas probadas de gas en el mundo**, a fines de 2013, suma 185,7 *trillion cubic metres* (TCM) **suficiente para abastecer 55,1 años de producción global**, mientras que las **reservas de petróleo pueden hacerlo durante 53,3 años**. Las mayores reservas de gas natural se concentran en Irán 33,8 TCM y Rusia 31,3 TCM. La figura 10, grafica estos cambios en la tendencias de reservas de hidrocarburos que contradicen la idea de pico del petróleo y del gas, llevando a que algunos autores hablen de una “nueva abundancia energética”. Esta abundancia deriva de nuevas tecnologías de *fracking* y perforación horizontal que permiten la explotación de recursos no convencionales; nuevos

descubrimientos en otras regiones del mundo -también con desarrollo de nuevas tecnologías- como la extracción de hidrocarburos en aguas profundas y ultraprofundas del presal, tal el caso de Brasil; sumado a la recuperación en yacimientos maduros y la disminución de la demanda producto de la crisis económica iniciada en 2008.

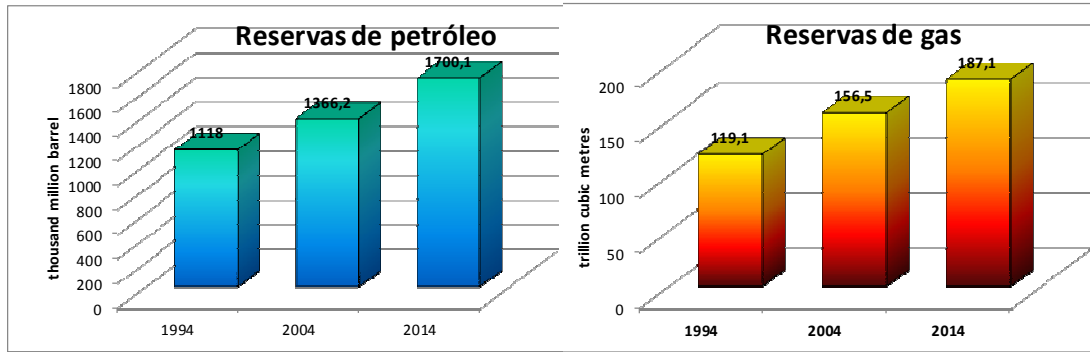


Figura 10. Crecimientos de las reservas globales de petróleo (*thousands millions barrels*) y gas (*trillions cubic metres*). Fuente: Elaborado por Guerrero, 2014 sobre la base de Bp2014.

Sin embargo, el uso de los recursos no convencionales está sustituyendo esta problemática que planteaba la escasez de hidrocarburos por otra incertidumbre, **saber que existe el recurso - por lo tanto se dejan de lado los riesgos que implica la exploración- pero no existe certeza respecto a si pueden llegar a extraerse, ya sea por cuestiones económicas** (necesidad de grandes inversiones), **tecnológicas** (disponer de las tecnologías necesarias para sus extracción) **ambientales** (ante temores por contaminación del agua, mayor sismicidad o filtraciones de químicos en las perforaciones que estas nuevas tecnologías de extracción de recursos pueden generar) o **políticas** (si existe o no la decisión de apoyar su explotación más allá de las demás consideraciones).

En este **nuevo orden energético global**, planteado a partir de la posesión de recursos naturales convencionales y no convencionales, aparecen los dos actores principales de la Guerra Fría, en puestos de privilegio, Rusia en el 1º lugar en reservas de *shale oil* y 9º lugar en reservas de *shale gas* sumadas al 2º puesto por sus reservas de gas convencional. Estados Unidos ocupa el 2º lugar en reservas de *shale oil* y el 4º lugar en reservas de *shale gas*, pero con **la ventaja de haberlas transformado ya en recursos técnicamente recuperables y económicamente viables**.

Por otra parte, **Estados Unidos y Rusia se encuentran enfrentados nuevamente por sus áreas de influencia**. Rusia resurge como un importante abastecedor de energía a Europa y Asia (China), principalmente del recurso gas natural. Mientras que, Estados Unidos, ganador de esa confrontación, antes dependiente de proveedores externos de energía de Medio Oriente -por lo tanto más vulnerable- gracias al desarrollo de los recursos no convencionales ha logrado autoabastecerse de gas y petróleo (se estima en 2016) con la posibilidad de transformarse también en exportador de gas -en forma de GNL- a los mismos mercados de Rusia y como proveedor del mismo recurso.

Como consecuencia de esos cambios en los flujos de petróleo, se producen consecuencias geopolíticas tales como: Medio Oriente pierde importancia en su relación con Estados Unidos mientras que crece el flujo de petróleo hacia China e India (figura 11). También, aparecen cambios actuales y potenciales en la dirección de los flujos de energía a partir del desarrollo de recursos no convencionales como el *shale gas* y *shale oil* en Estados Unidos. Los cambios potenciales en los flujos de gas se observan en el mapa de la figura 12, desde Estados Unidos a Europa, desde Rusia hacia China (se estima 2018 como fecha de inicio de las exportaciones) desde Medio Oriente y Australia hacia Japón como GNL.

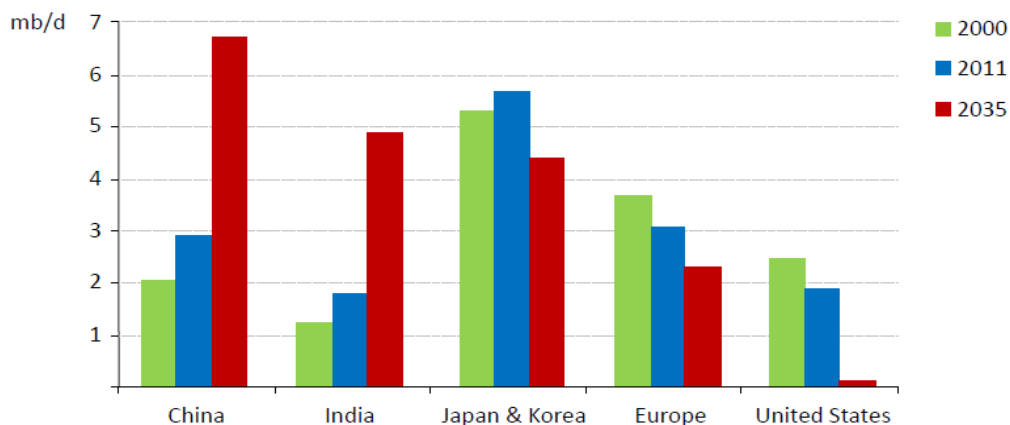


Figura 11. Cambios en el destino de las Exportaciones de petróleo de Medio Oriente.

Fuente: *World Energy Outlook 2012, International Energy Agency*

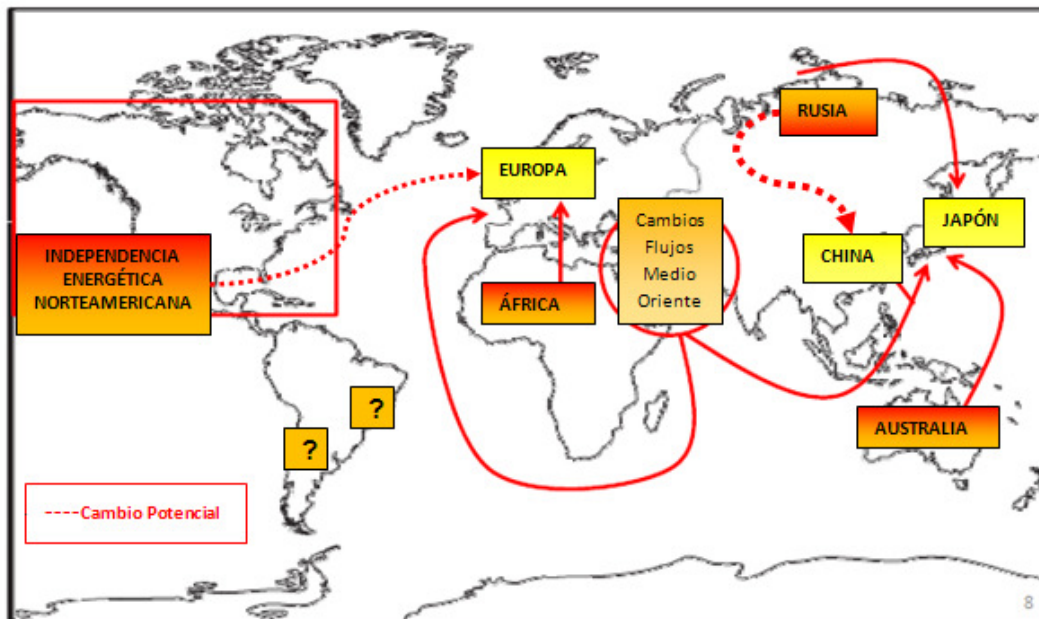


Figura 12. Cambios potenciales en la Circulación del gas y sus efectos Geopolíticos. Fuente:
Elaborado por Guerrero, 2014

Frente a este contexto internacional, **Estados Unidos enfrenta actualmente una disyuntiva, privilegiar su política interna y mantener precios bajos del gas, favoreciendo el desarrollo de la industria petroquímica o tomar la decisión geopolítica de frenar el avance ruso en Europa a través del envío de GNL** a fin de disminuir la dependencia europea del gas proveniente de Rusia. Si se optara por la decisión geopolítica, ésta se vería facilitada por una decisión económica y política, la firma del Tratado Transatlántico con la Unión Europea, que permite el comercio de GNL con países con los que posee acuerdos de libre comercio. Sin embargo, para llegar a implementar esta exportación se necesitan permisos y tiempo para la construcción de plantas de licuefacción puesto que, los permisos existentes eran para la construcción de plantas de regasificación -en un entorno de dependencia del gas importado, previo a la denominada “*revolución del shale gas*”- que le permitió autoabastecerse del recurso e incluso pensar en transformarse en exportador.

Otra consecuencia del desarrollo de los recursos no convencionales se relaciona con la sustitución entre combustibles, derivada del efecto de los precios que impacta en el

mercado de otros recursos al tratarse de un Sistema Energético. El ejemplo⁸ más claro, se produjo a raíz del **aumento de la producción de gas no convencional en EEUU** y la disminución en sus costos de producción. Esto **significó menor consumo interno de carbón**, provocando dos consecuencias: en lo **interno**, una **mejora ambiental** por el menor poder de contaminación del gas respecto al carbón o petróleo; la sustitución entre combustibles apunta también disminuir la presión sobre el petróleo a partir del **uso del gas como un recurso de uso múltiple**; gas natural comprimido (GNC) para transporte; para generar energía en las centrales termoeléctricas; como materia prima en la industria petroquímica. En lo **externo**, la disminución del consumo de carbón en EEUU generó un **excedente para la exportación que tuvo efecto en el mercado global**. Estos excedentes de carbón se destinaron a Europa, donde los elevados precios del gas hicieron crecer su consumo, más allá de su mayor poder contaminante. Del mismo modo, excedentes de gas no convencional permitirían el desarrollo de la exportación de GNL desde Estados Unidos, produciendo impactos en el mercado asiático y europeo, según determinan analistas internacionales⁹.

Contrariamente a lo deseable, se observa que el cambio no se da pensando en la sustentabilidad energética y la protección del ambiente sino en función de parámetros económicos, más allá del reconocimiento de los efectos que una disminución en el uso de hidrocarburos provocaría sobre el cambio climático global, el cambio de gas por carbón en Europa, es una realidad como lo demuestra el informe 2012 de la AIE. Además, este crecimiento del consumo de carbón, tiene otra arista derivada de la disminución del uso de la energía nuclear en el mundo a raíz del accidente que se produjo en la central de Fukushima en Japón en 2011, y su reemplazo por gas o carbón de acuerdo a los precios en cada región.

Se hacen evidentes de este modo **tres hechos**: en primer lugar, como un cambio en el uso de uno de los recursos tiene impacto sobre el total del mercado energético; en segundo lugar y derivado del primero se observa claramente la interacción entre la escala regional y global. En tercer lugar, se puede afirmar que existe una multicausalidad para que se produzcan estos cambios: utilización de nuevos recursos

⁸ Informe del *BP Statistical Review of World Energy* de junio de 2012

⁹ Ruairaidh Montgomery, analista de Wood Macckenzie (Reino Unido) y Menno Koch, Ejecutivo de Lambert Energy Advisory (Estados Unidos) en conferencia Shale Gas World Argentina, 2012.

derivados de mejoras en la tecnología (uso del *shale gas* y *shale oil*); disminución o variación de precios entre recursos que pueden ser sustituibles entre sí (gas, carbón, petróleo); accidentes derivados de desastres naturales (terremoto, tsunami) que se transforman en catástrofes sociales (accidente en central nuclear de Fukushima, Japón) y derivan en un cambio en el tipo de energía utilizada a escala global (fuerte rechazo al uso de la energía nuclear).

En síntesis, los avances en la curva de aprendizaje de las nuevas tecnologías de *fracking* (fractura hidráulica y perforación de pozos horizontales), para la explotación de recursos no convencionales, han provocado un descenso de los precios de producción que impactan en el sistema energético global derivado de la sustitución entre combustible (carbón por gas en Estados Unidos y gas por carbón en Europa) y una tendencia hacia una especialización del petróleo para el transporte, aunque con menor presión sobre ese recurso por el uso de gas natural (GNC) comprimido para transporte y biocombustibles de corte obligatorio en las naftas en algunos países como en la Argentina.

A este escenario geopolítico, se suma China país con una de las economías de crecimiento más rápido del mundo y con las mayores reservas de *shale gas* según informe 2013 de *Advanced Resources International*, constituyéndose en un importante competidor en la búsqueda de reservas energéticas estratégicas a nivel global, que aseguren su crecimiento a través de la penetración en inversiones en exploración y explotación. En este contexto, la presencia de China y Rusia, así como también de Irán, en la región sudamericana ya es notoria, principalmente en sus relaciones con Venezuela, Bolivia, Argentina y Brasil.

Estos cambios en su conjunto tienen implicaciones en las diversas regiones y generan interacciones con la escala global, regional, nacional y local. En este sentido, la Nueva Geopolítica de la Energía **propone ir más allá de una cuestión geoeconómica**, ya que como sostiene Klare...

“...en este mundo posterior a la guerra fría, las guerras por los recursos no son hechos fortuitos, ni inconexos, por el contrario: **forman parte de un sistema geopolítico más amplio e interconectado. Las guerras del futuro se harán por la posesión y control de**

los recursos que precisan las modernas sociedades industriales para funcionar.

Emerge entonces en éste marco, una nueva geografía de los conflictos, que ha trazado un mapa de una geografía estratégica donde no cuentan las fronteras políticas sino las concentraciones de los recursos” (Michael Klare, 2003:14).

Otra realidad que se debe enfrentar cuando se habla de Nueva Geopolítica de la Energía es que, ésta seguirá dependiendo de recursos como los hidrocarburos convencionales y no convencionales, puesto que pesar de los intentos de científicos de todo el mundo por intentar sustituirlos, la realidad es que ningún país consumidor de energía puede reemplazarlos en gran escala por energías renovables. **Todas las economías - tradicionales y emergentes- crecen y compiten por las mismas fuentes de energía.** Está competición intensificada por la energía considera que, poseer energía es un factor que rivaliza con el poderío militar. Siguiendo con esta posición, Klare (2008) sostiene que...

“...El miedo mundial a la escasez energética se acompaña con una Nueva Geopolítica de la Energía. Dentro del sistema internacional de poder que se va constituyendo podemos esperar que la lucha por la energía supere a todas las demás consideraciones, que los líderes internacionales lleguen a extremos para garantizar el suministro energético de sus países...**El petróleo (y el gas natural) dejarán de ser principalmente un lujo comercial, que se compra y se vende en el mercado internacional, para convertirse en un recurso estratégico preeminente en el mundo, cuya adquisición, producción y distribución absorberán cada vez más el tiempo, los esfuerzos y la atención de los gobiernos y los jefes militares**” (Klare , 2008:18)

Asimismo, en esta Nueva Geopolítica de la Energía, se observa también el **resurgimiento de la presencia del Estado y no tanto de las empresas o los intereses privados, en la búsqueda y dominio de los recursos energéticos** que serían una de las dinámicas centrales de los asuntos mundiales en las próximas décadas. En el caso particular de Sudamérica, se muestra un **resurgimiento de los nacionalismos**, reflejados en los procesos de nacionalización de los recursos en Bolivia, Venezuela, Ecuador y Argentina, denominado nacionalismo energético o nacionalismo de recursos.

Desde esta perspectiva propuesta por la **Nueva Geopolítica de la Energía**, se recupera el análisis de cada uno de los componentes existentes en el plano global y se los posiciona en el contexto particular de la región sudamericana. En ella se observan

procesos de nacionalización de los recursos, que generan una **territorialización de la política**, producida como consecuencia de las decisiones y alianzas políticas entre los Estados - centradas no en el mercado sino en el poder político que se ejerce sobre un territorio - que conducen a una dinámica territorial de incertidumbre e inestabilidad, en materia energética a escala regional. Como consecuencia de este rebrote del nacionalismo energético se genera falta de seguridad jurídica a escala regional que aleja las inversiones en infraestructura.

2.4.1. El caso del petróleo

Desde fines de la década del '90, esa industria verdaderamente global viene mostrando una fuerte inestabilidad en sus precios. El aumento del precio del barril de petróleo que en los últimos años pasó de 30 dólares en 2003, a un máximo de 147 dólares en 2008, manteniéndose en los últimos años alrededor de 100 dólares, para luego descender a 60 dólares a fines de 2014, explica por sí mismo los grandes intereses que moviliza. En cuanto a las causas que explican ésta escalada de precios son diversas: **explosión del consumo**: principalmente de China e India; **especulación financiera**: desde 2003 se invirtieron 848 millones de barriles en el mercado de petróleo a futuro, lo cual presiona la cotización del petróleo; **depreciación mundial del dólar**: como el petróleo se cotiza en dólares, su valor aumenta cuando el dólar se desvaloriza; **inestabilidad en países productores**: invasión de Irak por Estados Unidos en 2003, tensiones en los grandes países productores-Irán, Venezuela, Nigeria-, conflictos en los países afectados por la primavera árabe del Norte de África y Medio Oriente; **gasolina subsidiada**: la mayoría de los países emergentes subsidia el precio de la gasolina, ésta medida mantiene el consumo alto y posterga el ajuste entre oferta y demanda.

Sin embargo, no obstante las tendencias presentes a lo largo del tiempo y las causas que fundamentan el aumento del precio del petróleo, **a fines de 2014 se produce un descenso a un mínimo de 47 dólares el barril de petróleo**. El contexto de conflictos en África del Norte y Medio Oriente, al igual que el enfrentamiento con Rusia por la península de Crimea en 2014 se exponía como la causa de ese aumento continuo. Sin embargo, **a fines de 2014 y principios de 2015, los factores que explican este fuerte descenso en el valor del petróleo presentan dos visiones diferentes**, una que se

relaciona con causas de origen netamente geopolítico y otra que se fundamenta en aspectos económicos.

Quienes sostiene el **origen geopolítico de la caída del precio del petróleo** se inclinan por una alianza entre Estados Unidos y Arabia Saudita puesto que, una mirada a los principales perjudicados -Irán, Venezuela y Rusia que no tienen el respaldo financiero de Arabia Saudita- alimenta teorías de conspiración con respecto a si fue un acuerdo para debilitar económicamente a enemigos comunes de Washington y Arabia Saudita, quien actúa como pacificador en Medio Oriente frente a la inestabilidad provocada por el avance del Estado Islámico en Irak y Siria¹⁰, así como también su enfrentamiento con Irán. Como no puede enfrentarlo abiertamente, lo estaría haciendo con el precio del petróleo, puesto que Irán obtiene de su venta el 60 % de sus ingresos de exportación.

Aquellos que ponen el acento en **cuestiones económicas** sostienen que, pese al exceso de crudo en el mercado, los países exportadores de la OPEP, impulsados por Arabia Saudita, decidieron no reducir la sobreproducción con el objetivo de presionar a la baja el precio del petróleo para complicar la competencia del *shale oil* o petróleo no convencional. Sin dejar espacio a interpretaciones, el **Secretario General de la OPEP**, Abdullah al-Badri¹¹, en su presentación en el Foro Económico Mundial que se llevó a cabo en Davos, Suiza en enero de 2015, rechazó cualquier pedido a los países de la OPEP para reducir su producción argumentó que **“quienes primero deberían bajarse del mercado son los productores que operan mediante métodos de costos elevados y no la OPEP, cuyos miembros, destacó, producen de un modo eficiente”**. Sostuvo además que “un recorte en la producción de la OPEP no tendría los efectos deseados puesto que los **países productores que están fuera de la OPEP seguirán adelante con sus suministros y nos reemplazarían**”.

Sin lugar a dudas, la referencia es a Estados Unidos, principal productor de petróleo no convencional con tecnología más cara que la convencional (extraer un barril de *shale oil* sale el doble o más que uno convencional, sin embargo para la extracción del *shale gas* se han logrado bajar los costos de extracción, por debajo del gas convencional). Según

¹⁰ Arabia Saudita tomó parte activa en los bombardeos contra las posiciones de Estado Islámico en Siria.

¹¹[En línea]http://www.tecnol.com.ar/index.php?to=nota_diaria&id=10057 China y el crudo, los temas de Davos,22/01/2015.[24de enero de 2015].

quienes sostienen esta teoría, como consecuencia de la baja del precio del petróleo la explotación de recursos no convencionales se tornaría inviable desde el punto de vista económico. Sin embargo, el presidente de Estados Unidos Barack Obama¹² en su presentación frente al Congreso el 21 de enero de 2015 destacó “**estamos libres del grillete del petróleo extranjero**” lo cual indica una voluntad política de mantener esta actividad que le garantiza el autoabastecimiento y menor vulnerabilidad energética, así como también el exceso de oferta, pone un techo al precio del petróleo regido por la OPEP.

A partir de lo expresado, queda claro que **los precios del mercado del petróleo ya no dependen solo de acuerdos entre los países de la OPEP para reducir el desequilibrio entre oferta y demanda de crudo**, sino que otros países que no se encuentran en la organización como Estados Unidos y Brasil, comienzan a influir en los precios como lo demostró el crecimiento de la producción de *shale oil* en Estados Unidos y como a futuro puede hacerlo también con la oferta de los recursos hidrocarbúricos obtenidos en el presal en Brasil. Más allá de las cuestiones económicas, **esta situación refleja también los cambios en las relaciones de poder entre nuevos productores y consumidores**. Donde Medio Oriente pierde poder de presión frente a Estados Unidos que logra autoabastecerse de gas y, se estima que en 2016 también de petróleo a partir de los recursos no convencionales y la OPEP en su conjunto pierde el poder de manejar los precios del crudo.

La situación actual en 2014 e inicios del 2015 con bajos precios del petróleo, genera que los países importadores de petróleo sean ganadores, y los exportadores de petróleo perdedores. En América Latina, el país más afectado es Venezuela, donde el petróleo constituye el 95 % de sus exportaciones totales. Según un nuevo estudio de los mercados a futuro del Fondo Monetario Internacional (FMI), elaborado por los economistas Rabah Arezki y Olivier Blanchard¹³, sugieren que los precios del petróleo se recuperarán ligeramente y llegarán a unos 73 dólares por barril en el 2019, sostienen además que se trata de una tendencia que probablemente no será pasajera.

¹² [En línea]http://www.tecnol.com.ar/index.php?to=nota_diaria&id=10049 Obama “estamos libres del grillete del petróleo extranjero”. 21/01/2015. [24 de enero de 2015]

¹³ [En línea]<http://www.elnuevoherald.com/opinion-es/opin-col-blogs/andres-oppenheimer-es/article5238132.html> OPPENHEIMER: Latinoamérica sin liderazgos regionales [31 de diciembre de 2014].

La figura 13, permite advertir los cambios producidos en los últimos 45 años entre 1970 y 2015, en relación con el precio del petróleo. Se observa desde 2004 una tendencia alcista del precio, con un pico en 2008 y una posterior caída en 2010 - a partir de la producción de recursos no convencionales de *shale oil* y *shale gas* de Estados Unidos- luego un breve repunte y finalmente un marcado descenso al final del período que se mantiene en 2015. Con las flechas rojas se señala el inicio y el fin del período analizado 2004-2014 en relación con el recurso gas, bien sustituto de menor precio.



Figura 13. Evolución de los precios del petróleo. Fuente:

<http://www.ambito.com/diario/noticia.asp?id=773905>. [12/01/2015]

Este descenso en el precio del petróleo, por tratarse de un Sistema Energético interdependiente, genera efectos también sobre otras fuentes de energía como, emprendimientos en energías renovables que requieren más inversión y son menos competitivos frente a un bajo precio del petróleo; sobre las inversiones en el presal en el caso de Brasil o sobre los proyectos de inversión en recursos no convencionales, como en Argentina que necesitan un precio alto del petróleo para mantener su viabilidad económica e inclusive afecta también al desarrollo de los biocombustibles.

En consecuencia, **la incertidumbre respecto al precio petróleo, hace que el gas aparezca como bien sustituto más estable, de menor costo, más amigable con el ambiente y además con múltiples usos.** Se habla entonces de “una era dorada del gas”

y en ese marco, se fundó en 2001, el Foro de Países Exportadores de Gas (FPEG)¹⁴ integrado por países productores de gas, que realizaron su primera cumbre en 2007 en Qatar, con el fin de crear una "OPEP del gas", sin embargo Rusia descartó esa posibilidad y sostuvo que no se crearía un cartel que regule los precios del gas.

2.5. NUEVA GEOPOLÍTICA DEL GAS EN LA SEGUNDA DÉCADA DEL SIGLO XXI

En los últimos años, han sucedido transformaciones en los mercados mundiales del gas con diferentes características y alcances que permiten hablar de un **Nueva Geopolítica de la Energía** y en particular de una **Nueva Geopolítica del Gas**. Por una parte, algunas transformaciones tuvieron alcance global y estructural con efectos de largo y mediano plazo, mientras que otras fueron de naturaleza geopolítica con consecuencias más abruptas y disruptivas. Entre las primeras se destaca el desarrollo del gas natural licuado (GNL) con la aparición de nuevos consumidores en países emergentes. Entre las segundas, el rebrote del nacionalismo energético y el hecho más destacado, la denominada “*revolución del shale gas*” con su impacto en el Sistema Energético Global.

El gas es generador de territorialidades multiescalares, como se planteo en el primer capítulo, asociadas a la localización del recurso pero también a su circulación y disponibilidad. Por ello, en el contexto general de la Geopolítica de la Energía, se destaca la Geopolítica del Gas por características propias que la afectan de un modo diferente. En este sentido, Klare (2006) sostiene que...

“...es seguro es que la creciente demanda mundial de gas natural tendrá un papel cada vez más significativo en la estructuración de las relaciones entre las principales naciones consumidoras y productoras. **Las necesidades energéticas establecerán cada vez más la agenda de las grandes potencias, y el gas natural, que durante años vivió bajo la sombra del petróleo está ya casi listo para tomar la alternativa...**” (Klare ,2006: 12)

¹⁴ FPEG o GECF por su sigla en inglés, es una estructura informal que agrupa a 17 países, entre ellos los principales productores de gas (Rusia, Irán, Qatar, Venezuela y Argelia), que controlan 73% de las reservas mundiales y 42% de la producción. El resto de los países son: Bolivia, Egipto, Emiratos Árabes, Guinea Ecuatorial, Holanda, Irak, Kazakstán, Libia, Nigeria, Noruega, Omán y Trinidad Tobago.

En este sentido, algo que no se discute, es que existe una estrecha relación -en términos geopolíticos- entre el concepto de poder y la explotación del petróleo. En el siglo XXI, ya es una realidad que el gas pueda actuar del mismo modo. Ejemplo de ello son: el caso de la dependencia de Europa del gas proveniente de Rusia y el impacto que el desarrollo del *shale gas* en Estados Unidos está provocando sobre el Sistema Energético Global, por las asimetrías y cambios de dependencias en el contexto internacional que estos desarrollos propician.

En este marco, un factor clave en la Geopolítica del Gas es la fuerte concentración de reservas en un número reducido de países productores. En 2014, cinco países (Estados Unidos, Rusia, Irán, Qatar y Canadá) poseen el **52,7% de la producción de gas a escala global**, con la particularidad que **Estados Unidos desplazó a Rusia de su primer lugar histórico a partir de la puesta en producción -en 2010- de recursos no convencionales como el *shale gas***. Asimismo, se observa la marcada diferencia en la capacidad de producción global de Estados Unidos (20,6 %) y Rusia (17,9%) respecto a los países que lo siguen, Irán (4,9%), Qatar (4,7%) y Canadá (4,6%). En consecuencia, estos países están en una posición de fuerza para lograr controlar el flujo global de gas y para influenciar sobre las fuerzas del mercado. En el caso de **Rusia** abastece una gran parte del gas natural consumido en Europa, y cuando los nuevos gasoductos proyectados estén funcionando, será capaz de suministrar cantidades crecientes a China, Corea del Sur y Japón.

Los cambios producidos en Estados Unidos,¹⁵ donde la producción de *shale gas* aumentó desde prácticamente cero en 2000 a más de 10 mil millones de pies cúbicos diarios en 2010, merecen una explicación más profunda, principalmente por sus efectos sobre el sistema energético global. El Centro Belfer de la Universidad de Harvard y la Universidad Rice del Instituto Baker de Energía, realizaron una investigación codirigida por Amy Myers Jaffe y Meghan O' Sullivan, entre 2012 y 2014, sobre la Geopolítica del Gas Natural que reunió a **expertos del mundo académico y de la industria** para explorar el potencial del gas natural convencional y no convencional

¹⁵ Consecuencia de ello, en América del Norte se han reducido significativamente los requerimientos de Estados Unidos para el GNL importado y también ha contribuido a reducir el precio interno del gas natural. Si se avanza en la explotación del *shale oil* y *tight oil* y se obtienen resultados similares a los del *shale gas*, se prevé que hacia 2016 también pueda autoabastecerse de petróleo (Jaffe y O' Sullivan, 2012:9).

que llegará a los mercados mundiales en los próximos años¹⁶ (Jaffe y O' Sullivan, 2012:5). En este sentido, se observa cómo cambiaría la composición en el uso de los recursos a partir de la segunda década del siglo XXI, la figura 14 muestra el **notorio crecimiento en el uso de los recursos no convencionales que se produjo entre 1980 y 2014**, así como su proyección al 2035 según la AIE, pasando del predominio de recursos convencionales, hacia una preponderancia de los recursos no convencionales, particularmente *shale gas*, medido en millones de barriles diarios.

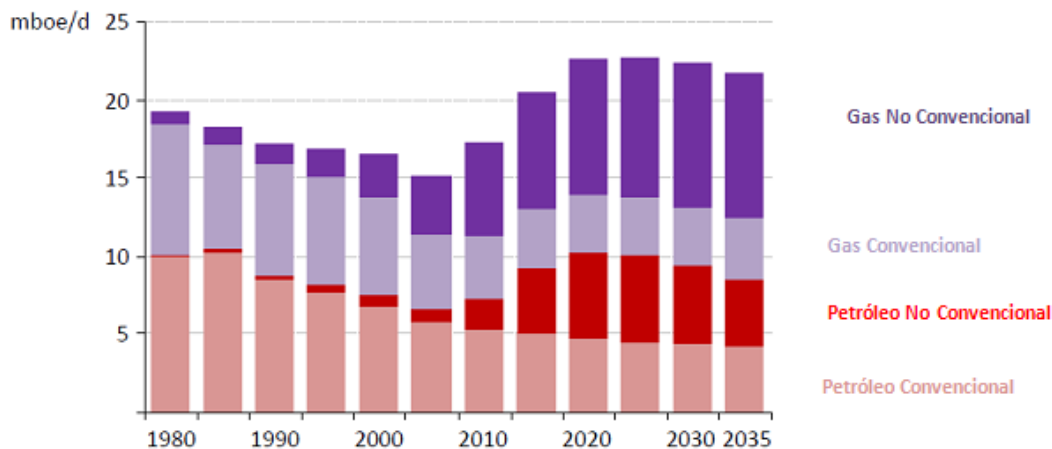


Figura 14. Producción de gas y petróleo, convencional y no convencional, en Estados Unidos, período 1980-2035. Fuente: *World Energy Outlook 2012, International Energy Agency*.

La distribución de los recursos no convencionales a escala global (figura 15) permite observar que sobre el ranking de los diez primeros puestos -por su volumen de reservas de recursos no convencionales -*shale oil* y *shale gas*-, cinco países en cada grupo corresponden al continente americano. **En el caso particular de Argentina, ocupa el segundo lugar en reservas de *shale gas* y el cuarto en reservas de *shale oil*.**

¹⁶ Presentan cuatro escenarios globales que plantean diferentes futuros para los mercados del gas en función del éxito de la revolución del *shale gas* y el nivel de liberalización del mercado. Algunos conceptos destacados son: 1º) la demanda mundial de gas natural reemplazará al carbón como el mayor componente del combustible de la energía primaria total del planeta requerida en 2040; 2º) la demanda de gas mundial casi se duplicaría entre 2012 y 2040 mientras que la demanda asiática-China e India- superarán a América del Norte como mayor consumidor de gas de la región en 2030; 3º) Estos países representan la mayor oportunidad de crecimiento para los exportadores de GNL, sobrepasando China a Japón como mayor importador a mediados de la década de 2020; 4º) La fortuna relativa de Estados Unidos, Rusia y China - y su capacidad de ejercer influencia en el mundo - están ligadas en gran medida a la evolución de los mercados globales del gas (Jaffe y O'Sullivan, 2012:11). El acuerdo de Shanghai firmado en 2014 entre Rusia y China, ya está señalando una de estas nuevas tendencias.

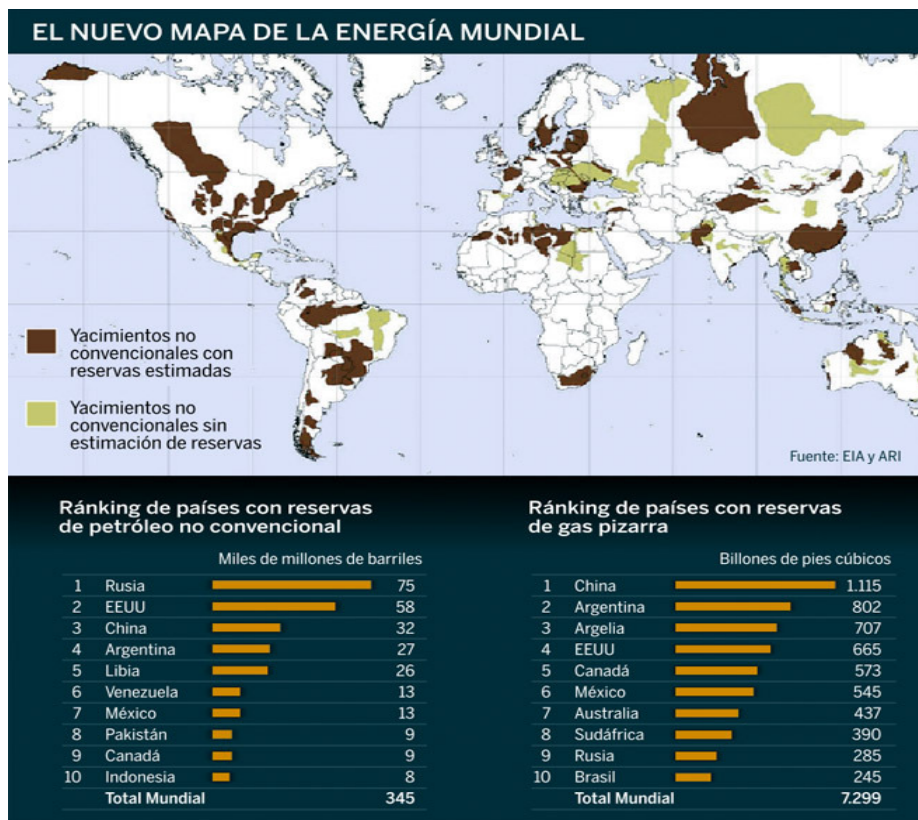


Figura 15. Mapa y ranking global de recursos no convencionales *shale oil* y *shale gas*

Fuente: *Advanced Resources International (2013)* y *World Energy Outlook 2013*

El informe publicado por la Agencia Internacional de Energía (AIE), *World Energy Outlook* (WEO-2014:17) subraya el papel central de gas natural en la matriz energética, con proyecciones por primera vez hasta el 2040. Considera que los combustibles fósiles continuarán siendo predominantes en la matriz energética mundial, pero al ser el gas natural un hidrocarburo más amigable con el ambiente y de menor costo relativo respecto al petróleo, se espera que la demanda continúe en crecimiento en las próximas décadas, además tiene como **ventaja una mayor cantidad de reservas, estimadas a nivel mundial en 187,5 TCM**. Este recurso durante mucho tiempo subestimado por las petroleras se convertirá en un elemento vital a escala global.

De este modo, se espera que la proporción mundial de gas natural en la matriz energética mundial crezca de un 21% en 2012 al 24% en 2040. **China, India y Medio Oriente** representan el 60% de dicho aumento, mientras que en términos relativos, la demanda de energía en los países de la Organización para la Cooperación y el

Desarrollo Económico (OCDE), disminuirá frente al crecimiento de la demanda asiática, con un marcado alejamiento del petróleo y del carbón - en algunos países también de la energía nuclear - en beneficio del gas natural.

A su vez, el presidente de la *International Gas Union* (IGU), coincidiendo con esta visión, confía en el papel positivo que jugará el gas natural y afirma que...

"...El **crecimiento del gas natural aumentará la estabilidad del mercado de la energía**, reducirá las emisiones de CO2 y mejorará la calidad de vida dondequiera que se utilice. Para asegurar este papel en expansión, el sector del gas natural **deberá invertir, innovar y ganar la aceptación del público**"..."La industria mundial del gas está evolucionando rápidamente. No tengo ninguna duda de que nuestras inversiones en la producción dentro y en alta mar, el GNL y la infraestructura de gas natural **conducirán a una mayor seguridad del suministro**" Jérôme Ferrier (2014: 2).

Además, el informe WEO-2014, resalta la importancia del aumento en el número de países proveedores de gas (importante en relación con la concentración de la producción en seis países como se señaló), principalmente a partir del uso creciente del GNL que aporta estabilidad y diversidad a las fuentes de abastecimiento y permite conectar los mercados globales. Se prevé que la capacidad de licuefacción crezca entre 2020 y 2025, junto a un crecimiento en la capacidad de regasificación estimado en un 75. Además, el informe añade la previsión que en 2040 los suministros no convencionales representarán el 60% del crecimiento, y una cuota del 31% de la producción de gas natural. Menciona que, países como Australia, China, India y Argentina (que ya inicio la actividad) proyectan invertir en recursos no convencionales.

En el marco de estos cambios en la posición de los principales productores de gas, el 1º de julio de 2013 se realizó en Rusia (a pesar de su posición en el primer encuentro), la **segunda cumbre del Foro de Países Exportadores de Gas**, bajo la consigna "**Gas Natural: la respuesta a los retos del desarrollo sostenible del Siglo XXI**". En su declaración final se destacan algunas afirmaciones respecto a su futuro desarrollo: defender el papel fundamental de los **contratos de suministro de gas a largo plazo** para financiar proyectos de gas a gran escala a lo largo de la cadena de valor y en la prestación de soluciones mutuamente favorables para la **seguridad de la oferta y la demanda**; continuar apoyando los **precios del gas con base en la indexación al**

petróleo y sus derivados para garantizar precios justos y el desarrollo estable del gas natural; promover el uso del gas natural en diferentes formas: como combustible y materia prima, a la vez que **aumentar su participación en la matriz energética global.**

Sin embargo, se observan algunas **deficiencias** que muestran su posición como países integrantes de un mercado maduro que no considera los nuevos actores del mercado del gas natural, como **Estados Unidos con el shale gas- que se aleja de los precios del petróleo-** cuyo crecimiento o aparición como exportador de gas puede afectar a países ya consolidados del mercado gasista; el papel creciente de **la exportación de GNL con contratos de corto plazo y nuevos actores** en instalaciones y transporte; la tendencia del mercado del gas natural en transición -según algunos especialistas- a pasar de un mercado regional a uno global.

Frente a estos cambios, desde la oferta, **los países productores** cuyas economías dependen de la producción de recursos de gas y petróleo, buscan reforzar su posición a través de medidas tendientes a aumentar su capacidad de producción y exportación; graduar la disponibilidad de recursos para extender el plazo de disponibilidad de los mismos (función cubierta por la OPEP que determina los cupos de producción anuales); diversificar sus principales compradores para evitarla excesiva dependencia de un solo país y buscar precios favorables para su producción. Sin embargo, **cuando los recursos se encuentran en países subdesarrollados con déficits económicos y tecnológicos, se torna factible la posibilidad de aparición de empresas extranjeras que realizan inversiones y terminan tomando el control sobre sus recursos.**

A modo de solución, frente a ambas situaciones y como forma de complementarlas, surge como estrategia alternativa que beneficie tanto a la oferta como a la demanda: **definir con que países establecer relaciones y en qué condiciones;** inversiones en forma conjunta (empresas estatales, privadas o mixtas) para favorecer acuerdos de cooperación en exploración y explotación; firma de acuerdos comerciales bilaterales de medio o largo plazo que tornen predecible tanto a la oferta como a la demanda; apertura de nuevas rutas de transporte que den seguridad al suministro; construcción de infraestructura.

El **caso de Rusia** es un ejemplo que muestra este accionar tanto a escala global como en la región sudamericana. En 2014, a escala global, se produjeron dos hechos significativos para el desarrollo de Gazprom -principal empresa gasífera estatal rusa- que suministra cerca del 40% del gas natural consumido en Europa. El primer hecho destacado, surge de los actuales conflictos en la península de Crimea en Ucrania han generado la incorporación de áreas de singular valor estratégico en el Mar Negro, a la vez que provocaron desconfianza con respecto al suministro de gas a Europa. En este marco, no quedan dudas que, **el gas ha sido un factor principal para el resurgimiento de Rusia como una de las grandes potencias** por el alto grado de dependencia de los países de la Unión Europea para su abastecimiento, así como por las rutas de transporte que están bajo su órbita de influencia.

En relación con esta situación, se produce el segundo hecho significativo, la **firma del acuerdo de Shanghái**, entre las compañías estatales Gazprom y China National Petroleum Corp (CNPC), el 21 de mayo de 2014 con la presencia de los presidentes Vladimir Putin y Xi Jinping. La firma de este acuerdo de suministro de gas por 400 mil millones de dólares, asegura a China, principal consumidor de energía del mundo, una importante fuente de combustible, al mismo tiempo que abre un **nuevo mercado para Moscú en momentos en que los europeos buscan un nuevo proveedor -tal vez Estados Unidos a futuro-** y existe además el ofrecimiento de Irán para cumplir este rol en Europa, a fin de evitar la dependencia del gas ruso.

Según lo previsto en este acuerdo, **Rusia empezaría a entregar gas a partir del 2018**, elevando los envíos hasta alcanzar una meta anual de 38 mil millones de metros cúbicos. En cuanto al precio, se cree que estará vinculado al valor de mercado del petróleo y productos afines, alrededor de 9,67 dólares por millón de Btu. **Este acuerdo implica también un beneficio ambiental puesto que en parte sustituye carbón por gas natural menos contaminante.** Cabe resaltar que **esta alianza entre China y Rusia en la escala global, se refleja también en la región sudamericana dónde ambos países refuerzan su presencia desde 2006**¹⁷. En la región sudamericana, su participación se inicia a partir de cuestiones ideológicas que favorecen su entendimiento

¹⁷ *China y Rusia firman histórico acuerdo de suministro de gas* El Universal Reuters, 21/05/2014. [En línea] <http://www.eluniversal.com.mx/el-mundo/2014/china-rusia-acuerdo-1011870.html> [21 de mayo de 2014].

con varios países de la región tales como: Venezuela, Bolivia, Brasil y Argentina, con los cuales firma desde 2006 acuerdos de diversas características, pero centrados en cuestiones energéticas, que se incrementan en 2014 cuando, con una semana de diferencia, ambos presidentes recorrieron y firmaron acuerdos con varios países de la región, reforzando además la unión BRICS-UNASUR.

Respecto a los demás países mencionados, **Irán** es un importante productor de gas natural, con interés en proyectos de producción y exportación conjunta con naciones de Europa y Asia. Entre 2004 y 2005 firmó acuerdos multimillonarios con empresas francesas, italianas, noruegas, japonesas e indias, para el desarrollo conjunto de campos petrolíferos marinos en el Golfo Pérsico y para la construcción de nuevos gasoductos hacia Europa y Asia. En octubre de 2004, firmó un contrato por 25 años, por 100.000 millones de dólares con la empresa *China National Petrochemical Corporation* (Sinopec) para la producción y exportación conjunta de gas natural licuado que, en su mayor parte, será dirigido hacia China. Irán, por su situación de sospechas respecto al uso de armas nucleares, está buscando incrementar el número de aliados frente al conflicto que aún mantiene con Estados Unidos.

Qatar ha hecho todo lo contrario, y ha utilizado sus enormes reservas de gas para establecer lazos cada vez más estrechos con Washington, y para situarse bajo el paraguas de seguridad de Estados Unidos. En 2003, firmó un acuerdo por 25 años, valorado en 10.000 millones de dólares, por el cual *Exxon Mobil* construiría en Qatar la mayor instalación para el transporte marítimo de GNL. Gran parte del GNL se transportaría a Estados Unidos para ser reprocesado en gas, esto supondría la creación de nuevas terminales de GNL en puertos de la costa del Golfo de EEUU. Sin embargo, esta situación de 2006 se revierte a partir del uso creciente del *shale gas* que transforma a Estados Unidos de importador de gas a autoabastecerse del recurso en 2013 y además con la posibilidad de ser un posible exportador de GNL a futuro. Cabe preguntarse como afectara este cambio las relaciones de Estados Unidos con Qatar y hacia donde se redirigirá el recurso, aunque ya el mercado emergente sudamericano es una alternativa viable. En el caso de **Canadá**, la mayor parte de su producción se exporta por gasoductos a Estados Unidos, ya que su mercado interno es reducido y su producción 154,8 bcm está por debajo de su consumo 103,5 bcm en 2013.

Desde esta mirada geopolítica de la energía y del gas en particular, se definen **las dependencias y vulnerabilidades en la escala global**, con países oferentes de recursos hidrocarbúricos que generan incertidumbre en cuanto a la seguridad de abastecimiento y países consumidores, que no sólo buscan garantizar un suministro seguro y fluido del recurso que les otorgue seguridad energética, sino que también **compiten entre sí por el abastecimiento de esos recursos desde los mismos países proveedores**. Reconociendo que, las relaciones internacionales son relaciones de poder, se reafirma lo sostenido anteriormente respecto a la dependencia tecnológica y económica de los países menos desarrollados para tornar técnicamente recuperables y económicamente viables sus recursos. Por lo tanto, **la vulnerabilidad que experimenta un país representa el grado de poder que llegan a tener otros países sobre él y que condiciona su accionar y su seguridad energética**.

En relación con esta afirmación, el informe Bp2014 permite observar -a escala global- los cambios de tendencias producidos en la década analizada. La tabla II muestra, de un modo objetivo, las **variaciones en producción y consumo** de los seis países más destacados. En relación con la **producción** del recurso gas natural convencional y no convencional (Estados Unidos, Rusia, Irán, Qatar, Canadá, y China, quienes ocupan del 1° al 6° lugar en producción en ese orden) se destaca **como a partir de 2009 Estados Unidos - gracias a la “revolución del shale gas” - desplaza a Rusia como primer productor a escala global** y mantiene esa posición hasta la actualidad.

Un segundo hecho a destacar es el grado de concentración de la producción puesto que, estos **dos países suman** casi el 40 % **el de la producción global**, Estados Unidos (20,6%) y Rusia (17,9%). Por último, el tercer aspecto que resalta es que los países que se ubican del cuarto al sexto lugar tienen valores de producción que no alcanzan a la tercera parte de los dos primeros. Sin embargo, en relación con el **consumo**, Estados Unidos también ocupa el primer lugar y ha incrementado en forma continua su consumo, mientras que en Rusia su consumo se mantiene estancado.

PAÍS	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	T
ESTADOS UNIDOS											
Producción	526,4	511,1	524,0	545,6	570,8	584,0	603,6	648,5	681,2	687,6	↕
Consumo	634,4	623,4	614,4	654,2	659,1	648,7	682,1	693,1	723,0	737,2	↕
CANADÁ											
Producción	183,7	187,1	188,4	182,7	176,6	164,0	159,9	159,7	154,0	154,8	↓
Consumo	95,1	97,8	96,9	96,2	96,1	94,9	95,0	100,9	100,3	103,5	↔
RUSIA											
Producción	573,3	580,1	595,2	592,1	601,8	527,7	588,9	607,0	592,3	604,8	↕
Consumo	380,3	396,1	415,0	422,0	416,0	389,7	414,2	424,6	416,3	413,5	↔
IRÁN											
Producción	96,4	102,3	111,5	125,0	132,4	144,2	152,4	159,9	165,6	166,6	↕
Consumo	98,7	102,8	112,0	125,5	134,8	143,2	152,9	167,4	161,5	162,2	↕
QATAR											
Producción	39,2	45,8	50,7	63,2	77,0	89,3	116,7	145,3	150,8	158,5	↕↕
Consumo	15,0	18,7	19,6	19,3	19,3	20,0	20,4	23,1	23,5	25,9	↕
CHINA											
Producción	41,5	49,3	58,6	69,2	80,3	85,3	94,8	102,7	107,2	117,1	↕↕
Consumo	39,7	46,8	56,1	70,5	81,3	89,5	106,9	130,5	146,3	161,6	↕↕

Tabla II. Evolución de la producción y el consumo en países seleccionados a escala global período 2004-2013. Fuente: Elaborado por Guerrero, 2014 sobre la base de Bp2014.

T= Tendencias	↕ Aumenta	↔ Estable	↓ Disminuye	bcm= billion cubic metres
---------------	-----------	-----------	-------------	---------------------------

La evolución en producción y consumo en los demás países analizados resalta algunas diferencias significativas. **Canadá** muestra un descenso de su producción, pero como su consumo se ha mantenido estable le permite tener excedentes que exporta, vía gasoductos hacia Estados Unidos. **Irán** es el país con las mayores reservas de gas del mundo y tanto su producción como el consumo se han incrementado. Tiene a su favor la posibilidad de aumentar su producción y le ha propuesto a Europa ser un abastecedor de gas en reemplazo de Rusia, a modo de superar las restricciones impuestas por Estados

Unidos por la sospecha de uso de la energía nuclear con fines militares. **Qatar**¹⁸ ha **cuadruplicado su producción** en la última década y su consumo interno es muy bajo, lo cual le permite tener excedentes y exportar el recurso bajo la forma de GNL- **cuota del mercado global 31,4 %-** que lo posiciona como el mayor exportador. Por último, **China casi triplicó también tanto su producción como el consumo** y ocupa el **primer lugar en reservas de recursos no convencionales de shale gas que aún no han entrado en producción**, situación que mejora su perspectiva a futuro.

En este marco de cambios acelerados de la situación energética a escala global, y de aparición de nuevos actores y tendencias se destaca que, en los últimos años han sucedido transformaciones en los mercados mundiales del gas con diferentes características y alcances. Por ejemplo: uso creciente del gas natural licuado; incremento del transporte por vía marítima frente a los tradicionales gasoductos; incorporación de recursos no convencionales, como el *shale gas* y la presencia de nuevos actores en la industria del gas. Estos sucesos tuvieron su reflejo en la escala regional sudamericana dónde a partir de 2008, en coincidencia con la crisis económica que afectó a Estados Unidos y la Unión Europea -que implicó una disminución del consumo de GNL- aparece un creciente mercado consumidor de GNL en Sudamérica, junto al abandono de proyectos de grandes gasoductos. Las implicancias de estos cambios sobre el mercado energético global llevan a que se analicen en profundidad en el Capítulo III.

El análisis realizado hasta aquí permite resaltar algunas conclusiones parciales en relación con la Geopolítica de la Energía y la Nueva Geopolítica del Gas en particular: a) **Desde un enfoque geográfico**, este cambio en el modo de transporte del gas que pasa del gasoducto al transporte por vía marítima, **significa desprender al recurso gas del territorio y de la continuidad territorial que implican los gasoductos, flexibilizando así su distribución a escala global y desterritorializando al recurso.** b) **Desde un enfoque económico**, esto provoca cambios **avanzando hacia la formación de mercados globales y no sólo regionales**, como es actualmente el mercado del gas dependiente de precios regionales. Consecuencia de ambos cambios, se produce una reconfiguración geográfica de la circulación del gas natural licuado a escala global y

¹⁸ Bp2014

regional a través de la **conformación de nuevas redes de distribución y circulación de la energía** que generan nuevas instalaciones en tierra y nuevos flujos de la energía (con distintos productores y consumidores) y por lo tanto nuevas dependencias y vulnerabilidades geopolíticas y estratégicas.

En esta segunda década del siglo XXI se observan algunas características del **nuevo orden energético mundial**, derivadas del uso de los recursos no convencionales surgidos a partir de 2010, que produjeron la revolución del *shale gas* y el *shale oil*, impactando en el sistema energético global:

1. Se mantiene una **intensa competencia** entre nuevas y antiguas potencias económicas por las fuentes de energía disponibles (China supera a Estados Unidos como mayor consumidor mundial de energía).
2. Se pasa de la **insuficiencia de las reservas** de energía que llevarían al ***peak oil*** anticipando **escasez de energía a escala global y elevados precios** como fuente constante de dificultad, a discutir la existencia de una era de **nueva abundancia energética a partir de la explotación del *shale gas* y del *shale oil***, que genera mayor disponibilidad de hidrocarburos que provocan, en el caso del gas disminución en los precios en Estados Unidos y disminución del precio del petróleo a escala global.
3. Crecimiento poco significativo y **desarrollo excesivamente lento de fuentes de energía alternativa**. En 2004 representaron el 7,4% del consumo energético global y para **2030 se prevé que representen sólo el 8,1 %**.
4. Actual predominio de Estados Unidos en la producción de gas que desplazó a Rusia de su primer lugar histórico y una **mayor concentración puesto que Estados Unidos y Rusia suman casi el 40 % de la producción global de gas**.
5. **Crecimiento del mercado de GNL que disminuye la vulnerabilidad física de los países que no poseen este recurso**.
6. Creciente riesgo de conflicto, en principio se considera que los problemas de la energía pueden resolverse mejor con recursos económicos y no militares. Sin embargo, la realidad muestra que los últimos enfrentamientos militares han tenido como trasfondo cuestiones energéticas como la Guerra del Golfo o

actualmente los conflictos en la península de Crimea entre Rusia, Unión Europea y Estados Unidos.

Asimismo, respecto a la **Nueva Geopolítica del Gas Natural** en particular, se observan en la escala global cinco grandes tendencias:

- 1°. **Uso del gas natural como combustible puente o de transición.**
- 2°. **Uso creciente del recurso gas -convencional y no convencional-** motivado por diferentes causas: aumento del precio del petróleo y su uso como bien sustituto; desarrollo tecnológico que permite el uso de recursos no convencionales como el *shale gas*; menores efectos sobre el medioambiente; instalación masiva de centrales termoeléctricas de ciclo combinado alimentadas a gas; uso en el transporte como gas natural comprimido (GNC).
- 3°. **Mayor crecimiento del comercio del gas natural licuado (GNL)** tanto a nivel global como a nivel regional, lo cual flexibiliza su distribución y permite obtener el recurso en cualquier lugar del mundo a la vez que posibilita desprenderse de las limitantes que implican los gasoductos.
- 4°. Conformación del **Foro de Países Exportadores de Gas** integrado por países productores de gas, que realizaron su primera cumbre en 2007 y se repite en 2013. Asimismo, a escala regional sudamericana, se firma el Tratado energético para la creación de una **Organización de Países Productores y Exportadores de Gas de Sudamérica (OPPEGASUR)**, entre Venezuela, Argentina y Bolivia.
- 5°. **Tendencia potencial a que el gas natural se transforme en una *commodity*** al igual que el petróleo, se refuerza con el uso creciente del GNL que permitiría **pasar de precios regionales a precios globales.**

Por último, remarcando lo expresado en el marco conceptual en cuanto al área de actuación de la geopolítica, se evidencia como se dejó de lado el llamado “enclaustramiento militar de la geopolítica” penetrando en la sociedad civil y las universidades para enfrentar nuevos dilemas y lograr la comprensión de la **complejidad característica del mundo actual, pleno de incertidumbres**. En este sentido, a modo de reforzar los motivos para realizar esta investigación desde el ámbito universitario y en particular desde la Geografía, se incorporaron al análisis

investigaciones realizadas por destacadas universidades del mundo¹⁹ en relación con la Geopolítica de la Energía y en particular con la Geopolítica del Gas. Sin embargo, cabe resaltar que a pesar de abordar estas temáticas, las disciplinas a las que pertenecen los equipos de investigación son Economía o Ciencias Políticas, destacándose la falta de presencia de la Geografía en estos estudios.

La siguiente imagen, tabla III, se presenta como síntesis de las principales diferencias observadas en el análisis de los cambios experimentados entre la Geopolítica de la Energía en el Siglo XX y la Nueva Geopolítica de la Energía en la segunda década del siglo XXI. La pregunta que surge es si los actuales cambios en la Geopolítica de la Energía se tratan de una cuestión coyuntural o si estamos en presencia de un proceso hacia un nuevo orden energético apoyado en el recurso gas -convencional o no convencional- como combustible puente o de transición que instituye una Nueva Geopolítica del Gas.

Características	Geopolítica de la Energía	Nueva Geopolítica de la Energía/Nueva Geopolítica del Gas
ESCALA TEMPORAL	Siglo XX y 1º Década del Siglo XXI	2º Década del Siglo XXI
RECURSO DOMINANTE	Petróleo y otros recursos naturales convencionales (gas, carbón)	Gas natural convencional y no convencional (<i>shale gas</i>) y otros recursos naturales no convencionales (<i>shale oil, tigh gas, tigh oil, coal bed methane</i>)
CONCEPTO DE RECURSO	Recurso como concepto estático , (sin considerar diferencias entre sociedades en el mismo momento histórico)	Recurso como concepto dinámico relativo a la situación de desarrollo tecnológico y económico de cada sociedad en el mismo momento histórico.

¹⁹Universidad Complutense de Madrid; *Belfer Center for Science and International Affairs* de la Universidad de Harvard junto al *Baker Institute for Public Policy at Rice University*; el Instituto Tecnológico de Massachusetts (MIT); *Atlantic Center for Transatlantic Relations School of Advanced International Studies Johns Hopkins University*.

<p>ESTRUCTURA DE LA OFERTA Y SITUACIÓN POLÍTICA (CON BASE EN INFORMES Y ESTADÍSTICAS IEA, BP, DOE).</p>	<p>Hasta 2010 muestran fluctuaciones coyunturales cada año, por causas políticas, económicas o geopolíticas.</p> <p>Reflejan la estructura de la oferta centrada en el petróleo y Medio Oriente como principal productor.</p> <p>Tendencia a una contracción de la oferta frente a una demanda creciente.</p> <p>Inestabilidad política en Medio Oriente.</p> <p>Sudamérica como una región marginal en la producción.</p>	<p>Informes 2011 a 2014 reflejan no sólo cambios coyunturales sino cambios en la estructura de la oferta con la incorporación de recursos no convencionales que desplazan el eje productivo hacia el gas y hacia Estados Unidos. Estos cambios impactan en la totalidad del sistema energético.</p> <p>Tendencias crecientes de la oferta, en países productores no tradicionales.</p> <p>Inestabilidad política en Norte de África e inestabilidad económica en Europa.</p> <p>Sudamérica como una región con mayor potencial de desarrollo de su producción, bajo consumo y mayor estabilidad política.</p>
<p>ESTRUCTURA DE LA DEMANDA</p>	<p>Centrada en el consumo de los países más desarrollados de la OCDE.</p>	<p>Mayor consumo de los países no pertenecientes a la OCDE, centrado en los países emergentes, principalmente China, junto a India e Indonesia. Crecimiento en el consumo de los países productores de Medio Oriente.</p>
<p>TECNOLOGÍA</p>	<p>Tradicional</p>	<p>Innovaciones tecnológicas para exploración y explotación de recursos no convencionales (y en aguas profundas y ultraprofundas (tecnologías aún en desarrollo principalmente en Brasil)</p>
<p>GEOLOGÍA</p>	<p>Perforación hasta la roca madre</p>	<p>Perforación en la roca madre, <i>fracking</i>: fractura hidráulica y perforación de pozos horizontales y en el presal en aguas profundas y ultraprofundas.</p>
<p>COSTOS DE EXTRACCIÓN</p>	<p>Crecientes por yacimientos maduros. Necesidad de mejorar la productividad como forma de disminuir costos</p>	<p>Decrecientes por empleo de nuevas tecnologías. En EEUU es inferior el costo de producción del gas no convencional frente al convencional.</p>
<p>PRODUCCIÓN</p>	<p>Decreciente. Llegada del pico del petróleo en discusión.</p>	<p>Creciente. Mayor oferta de hidrocarburos de fuentes no convencionales. Incorporación de nuevos oferentes de recursos no convencionales y los procedentes del presal en Brasil.</p>

INSTALACIONES Y TRANSPORTE	Oleoductos, Gasoductos refineras, barcos petroleros.	Barcos metaneros, plantas de licuefacción, plantas de regasificación junto a oleoductos, gasoductos, refineras y barcos petroleros
FLUJOS DE ENERGÍA	Desde Medio Oriente hacia principales consumidores como Estados Unidos y Europa.	Nuevos productores como Estados Unidos, Brasil. Redireccionamiento de flujos con nuevos productores y consumidores. Principal centro consumidor China.
SUSTITUCIÓN ENTRE RECURSOS	Petróleo es el centro del consumo, menor importancia gas y carbón	Mayor uso del gas genera excedentes de carbón dirigidos a Europa. Sustitución de petróleo por gas en transporte. Uso del GNL.
VULNERABILIDAD Y DEPENDENCIA	Medio Oriente principal centro de producción y eje de conflictos. Inestabilidad política de la región, genera vulnerabilidad en los países consumidores Estados Unidos dependiente de la producción de petróleo de Medio Oriente. Rusia mayor productor de gas con poder sobre Europa por ser su principal abastecedor.	EEUU logra su autoabastecimiento gasífero y en un futuro cercano también de petróleo. Disminuye su vulnerabilidad y dependencia y genera nuevos flujos de energía. Pasa de consumidor a abastecedor. Medio Oriente pierde parte de su influencia en Región América del Norte. China como mayor consumidor, participación en mercados no tradicionales como Sudamérica , a través de inversiones en exploración o adquisición de empresas.
CONSECUENCIAS AMBIENTALES	Petróleo más contaminante que el gas pero menos que el carbón. Derrames como principal amenaza.	Gas es el menos contaminante de los hidrocarburos, favorece al ambiente. Dudas sobre posibles efectos ambientales en la producción de recursos no convencionales.
CONSECUENCIAS ECONÓMICAS	Impacto del precio del petróleo en el PBI de los países productores y consumidores. Precio del petróleo es global y fijado por la OPEP.	Impacto del precio del gas variable en función del grado de desarrollo tecnológico de cada país. No tiene un precio único. Gas en EEUU a precios 4 a 6 veces inferiores a Europa y Asia que le otorga ventajas en su producción. Los mercados del gas son regionales y no globales.
CONSECUENCIAS POLÍTICAS	Uso de los recursos naturales en función de decisiones políticas de obstaculizar o favorecer el desarrollo de otros países consumidores. "Diplomacia del petróleo"	Uso de los recursos naturales en función de decisiones políticas caracterizadas por una mayor presencia del Estado y nacionalismo de recursos. Conflicto Geopolítica vs Política interna (EEUU uso del <i>shale gas</i> como GNL y exportarlo como contrapeso de la dependencia de Europa del gas ruso o para desarrollo ind. Petroquímica propia)

<p>CONSECUENCIAS TERRITORIALES</p>	<p>Los recursos tienen especificidad territorial, son propios de un territorio y no de otros.</p> <p>Gasoductos y oleoductos son el soporte territorial del flujo de los recursos.</p>	<p>El uso creciente del GNL lo desprende del territorio y permite abastecer a países sin continuidad territorial, inclusive ser abastecedor sin poseer el recurso al poseer flota de transporte. Mayor flexibilidad.</p>
<p>CONSECUENCIAS GEOPOLÍTICAS</p>	<p>Los mayores productores y consumidores se mantuvieron estables a lo largo del período a excepción del importante crecimiento de China.</p> <p>Medio Oriente como centro de conflictos.</p> <p>Las relaciones de poder entre Estados estaban atravesadas por la posesión del recurso y la necesidad de cada país de garantizar su seguridad energética.</p> <p>Geopolítica centrada en los países desarrollados occidentales y del norte, e injerencia en Medio Oriente.</p> <p>Sudamérica como región marginal caracterizada por problemas económicos e inestabilidad política.</p>	<p>Nuevos productores, creciente importancia de EEUU, Canadá, Brasil, ninguno miembro de la OPEP.</p> <p>China con las primeras reservas de shale gas(aún sin explotar).</p> <p>Nuevas preocupaciones: ¿se prioriza la seguridad energética como hizo EEUU o el cuidado del ambiente? en discusión (en Francia, Reino Unido, Polonia)</p> <p>¿Todos los países que poseen recursos naturales no convencionales podrán transformarlos en técnicamente recuperables y económicamente viables? Geopolítica centrada en los países emergentes orientales y del sur. Sudamérica como región emergente caracterizada por estabilidad política y crecimiento económico.</p>

Tabla III. Diferencias entre Geopolítica de la Energía y Nueva Geopolítica de la Energía, focalizada en el recurso gas. Fuente: Elaborado por Guerrero, 2014.

CAPÍTULO III

NUEVAS TENDENCIAS Y DESAFÍOS EN EL USO DEL RECURSO GAS

EL GAS NATURAL LICUADO

3.1. INTRODUCCIÓN

En los últimos años han sucedido transformaciones en los mercados mundiales del gas con diferentes características y alcances. Una de estas nuevas tendencias -junto a la incorporación de recursos no convencionales- es el uso creciente del gas natural licuado (GNL) reflejada en el incremento del transporte por vía marítima frente a los tradicionales gasoductos. En este contexto, el objetivo de este capítulo es analizar los cambios en la circulación de la energía, asociados al incremento del transporte del GNL por vía marítima, en el marco de la transición energética contemporánea, que se constituye en uno de los ejes centrales de análisis de las nuevas tendencias. Además, desde un punto de vista geoeconómico, la expansión de los actores del mercado de GNL, particularmente en el período 2006-2013, comprende una escala temporal reciente y de corta duración -pero con grandes cambios- donde la región sudamericana se inserta en el mercado global.

Asimismo, el abordaje multiescalar propuesto se sustenta en la concepción que las escalas representan totalidades geográficas complejas y dinámicas, formadas por múltiples capas que conforman el entramado de las redes y flujos de energía, en este caso de GNL, que circulan a escala global, conectando los nodos generadores -plantas de licuefacción-, con los nodos receptores-plantas de regasificación- constituyéndose ambos en nodos de enlace del espacio de flujos donde interactúan las diferentes escalas analizadas y donde las relaciones de poder son socialmente construidas a través de estrategias multiescalares de los actores involucrados en las distintas instancias de poder (Guerrero, 2014). De este modo, se analiza la reconfiguración geográfica del territorio y los efectos que provoca sobre la sociedad, el ambiente y el territorio.

Esta concepción multiescalar¹, se encuentra vinculada a una concepción relacional más que a la perspectiva del tamaño o de la jerarquía/nivel (Howitt,1998) que implica que las escalas no pueden ser concebidas como instancias aisladas sino como resultado de un complejo de relaciones sociales y económicas transescalares que las interpenetran, configuran y transforman permanentemente, como podrá observarse a través del estudio del mercado del GNL en las distintas escalas (con base en Howitt, 1998 y Fernández,

¹ Multiescalar cuando se considera articulaciones escalares de orden institucional y transescalar cuando se consideran las relaciones conformadas a partir de redes de flujos que las atraviesan.

2010:311). Al marco conceptual desde el que se enfoca el trabajo se suman los conceptos de redes y flujos, en este sentido, Raffestin (1993:207-213 citado por Furlan, 2010) sostiene que "...las redes dependen de la posición relativa que cada uno de los actores ocupan en relación a los flujos que circulan o que son transmitidos por ellas,... son hechas a imagen del poder...y controlar las redes es controlar a los hombres". Complementando estos conceptos Swyngedouw (2003) identifica a las escalas como configuraciones espaciales definidas como resultado de procesos socioespaciales que relegan y organizan las relaciones sociales de poder.

En este marco, el análisis de la situación del GNL se estructura en tres partes que se refieren a: 1) Escala Global: el origen del transporte del GNL; la competencia entre gasoductos y el transporte por vía marítima; la formación de nuevos mercados; 2) Escala Regional Sudamericana: un mercado global con particularidades regionales; el mercado del GNL en Sudamérica; 3) Escala Nacional y Local: la situación en Argentina. Como estudios de caso en la escala local se analizan los conflictos con la población local generados por la instalación de plantas regasificadoras y su impacto sobre el territorio en Escobar y Puerto Cuatrerros (Bahía Blanca) ambos en la provincia de Buenos Aires.

3.1.1. Características del recurso gas natural y del gas natural licuado

El gas natural convencional es gas natural seco (estrictamente se llama así al gas que sólo posee metano) extraído de los yacimientos de hidrocarburos que se transporta a los centros de consumo a través de gasoductos en forma gaseosa. El Gas Natural Licuado (GNL) es gas natural sometido a un proceso de licuefacción² durante el cual se lo lleva a una temperatura aproximada de -160°C, transformándolo al estado líquido. Al licuar el gas natural y obtener GNL, se logra reducir su volumen en 600 veces, con el objeto de poder transportar mayor cantidad de gas en buques llamados metaneros, siendo este uno de los principales cambios en el modo de transporte del gas, convencional y no convencional (Arias, 2006: 1).

² Fuente: British Petroleum.

[En línea]<http://www.bp.com/sectiongenericarticle.do?categoryId=3050032&contentId=3050057> [4 de abril de 2013].

En este contexto, su utilización como GNL, tanto a escala global, como regional y nacional, requiere una serie de procesos dentro de la cadena de valor que incluye: licuefacción (transformación del gas del estado gaseoso al líquido), transporte (mediante barcos metaneros), regasificación (transformación del gas de líquido a gaseoso) y distribución (mediante gasoductos o camiones cisterna), de allí su mayor costo respecto al gas natural procedente de gasoductos.

Desde el enfoque de la Geografía, este cambio en el modo de transporte del gas que pasa del gasoducto al transporte por vía marítima, significa desprender al recurso gas del territorio y de la continuidad territorial que implican los gasoductos, flexibilizando así su distribución a escala global. Desde un enfoque económico, esto provoca cambios en el mercado, avanzando hacia la formación de mercados globales y no sólo regionales como es actualmente el mercado del gas dependiente de precios regionales. Consecuencia de estos cambios, se produce una reconfiguración geográfica de la circulación del gas natural licuado a escala global y regional a través de la conformación de nuevas redes de distribución y circulación de la energía que generan nuevas instalaciones en tierra y nuevos flujos de la energía (con distintos productores y consumidores).

3.2. ANÁLISIS A ESCALA GLOBAL

Al ser el gas natural un hidrocarburo más amigable con el ambiente y de menor costo relativo respecto al petróleo, se espera que la demanda continúe en crecimiento en las próximas décadas, según la Agencia Internacional de Energía (AIE), tiene como ventaja una mayor cantidad de reservas, estimadas a nivel mundial entre 17.600 y 18.000 millones de metros cúbicos. Se observa también una tendencia en el uso de gas natural en otra funciones además de la calefacción, por ejemplo como gas natural comprimido (GNC) para transporte, su uso en centrales termoeléctricas para la generación de electricidad y en la industria, principalmente la petroquímica, transformándolo así en un recurso de uso múltiple de acuerdo con la clasificación de Morello³ y por lo tanto, valorizando más al recurso.

³ Morello, J. 1983, *Manejo integrado de los recursos naturales*, España.

Al crecimiento del consumo de gas natural, se ha sumado otra alternativa, su uso como gas natural licuado. El mercado del GNL ha tenido importantes tasas de crecimiento en los últimos años, superando al crecimiento de la exportación de gas natural por gasoductos. La reducción de los costos de licuefacción, transporte y regasificación, por el ingreso de nuevos actores competitivos al mercado, sumado al elevado precio internacional del petróleo, lleva a los países a tratar de diversificar sus fuentes de abastecimiento de energía siendo una de estas alternativas el uso de GNL. Si bien el costo de transporte por gasoducto es inferior al costo de transporte por vía marítima, **el comercio de GNL ha venido aumentando puesto que permite un suministro diversificado y flexible, ya sea como alternativa o complemento, de la importación por gasoductos desde un único proveedor.**

Esta transición hacia un uso creciente del GNL se da en un contexto global de inestabilidad política en el Norte de África y Medio Oriente, que genera incertidumbre respecto a un abastecimiento fluido del recurso y por lo tanto en la seguridad energética para los países consumidores, sumado a una disminución de la producción en yacimientos maduros y crecimiento de la demanda. Además, según estimaciones de la AIE, prevé que se invertirán 10 mil millones de dólares al año en el mundo para el desarrollo de este mercado, destinados a la construcción de plantas de licuefacción, barcos metaneros y terminales de regasificación con el fin de favorecer el transporte de gas líquido por vía marítima.

3.2.1. El origen del transporte del GNL

Se considera que el primer transporte de GNL a larga distancia se realizó en 1959, cuando el buque *The Methane Pioneer* llevó gas desde Lake Charles en el Golfo de México de Estados Unidos hasta el terminal de regasificación de Canvey Island en el Reino Unido⁴, demostrando así la viabilidad de este medio de transporte de gas. Las primeras operaciones comerciales fueron ventas de GNL desde la terminal de Arzew en Argelia (1964) hacia el Reino Unido. En la cuenca pacífica, la planta de Kenai en Alaska (1969), inició la exportación de GNL hacia Japón. En ese mismo año, se construía la

⁴Díaz Casado, Ramón, GNL un mercado Global en Anales de mecánica y electricidad / septiembre-octubre 2008 págs. 22-27

primera planta regasificadora española en el puerto de Barcelona. Otros proyectos similares se desarrollaron en Europa, tales como: planta de La Spezia en Italia (1971) y Fos sur Mer, Francia (1972). Más recientemente se han incorporado otros mercados europeos, como Bélgica, Turquía, Portugal y Grecia.

A pesar de estos tempranos inicios, recién a partir de 2006, comienza a adquirir mayor relevancia el comercio mundial de GNL por vía marítima frente a los gasoductos, en ese año representó un 8% del consumo total de gas en el mundo y supero los 200 millones de toneladas. Según estimaciones de la Agencia Internacional de Energía de Estados Unidos (AIE, 2013) el mercado de GNL, que actualmente representa cerca del 30% del gas intercambiado entre países, pasaría al 50% en el 2030, la otra mitad sería a través de gasoductos internacionales. Asimismo, señala que, desde 2006 hasta 2011 el volumen de comercio de GNL **creció un 52 %** pasó de 211,1 millones de toneladas a 321,5 millones de toneladas. El informe presentado por *BP Statistical Review* en junio de 2013, confirma esta tendencia, con un total de exportaciones de GNL, entre 2011 y 2012, de 327,9 millones de toneladas, mientras que por gasoductos en el mismo período se exportaron 705,5 millones de toneladas, acercándose el GNL casi al 50% de la exportación por gasoductos, ya en 2012.

Sobre la base del *IGU World LNG Report 2011* y el informe de Evolución del mercado de GNL en el mundo publicado por Enagas en 2012, se desarrolla el análisis que muestra dos aspectos del mercado de GNL -desde una escala temporal- volumen comercializado y número de países que conforman el mercado (figura 16 y tabla IV). Por una parte, la evolución del volumen de GNL comercializado en el período -1980 a 2011-, puede dividirse en tres subperíodos: a) 1980-1992 con un lento y constante crecimiento del volumen comercializado b) 1993-2003 donde el crecimiento de fines de la década duplica al del período inicial c) 2004-2011 donde se inicia un alza del volumen que a partir de 2010 muestra una mayor aceleración. Por otra parte, respecto al número de países que conforman el mercado a escala global, se puede dividir también en tres períodos, pero más diferenciados y con implicancias geoeconómicas por su expansión comercial y territorial.

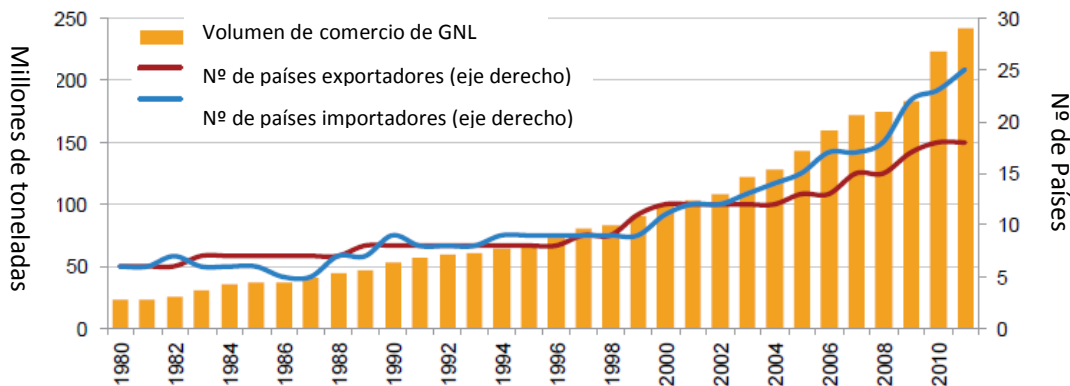


Figura 16. Volumen del Comercio de GNL 1980-2011 y Evolución de los países exportadores e importadores de GNL entre 1980-2011. Fuente: IGU *World LNG Report*, 2011

El primer período, 1980-1998, muestra una línea plana durante casi dos décadas con un mercado reducido conformado por poco más de diez países exportadores e importadores. El segundo período, es apenas un bienio 1998-1999, donde se observa un importante despegue en el número de países exportadores que superan los doce y luego se mantienen estables hasta inicios de 2006 donde comienza otra etapa de crecimiento. Respecto a los países importadores coinciden en la etapa de despegue, pero ya partir de 2003, se observa un crecimiento muy marcado que supera al número de países exportadores. Esta tendencia se mantiene en el último informe -*IGU World LNG Report 2014*- dónde a inicios de la segunda década del siglo XXI, el mercado se ha expandido con 29 países importadores y 19 países exportadores, cuadruplicando los valores iniciales.

En los últimos 10 años, el alza media del volumen intercambiado de GNL ha sido del 7,4% anual, frente a un 3% anual del período anterior, lo cual confirma que es un mercado en continuo crecimiento, derivado de su condición de combustibles más amigable con el ambiente y con menor costo en relación al petróleo, sumado al crecimiento de la infraestructura (plantas de licuefacción y regasificación).

Regiones	2000	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	%/año 2010- 2011
Asia Pacífico	98.2	122.4	135.2	148.1	155.4	152.3	176.4	202.8	15.0%
Europa	32.6	47.7	57.4	53.1	55.3	68.8	87.1	87.9	0.9%
América del Norte	6.8	18.8	18.5	25.8	14.8	18.6	20.1	17.4	-13.5%
América del Sur	-	-	-	-	0.4	2.0	7.6	8.5	11.8%
Medio Oriente	-	-	-	-	-	0.9	2.9	4.9	66.3%
MUNDO	137.7	188.9	211.1	226.9	225.9	242.5	294.1	321.5	9.3%

Tabla IV. Evolución de la demanda de GNL en el mundo, medida en millones de metros cúbicos, período 2000-2011. Fuente: Evolución del mercado de GNL en el mundo. Enagas. 2012. mercadolng.pdf. Sedigas2012

3.2.2. La composición del mercado de GNL

Con el fin de profundizar los datos señalado en el ítem anterior se desglosa la información en cuanto a la composición del mercado global de GNL. Desde el punto de vista de los **países exportadores** se destaca que a fines de 2011, ya 18 países eran exportadores de GNL (tabla V) siendo el mayor exportador hasta la actualidad Qatar, con un suministro de 75,5 millones de toneladas que representa casi la tercera parte del mercado global de GNL (31%), le siguen Malasia (10%), Indonesia (9%), Australia (8%) y Nigeria (8%). Estos cinco países concentran las dos terceras partes del mercado global exportador de GNL (66%)⁵. Cabe aclarar que sólo un país sudamericano, Perú, se encuentra entre los exportadores en 2011, representando el 2% de las exportaciones de GNL, con la salvedad que no exporta a la región y que entre otros, sus principales destinos son España y Corea del Sur. En fecha reciente, el 17 de junio de 2013, Angola se incorporó como exportador con destino a Brasil, sumando así 19 los países exportadores de GNL. El proyecto, iniciado en 2007, necesitó 10.000 millones de dólares en inversiones y permitiría a Angola producir y comercializar 5,2 millones de

⁵ Con base en *International Gas Union (IGU) World LNG Report - 2011*

toneladas de GNL por año durante los próximos 25 a 30 años⁶. En este contexto, está aumentando el número de países con terminales de licuefacción y en los próximos años probablemente se incorporarán, Rusia, Angola, Venezuela, Yemen, Papúa Nueva Guinea e Irán.

PAIS EXPORTADOR	Millones de Toneladas
Qatar	75.5
Malasia	25.0
Indonesia	21.4
Australia	19.2
Nigeria	18.7
Trinidad y Tobago	13.9
Algeria	12.6
Rusia	10.5
Omán	7.9
Brunei	6.8
Yemen	6.7
Egipto	6.4
EAU	5.9
Guinea Ecuatorial	4.0
Perú	3.8
Noruega	2.9
Estados Unidos	0.3
Libia	0.1
Total exportadores	241.5

Tabla V. Países exportadores de GNL, a escala global, en millones de toneladas, 2011. Fuente: IGU *World LNG Report*, 2011

La primacía de Qatar, que entre 2006 y 2011 triplicó su producción, será disputada en la próxima década por Australia, que se perfila como principal productor, con 14 plantas de licuefacción en construcción que entrarían en funcionamiento entre 2014 y 2017. Sin embargo, hasta la actualidad **Qatar**⁷ ha **cuadruplicado su producción** en la última

⁶ Tecnoil, 17/06/2013, Angola envió el primer buque con GNL hacia Brasil. Este país comenzó su producción y exportación de GNL con la partida del primer buque metanero, con una capacidad de 160.000 m³, desde la planta de Soyo, en el norte del país, perteneciente a la empresa Angola *LNG Limited*, que dirige el proyecto.

⁷ Bp2014

década y su consumo interno es muy bajo lo cual le permite tener excedentes y exportar el recurso bajo la forma de GNL, con una **cuota del mercado global de GNL del 31,4 % en 2014** que lo posiciona como el mayor exportador. Desde la demanda, Japón⁸ consume el 37% de las importaciones globales en 2013.

A escala global, como soporte de la infraestructura necesaria para el crecimiento del mercado exportador, la **capacidad de licuefacción en construcción**, es de 84 millones de toneladas por año (millones de tn/año), sumadas a otras 92,1 millones de tn/año anunciadas para 2016 lo cual llevaría la capacidad total de licuefacción futura a 454 millones de tn/año, frente a 290 millones de tn/año millones de toneladas existentes en 2013⁹.

Para completar el análisis del mercado de GNL resulta necesario conocer la **capacidad de regasificación**. En 2011 estaban en construcción 94 millones de tn/año cuya finalización está estimada en 2016, con lo cual la capacidad global de regasificación de GNL para esa fecha estaría alrededor de 709 millones de tn/año. Sin embargo, ya en 2013 la capacidad global de regasificación ascendía a 688 millones de tn/año. Comparando la proyección de ambas cifras para 2016, la capacidad de licuefacción sería 454 millones de tn/año mientras que, la capacidad de regasificación sería 709 millones de tn/año (ya casi alcanzada en 2014). Por lo tanto, se observa un cuello de botella por este crecimiento acelerado de la capacidad de regasificación de la demanda en los mercados emergentes, frente a un crecimiento más lento de la capacidad de licuefacción de la oferta.

Desde un enfoque geoeconómico, este continuo y creciente aumento de ambos extremos, licuefacción y regasificación, muestra la importancia que está adquiriendo este mercado de transporte por vía marítima frente a los tradicionales gasoductos. Ello se produce, a pesar de los costos que implica el desarrollo de esta infraestructura, que actúa como soporte de la actividad económica y el impacto que genera sobre el territorio en un número creciente de países que se incorporan a este mercado.

⁸ IGU *World LNG Report 2014*

⁹ *Ibidem*

En cuanto a los **países importadores** (tablas VI y VII), se observa que también hubo un crecimiento y diversificación de la demanda, al incorporarse al mercado dos nuevas regiones, América del Sur (2008) y Medio Oriente (2009). De este modo, en 2011 alcanza a 25 el número de países importadores (que ascienden a 29 en 2013). A pesar de ello, dos países concentran el 48% de la demanda de GNL, Japón (33%) y Corea del Sur (15%), seguidos por el Reino Unido (8%), España (5%), China, India y Taiwán cada uno con el 5%. Si se considera el consumo de estos siete países, concentran el 76% del mercado importador de GNL, centrado principalmente en Asia Pacífico (*World LNG Report 2011*).

En este contexto, es interesante la información que brinda la Asociación Española del Gas (Sedigas)¹⁰ en 2012, sobre la región Europa, donde señala que España superó al Reino Unido como principal destino del gas natural licuado (GNL) en Europa, ocupando además el primer puesto en número de terminales de descarga y regasificación, siendo el destino del 37% de GNL que se recibe en la Unión Europea. En esta región, cerca del 82% del gas proveniente de terceros países lo hace a través de gasoductos, mientras que sólo un 18% lo hace en forma de GNL. Esta situación contrasta con la realidad española, donde la mayor parte del gas que se consume -un 60%- llega en forma de GNL y el 40% restante lo hace mediante gasoductos. Además, este informe agrega que, España recibe gas de 11 orígenes distintos, constituyéndose en una puerta de entrada hacia Europa, contribuyendo de este modo a la diversificación de suministro al continente.

¹⁰ Tecnoil, 05/05/ 2013, España principal destino del GNL en Europa.

PAIS IMPORTADOR	Millones de Toneladas
Japón	78.8
Corea del Sur	35.8
Reino Unido	18.6
España	17.1
China	12.8
India	12.7
Taiwán	12.2
Francia	10.7
Italia	6.4
Estados Unidos	5.9
Turquía	4.6
Bélgica	4.5
Argentina	3.2
Méjico	2.9
Chile	2.8
Canadá	2.4
Kuwait	2.4
Portugal	2.2
Emiratos Árabes Unidos	1.2
Grecia	1.0
República Dominicana	0.7
Tailandia	0.7
Brasil	0.6
Holanda	0.6
Puerto Rico	0.5
Total importadores	241.5

Tabla VI. Países importadores de GNL, a escala global, en millones de toneladas, en 2011.

Fuente: *IGU World LNG Report, 2011*

En cuanto a los **nuevos mercados** mencionados, en los últimos cinco años se han incorporado diez países, entre ellos Argentina, Chile y Brasil de la región sudamericana,

junto a otros países de Medio Oriente, como Kuwait y Emiratos Árabes Unidos. Ambos mercados implican el ingreso de dos nuevas regiones que no habían importado GNL previamente y que además, no eran consideradas como posibles compradoras de GNL.

El informe de *BP Statistical Review* de junio de 2014, permite conocer la estructura de las importaciones por región en 2013, en primer lugar se encuentra Asia Pacífico con 238,1 *billion cubic meters* (bcm por su sigla en inglés de uso corriente)- incrementado su volumen principal región importadora (227,2 bcm en 2012); en segundo lugar la región de Europa y Eurasia disminuyendo de 69,3 bcm en 2012 a 51,5 bcm; en tercer lugar la región de Centro y Sur América aumenta de 15,2 bcm en 2012a 19,6 bcm; la región norteamericana en cuarto lugar se mantiene en 11,6 bcm al igual que en 2012 luego de su disminución en el consumo gracias a la explotación del *shale gas*; en último lugar se encuentra la región de Medio Oriente con una leve disminución pasa de 4,6 bcm en 2012 a 4,5 bcm en 2013.

En la región norteamericana, el caso de **Estados Unidos**, presenta un cambio con características particulares donde, de ser un consumidor creciente de GNL con numerosas plantas de regasificación construidas y proyectadas; con previsiones de ser el segundo mayor mercado consumidor después de Japón y con proyecciones de llegar a representar un 23% del consumo global (AEO, 2005), pasó a tener el mayor crecimiento en la producción gasífera de los últimos cuarenta años -creciendo a un promedio de 3,6 % al año - debido al auge de desarrollo de los recursos no convencionales, en particular el *shale gas*. La producción doméstica de gas natural ha tenido un crecimiento tan fuerte que el informe AEO 2013 ya considera a Estados Unidos como un posible nuevo exportador, que en 2020 se transformaría en un exportador neto, algo impensado hace solo unos pocos años atrás.

En este sentido, el país no solo puede llegar a autoabastecerse sino que también puede transformarse en exportador de GNL luego de la puesta en marcha de una central de licuefacción en Sabine Pass. Existen además otras siete propuestas de proyectos de licuefacción en Estados Unidos (*World LNG Report, 2011*). Esto contrasta con la situación a comienzos del año 2000 donde había pedidos para la construcción de 47 plantas regasificadoras como clara señal de las expectativas existentes en ese momento

de una declinación de la producción gasífera en Estados Unidos y la proyección de una mayor dependencia del GNL (Medlock, 2012:6).

Otra situación a destacar, originada por un motivo diferente, es el crecimiento en el consumo de Japón de un 8% derivado de los efectos causados por el terremoto y posterior tsunami del 8 marzo de 2011, que afectaron la central nuclear de Fukushima y llevaron a dejar de utilizar esta energía, incrementando el consumo de GNL como fuente alternativa de energía. Esta situación también muestra los cambios que pueden producirse derivados de las posibilidades de sustitución entre combustibles (energía nuclear por gas, o carbón por gas); en función del precio; de cuestiones ambientales o catástrofes sociales. De ambos ejemplos surge, el impacto que nuevos recursos como el *shale gas* o la sustitución entre combustibles, pueden tener en los flujos de circulación de la energía.

Para finalizar el análisis de la escala global, desde una perspectiva geográfica, emergen de los datos aportados en los párrafos precedentes algunas consideraciones geoeconómicas a resaltar: a) La expansión territorial del mercado se evidencia en la figura 14 donde se observa una línea plana durante casi dos décadas (1980-1998) con un mercado reducido conformado por entre 3 y 7 países exportadores y entre 5 y 7 países importadores, es decir un mercado global de GNL conformado por 14 países. Frente a esa situación, **en 2014, el mercado se ha ampliado a un total de 48 países, con 29 países importadores y 19 países exportadores, ello representa un crecimiento del 480 %** desde sus inicios en la década del ochenta, así como también una diversificación tanto de la oferta como de la demanda; b) Cómo comienzan a interrelacionarse la escala global con la regional a través de la incorporación de nuevas regiones al comercio de GNL, como América del Sur (Argentina, Chile y Brasil) y Medio Oriente (Kuwait y Emiratos Árabes Unidos); c) Además, surge una situación que no había sido considerada, Indonesia y Malasia siendo dos de los mayores productores de GNL, se incorporan también como consumidores, para uso doméstico.

Asimismo, desde el punto de vista de las instalaciones necesarias para la expansión del mercado, un reporte de Goldman Sachs de febrero de 2013 realiza estimaciones de crecimiento de la demanda sosteniendo que se duplicará hacia 2023, así como también

la capacidad de licuefacción de GNL. Las proyecciones de demanda de GNL en el mundo en el corto plazo, estarán restringidas por la capacidad de licuefacción existente como se mencionó en párrafos anteriores (para 2016, capacidad de licuefacción 454 millones de tn/año y de regasificación 709 millones de tn/año). Sin embargo, según cálculos de este reporte, la capacidad de licuefacción de EEUU aumentaría, entre 2016 y 2020, en 70.000 millones de m³; Canadá lo haría en 48.000 millones de m³; y Mozambique en 21.000 millones de m³, en el mismo período. De este modo, en los próximos 10 años, la capacidad aumentaría en torno a 660.000 millones de m³. **En síntesis, los mercados de gas natural licuado, a escala global, se reproducen y refuerzan de manera constante y creciente** (Guerrero y Carrizo, 2012).

3.2.3. Competencia entre Gasoductos y transporte de GNL por vía marítima

En cuanto a la competencia entre el transporte del GNL por vía marítima y el transporte de gas por gasoductos existen diferentes condicionantes que pueden favorecer u obstaculizar estos intercambios. La figura 17 muestra las tendencias en el crecimiento de ambos tipos de transporte, pudiendo observarse un mayor crecimiento del transporte por vía marítima que en el transporte por gasoductos (Arias, 2006: 18). En este sentido, el informe de *BP Statistical Review* de 2013 confirma la tendencia creciente del comercio de GNL por vía marítima en la última década, acercándose - en 2012 - casi al 50% de la exportación de gas natural por gasoductos (710,6 bcm por gasoductos y 325,3 bcm por vía marítima).

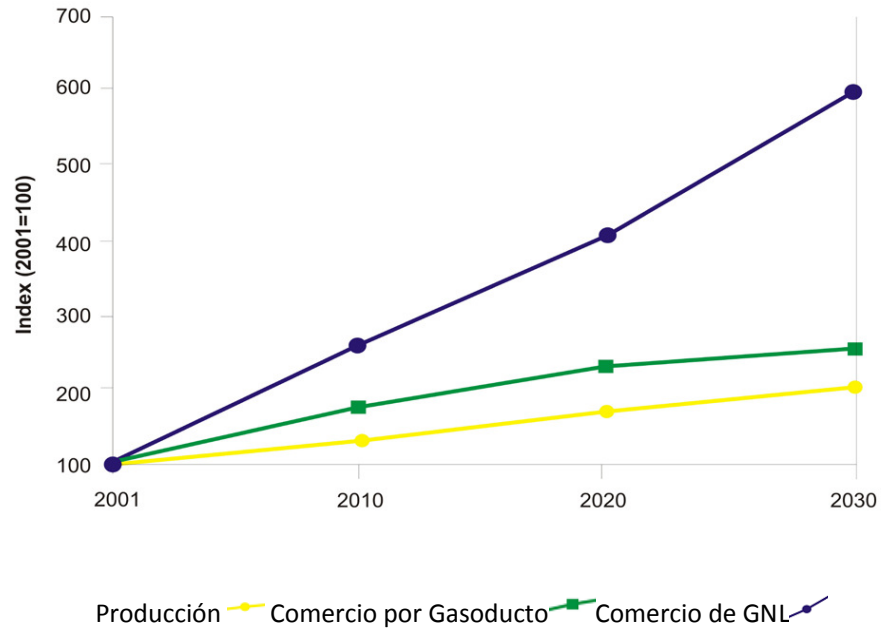


Figura 17. Proyecciones de crecimiento de la producción de gas natural y del comercio, por gasoducto y por vía marítima. Fuente: Arias, 2006

Las ventajas que ofrece el transporte de GNL por vía marítima frente a los gasoductos, es la posibilidad de abastecimiento para países que no cuentan con reservas de gas natural, o que tiene yacimientos maduros con producción en declinación, que se encuentran a grandes distancias de las zonas de extracción o de gasoductos, que necesitan el recurso para cubrir aumentos de la demanda en una determinada época del año. Además, esta alternativa sumada a gasoductos existentes permite la diversificación de los proveedores, evitando depender exclusivamente de un país, lo cual tiene un efecto directo sobre la seguridad energética que cada país busca dar a su población de un abastecimiento fluido del recurso.

En síntesis encontramos aquí **tres motivos principales para recurrir al uso del GNL:** a) como modo de superar la brecha entre producción y consumo debido a problemas de abastecimiento por disminución de reservas y; b) como medida frente al inseguro abastecimiento desde otro país y en resguardo de la seguridad energética del país, diversificando sus proveedores; c) como alternativa para cubrir picos estacionales de demanda.

El caso de Japón encarna un ejemplo de las ventajas que representa la adopción del GNL como alternativa tecnológica de abastecimiento energético para aquellos países que, por razones geográficas de sitio y posición, no tienen la posibilidad de construir gasoductos por la distancia a la que se encuentran. En este sentido, el punto de indiferencia económica entre un proyecto de GNL y un gasoducto se halla aproximadamente en 3000 km, por lo que el GNL parece más conveniente para largas distancias. Asimismo, con respecto a los costos de transporte, hubo una importante reducción en el costo de los cargueros en los últimos 10 años, pasando de alrededor de 260 a 170 millones de dólares en la actualidad, para una capacidad aproximada de 130.000 m³ (Arias, 2006). Actualmente el mayor costo reside en el proceso de licuefacción, se espera que con los desarrollos tecnológicos estos disminuyan en importante proporción, así como los costos de transporte -los segundos en términos de importancia- gracias a la construcción de buques de mayor capacidad.

En cuanto a los obstáculos para el desarrollo del comercio del gas por gasoducto se encuentra que estos, crean dependencias de largo plazo (el tiempo de amortización de una inversión en gasoductos es de 30 años) por lo cual en general los países firman contratos bilaterales largo plazo y muy rígidos. Por el contrario, **el mercado del GNL muestra mayor flexibilidad**, actualmente se realizan contratos *spot* (de corto plazo) entre países muy alejados entre sí y en caso de conflictos se puede redirigir la ruta o cambiar de vendedor. Sin embargo, otro obstáculo a considerar respecto a la infraestructura de soporte del comercio de GNL, son los **conflictos en la escala local con la sociedad que percibe las instalaciones de licuefacción y regasificación como peligrosas y contaminantes**.

Además, el tráfico creciente de GNL requiere cada vez mayor capacidad de transporte. En 2003 había 151 buques metaneros y 55 en construcción. Actualmente existen unos 250¹¹ buques metaneros en operación, y además ya están comisionados más de 60 nuevos para los próximos 2 años. Los navíos son de grandes dimensiones, con una capacidad media de 130.000 m³, aunque la tendencia es a que el tamaño aumente para disminuir los costos de transporte. Concretamente Qatar está trabajando con los

¹¹ *IGU World LNG Report 2011*

mayores buques de 260.000 m³ (el doble de la capacidad media actual). Se trata de buques de elevadas prestaciones: velocidad de 19-20 nudo (más veloz que un petrolero), alta potencia propulsora, ritmos de carga muy elevados (menos de un día), y habitualmente emplean como combustible el propio gas que se evapora en sus cámaras (*boil off*) con *fuel oil*.

El problema en cuanto a la capacidad de transporte, más los tiempos para la construcción de nueva infraestructura de licuefacción, temporalmente estancados por los retrasos en la finalización de proyectos ya iniciados, sumados a una capacidad de regasificación que excede ampliamente la capacidad de licuefacción - con utilidades medias inferiores al 50% - hace que la situación actual del mercado de GNL presente un cuello de botella, con un crecimiento de la demanda frente a una oferta que no puede responder con igual celeridad. La incorporación de nuevos países productores y consumidores, así como los movimientos por gasoductos y los flujos de GNL transportados por vía marítima en 2014 (figura 18) pueden observarse en el siguiente mapa.

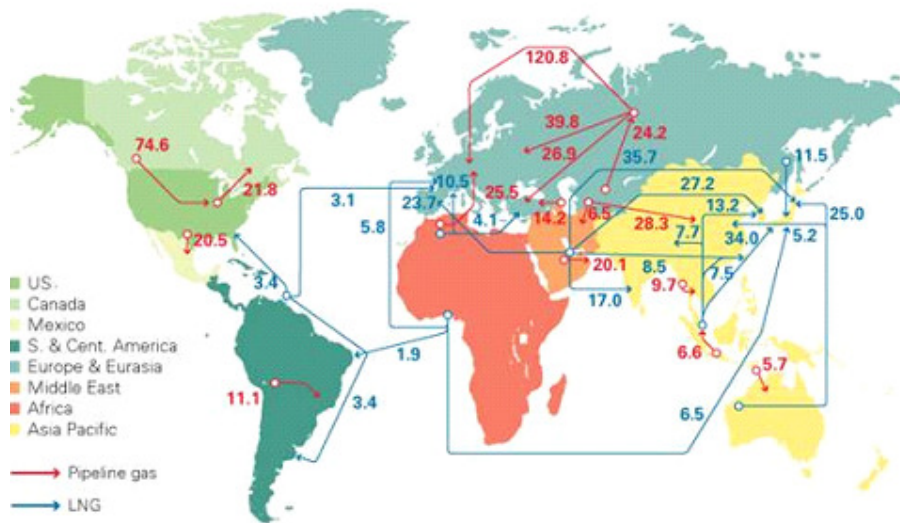


Figura 18. Movimientos de Gas natural por gasoductos, y transporte de GNL por vía marítima, en 2014. Fuente: *BP Statistical Review of World Energy June 2015*. bp.com/statistical-review

En conclusión, a escala global, la ventaja principal que ofrece el GNL frente a la demanda de gas natural, es la capacidad de oferta desde otros países, con un **suministro**

diversificado en cuanto a la procedencia del recurso y flexible en cuanto a los plazos de los contratos, que permite atender necesidades específicas de cada país y complementar la oferta de GNL con la realizada mediante gasoductos frente a conflictos que puedan surgir entre países¹². Además, la diversificación en la procedencia de las reservas que atienden el suministro es la principal ventaja, evitando que los países exportadores -al ser varios- perjudiquen la estabilidad energética de los países importadores, por lo tanto, desde el punto de vista geopolítico, colabora para garantizar la seguridad energética.

Sin embargo, podrían modificarse a partir de la entrada en servicio de nuevas plantas de licuefacción y regasificación. Los próximos dos cambios esperados, se darían en relación con la incorporación de Estados Unidos como exportador del recurso gas (derivado de su creciente producción de gas natural a partir del *shale gas*) y las nuevas plantas que Australia sumaría hasta 2017 que permitirían abastecer nuevos destinos. En 2013, ya se observa el avance de Australia al tercer puesto como país exportador de GNL.

3.2.4. Costos y precios del GNL

En relación con los costos y precios del GNL, un ítem importante a desarrollar es la **variabilidad de precios del GNL en diferentes mercados**, aunque en general con mayores costos que el gas procedente de gasoductos. Existen algunas discusiones respecto a la posibilidad de llegar a obtener precios globalizados para este recurso al igual que sucede con el petróleo, el informe de la IGU *World LNG Report 2011* remarca que:

“A pesar del incremento del comercio interregional este no es todavía un mercado global, puesto que los precios continúan dependiendo de microfactores tales como la localización, estructura de los contratos y tiempos de transporte más que de balances globales, incluso los precios varían dentro de cada mercado por múltiples fuentes de suministro con distintos tipos de precios” (*World LNG Report*, 2011:6)

¹² Por ejemplo, la existencia de gasoductos y de contratos de abastecimiento firmados con otros países sería un obstáculo para competir con el GNL. Sin embargo, en 2004, al inicio de los problemas de abastecimiento en la Argentina, no pudo cumplir con el Protocolo de Integración Energética firmado con Chile en 1995, este se vio obligado a importar gas y fue uno de los primeros países de Sudamérica (junto a Argentina) en recurrir a la importación de GNL e instalar una planta regasificadora *on-shore* en su territorio.

La variación de costos entre regiones depende de los parámetros que se toman para fijar su precio. En Norteamérica la dependencia actual del GNL es muy reducida, ya que cuenta con yacimientos propios de gas procedentes principalmente del *shale gas*. El índice más habitual es el Henry Hub, que refleja la cotización del gas en un determinado cruce de gasoductos en el estado de Louisiana. Una de las incertidumbres más importante en el mercado del GNL es la cantidad de gas que llegará a exportar Estados Unidos, gracias a su creciente producción de *shale gas* a precios muy competitivos.

Los precios del mercado spot de gas natural Henry Hub (HH) se mantienen por debajo de u\$s 4 por millón de Btu¹³ (a dólares 2011)¹⁴. Estos precios se encuentran muy por debajo de los pagados en otros mercados como en la cuenca asiática del Pacífico, donde el indicador más habitual es el *Japan Crude Cocktail* (JCC), que representa una cesta de crudos y tiene una enorme correlación con el precio del petróleo y alcanza valores de u\$s 15 por millón de Btu, mientras que en Europa (Reino Unido) se encuentran precios intermedios de alrededor de u\$s 9 por millón de Btu. En este contexto de precios, los desvíos de cargas de la cuenca atlántica hacia la cuenca pacífica, donde se pagan precios más elevados por la subida del precio del petróleo es una constante. A largo plazo, las diferencias de precio entre distintas zonas podrían tender a converger **hacia un mercado único con precios similares, independientemente del punto de entrega del gas**. La tabla VII permite observar las variaciones de precios en los tres mercados señalados, en particular los cambios en los precios regionales a partir de 2008

¹³ Unidad térmica británica (British thermal unit, Btu por su sigla en inglés)

¹⁴ El informe *American Early Outlook* AEO2013 estima que, después de 2018, los precios del gas natural crecerán a u\$s 5.40 por millón de Btu en 2030 y a u\$s 7.83 en 2040.

(US\$/MMBTU)	90s	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Junio2013
HH	2.2	5.9	8.8	6.8	7.0	8.9	3.9	4.4	4.0	2.8	3.9
UK-NBP	-	4.5	7.4	7.9	6.0	10.8	4.9	6.6	9.0	9.5	9.4
JCC	-	5.2	6.1	7.1	7.7	12.6	9.1	10.9	14.7	16.7	14.6

Tabla VII. Evolución de los precios regionales del gas en Henry Hub (HH), en *UK National Balancing Point* y en Lejano Oriente. Período 1990-2013. Fuente: *Energy in the world. Tough decisions.pdf*. Marcelo Martínez Mosquera Director *Tecpetrol en Argentina Energética VII - IAE General Mosconi 2013*.

Complementando la información precedente, extraída del *IGU Gas Price Report 2012* permite analizar las variaciones de precios del gas en distintos mercados, en relación con el precio del petróleo, en la década 2001-2011. Los precios corresponden a valores en Japón, Alemania, Estados Unidos (Henry Hub - HH) y Reino Unido (*UK National Balancing Point- NBP*) respecto al valor internacional de petróleo tomado en base WTI¹⁵(figura 19). Se observa una tendencia a seguir las variaciones del precio del petróleo **hasta fines del año 2008** y, a partir de allí comienza a marcarse una brecha cada vez mayor entre los distintos precios regionales. En 2010, se observa claramente el desacople del precio de Estados Unidos respecto a los demás precios regionales, en la competición con el gas y con el petróleo, derivado de la extracción del *shale gas* y disminución de los precios en el mercado doméstico.

¹⁵ WTI (*West Texas Intermediate*) es el petróleo crudo que se extrae en el golfo de México y sirve como referencia para las transacciones financieras en New York (NYMEX).

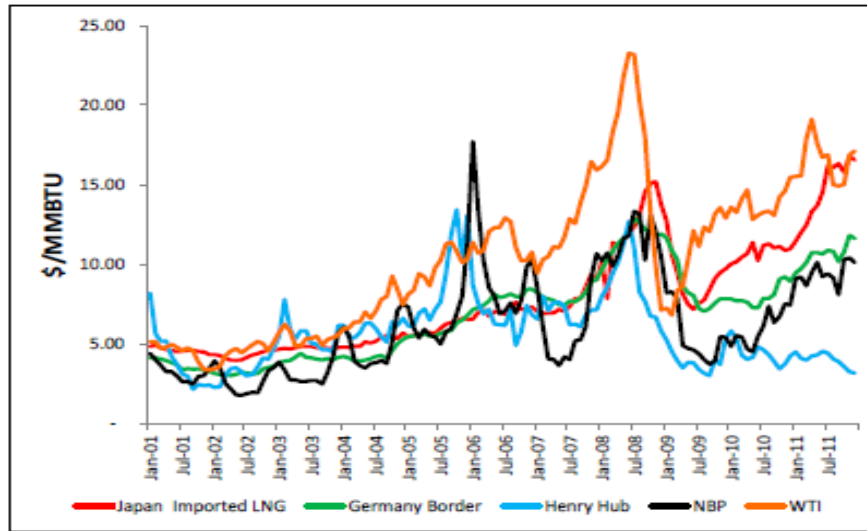


Figura 19. Evolución de los precios regionales del gas vs precio del petróleo (WTI).
Período 2001-2011. Fuente: *Wholesale Gas Price Formation, IGU Gas Price Report 2012*

En este sentido, Díaz Casado (2008:27) sostiene que “El mercado de GNL puede considerarse totalmente globalizado, ya que es posible intercambiar el producto con cualquier parte del mundo sin que existan barreras infranqueables (más allá de las diversas especificaciones de calidad del gas) entre unos países y otros”. Sin embargo, **la IGU cuestiona si existe una globalización o una regionalización del mercado del gas.**

En este contexto, desde una perspectiva geográfica, debe considerarse que se producen convergencias y divergencias en los precios globales y regionales derivados de las características diferenciales de cada región, en cuanto a sitio, posición, infraestructura y costos de transporte, paralelamente a los cambios que se originan en la demanda desde una escala temporal. En 2014, el mercado se encuentra cada vez regionalizado y alejado de un precio global principalmente a raíz del impacto que la baja del precio del *shale gas* en Estados Unidos produjo en el mercado global. Sin embargo, también se observa como existe un **dinamismo entre los mercados regionales que se conectan o aíslan en función de cambios en el contexto socioeconómico global, como la crisis económica del 2008, que disminuyó la demanda de GNL en Europa y favoreció el surgimiento de mercados emergentes como la región sudamericana.**

3.3. ANÁLISIS A ESCALA REGIONAL

3.3.1. Un mercado global, con particularidades regionales

A escala global mientras la proporción de petróleo en la matriz energética ha ido bajando, la del gas ha ido creciendo. Con ello se han multiplicado los flujos tanto por gasoductos como los de gas natural licuado por vía marítima. Si bien la geografía del gas sigue siendo regional y no mundializada como la del petróleo, el mapa de flujos marítimos se va densificando y la flexibilidad de los contratos va aumentando haciendo que la tendencia sea a establecer precios propios alejados de los valores del petróleo.

La estructura del comercio de GNL ha evolucionado, tradicionalmente, la mayor parte de los contratos de importación de GNL eran a largo plazo (mayor de 15 años) y solo marginalmente algunos acuerdos de corto plazo. Sin embargo, sobre el total comercializado de GNL la proporción del mercado a corto plazo o *spot* desde la década de los noventa -donde representaba el 1,4%-¹⁶, comenzó a crecer rápidamente en la última década. Previo a 2004-2005, solo representaba el 10% del total del comercio de GNL, en 2006, alcanzó el 16% y en 2011 representó más del 25% del comercio global (*World LNG Report*, 2011:15). Asimismo, esto les aportó algo más de flexibilidad a los proveedores para ubicar sobrantes de algún destino en otro no demasiado lejano, y a los países importadores, brindándoles mayor flexibilidad para recurrir al GNL en función de requerimientos que excedan a los planeados.

Así, junto con el crecimiento de las exportaciones de gas natural licuado, se multiplicaron las plantas regasificadoras en tierra o el uso de barcos regasificadores en las costas como alternativa de más rápida implementación. Entre los diez nuevos mercados incorporados en los últimos años al consumo de GNL se encuentra el mercado sudamericano que incluye a la Argentina, Chile y Brasil con plantas regasificadoras, como actuales importadores, y Perú con una planta de licuefacción como exportador. A ellos se suman, como potenciales exportadores, Venezuela y Bolivia (a través del denominado gasoducto virtual que permitiría sacar la producción a

¹⁶ Spot y comercio de corto plazo se define como cualquier transacción que se apoya en contratos inferiores a una duración de cuatro años. Asimismo, se incluyen en este mercado a los suministros que se envían por encima de los servicios contratados de largo plazo.

través de barcazas que recorran la hidrovía Paraguay-Paraná y lleguen a la planta regasificadora -aún en discusión- en Uruguay) y como potenciales países importadores, Uruguay y Colombia¹⁷.

Para introducir el análisis de la región sudamericana cabe recordar que esta región ocupa el tercer puesto por el volumen de sus importaciones de GNL (15,2 mil millones de metros cúbicos por año). Asimismo, se destaca el rápido crecimiento de las mismas, que se inician en 2008 con las importaciones desde la Argentina.

3.3.2. La región sudamericana

Hasta la década del noventa, en la región sudamericana, el uso del gas natural estuvo limitado a los mercados nacionales, destacando la Argentina y, en menor medida, Colombia, Venezuela y Bolivia. Los mayores cambios en el transporte del recurso se dieron a partir de la construcción de gasoductos transfronterizos. Un proyecto pionero fue el gasoducto Argentina-Bolivia, en 1972. A mediados de los noventa, el descubrimiento de importantes yacimientos en Bolivia posibilitó la construcción del gasoducto (GASBOL) entre Santa Cruz (Bolivia) y San Pablo (Brasil) de 3.500 km. Luego se construyeron varios gasoductos trasandinos entre la Argentina y Chile a raíz de los descubrimientos de importantes reservas en Loma de la Lata, Neuquén, Argentina. Desde fines de los noventa y sobre todo, en los inicios del nuevo milenio, ante la necesidad argentina de volver a importar gas desde Bolivia, a raíz de la declinación de las reservas en el país, el 29 de junio de 2006, Energía Argentina Sociedad Anónima (Enarsa) creada en 2004 y Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) firmaron un contrato mediante el cual fijaron el precio y el volumen de gas que se enviaría a la Argentina desde Bolivia.

A mediados de la década de 2000 estaban planteados dos grandes proyectos de integración energética con gas natural: el “anillo energético” (con centro en Perú) y el gasoducto del Sur (con centro en Venezuela). Por diversos motivos, ninguno de esos dos proyectos logró concretarse. En 2004, la Argentina anunció fuertes recortes en la

¹⁷El 14 de junio de 2013, mediante las resoluciones 061 y 062 del 2013 la Comisión de Regulación de Energía y Gas (Creg), autorizó la construcción de una planta de regasificación en la costa atlántica, para la importación de gas natural licuado (GNL) como fuente para generación térmica de energía, a utilizar, principalmente, en épocas de verano o de sequía intensa, como consecuencia del fenómeno de El Niño.

exportación de gas natural a Chile, lo que desencadenó una crisis energética, en principio no reconocida por la Argentina y considerada solo un problema de abastecimiento. Como consecuencia de estos problemas de abastecimiento por gasoductos -que no llegaron a construirse- ha cobrado impulso en la región la construcción de terminales de regasificación, para la importación de gas natural licuado. Una vez reconocida la crisis argentina que afectó a la región sudamericana en la búsqueda de soluciones, en 2008 se incorporó como destino de importación de GNL desde variados países productores alejados de la región, tales como Qatar, Nigeria, Guinea Ecuatorial, Indonesia, Egipto y Yemen.

La Argentina, a raíz de la disminución de las reservas de gas natural y la baja en su producción, sumado a los problemas de Bolivia para cumplir con los contratos de abastecimiento firmados, inicia en 2008 la importación de GNL que ha sido creciente hasta la actualidad (2014) y con tendencia a mantener esta situación, por lo menos en el corto y mediano plazo, hasta tanto no se consiga aumentar la disponibilidad de gas natural, ya sea por recuperación de yacimientos maduros, por nuevos descubrimientos o por la explotación de los recursos no convencionales existentes como el *shale gas*. Este recurso encuentra dificultades para tornarlo económicamente viable, debido a la necesidad de grandes inversiones para su puesta en producción, en un entorno de falta de seguridad jurídica y de restricciones a la salida de dividendos provenientes de las ganancias que pudieran obtenerse.

En 2012, en contraposición con la situación de la Argentina cada vez más dependiente de importaciones de GNL, Colombia y Venezuela que comparten una frontera de 2.219 kilómetros buscan profundizar su integración energética a través de negociaciones para el desarrollo de un gasoducto entre Colombia, Venezuela y Centroamérica¹⁸, expandiendo su área de influencia hacia América Central. Este proyecto se suma al actual gasoducto que abastece a Venezuela desde Colombia, a pesar que las mayores reservas de gas de la región se encuentran en Venezuela. Sin embargo, también Colombia se encuentra entre los países con nuevas propuestas de plantas de licuefacción.

¹⁸ América Economía, diario digital, 28 y 29 marzo, 2012

3.3.2.1. La situación del GNL en Sudamérica

La infraestructura existente en la región sudamericana, que permite su inserción en el creciente mercado del GNL, puede desglosarse en plantas de regasificación y de licuefacción. Existen actualmente en la Argentina, dos terminales flotantes (barcos regasificadores) en Bahía Blanca y Escobar; en Brasil plantas regasificadoras flotantes en Pecem y Bahía de Guanabara; terminales *on-shore* (en tierra) de Mejillones y Quintero en Chile; además del tren de licuefacción de Perú LNG (único exportador de la región). Todo ello suma una capacidad de importación de 17 millones de tn/año y de exportación de 4 millones de tn/año (Perú ocupaba el lugar n° 15 como exportador -en 2011- a escala global y en el año 2014 exporta GNL a Japón, Corea del Sur, España y Francia).

Una síntesis de la situación en 2011 en las cuencas atlántica y pacífica de la región sudamericana, en cuanto a las terminales de regasificación y licuefacción construida, se presenta en tabla VIII. Puede observarse que en general las fechas de construcción son recientes y que Chile se encuentra mejor posicionado puesto que ya cuenta con plantas en tierra y con contratos de largo plazo; tanto en Brasil como en la Argentina se encuentran plantas flotantes que implican agregar a los costos de transporte del GNL, el costo del alquiler de los barcos regasificadores. Solo se observa una planta de licuefacción en Perú que, paradójicamente, no exporta a la región. Esta planta de licuefacción es propiedad de un consorcio liderado por la estadounidense Hunt Oil (del que participa YPF) y se ubica en Pampa Melchorita, localidad costera entre Lima y Pisco (Roca, 2008).

Localización	Cuenca Atlántica				Cuenca Pacífica		
País	Argentina		Brasil		Chile		Perú
Terminal	Bahía Blanca	Escobar	Bahía de Guanabara	Pecem	Quintero	Mejillones	Melchorita
Fecha de construcción	Mayo 2008	Agosto 2011	Abril 2009	Junio 2009	Septiembre 2009	Abril 2010	Junio 2010
Tipo	Regas.	Regas.	Regas.	Regas.	Regasificación		Licuefacción
Tecnología	Planta Flotante		Planta Flotante		On-shore	On-shore +Planta flotante	On -shore
Propietarios	ENARSA/YPF		PETROBRAS		BG/Metrogas/ENAP/ENDESA	I PR/GDF-SUEZ/CODELCO	Hunt oil/SK/Repsol/Marubeni
Capacidad máx. (millones m ³ /día)	10.0	14.0	14.0	7.0	10.0	5.5	18.0
Tipo de contrato	SPOT		SPOT		Contrato de largo plazo		-

Tabla VIII. Terminales de GNL en Sudamérica, en 2011. Fuente: Elaborado por Guerrero¹⁹ con base en Romero Oneto, Santiago, *Gas Summit 2011*, Río de Janeiro.

La distribución de las diferentes plantas de regasificación y licuefacción en la región sudamericana -en funcionamiento y proyectadas- puede observarse en el siguiente mapa de Sudamérica (figura 20). Cabe preguntarse también sobre la posibilidad de que Venezuela, con las primeras reservas de gas de la región y Bolivia con las segundas, lleguen a convertirse en países exportadores de gas natural licuado considerando las necesidades de la región. En el caso de Bolivia, sería necesario retomar el círculo virtuoso de inversiones en la industria petrolífera y gasífera para garantizar inversiones en un tren de licuefacción en la costa de Perú o Chile (con la aceptación de estos países) y la logística necesaria para ello, o la alternativa del **gasoducto virtual a través de barcazas** que permitan llevar la producción hasta la planta regasificadora en construcción en Uruguay. En el caso de Venezuela, debe superar menores obstáculos puesto que existe una propuesta de Enarsa y PdVSA para constituir una empresa mixta para la construcción de una planta de licuefacción de GNL, en el complejo Gran Mariscal de Ayacucho, Estado de Sucre (Roca, 2008).

¹⁹ El 21/01/14 se incorpora la terminal flotante de bahía de todos los Santos en Brasil con 14 millones de metros cúbicos diarios.

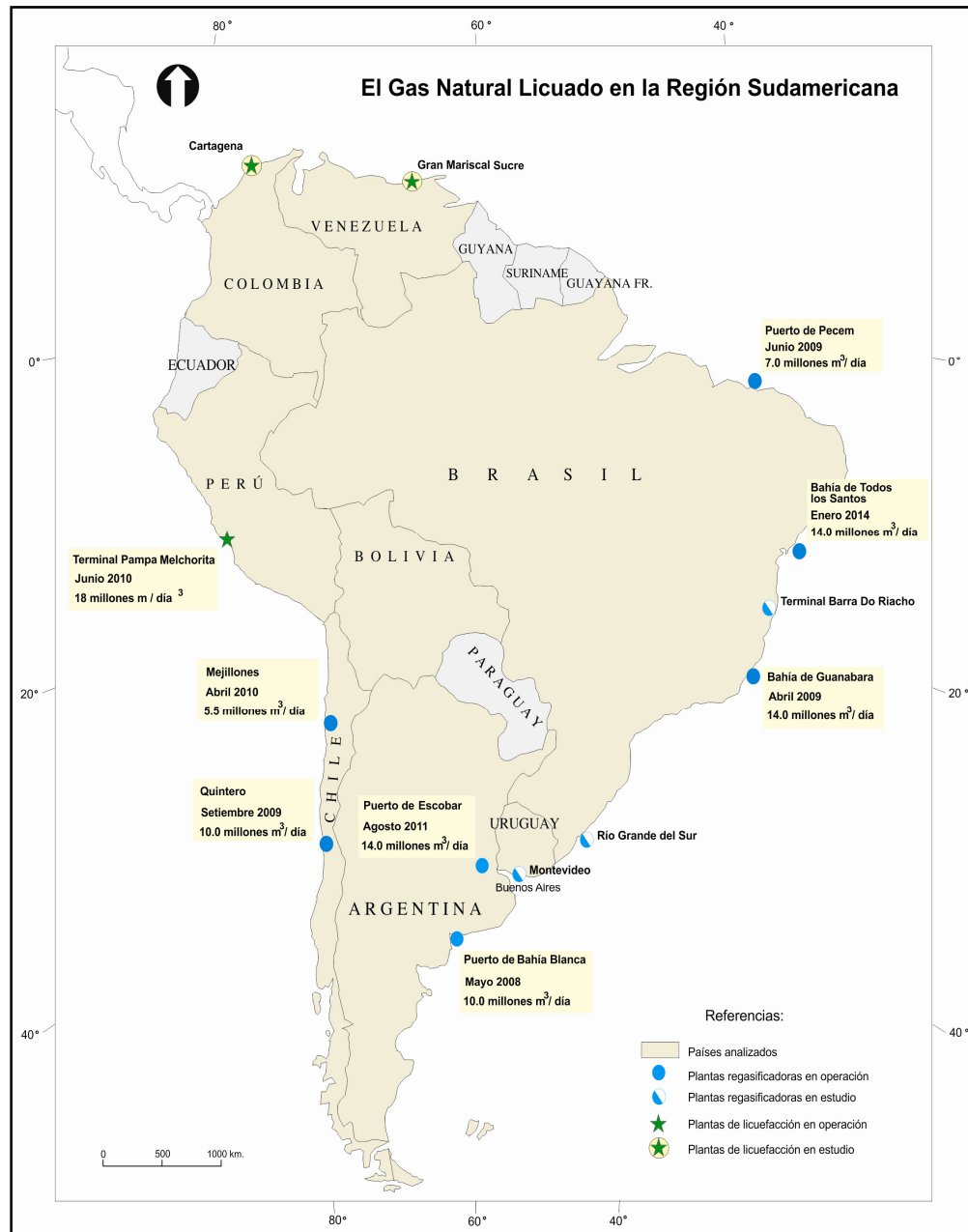


Figura 20. Terminales de Regasificación y Licuefacción existentes y proyectadas, en la Región Sudamericana en 2011. Fuente: Elaborado en el Centro de Documentación Cartográfica del Departamento de Geografía y Turismo (UNS) sobre la base de investigación e idea Guerrero, 2014.

Otros países, como Colombia y Uruguay, analizan también construir nuevas terminales de regasificación. Brasil tiene una nueva terminal flotante en Bahía de todos los Santos, inaugurada en enero de 2014, con capacidad para producir 14 millones de metros cúbicos al día y dos nuevas terminales proyectadas, una en Espírito Santo en Barra de

Riacho y otra en Rio Grande en el sur de Brasil, que pueden agregar otras 6 a 7 millones de tn/año de capacidad adicional de regasificación de gas importado. Incluso se espera que la terminal de Espíritu Santo pueda ser una terminal *on shore* bidireccional asociada en el futuro a una unidad de licuefacción.

Una síntesis de la situación actual del GNL en la región sudamericana fue brindada por Marco Tavares²⁰ quien sostuvo que la región está definitivamente insertada en el mercado del GNL y que “El GNL atiende déficits estructurales de gas firme para Argentina y Chile, permite a Brasil operar con GNL flexible para su sistema eléctrico y brinda escala a Perú en su monetización de las reservas de gas de Camisea”. De esa forma, el movimiento del GNL en la región podría representar al final de la década una capacidad de 30 a 35 millones de tn/año que tornarían a la región sudamericana en un mercado de importancia para el GNL en la cuenca del Atlántico.

3.3.2.2. Plantas regasificadoras en la región sudamericana

ARGENTINA: ha ingresado a la importación de GNL a partir de 2008 debido al incremento del consumo de gas, disminución de sus reservas y disminución de la exploración, explotación y producción. La primera operación de regasificación se llevó a cabo a través de un buque regasificador en Bahía Blanca, siendo YPF la empresa responsable de llevar a cabo el proyecto. En 2011, una segunda planta de regasificación fue inaugurada en Escobar, permitiendo incrementar en un 14% la oferta total de gas en el país. Esta nueva terminal posee la característica única en el mundo de estar situada dentro de un río de aguas poco profundas. La obra total consta de instalaciones de regasificación de gas natural licuado, una terminal portuaria ubicada en el kilómetro 74,5 del río Paraná de las Palmas y un gasoducto de interconexión de 35 kilómetros de longitud que atraviesa las localidades de Pilar, Exaltación de la Cruz, Campana y Escobar. La inversión total fue de 680 millones de pesos y fue afrontada en conjunto por YPF y ENARSA. Ambas instalaciones tienen fuertes reclamos de la población local que luego se analizarán. Además, desde el punto de vista de la demanda, el país firmó un acuerdo con Qatargas para el suministro de 5 millones de toneladas anuales del

²⁰ Presidente del Consejo de Administración de Gas Energy SA, en el marco del 5to Congreso Bolivia Gas & Energía 2012 organizado por la Cámara Boliviana de Energía e Hidrocarburos.

combustible. Este acuerdo permitiría cubrir el 16 % del consumo anual total de gas natural de la Argentina, pero aún su aplicación es incierta. Importa el recurso en 2014 desde Qatar, Nigeria, Trinidad y Tobago y España.

BRASIL: para diversificar los mercados abastecedores y disminuir la dependencia del abastecimiento de gas desde Bolivia, la empresa Petrobras incrementó la importación de GNL y firmó un acuerdo con la compañía argelina Sonatrach para la venta del gas natural licuado y con GOLAR GNL de Noruega. Además, firmó acuerdos con las empresas Nigeria GNL y Omán GNL para el suministro flexible de GNL, que prevén su re-exportación en caso de que el gas contratado no sea necesario. Además, existen nuevos proyectos de plantas regasificadoras, que se sumarán a las ya existentes en Bahía de Guanabara, Pecém y Salvador de Bahía, lo cual elevará la capacidad de proceso a 35 millones de metros cúbicos por día (millones m^3 /día) para abastecer a su mercado interno. En proyecto, también está la incorporación de un tercer barco con capacidad de 14 millones m^3 /día y nuevos acuerdos de suministro de GNL con Argelia y Trinidad-Tobago. Con el fin de garantizar su seguridad energética, Brasil ha optado por adquirir gas natural licuado en los mercados externos a un mayor precio que el que paga por la compra de gas, vía gasoducto (30 millones m^3 /día), al Estado boliviano por contratos firmados en la década de los noventa.

CHILE: posee dos terminales de regasificación *on-shore*, Quinteros (2009) y Mejillones (2010). Con mayor grado de detalle se puede decir que, GNL Quintero S.A. (GNLQ) es la terminal de recepción, almacenamiento y regasificación de gas natural licuado que opera en la bahía de Quintero y abastece de gas natural, en forma permanente y segura, desde el segundo semestre de 2009, a la demanda de gas natural de la zona central de Chile, que anteriormente se suministraba por gasoducto desde la Argentina. Cuenta con un muelle, tres estanques de almacenamiento que permiten la descarga del GNL y su almacenamiento en tierra. Una planta de regasificación con tres vaporizadores que le permiten procesar 2,5 millones de tn/año de GNL, produciendo unos 10 millones m^3 /día de gas natural que se inyectan en la red de gasoductos para ser distribuidos en la zona central del país. Se presenta además un nuevo proyecto, una planta satélite de regasificación en Bío Bío, que permite abastecer con GNL a la

Refinería de Bío Bío, desde la Terminal Quintero. Importa el recurso en 2014 desde Qatar, Guinea Ecuatorial y Trinidad y Tobago.

URUGUAY: el gobierno uruguayo inició el proceso de instalación - aún no concluido - de una planta regasificadora de GNL a 2 km de la costa del Río de la Plata, al oeste de Montevideo con una capacidad de 10 millones de m³ diarios. Dificultades en las relaciones bilaterales con la Argentina, llevaron a Uruguay a decidir encarar el proyecto unilateralmente. En este sentido, con fecha del 16 de mayo de 2013, se dio a conocer que, el gobierno uruguayo desestimó la posibilidad de que las petroleras estatales ANCAP e YPF contraten en conjunto una planta regasificadora, su lugar lo ocupará ahora la empresa Gaz de France Suez, que fue seleccionada para esta inversión de 1.215 millones de dólares y que según fuentes oficiales orientales “cambiará la matriz energética de Uruguay”. La planta “es una necesidad para respaldar el desarrollo del país”, afirmó el presidente José Mujica, quien evaluó la posibilidad de que su país “exporte gas” a Buenos Aires. Otra alternativa de Uruguay, la constituye el denominado, gasoducto virtual con Bolivia, que consiste en transportar el gas de ese país por barcazas a través de la hidrovía que recorre toda la región y complementar el proceso de regasificación en la futura planta regasificadora de Montevideo.

A escala regional, todas estas nuevas instalaciones relacionadas con la reconversión productiva, derivada de un mayor uso del gas natural transformado en GNL, también generan impactos en el territorio pero por diferentes motivos. En primer término, porque el transporte por vía marítima, **desprende el recurso del territorio y de la continuidad geográfica propia de los gasoductos** - dominantes en la escala global hasta 2005 - que comienzan a ser desplazados por el uso del GNL transportado por vía marítima. En segundo término, por una expansión del área de influencia del mercado del GNL, junto al desarrollo de nuevos mercados regionales. El mercado sudamericano, se incorpora en 2008, ocupando en 2013 el tercer lugar entre las regiones consumidoras a escala global, principalmente como alternativa frente al incierto abastecimiento desde otros productores de la región. En tercer término, aparecen también impactos económicos, derivados de variaciones en los precios del GNL en distintos mercados, con una tendencia simultánea a la **formación de una brecha entre los precios regionales**

(dependientes de las características propias de cada mercado), así como también respecto del valor del precio del petróleo.

3.4. ANÁLISIS A ESCALA NACIONAL Y LOCAL

3.4.1. Escala nacional: el contexto actual de la Argentina

A escala nacional, la Argentina representa un interesante estudio de caso, puesto que allí se realiza la primera importación de GNL en 2008, marcando el inicio de la incorporación de la región sudamericana a este mercado. La Argentina ha pasado de ser un país exportador de energía a ser un país **dependiente** de la importación de recursos energéticos (GNL, fueloil, combustibles), casi el 90% de su matriz energética depende del petróleo y el gas, ambas cadenas están fuertemente interconectadas debido a la utilización de centrales de ciclo combinado para la producción de electricidad alimentadas a gas. Sin embargo, ambas producciones caen, casi de manera ininterrumpida desde 1998 - en 2010 el país ya fue un importador neto de hidrocarburos- después de dos décadas de autoabastecimiento energético. Esta situación implica una creciente vulnerabilidad y dependencia económica del sistema energético nacional desde el punto de vista de los altos costos que debe pagar para asegurarse la provisión de esos recursos. De este modo, el aumento simultáneo de la cantidad y el precio de las compras implica un fuerte incremento del peso de las compras de energéticos en la balanza comercial de la Argentina²¹.

3.4.2. Escala nacional: crecimiento del consumo de gas natural licuado

En el año 2008, ante la necesidad de la Argentina de importar gas, el Ministerio de Planificación plantea como una medida transitoria la compra de gas natural licuado. Ese año se traen seis cargamentos (441 millones de m³). Pero el número de cargamentos comprados se eleva año a año: diez en 2009 (783 millones de m³); veintitrés en 2010; cincuenta en 2011; 80 en 2012 y los cargamentos previstos para 2013 se espera superen

²¹ Consecuencia del impacto en la balanza de pagos son el incremento en el nivel de los cortes a los usuarios industriales que saltó de 15 millones de m³ a unos 35 millones de m³ diarios. Su causa obedece a la menor entrada de buques de GNL que abastecen a la terminales regasificadoras de Bahía Blanca y Escobar, debido a que al no poder afrontar pagos de importaciones de gas ya agendadas, se resolvió reprogramar entregas y postergar el arribo de cargas. (Tecnoil, 19/06/2013).

los ochenta (Repsol YPF, 2012). Las operaciones fueron administradas por Enarsa, mediante concursos públicos, a través del Programa de Energía Total pero en 2013, se produjo un cambio y las compras pasaron a depender de YPF, quien cobra una comisión por la compra de las mismas (Guerrero, Carrizo, 2012).

En 2011, las importaciones argentinas de combustibles representaron 9.400 millones de dólares, contra 4500 millones de dólares en 2010 (Decreto 530/2012). Estiman que los costos pasarían de 32 millones de dólares de promedio a 40 millones de dólares por cada cargamento en 2012²². De este modo el aumento simultáneo de la cantidad y el precio de las compras implica un fuerte incremento del peso de las compras de energéticos en la balanza comercial de la Argentina. Estas importaciones sirven para abastecer las diversas demandas (residencial, industrial, del transporte -por el uso del gas natural comprimido- GNC), y especialmente a las centrales térmicas de ciclo combinado, que en caso de no consumir gas deben pasar a funcionar -de manera menos eficiente- a combustibles líquidos.

Ante las necesidades crecientes de importar GNL, han surgido en el país varias propuestas de instalaciones de plantas regasificadoras. Se encuentran funcionando: 1) desde 2008, un barco regasificador (capacidad máxima de regasificación de 12,5 millones de metros cúbicos diarios) en el muelle MEGA de Puerto Galván, Bahía Blanca, se conecta -a través de un gasoducto de vinculación con la Compañía Profértil S.A- al sistema troncal de gasoductos de Transportadora de Gas del Sur S.A, en el complejo General Cerri y; 2) desde 2011, una terminal portuaria de regasificación en Escobar (Provincia de Buenos Aires), obra de ENARSA y REPSOL-YPF, conectada -a través de un gasoducto de vinculación de 30 kilómetros- con la estación de regulación de Los Cardales, en los tramos finales del Gasoducto Norte, de Transportadora de Gas del Norte con una capacidad de transporte de hasta 10 millones de metros cúbicos diarios (Enargas, 2010).

El GNL es transportado por buques metaneros hasta el Puerto de Ingeniero White (Bahía Blanca), donde es almacenado y regasificado a bordo del buque regasificador *Excelsior* (alquilado para esta operación) que opera como planta portátil, el sistema

²² Clarín, 2011.

utilizado para la descarga del GNL en las plantas regasificadoras es el denominado *ship to ship* (barco a barco) que luego se bombea hacia tanques de almacenamiento donde se calienta por medio de vaporizadores y se regasifica para ser inyectado a la red troncal de gasoductos que opera la Transportadora de Gas del Sur (TGS)(Roca,2010).

Otros proyectos de plantas regasificadoras todavía no llegaron a concretarse:

- *Argentina-Uruguay*: planta en las afueras de Montevideo. Inversión estimada: 1500 millones de dólares. Capacidad estimada: 25 millones de metros cúbicos por día. Actualmente Uruguay dejó de lado su acuerdo con Argentina y pretende seguir adelante con otro socio.
- *ENARSA- PdVSA*: Planta en Baterías (Partido de Coronel Rosales, provincia de Buenos Aires). Capacidad estimada: 10 millones de metros cúbicos por día. Aún en evaluación y planteada como alternativa más viable por estar situada costa afuera y por lo tanto resultar menos peligrosa²³.
- *ENARSA-Repsol-YPF*: Planta regasificadora en Puerto Cuatros (provincia de Buenos Aires) Inversión 200 millones de dólares. Capacidad estimada: 25 millones metros cúbicos por día. Generó importantes conflictos con la población local, aún se encuentra en discusión y temporalmente se encuentra funcionando un barco regasificador en el Puerto de Ingeniero White situado en las inmediaciones de la localidad de General Cerri.
- *ENARSA-Qatargas*: Planta regasificadora en Golfo San Matías (provincia de Río Negro). Inversión estimada: 300 millones de dólares. Capacidad estimada: 20 millones metros cúbicos por día. Contrato firmado con situación incierta.

Frente a esta reconversión productiva, con la incorporación del GNL a escala global y regional, a escala nacional y particularmente a escala local, surgen conflictos sociales en aquellos lugares donde se instalan las plantas regasificadoras. Desde la perspectiva de la Geografía, su instalación produce transformaciones en el territorio que pueden generar

²³Esta localización es la recomendada en un extenso y profundo estudio realizado por alumnos de la carrera de Ingeniería Química, como trabajo final de carrera denominado “Planta de regasificación de GNL” (UNS, Bahía Blanca, 2010). Se estudio la factibilidad técnico-económica de la posibilidad de emprender la construcción de una planta regasificadora de GNL en la zona aledaña a la ciudad de Bahía Blanca. En dicho informe se abordan diferentes cuestiones desde los puntos de vista económico, técnico, medio ambiental y en materia de seguridad.

impactos sobre el ambiente y la sociedad a través de procesos simultáneos de desterritorialización en la población local, que se ve afectada en su actividad habitual, junto a nuevos procesos de territorialización en la zona de instalación de las plantas al producir, nuevos territorios con funciones diferentes a las actividades productivas originales.

En este contexto, finalizando el análisis propuesto se examinarán dos estudios de caso en la escala local. El primero, gracias a la intervención activa de la sociedad local logró detenerse, el segundo, se concretó a pesar de la oposición y movilizaciones sociales producidas en el territorio escogido para la instalación de la planta regasificadora.

3.4.2.1. Escala Local: el caso de Puerto Cuatros (Bahía Blanca)

Desde 2008 se encuentra en Puerto Galván, Bahía Blanca, una planta regasificadora flotante. En 2012, surge la propuesta de instalar una planta regasificadora en tierra, localizada en Puerto Cuatros (localidad de General Cerri) en las proximidades de Bahía Blanca, lo cual generó un fuerte conflicto con la población local que se movilizó y organizó numerosas asambleas ambientales para hacer conocer su posición.

En este contexto, se observan numerosos actores en conflicto que involucran al Estado Nacional, a través de Enarsa e YPF; al Estado Provincial bonaerense, a través del Organismo Provincial Para el Desarrollo Sustentable OPDS; y al Estado Municipal a través del Concejo Deliberante junto a la presencia de representantes de la sociedad local. A este conflicto, se sumó un actor no tradicional que se vio involucrado de forma directa, la Universidad Nacional del Sur. A pedido de la Municipalidad de Bahía Blanca se creó una Comisión ad hoc multidisciplinaria para realizar un estudio integral del proyecto GNL Puerto Cuatros, integrado por representantes de los diferentes Departamentos de la Universidad. Luego de varios encuentros y discusiones se generó un Informe Preliminar donde se enumeraron diversos aspectos, aceptando en principio que:

“Sin perjuicio de los beneficios económicos que este proyecto generaría, y que desde el punto de vista geológico el mismo sería viable, esta comisión quiere expresar su preocupación por los siguientes aspectos:

- El sitio escogido para el emplazamiento de la planta regasificadora y la expansión portuaria prevista en **la zona interior del estuario de Bahía Blanca ha sido señalada por distintas disciplinas como particularmente inapropiada** en función de su valor para el funcionamiento del ecosistema completo, su singularidad y vulnerabilidad.
- La **ausencia de un análisis de localizaciones alternativas** del proyecto, que permitan la operación de la planta regasificadora y la reinyección del gas al ducto troncal con un menor impacto ambiental, incluyendo la posibilidad de aprovechar profundidades naturales, evitando las tareas de dragado.
- La **carencia de un análisis integral de los impactos** que generaría la propuesta de expansión de la zona portuaria e industrial en la zona interior del estuario, más allá de las tareas de apertura del canal de acceso, movimiento de buques metaneros y de regasificación y gasoducto de reinyección.
- La **incertidumbre acerca de las tareas de mantenimiento de las profundidades logradas a partir del dragado inicial**, tanto en el destino del nuevo refulado y los impactos que éste podría generar, como en el modo en que serían financiadas dichas actividades.
- La **ocupación del frente marítimo costero** que limitaría de manera significativa el acceso de la comunidad al mismo; la afectación de la actividad pesquera artesanal y comercial por tiempo indeterminado; la pérdida de servicios ecosistémicos del estuario y la factibilidad de proyectos de desarrollo local alternativos.
- El proyecto de regasificación **no explicita los riesgos** de posibles accidentes en la actividad marítima y el gasoducto, ni sus consecuencias sobre la población y otras instalaciones colindantes. Si bien se reconoce el nivel de seguridad de estas operaciones, el análisis debería incluir la operación *ship-to-ship* en el muelle de amarre y los efectos de posibles incidentes sobre la navegación en el canal.

Por lo expuesto esta Comisión considera necesario y urgente:

- Recomendar el estudio de diferentes localizaciones para el emplazamiento de la obra.
- Realizar un análisis integral del proyecto, considerando dragado, puerto, planta regasificadora y posibles radicaciones industriales en el futuro, ya que un análisis parcial tiende a subestimar los impactos globales generados por los efectos aditivos o sinérgicos.

Por su parte, el Departamento de Geografía y Turismo de la UNS, en una Comisión²⁴ creada *ad hoc* también expresó su posición remarcando, entre varios aspectos desarrollados que, desde el punto de vista territorial:

“El principal aporte que realiza la Geografía es su capacidad para ofrecer una interpretación coherente e integradora para el estudio de los fenómenos territoriales, en sus aspectos físicos y humanos, que puede ser abordada desde perspectivas muy diversas. El proyecto de dragado centrado en la actividad portuaria, ampliación de espacios para el desarrollo industrial junto a la instalación de la planta regasificadora, implica un proceso de creación de un nuevo territorio, es decir un proceso de territorialización. Paralelamente, en la comunidad de General Daniel Cerri, se inicia un proceso de desterritorialización, que lleva a la pérdida de su identidad, desde el punto de vista de la valoración social del patrimonio natural y cultural de la localidad. Se plantea entonces, la necesidad que las propuestas económicas de desarrollo deben equilibrarse con los aspectos ambientales y sociales tendientes a mejorar el bienestar de la población y su calidad de vida. Se advierte en el proyecto una desvalorización de los espacios propios de la localidad y ninguna intención sostenida en el tiempo de rescate o recuperación de los mismos, ni la idea de reforzar la identidad cerrense en sus orígenes. Es así que, desde el punto de vista de la valoración económica, se genera un proceso de crecimiento económico en un espacio próximo a la ciudad que se propone como medio para permitir el desarrollo social de la localidad. Sin embargo, se observa que, probablemente, esta localidad sea quien reciba los impactos negativos del crecimiento económico en la zona del estuario, lo cual lleva a plantear la necesidad de una localización alternativa a la propuesta por el proyecto”.

Este proyecto está temporalmente detenido, a pesar de ello, la sociedad se mantiene en estado de alerta y las asambleas ambientales continúan reuniéndose.

De lo expresado, puede concluirse que a escala nacional se piensa en mantener el crecimiento económico del país a partir de la instalación de la planta regasificadora frente al déficit energético actual, con el fin de cubrir las necesidades de la sociedad en su conjunto, sin considerar el impacto que este proyecto puede generar a escala local. Sin embargo, sería deseable que el Estado Nacional reflexione si, según sostiene Caravaca (2005)...

²⁴ Roberto Bustos Cara - Elizabeth Carbone - Alejandra Geraldi – Ana Lía Guerrero - María Belén Kraser - Walter D. Melo - Paola Rosake

“...es importante no sólo el crecimiento económico sino el logro de un desarrollo territorial integrado, capaz de hacer compatible la competitividad económica (desarrollo económico), el bienestar social (desarrollo social), la sostenibilidad ambiental (desarrollo sostenible) y la reducción de los desequilibrios territoriales (cohesión territorial)” Caravaca (2005:7).

3.4.2.2. Escala Local: el caso de Escobar

Ante la creciente demanda de GNL el Estado desarrolló un nuevo proyecto de regasificación de GNL en Escobar que se realizó mediante una unión transitoria de empresas (UTE) conformada por ENARSA e YPF. El proyecto consiste en la instalación de una terminal portuaria de importación de GNL en el partido bonaerense de Escobar. Una vez regasificado, el GNL es inyectado en fase gaseosa al sistema troncal de gasoductos de la Transportadora de Gas del Norte (TGN) en la subestación de Cardales. Desde el mes de mayo de 2011 la instalación industrial se encuentra operativa y ha despachado Gas Natural Líquido Regasificado (GNLR) por un volumen de gas equivalente a 9.300 kilocaloría del orden de los 3.567 millones de m³ desde el comienzo de las operaciones a octubre 2012 (Enarsa, 2013).

La construcción estuvo dividida en tres grandes contratos: muelle, gasoducto y dragado. En cuanto a la localización la zona de operaciones comprende un muelle construido en una dársena dragada para tal fin, la cual se encuentra ubicada entre los Km 74 y 75, sobre la margen derecha del río Paraná de Las Palmas. Según los dichos del Ministro de Planificación “Esta nueva terminal posee la **característica única en el mundo de estar situada dentro de un río de aguas poco profundas**”, este argumento considerado como favorable desde el gobierno es uno de los principales causantes de conflicto con la población local. En el siguiente mapa se puede observar la localización de las actuales terminales de regasificación flotantes en Bahía Blanca y Escobar, provincia de Buenos Aires (figura 21).



Figura 21. Localización de Terminales de Regasificación, en Bahía Blanca y Escobar, provincia de Buenos Aires, Argentina, en 2011. Fuente: Elaborado por Guerrero, 2014

La población de la localidad de Escobar también expresó sus reclamos por la instalación de una planta regasificadora en su territorio. Una asamblea ambiental, integrada por varias asociaciones²⁵, planteó sus temores respecto a la peligrosidad del puerto regasificador de Escobar por considerar que es un peligro continuo que afecta todo el recorrido en la navegación del barco metanero -por la profundidad y ancho del río sumado al tamaño de los barcos metaneros- en consecuencia, pueden verse afectados los municipios vecinos de San Fernando, San Isidro, Tigre, Escobar, Campana.

Otra de las preocupaciones de los vecinos son las relativas al daño ambiental y contaminación que el proceso de regasificación puede generar. Sostienen que el proceso abierto requiere diariamente la utilización de gran cantidad de agua, que luego se devuelve clorada y 10 grados más fría, provocando un impacto ambiental negativo

²⁵ Asociación Ambientalista del Partido de Escobar, Asociación Ambientalista Los Talaes de Ing. Maschwitz (Partido de Escobar), Asamblea Río de La Plata Cuenca Internacional.

afectando la biodiversidad y adulterando las aguas dulces de superficie. Desde el punto de vista legal, puede considerarse que es una ilegalidad puesto que se estaría omitiendo cumplir leyes nacionales e internacionales, en algunos de los siguientes fundamentos:

- Fundamento 1: conclusión estudio del científico James Fay para el proyecto en el Río Tauton, Fall River, EEUU: “el peligro existe a lo largo de todo el recorrido del barco metanero”.
- Fundamento 3: Norma EN 1532 “los riesgos más importantes durante la carga y descarga del GNL, riesgo potencial de INCENDIO o EXPLOSIÓN por las fugas de GNL” motivo justificado para que la comunidad internacional **decida situar las terminales regasificadoras en alta mar o sobre la costa marítima respetando la zona de exclusión para no exponer a los ciudadanos y su ambiente** (todo lo contrario a la localización actual de la planta).
- Fundamento 7: La hidrogeología del río Paraná y la reglamentación vigente dictada por la Prefectura Naval Argentina (PNA) limitan el tamaño de las embarcaciones que pueden transitarlo. La ordenanza de PNA 04/00 (DPSN) del año 2000, agregado N°2, dispone que por el Paraná de las Palmas pueden navegar barcos de hasta 230 metros. Sin embargo, los barcos metaneros que ingresan semanalmente tienen una eslora de 300 m. Un 30 % más de lo permitido.
- Causa registrada bajo el N° P-2326 caratulada “Rebasa, Viviana Raquel y otros s/ acción de amparo c/ estado nacional, provincial y otros” ante el juzgado correccional n° 1 departamental, a cargo del Sr. Juez Dr. Javier Alfredo Romañuk, por daño ambiental colectivo y planteo de la cuestión de puro derecho por su ilegalidad, al omitirse el proceso administrativo previo de evaluación de impacto ambiental, en los términos del art. 41 y 43 de la Constitución Nacional.

Los conflictos planteados en la localidad de Escobar, sumados a los enumerados en Bahía Blanca, son claros ejemplos del impacto que generan estas instalaciones, a escala local, y reflejan, en tanto estudios de caso, los conflictos que se repiten en los diferentes países donde se instalan estas plantas. Estos impactos pueden agruparse en diferentes dimensiones de análisis que a continuación se procura sintetizar:

Sobre el territorio: es importante reconocer la necesidad de realizar un análisis integral del proyecto de instalación de una planta regasificadora puesto que su desarrollo incluye un espacio más amplio que comprende, además de la planta, la zona de dragado para permitir el acceso al puerto de los barcos metaneros de gran tamaño, el muelle para su atraque, así como también pensar en las posibles radicaciones industriales en el futuro, puesto que como consecuencia del dragado y producto del refulado se forman nuevas islas que pueden ser usadas como ampliación de espacios para el desarrollo de nuevas actividades productivas. Ello implica un proceso de creación de un nuevo territorio, es decir un proceso de territorialización, con impactos en el ambiente y la sociedad que un análisis parcial tiende a subestimar.

Sobre el ambiente: la localización en la zona interior del estuario (en Bahía Blanca) o del río (en Escobar) es inapropiada en función del valor de este área, desde el punto de vista biológico, para el funcionamiento del ecosistema completo por su singularidad y vulnerabilidad, con la pérdida de servicios ecosistémicos en el caso del estuario y en la calidad del agua en el caso del río. Asimismo, también se produce daño ambiental y contaminación derivado del proceso de regasificación, se sostiene que el proceso requiere de un gran volumen de agua diario que se devuelve clorado y 10 grados más frío, provocando un impacto ambiental negativo que afecta a la biodiversidad y adultera las aguas dulces de superficie.

Sobre la población local: se produce un proceso de desterritorialización, que lleva a la pérdida de su identidad desde el punto de vista de la valoración social del patrimonio natural y cultural de la localidad, puesto que se desvalorizan los espacios propios de la localidad y no se refuerza la identidad local. La ocupación del frente marítimo costero limitaría de manera significativa el acceso de la comunidad al mismo, además afectaría la actividad pesquera artesanal y comercial como modo de vida y como actividad productiva por tiempo indeterminado. Asimismo, no se considera la factibilidad de otros proyectos de desarrollo local alternativos, como el turismo, con menor impacto sobre el ambiente y la sociedad, dejando de lado la posibilidad que esta localidad sea quien reciba los impactos negativos del crecimiento económico en la zona del estuario derivado del peligro continuo que afecta todo el recorrido en la navegación del barco metanero, ya sea

por su localización en el interior de un estuario (en Bahía Blanca), o por la profundidad y ancho del río sumado al tamaño de los barcos metaneros (en el caso de Escobar).

Del mismo modo, se observa la **diferencia de discurso** entre dos actores principales con poder de acción sobre el territorio, en tanto producto social. Por un lado, el **Estado**, que busca garantizar el abastecimiento fluido de energía a la población para mantener el crecimiento económico, garantizando además la seguridad energética al país. Por otro, la **población local** preocupada por mantener la calidad ambiental de su entorno. En los dos casos analizados se observa la **percepción y la sensación colectiva de que las terminales de GNL son instalaciones peligrosas para la población**, más allá que existan estudios científicos sostengan que el GNL en sí mismo no es una sustancia peligrosa, dado que no arde porque no contiene oxígeno²⁶. Sin embargo, **el resto de los impactos enumerados son realidades concretas.**

La solución propuesta ha sido la búsqueda de localizaciones alternativas costa afuera o alejadas de la población, con evaluaciones previas de impacto ambiental que las tornen más seguras para la población local. Sin embargo, se observa -como crítica en ambos casos-, la ausencia de estudios que analicen localizaciones alternativas, incluyendo la posibilidad de aprovechar profundidades naturales -evitando las tareas de dragado y sus consecuencias sobre el ecosistema- o situar las terminales regasificadoras en alta mar o sobre la costa marítima respetando zona de exclusión para no exponer a los ciudadanos y su ambiente a un daño ambiental.

Se señalan además dos hechos significativos, en el caso que se avance con la construcción en Puerto Cuatrerros: por un lado, la incertidumbre acerca de las tareas de mantenimiento de las profundidades logradas a partir del dragado inicial, tanto en el destino del nuevo refulado (se menciona la posibilidad de formación de nuevas islas para instalación de industrias) y los impactos que este podría generar, así como el modo en que serían financiadas esas actividades. Por otra parte, no se explicitan las medidas a adoptar frente a los riesgos de posibles accidentes en la actividad marítima, o en el

²⁶Los vapores de GNL solo se inflaman en el aire cuando alcanzan una concentración de 5-15%. Si la concentración de gas es menor que 5%, no puede arder porque no hay suficiente material combustible. Si es mayor que 15%, no lo hará porque no hay suficiente oxígeno. Para que el GNL arda, es necesario que escape del recipiente, se vaporice, se mezcle con aire en una proporción muy limitada gas/aire de entre 5 y 15% y finalmente se ponga en contacto con una fuente de ignición.

gasoducto que distribuye el recurso, ni sus consecuencias sobre la población y otras instalaciones colindantes.

En síntesis, para satisfacer los requerimientos del país, a escala nacional, por la escasez del recurso gas y para brindar seguridad de abastecimiento energético a toda la sociedad, se adoptan medidas relacionadas con el desarrollo adquirido por el mercado del GNL, a escala regional y global, **como solución en el corto plazo que afecta a poblaciones a escala local**. Estas medidas apuntan a mantener el crecimiento económico a escala nacional, mientras que otras alternativas, también ya iniciadas, requieren mayores plazos e inversiones para su implementación (exploración de nuevas fuentes de recursos convencionales y no convencionales; recuperación de yacimientos maduros; mayores inversiones en exploración y explotación).

3.5. CONCLUSIONES PARCIALES: RESPECTO AL GNL

Como conclusión parcial respecto a los objetivos de análisis de esta creciente tendencia en el uso del GNL, el análisis multiescalar desarrollado permite afirmar que se detectaron cambios en la circulación de la energía en las diferentes escalas analizadas:

- a) **A escala global**, desde un punto de vista geoeconómico, la **expansión territorial de los actores del mercado de GNL**, se inicia en el año 2006 y aún continúa. Esta afirmación se sustenta en que: desde el punto de vista de la composición del mercado global, en sus inicios estaba constituido por poco más de 10 países, entre exportadores e importadores, mientras que en 2014 se encuentra compuesto por 19 países exportadores de GNL y 29 países importadores, representando un **crecimiento del mercado de 480 %**. Asimismo, desde el punto de vista del volumen de GNL intercambiado, pasó de 211,1 millones de toneladas en 2006 a 327,9 millones de toneladas en 2012. Además, en cuanto al modo de transporte, 327,9 millones de toneladas de GNL se exportaron por vía marítima, mientras que, por gasoductos en el mismo período, se exportaron 705,5 millones de toneladas, acercándose de este modo el GNL a casi el 50% de la exportación por gasoductos. En conclusión, en **la escala global, los mercados de gas natural licuado se reproducen y refuerzan de manera constante y creciente**.

- b) **A escala regional:** el mercado de GNL en Sudamérica refleja también este proceso de expansión pasando de un país importador (Argentina) en 2008 con una sola planta de regasificación, a 2013, con tres **países importadores:** Argentina, Chile, Brasil y Uruguay -con tratativas ya iniciadas- y **un país exportador:** Perú, siendo aún potencial las posibilidades de incorporarse de Venezuela y Colombia. Este crecimiento de la región, en el corto período comprendido entre 2008 y 2014, se refleja en su posicionamiento en tercer lugar entre las regiones importadoras de GNL a escala global. Además, su importancia se resalta si se tiene en cuenta que de los diez nuevos mercados incorporados en los últimos cinco años cuatro pertenecen a la región (Argentina, Chile, Brasil y Perú). Sin embargo, **se observa como falencia que no se realizan intercambios de GNL dentro del mercado regional sudamericano**, mientras que crecen, cada vez más, las importaciones de GNL desde mercados externos a la región.
- c) **A escala nacional y local:** el inicio de los problemas de abastecimiento de gas entre la Argentina y Chile en 2004, llevan a la región sudamericana a incorporarse al mercado del GNL en 2008, siendo la Argentina, a escala nacional, el primer país importador de GNL en la región sudamericana y Bahía Blanca, en la escala local, el primer sitio de localización de una planta de regasificación flotante. A escala nacional, se observa que los distintos países de la región sudamericana, han aumentado el número de plantas de regasificación construidas y proyectadas, pero es en el caso de la Argentina, donde se observa una situación de creciente vulnerabilidad y dependencia del sistema energético nacional desde el punto de vista de los altos costos que debe pagar para asegurarse la provisión de recursos como el GNL. El aumento simultáneo de la cantidad y el precio de las compras implica un fuerte incremento del peso de las compras de energéticos en la balanza comercial de la Argentina. **En conclusión, es uno de los países más afectado por la crisis energética y actualmente ha pasado de ser un país exportador a ser un país importador neto de energía**, principalmente gas natural licuado.
- d) **Estudios de caso en la escala local:** frente a las causas que generan la necesidad creciente del uso del recurso gas natural licuado, en las diferentes escalas, es **en la escala local donde se puede señalar el mayor impacto en los territorios** puesto

que allí es donde se desarrollan las instalaciones y su entorno -plantas regasificadoras o de licuefacción, muelles, puerto, dragado - que permiten el funcionamiento del mercado de GNL. Los dos estudios de caso presentados en Escobar y Puerto Cuatros (Bahía Blanca), ambos en la provincia de Buenos Aires, permitieron conocer los conflictos que provocan y como impacta esta actividad tanto en el territorio, como en el ambiente y la sociedad.

En conclusión, el análisis multiescalar propuesto, permitió observar la interacción entre las escalas como totalidades geográficas complejas y dinámicas, formadas por múltiples capas, que fueron analizadas a lo largo del capítulo, desglosando el entramado de redes y flujos del GNL, que circulan a escala global, conectando los nodos generadores - plantas de licuefacción-, con los nodos receptores -plantas de regasificación- **constituyéndose todos en nodos de enlace del espacio de flujos donde interactúan las diferentes escalas analizadas y donde se territorializan las relaciones de poder, socialmente construidas a través de estrategias multiescalares de los actores involucrados en las distintas instancias de poder que llevan a una reconfiguración geográfica del territorio.** La figura 22, permite observar esta situación así como la búsqueda de alternativas que lleven a superar la dependencia regional del GNL y lograr el autoabastecimiento, a través del desarrollo de alternativas como *shale gas* o hidrocarburos del presal que se tratarán en el capítulo siguiente.

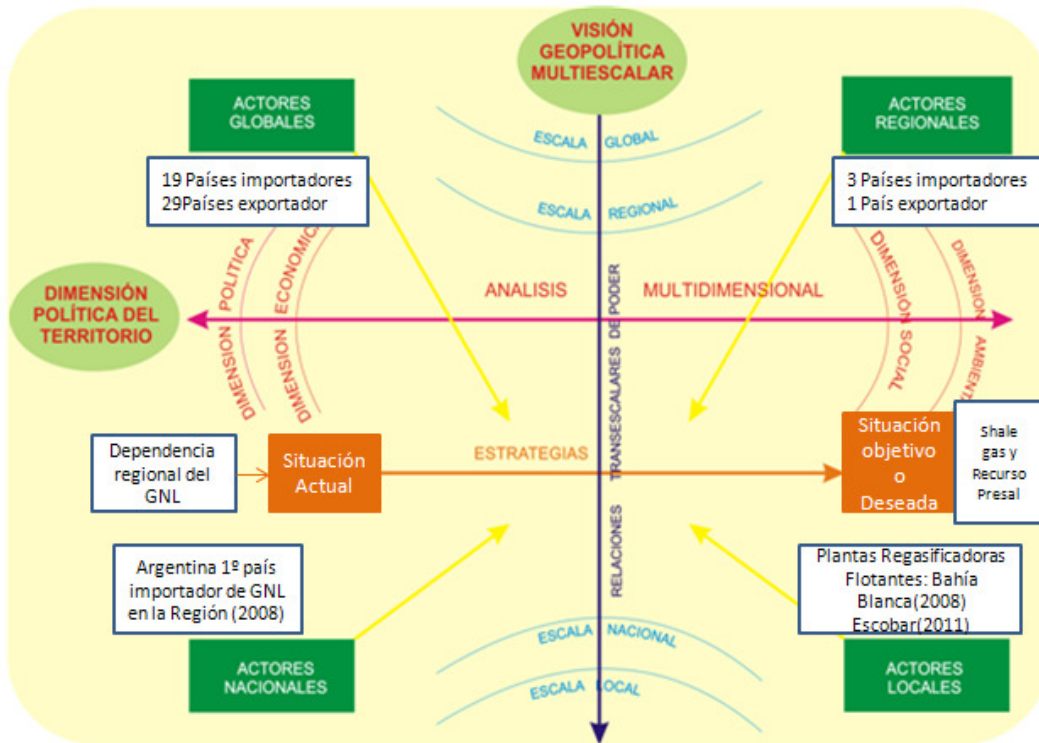


Figura 22. Relaciones espacializadas de poder. Multiescalares, Transescalares y Multidimensionales. Aplicación al uso del Gas Natural Licuado. Fuente: Elaborado por Guerrero,2014.

PARTE II

LA CUESTIÓN ENERGÉTICA EN LA REGIÓN SUDAMERICANA Y SUS IMPLICANCIAS A ESCALA NACIONAL (ARGENTINA) Y A ESCALA LOCAL (BAHÍA BLANCA)

CAPÍTULO IV

SUDAMÉRICA COMO ESPACIO GEOPOLÍTICO DE ANÁLISIS

4.1. ANTECEDENTES AL ESTUDIO DE LA SITUACIÓN REGIONAL

En este capítulo se analizan las relaciones de poder entre los Estados, desde una perspectiva sudamericana de la Geopolítica de la Energía, focalizada en el recurso gas. Con este fin, se desarrolla la situación en Sudamérica como espacio geopolítico de análisis y su inserción en el contexto global, arena de conflicto, en la cual se despliegan las acciones tomadas por los Estados para lograr el abastecimiento fluido de gas en la región sudamericana. Estas acciones avanzan desde un conflicto bilateral a una cuestión regional, con la posterior incorporación de actores extraregionales históricamente ajenos a la región. El componente geopolítico, a escala regional, es uno de los principales determinantes del valor crítico del recurso gas natural que permite comprender cuáles son las causas que han llevado a esta crisis a pesar de la abundancia del recurso gas natural en la región.

En este sentido, el siguiente párrafo extraído de Ballesteros Martín (2013) ¿Por qué un análisis geopolítico? sintetiza los elementos examinados en este capítulo.

“Las regiones geopolíticas constituyen en sí mismas un sistema de países interconectados, donde lo que ocurre en uno tiene consecuencias para otros países de la región, sin olvidar que en cada región es normal encontrar núcleos de poder, generalmente estatales, que juegan un papel importante en los conflictos de la zona para asegurar su liderazgo e influencia en la región. Todo ello sin olvidar los intereses y las influencias de las potencias mundiales que, aún no perteneciendo a esa regiones geopolíticas tienen sus propios intereses y capacidades para influir en los conflictos...”.
Ballesteros Martín (2013:15).

La presente investigación parte del análisis realizado por la autora de la situación política y estratégica en la región sudamericana para acceder al título de Magister en Políticas y Estrategias, en el período 2004-2006, cuyo tema fue “El rol estratégico del gas como variable crítica del sistema energético nacional y regional”. En dicha investigación se determinaron las causas que transforman al gas en un recurso crítico, diferenciado las causas propias de la escala nacional en Argentina, respecto de las existentes a escala regional.

A partir de los resultados obtenidos en esa investigación, que identifican al componente geopolítico como determinante del valor crítico del recurso gas natural a escala regional, surge la inquietud por profundizar el conocimiento del comportamiento de los Estados de la región, en un periodo más extenso -la década 2004/2014 - desde un doble punto de vista, **la perspectiva sudamericana de la Geopolítica de la Energía** -que tiene en cuenta las particularidades regionales- sumada al **enfoque multiescalar y multidimensional propuesto por la Nueva Geografía Política**. Ambas permiten una visión integral de las interacciones que se producen entre las distintas escalas del Sistema Energético Global, focalizado en el recurso gas en la región sudamericana.

De este modo, los capítulos previos contextualizan la situación global, para poder analizar en profundidad la región sudamericana y luego en los capítulos siguientes, conocer sus implicancias en la escala nacional (Argentina) y local (Bahía Blanca) como estudios de caso particulares. Cabe aclarar que, en el presente capítulo, se analiza a la Argentina como uno de los países de la región que a raíz de una crisis energética propia-inicialmente considerada de carácter coyuntural- impacta en el resto de la región.

4.1.1 El gas como variable crítica a escala regional

El principal aporte que realiza esta perspectiva geopolítica de análisis es permitir una valorización y conocimiento integral de los conflictos en torno a la cuestión energética - centrada en el recurso gas- a través de un abordaje crítico de la realidad, desde una perspectiva sudamericana de la geopolítica de la energía, con énfasis en las interacciones sociedad/territorio, en la escala regional. Ello se concreta desde una perspectiva - holística, multiescalar, transescalar y multidimensional - que procura superar la visión economicista predominante.

En este contexto, para analizar, los cambios ocurridos en el sector energético sudamericano - centrados en el recurso gas - en el período de análisis comprendido entre 2004 y 2014, se identifican cuatro subperíodos que se definen a partir de cambios en el transporte; en el modo de obtención del recurso gas natural y en las relaciones que se establecen entre los Estados involucrados en la cuestión y actores extraregionales. Ellos son:

- 1°. 2004-2005. Del conflicto bilateral al conflicto regional. (Comprende desde inicio del conflicto Argentina-Chile como un problema de abastecimiento de tipo coyuntural, al conflicto regional con la incorporación de actores regionales como Bolivia y Perú, en la búsqueda de solución al conflicto);
- 2°. 2006-2007. Gasoductos e ideología. (Los gasoductos como solución al conflicto regional sumados al surgimiento del nacionalismo energético)
- 3°. 2008-2011. Del gasoducto al GNL. (Búsqueda de solución al conflicto a través de cambios en el modo de transporte pasando del gasoducto al transporte de GNL por vía marítima y la explotación de los recursos del presal en Brasil. incorporación de actores extraregionales como Rusia, Irán, China, Francia, Estados Unidos)
- 4°. 2012-2014. Nuevos contextos, nuevos recursos. (Se profundizan los cambios en el transporte por vía marítima y las instalaciones de plantas regasificadoras, sumado al uso de nuevos recursos tales como: no convencionales - *shale gas*-, mayores inversiones en los recursos del presal y exploración del cinturón gasífero en el mar territorial de Venezuela).

Estos cambios en el transporte y en el tipo de recurso tienen implicancias sobre el territorio como las que produce el desarrollo de plantas regasificadoras en varios países de la región y la explotación de recursos no convencionales como el *shale gas* y *shale oil* en Argentina, los recursos provenientes de aguas profundas y ultraprofundas en el presal de Brasil que necesitan tanto de grandes inversiones como del desarrollo de nuevas tecnologías, a la vez que también generan impacto en los territorios donde comienzan a explotarse. La brevedad de los tiempos que comprende cada corte muestra la velocidad con que se producen los cambios en la escala regional sudamericana, influenciada por los cambios a escala global. **Esta velocidad es uno de los elementos que genera mayor incertidumbre.**

Además, siguiendo el enfoque de la Nueva Geografía Política, que postula la necesidad de un **estudio integrado y relacional** de los procesos a diferentes escalas y sus efectos sobre el territorio, que implica que las escalas no pueden ser concebidas como instancias aisladas sino como resultado de un complejo de relaciones sociales y económicas

transescalares que las interpenetran, configuran y transforman permanentemente. Desde esa perspectiva, para representar esa realidad dinámica, se utiliza al sociograma de conflicto como herramienta de síntesis que permite visibilizar de forma simultánea, la escala como constructo social y de relaciones de poder, donde los actores estatales se movilizan alrededor de un espacio (la región sudamericana) definiendo sus objetivos y estrategias en relación con el recurso gas natural.

En este sentido, el análisis relacional concibe el sistema social como redes de relaciones sociales. Como paso metodológico constituye una aproximación al conocimiento del conjunto de vínculos entre actores sociales (individuos, instituciones, grupos). Parte de la base que se puede pensar la sociedad en término de estructuras sociales que se manifiestan en forma de relaciones entre actores sociales (Gutiérrez, 1999:132). Desde esta perspectiva, interesan tanto las relaciones directas o indirectas entre los actores como el tipo de relaciones (fortaleza, intensidad, conflictos). En síntesis, interesa analizar la intensidad y densidad de las relaciones a fin de diferenciar aquellos que son actores centrales (tiene el mayor número de relaciones) de los que actúan como articuladores. En el caso bajo estudio se han considerados como actores centrales a los Estados de la región sudamericana, como elemento de conflicto al recurso gas y como articulador a las relaciones directas e indirectas (multidimensionales) que se establecen entre los Estados de la región y los Estados extraregionales.

El conflicto surge por la falta de cumplimiento de contratos firmados entre Estados cuando Argentina recorta las exportaciones de gas a Chile para asegurar el abastecimiento de su mercado interno en 2004. Esta situación señala el momento de inicio del conflicto bilateral que luego tiene implicancias en la región. Hasta ese momento, la firma de acuerdos bilaterales de largo plazo fue la solución encontrada en la región para superar problemas de abastecimiento. Los tratados entre Bolivia y Brasil; Bolivia y Argentina o entre Argentina y Chile - visibilizados través de la construcción de gasoductos - forman parte de la infraestructura física que favorece la integración energética regional. Sin embargo, la firma de estos tratados no garantiza su cumplimiento efectivo y se observan fallas en su implementación.

En este marco, se considera al gas como una variable crítica del sistema energético regional, no por la escasez del recurso ya que el potencial del recurso gas natural presenta un contexto regional de abundancia relativa de reservas, sino porque su distribución (entendida como circulación del gas a escala regional) depende de decisiones políticas que se basan en conflictos geopolíticos preexistentes aún irresueltos.

La región sudamericana como región geopolítica, presenta características particulares desde la perspectiva de la Geopolítica de la Energía. La característica más destacada es que posee abundancia de diversas fuentes de energía; recursos energéticos renovables y no renovables; gasoductos construidos y numerosos tratados firmados entre los países que la integran, para asegurarse el autoabastecimiento energético de la región y evitar la dependencia de inciertos suministros desde el exterior.

Sin embargo, la región en la actualidad presenta conflictos históricos y geopolíticos aún no resueltos que constituyen relaciones indirectas, en relación con la cuestión energética entre los Estados, pero que definen luego el accionar frente a decisiones concretas de abastecimiento. Ejemplo de ello son: reclamo de salida al mar de Bolivia a Chile y Perú; conflictos por la delimitación del mar territorial Chile-Perú así como otros conflictos de límites aún pendientes entre Colombia-Venezuela y Perú-Ecuador que constituyen bases inestables para las decisiones políticas de abastecimiento del recurso a la región. El caso más evidente es el de Chile y Bolivia donde la racionalidad económica percibe como viable el intercambio del gas, necesario para Chile -que posee Bolivia- por la salida al mar que Chile puede otorgarle. No obstante, Bolivia no acepta exportar gas a Chile en razón de los conflictos pendientes.

Simultáneamente, se da la paradoja que los mismos procesos que dificultan los procesos de integración energética regional, favorecen las posibilidades de ingreso de actores extraregionales y la exportación de los recursos fuera de la región. El análisis de la cuestión energética desde una perspectiva geopolítica de la energía multiescalar y multidimensional, implica un desafío analítico de mayor alcance y complejidad puesto que, este enfoque desagregado permite examinar de manera integral la cuestión energética en la región focalizada en el recurso gas. Asimismo, permite observar la

velocidad con que se están produciendo cambios en la región y su relación con las transformaciones del contexto global, así como sus impactos a escala local.

En este marco, el análisis desde la perspectiva de la Geopolítica de la Energía permite comprender la Crisis del Gas Sudamericana como producto de una realidad - cambiante e incierta - e interpretar la complejidad de las dinámicas existentes en los procesos sociales, políticos y económicos que le dieron origen. También comprender las relaciones de poder que se establecen frente a la aparición de nuevas situaciones geopolíticas en el espacio regional y mundial, donde la realidad se está construyendo en la cotidianidad.

4.2. PERSPECTIVA SUDAMERICANA DE LA GEOPOLÍTICA DE LA ENERGÍA

La breve reseña realizada fundamenta porque analizar la situación del recurso gas natural en la región sudamericana. Para ello, se toma como marco de referencia la visión de Paul Isbell, destacado investigador del *Atlantic Center for Transatlantic Relations School of Advanced International Studies Johns Hopkins University* - a quien se entrevistó vía correo electrónico- respecto a la Geopolítica de la Energía a escala regional sudamericana. Coincidiendo con la postura de la investigación, este autor remarca la existencia de un nuevo escenario geopolítico para América Latina, que la ha convertido en una región cada vez más importante dentro del mapa geopolítico mundial. Se identifican¹ claramente cinco características económicas y políticas que definen este período de análisis.

- La primera característica, es la que aparece como el **despegue económico de la región**, que en esta década creció a tasa superiores a las décadas anteriores a un promedio del 7% anual, ello influyó para darle una mayor autonomía económica y menor dependencia de Estados Unidos. A su vez, le otorgó un lugar entre los países emergentes que se encuentran mejor posicionados frente a la crisis económica de 2008 -que afectó principalmente a los países desarrollados- y en consecuencia favoreció un nuevo rol de la región sudamericana en la geopolítica

¹ Algunas ideas coinciden con el documento de trabajo N° 12 del año 2008, denominado “Energía y Geopolítica en América Latina” publicado por el Real Instituto Elcano de España.

global, tal lo expresado por Wallerstein (2007) en el marco conceptual “...Sudamérica como bloque regional podría contar más en esta Nueva Geopolítica Mundial”

- Una segunda característica, coincide con lo expresado por Santiso² (2006) respecto a la nueva línea divisoria política en la región, no entre incipientes democracias de mercado y regímenes militares o autocráticos, sino entre **socialdemocracias con líderes y políticas moderadas y neopopulismos más intervencionistas y con líderes más radicales**. De un lado está un grupo de países con gobiernos más pragmáticos (Chile, Brasil, Colombia, Perú). Por otro, están algunos países con gobiernos más radicales y proclives a la intervención estatal (Venezuela, Bolivia, Ecuador y Argentina).
- La tercera característica, se refleja en la **penetración que han logrado capitales, chinos, rusos e iraníes** en la región que implican una pérdida de poder de Estados Unidos en la región y que en la investigación se analiza como el ingreso de actores extraregionales no tradicionales.
- La cuarta característica, se relaciona con un desplazamiento de los gasoductos como medio de transporte del recurso gas hacia el uso de barco metaneros que transportan GNL por vía marítima y la instalación de plantas regasificadoras en la región. Este medio de transporte desprende al gas del territorio y provoca una desterritorialización del recurso que flexibiliza al mercado.
- La quinta característica, se relaciona con la importancia que ha retomado la Geopolítica de la Energía a todas las escalas, reflejada en el incremento del nacionalismo energético entre los grandes exportadores de hidrocarburos y los enfrentamientos para asegurarse la obtención de estos recursos, en algunos casos militares y en otros a través de inversiones en exploración e infraestructura.

En este sentido, el concepto de **nacionalismo de recursos o nacionalismo energético**, puede definirse como la administración de los flujos energéticos de acuerdo con los intereses vitales del Estado, intentando convertir ese poder latente en una ventaja política. Se siguen entonces “...los objetivos que disponen los respectivos gobiernos y

² Santiso Javier (2006) La economía política de lo posible en América Latina, MIT Press. Citado por Paul Isbell (2008) Documento de Trabajo N° 12/Energía y Geopolítica en América Latina.

en algunos casos se utilizan como instrumentos de política exterior” (Klare 2008:34-35). Estas empresas nacionales, se involucran cada vez más en todos los eslabones de los circuitos de producción, transporte y comercialización de los productos, sea gas o petróleo.

En la interacción entre la escala global y la nacional, el nacionalismo energético, procura maximizar la influencia geopolítica nacional en la arena global, a través del uso de las exportaciones energéticas como arma política, a través de las decisiones políticas de uso de los recursos que van más allá de la lógica económica, tal el caso de Venezuela que a través del ALBA y Petrocaribe busca ampliar su área de influencia hacia Centroamérica compitiendo con Estados Unidos. Aunque en apariencia se busca otorgar al país seguridad económica y energética, estas medidas generan falta de seguridad jurídica para las inversiones extranjeras y conflictos que pueden desestabilizar el sistema político internacional (como sucedió en Bolivia con los proceso de nacionalización). En este marco, y en el plano global, Isbell (2008) sostiene que:

“...este **nuevo nacionalismo energético** ha cambiado, entre otras cosas, el equilibrio de poder entre el Estado y sus empresas nacionales, por un lado, y las empresas privadas internacionales, por otro, en el sector energético mundial. Esta percepción de la **centralidad de la energía en la geopolítica mundial** también ha provocado actitudes y políticas de nacionalismo energético entre los grandes consumidores energéticos -como EEUU- y las nuevas economías emergentes -como **China y la India-**, **actores geopolíticos que ahora contemplan como regiones exportadoras netas de hidrocarburos –como es el caso de América Latina– pueden encajar en sus estrategias exteriores para garantizar sus futuros suministros de energía**”. Consecuencia de esta situación señala que “...aunque América Latina posee relativamente pocos recursos energéticos, comparado con Oriente Medio, el norte de África, Asia Central o Rusia, en su propio contexto regional es una zona que, en principio, pudiera lograr una autosuficiencia energética (o de un hemisferio relativamente bien abastecido de energía) **podría desempeñar un papel muy relevante en el juego geopolítico mundial de la energía**” Isbell (2008: 4)

En coincidencia con este punto de vista, que la autora comparte con Isbell y que no es el aceptado mayormente, se publicó en la revista *Foreign Policy*, una opinión de Amy Myers Jaffe³, Directora del Foro de Energía del Instituto Baker, en la Universidad Rice

³Publicado en el NuevoHerald.com “Oppenheimer: El nuevo centro petrolero del mundo”. [En línea] <http://elnuevoherald.com/2011/09/28/v-print/1034152/oppenheimer-el-nuevo-ce> [29 de septiembre de 2011].

titulado “Adiós OPEC”, donde sostiene que la OPEC perderá gran parte de su poder en la década de 2020 porque “...**las Américas, no el Medio Oriente, serán para entonces la capital mundial de la energía**” este cambio sostiene que se dará por factores tecnológicos y políticos (actualmente la creciente inestabilidad regional en Medio Oriente al igual que en África genera caídas de la producción y los desarrollos tecnológicos de Estados Unidos para la explotación de recursos no convencionales, como *shale oil* y *shale gas*, impactan en el precio global del petróleo como ocurrió a fines de 2014).

En este contexto, la situación de América Latina a principios del siglo XXI, en relación con la Geopolítica está cambiando, coincidiendo factores externos (decadencia del Orden Geopolítico vigente) e internos (llegada al poder de partidos políticos de izquierda con diferentes matices, como está ocurriendo en Brasil, Venezuela, Ecuador, Bolivia, Argentina) y una **mayor estabilidad política en la región** reflejada en el período analizado por la permanencia en el poder de presidentes durante dos períodos consecutivos como sucedió en Argentina, con Cristina Kirchner; Brasil con Dilma Rousseff; Venezuela, con Hugo Chávez y en el caso de Bolivia, con Evo Morales (tres períodos).

Desde el punto de vista de la Geopolítica de la Energía, también en la región se han producido cambios de relevancia que hacen que deje de tener una posición marginal a escala global. Entre estos cambios se incluye la incorporación de Argentina a la “revolución del *shale gas*”, donde según la evaluación realizada en 2013 por *Advanced Resources International*, ocupa el segundo lugar a escala global por sus reservas de *shale gas*. Además, los descubrimientos de Brasil (2008) en aguas profundas y ultraprofundas del presal lo posicionan en sexto lugar -a escala global- en el ranking de reservas convencionales de petróleo (también con importantes reservas de gas). Sumado a ello se encuentra la certificación de reservas de petróleo en Venezuela (2010) que la ubican en primer lugar por encima de Arabia Saudita y además posibilidades para el desarrollo del gas en su mar territorial.

La suma de estos cambios, ponen a la región Sudamericana como una de las que posee un mayor potencial de desarrollo de su producción de recursos energéticos -petróleo y

gas- aún no explotados, sumado al bajo consumo y a una mayor estabilidad política relativa en relación con los conflictos actuales en Medio Oriente y Norte de África, principales proveedores de recursos hidrocarburíferos en la escala global. Desde el punto de vista de la Geopolítica de la Energía se observa que, más que la competencia, una interdependencia entre los Estados permitiría alcanzar la buscada seguridad energética regional.

4.2.1. Región Sudamericana: Relaciones entre Actores Regionales y Actores Extraregionales

En este marco, en la región sudamericana, se identifican claramente al inicio del conflicto países que se comportan como exportadores netos de energía (Bolivia y Argentina) y otros que son importadores netos (Chile y Brasil). Además, se da la paradoja que el país que posee las mayores reservas de gas -Venezuela- no exporta gas a la región. Junto a estos Estados, que representan los actores centrales del conflicto, se encuentran actores extraregionales que actúan como articuladores entre la escala global y regional a través de relaciones directas e indirectas con los Estados involucrados en la cuestión energética sudamericana.

En la región, su presencia se torna notoria recién a partir de 2008, cuando actores no tradicionales, como **China, Rusia e Irán** hacen sentir su presencia, llevando a un cambio de actitud de **Estados Unidos** hacia la región, reflejada en la reactivación de la IV Flota de Estados Unidos para operaciones navales en América Latina. En este contexto, la situación que alienta esta intervención es el creciente aumento de relaciones entre Venezuela e Irán y la realización de ejercicios navales conjuntos entre Rusia y Venezuela, por primera vez en la región del Caribe.

En este marco en 2008, se produce un hecho sin antecedentes en la región, se realizan las primeras maniobras navales - sin exceder los límites de la zona económica venezolana - bautizadas como Operación Combinada Venrus⁴, con la participación por primera vez en aguas latinoamericanas, de la **flota rusa en ejercicios conjuntos con Venezuela**. Las prácticas incluyen maniobras tácticas entre buques; ejercicios

⁴ [En línea] <http://sp.ria.ru/news/20081201/118618360.html> [1 de junio de 2014] Rusia y Venezuela realizan ejercicios conjuntos en el Caribe, 01/12/2008.

antiterroristas, de defensa aérea, navegación y patrullaje; tareas de salvamento y rescate; tareas de comunicaciones; transferencia de material entre buques e intercambio de tripulaciones, entre otras, con la participación de 1.150 efectivos militares rusos y 700 venezolanos. Una observación desde el punto de vista geopolítico, es la coincidencia de estas maniobras navales con el conflicto por la instalación del escudo antimisiles de Estados Unidos en algunas de las ex repúblicas soviéticas. Cabe preguntarse si es casualidad, o es la respuesta de Rusia a la injerencia norteamericana en su espacio de poder. Asimismo, se **reflejan en estos conflictos las relaciones espacializadas de poder de carácter multiescalar y transescalar con carácter netamente geopolítico.**

En este sentido, Boersner y Haluani (2013) enumeran estas relaciones, entre Rusia y América Latina, en sus múltiples dimensiones, en el período comprendido entre 1999 y 2012...

“Las principales prerrogativas de colaboración de la Federación Rusa con países de América Latina parecen ir encaminadas en los últimos años hacia **la colaboración en el ámbito de energía (petróleo y gas)**, buscando conjuntamente influir más en el mercado internacional petrolero, comprar directamente productos agrícolas (cacao, azúcar, café, y frutas) en América Latina sin intermediarios, **además de la venta de equipos y artículos de armamento cada vez más demandados desde Latinoamérica. Desarrollando una «diplomacia militar»**, Moscú ha vendido significativas cantidades de material bélico a Venezuela y otros países de América Latina, entre ellos Bolivia, Ecuador, Brasil, Uruguay y Perú. Las relaciones ruso-venezolanas empiezan a tener mayor dinamismo desde 2004 tras la **firma de documentos bilaterales relacionados con la cooperación económica y tecnológica, entre ellos nuevos proyectos para la creación de empresas en el área de petroquímica, gas y petróleo**, transferencia de tecnología por parte de Rusia para impulsar empresas venezolanas y el comercio en el área de armamento” Boersner y Haluani (2013:76)

La actitud de Venezuela, con nuevas compras de armamento ruso en julio de 2008⁵ implicó una inversión de 4 billones de dólares, reforzó la **alianza estratégica entre Rusia y Venezuela** permitiendo, según el presidente Hugo Chávez, garantizar la soberanía de Venezuela frente a la amenaza de Estados Unidos. Además, para unificar lazos de amistad y cooperación, se firmaron también cuatro acuerdos entre compañías

⁵ Diario O Globo, 23 de Julio de 2008, Sección El mundo, Brasil.

rusas y venezolanas de petróleo para grandes proyectos de infraestructura e ingeniería. A su vez, Gazprom empresa estatal gasífera rusa firmó también acuerdos con Bolivia, reforzando la penetración de Rusia en la región. Simultáneamente, se reflotó la idea de crear un grupo para los países exportadores de gas natural semejante a la OPEP. Esta propuesta tiene la crítica de Europa y Estados Unidos quienes consideran que podría llevar a una manipulación de los precios del gas.

Otra situación que alienta la intervención de Estados Unidos en la región es el creciente aumento de relaciones entre **Venezuela e Irán**, quienes establecieron vuelos comerciales entre ambos países, lo que torna a Venezuela -desde el punto de vista estadounidense- en “una etapa intermedia potencialmente atractiva para los terroristas”. A ello se suma la compra de tres submarinos rusos, de un total de nueve, dentro del planeamiento militar venezolano al igual que el iraní, el desgaste de Estados Unidos en Irak y Afganistán hacen prever que en caso de un nuevo conflicto será aeronaval y no terrestre, por eso ambos han concentrado sus compras en medios navales y sistema de defensa aérea, siendo Rusia el principal proveedor de ambos, sumando de este modo, más interacciones de los actores regionales y extraregionales entre sí.

La reactivación, a finales de abril de 2008, de la IV Flota de Estados Unidos para operaciones navales en América Latina, con un poder al que ningún país latinoamericano puede oponerse⁶, es consecuencia del conjunto acuerdos firmados y provoca **este renovado interés de Estados Unidos en la región** centrado según ellos, en una estrategia de contraterrorismo y constituyendo una iniciativa más política que militar. Mientras que, otros analistas, la consideran una iniciativa para enfrentar el creciente poder de los gobiernos de izquierda en la región, así como una forma de compensar la pérdida de bases militares en América Latina, tal el caso de Manta en Ecuador.

Otra forma de penetración en la región es a través de la nueva tesis de “fronteras flexibles y soberanía relativa”, sostenidas por Donald Rumsfeld, Secretario de Defensa y por Condoleezza Rice, Secretaria de Estado de los Estados Unidos, alegando derecho

⁶ Portaviones nuclear de la clase Nimitz, con capacidad para transportar 90 aviones, a la que se suman destructores, submarinos nucleares y otras embarcaciones de apoyo. *Le Monde Diplomatique* Brasil, junio de 2008, El imperio contraataca, pág.4.

a la autodefensa para justificar esta creciente presencia militar es "...que el combate contra la guerrilla y el narcotráfico no tiene fronteras y es imprescindible para la defensa de la democracia" justificando y apoyando de este modo el ataque de Colombia en territorio de Ecuador el 1° de marzo de 2008, **favoreciendo los conflictos internos en la región sudamericana.**

En este sentido, la presencia de Estados Unidos en la región se refuerza con la construcción de una base militar con aeropuerto que permite la operación de bombarderos B52, en Mariscal Estigarribia, Paraguay, con instalaciones para 16000 soldados en las proximidades de las fronteras entre Brasil, Argentina y Bolivia, próximo por lo tanto a importantes recursos naturales como las reservas de gas en Bolivia y el Acuífero Guaraní, una de las más importantes reservas de agua dulce del mundo, permitiéndole así asegurarse el control de los recursos naturales estratégicos.

Frente a este crecimiento de la injerencia norteamericana en la región, la reacción que se observa es la propuesta de creación del Consejo Sudamericano de Defensa, tratando de superar así el TIAR (Tratado Interamericano de Asistencia Recíproca, que fue ineficiente durante la Guerra de Malvinas) que dejaría de lado a Estados Unidos y contribuiría, según expresiones del Ministro de Defensa de Brasil, Nelson Jobim, a la "formación de una identidad sudamericana de defensa". La propuesta de creación se presentó el 23 de Mayo de 2008⁷ durante la reunión de la UNASUR, no se pudo concretar por la oposición de Colombia. Sin embargo, el 16 de diciembre de 2008, se produce su creación con la finalidad de **consolidar a Sudamérica como zona de paz y estabilidad democrática**; para contribuir a la construcción de una identidad de defensa que fortalezca la unidad de América Latina y el Caribe y para generar consensos que favorezcan la cooperación regional en materia de defensa.

La última intervención de Estados Unidos en la región se produce en octubre de 2009⁸ con la firma de un acuerdo de cooperación entre el gobierno del presidente de Estados Unidos Barack Obama y el presidente de Colombia Álvaro Uribe, tendiente a asegurar

⁷[En línea] <http://www.unasursg.org/inicio/organizacion/consejos/cds>. [30 de mayo 2014]

⁸[En línea] <http://informe21.com/bases-militares-eeuu-colombia/eeuu-mantendra-cercana-cooperacion-colombia-pese-al-cese-acuerdo-milit>. [30 de mayo 2014].

la cooperación bilateral efectiva contra el narcotráfico, los grupos armados ilegales y el terrorismo. En ese contexto, se facilitaba el uso de instalaciones de al menos siete bases militares y además se otorgaba inmunidad diplomática a los militares involucrados en esas operaciones, lo cual generó fuertes controversias en la región.

Brasil presentó reclamos frente a la posibilidad de un avance sobre la Amazonia brasilera (en particular por la base Palanquero, donde la presencia de aviones de largo alcance Globemaster C17, que pueden llegar hasta el Cabo de Hornos - sin necesidad de reabastecimiento - permite alcanzar cualquier punto de Sudamérica). Venezuela también se sintió amenazada y realizó un pedido de reunión de la UNASUR con la presencia del presidente de Colombia. En este marco conflictivo en mayo de 2010, bajo la presidencia de Juan Manuel Santos en Colombia, la Corte Constitucional declaró "inexistente" el acuerdo de cooperación militar entre Colombia y Estados Unidos.

Brasil por su parte ante el aumento de la presencia de Estados Unidos en la región ha iniciado negociaciones con Francia, que realiza transferencia de tecnología a diferencia de Estados Unidos, para la compra y construcción de submarinos, uno de ellos nuclear, que le permitan custodiar los recientes descubrimientos de hidrocarburos en la plataforma continental. Nuevamente el conjunto de estas situaciones, de neto corte geopolítico, muestra cómo interactúan los actores extraregionales y regionales, así como su impacto -real y potencial- a través de posiciones que van ocupando en el territorio.

La situación de **China tiene características similares a la presencia de Rusia en la región**, en 2005 ya tiene una presencia incipiente que luego entre 2009 y 2011 se refuerza a través del financiamiento de proyectos. Hasta 2013, se realizaron 66 acuerdos con un total de 14 países de América Latina y el Caribe.

El semanario *The Economist* publicó un artículo titulado "*Flexible Friends*" donde calificaba estas relaciones como amistad flexible puesto que **los préstamos de China se caracterizan por su menor condicionalidad política** y porque se dirigen a países, como **Argentina, Ecuador o Venezuela**, a quienes **los mercados financieros y la banca multilateral tienen ciertos recelos en concederles crédito**. La siguiente tabla (tabla IX) permite observar el grado de penetración de China en la región en el período bajo estudio.

País receptor	Nº préstamos	Cantidad en billones de dólares	Porcentaje sobre el total
Venezuela	13	50,6	51%
Argentina	8	14,1	14%
Brasil	7	13,4	14%
Ecuador	10	9,9	10%
Perú	4	2,3	Inferior al 10 %
Bolivia	3	611 Millones	“
Chile	1	150 Millones	“
Uruguay	1	10 Millones	“
Otros	28	10,374 Millones	“

Tabla IX. Préstamos de China en la región período 2005-2013. Fuente: Elaborado por Guerrero, 2014, sobre la base de *China-Latin America Finance Database, 2013:15*.

La mayoría de los préstamos chinos en la región han sido para **infraestructura (55%)**, **energía (27%)** y **minería (13%)**. El principal prestador ha sido el Banco de Desarrollo de China que concedió alrededor del 71% de los préstamos hacia la región (Verdes, Montenegro, 2014:7). El principal beneficiario fue Venezuela, quien recibió algo más de la mitad del total de los fondos para financiar 13 proyectos. Como beneficiarios de los préstamos también sobresalen Brasil y Argentina, al recibir cada uno de ellos cerca del 14% de los préstamos realizados en la región. Coincidentemente, estos tres países se destacan por su potencial de desarrollo de hidrocarburos: Venezuela con importantes reservas de crudo pesado y gas; Brasil con los recursos hidrocarburíferos del presal y Argentina con recursos no convencionales como el *shale gas*, concentrado en Vaca Muerta donde ya se otorgó una concesión a la petrolera china Sinopec.

En 2014, a fines del período analizado se produce el viaje a la región del Ministro de Asuntos Exteriores de la República Popular de China, Wang Yi, quien **a través de los países seleccionados para su gira deja entrever alianzas ideológicas y geopolíticas en la región latinoamericana**. Los países elegidos para la visita, son Cuba y Venezuela - aliados ideológicos- y Brasil - aliado geopolítico- a escala global como integrante del

BRICS. Por otra parte, Venezuela, Brasil y Argentina son integrantes del Mercosur, bloque rival de la Alianza del Pacífico.

La visita del canciller a países del bloque Mercosur y no a países pertenecientes a la Alianza del Pacífico puede analizarse también como la voluntad de garantizar el “giro hacia Asia” del Mercosur - junto a sus cuantiosos recursos estratégicos vitales para el desarrollo del modelo productivo chino- conscientes que la Alianza del Pacífico ya tiene en marcha negociaciones para profundizar los lazos a través de la APEC (Verdes, Montenegro, 2014). **De este modo China penetra en los dos bloques más importantes de Latinoamérica, consiguiendo aquello que el Área de Libre Comercio de las Américas (ALCA) con Estados Unidos no pudo lograr.**

En este sentido, desde una perspectiva geopolítica sudamericana se puede hablar de una transición geopolítica en América Latina y en sus perspectivas de integración, a partir de **procesos contrapuestas de mayor apertura con base puramente económica como la Alianza del Pacífico, junto a otros de corte más político y social como la Alianza Bolivariana (ALBA)** que busca la complementariedad y la corrección de asimetrías como fundamento para el desarrollo de la región. A ellos se suman, procesos constantes de integración y fragmentación en los bloques tradicionales Comunidad Andina de Naciones (CAN) y el Mercado Común del Sur (MERCOSUR). Asimismo, se observa una tendencia que refleja la tensión entre un modelo latinoamericano de integración reflejado en la creación de la Comunidad de Estados de Latinoamérica y el Caribe (CELAC) y otro modelo centrado en la región sudamericana, con el liderazgo de Brasil, reflejado en la Unión de Naciones Sudamericanas (UNASUR) a partir de cierta coincidencia política e ideológica entre los gobiernos de la región.

Estas tendencias buscan salir del modelo periférico dependiente de Estados Unidos y avanzar hacia la consolidación de la integración sudamericana, con avances y retrocesos hacia una integración latinoamericana Sin embargo, **al mismo tiempo se observa un cambio de la dependencia de Estados Unidos por la dependencia de China**, que más allá de las cuestiones ideológicas que favorecen los contactos con países de la región, la base de los acuerdos constituyen una reprimarización de las exportaciones y una competencia para el desarrollo de las industrias de la región.

4.3. RESERVAS, PRODUCCIÓN Y CONSUMO EN LA REGIÓN SUDAMERICANA

Antes de analizar cada uno de los países y conocer su evolución en el desarrollo del conflicto, se presenta un panorama general de la situación de la región sudamericana en el período 2004-2014 en cuanto a reservas, producción y consumo del recurso gas natural. Con este fin, se emplean datos extraídos del Informe Energético 2003 de OLADE y los informes Bp 2004 y 2014 a fin de conocer la evolución de las reservas probadas entre 2004 y 2013, medidas en *trillion cubic feet* (TCF), así como el ratio reserva/producción medidas en años. A partir de estos datos se pueden **determinar tendencias** en los países de la región en torno al uso del recurso gas natural convencional y no convencional.

Lo primero que se destaca al analizar la tabla X es que **en esta década se produjo el descenso del 79 % de las reservas en Bolivia y del 59% en Argentina**, países ya señalados como los principales exportadores netos en la región sudamericana, con la diferencia que **Argentina tiene el menor ratio producción reservas de la región con 8,9 años** producto de haberse comportado como un país gasífero sin serlo, exportando su producción principalmente a Chile e incentivando el consumo (mediante subsidios; centrales de ciclo combinado alimentadas a gas y uso de gas vehicular) lo cual generó un aumento de la demanda frente a una oferta estancada por falta de inversiones en exploración.

En el caso de Bolivia este ratio es mayor - 15,2 años - la disminución de las reservas es importante puesto que, tanto Argentina como Brasil en mayor medida, dependen de la importación del gas de Bolivia⁹. Sin embargo, luego de la última certificación de reservas gasíferas efectuada por Ryder Scott, el presidente de Bolivia Evo Morales (2011) sostuvo que “Tenemos garantizada la energía (gas y petróleo) no solamente para el consumo interno, sino también para la industrialización y la exportación **hasta 2022**”, según lo expuesto en el Plan Estratégico de Exploración 2011-2020 de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) que **prevé encontrar 7,79 TCF** de gas con una inversión de 810 millones de dólares.

⁹ [En línea] http://www.la-razon.com/index.php?_url=/economia/YPFB-proyecta-MM-inversion-exploratoria_0_1526247397.html [12 de noviembre de 2014]

Reservas Probadas Gas Convencional (TFC)	2004 (TCF)	2013 (TCF)	Tenden- cias en %	R/P en años	Reservas Potenciales Shale Gas No Convencional (TCF)	Reservas Recuperables Shale Gas No Convencional (TCF)	Reservas recuperables en Presal (TCF)	Total RP+RR
Argentina	27	11,1	59% ↓	8,9	2732	774	-	785,1
Bolivia ¹⁰	54	11,2	79% ↓	15,2	192	48	-	59,2
Brasil	8,6	15,9	84% ↑	21,2	906	226	16,2*	258,1
Colombia	4,2	5,7	35% ↑	12,8	78	19	-	24,7
Perú	8,7	15,4	79% ↑	35,7	-	-	-	15,4
Venezuela	147	196,8	33% ↑	+100	42	11	-	207,8

Tabla X. Evolución de las reservas probadas entre 2004 y 2013, medidas en *trillion cubic feet* (TCF) más Reservas Potenciales y Recuperables de Shale gas, y reservas en el presal. Fuente: Elaborado por Guerrero, 2014, sobre la base de Informe Energético 2003 de OLADE, Informe Bp 2014 y ANP 2013*.

Por otra parte, resalta el **marcado ascenso de las reservas en Brasil (84%) y Perú (79%)** y en menor medida también el aumento de reservas en Colombia y de Venezuela alrededor del 30%. Sin embargo, Venezuela importa gas desde Colombia desde 2008. En síntesis, luego de una década de análisis, se destaca claramente como los principales exportadores al inicio del período estudiado, son los más afectados por la disminución de las reservas, como consecuencia de falta de tareas de exploración y perforación de nuevos pozos, sumado a un incremento de su demanda interna como se verá al analizar el consumo. Al mismo tiempo el resto de los países incrementaron sus reservas principalmente Brasil y Perú (figuras 23 y 24).

¹⁰En el caso de Bolivia, el informe 2015 de la IEA de Estados Unidos presenta valores bastante diferentes. En cuanto a las reservas probadas, en 2004, reconoce 24 TCF y su situación de caída de reservas en 2014 es aún más marcada con un valor de 9,9TCF frente al 11,1 del Bp2014. [En línea] <http://www.eia.gov/countries/country-data.cfm?fips=BL> [11 febrero de 2015].

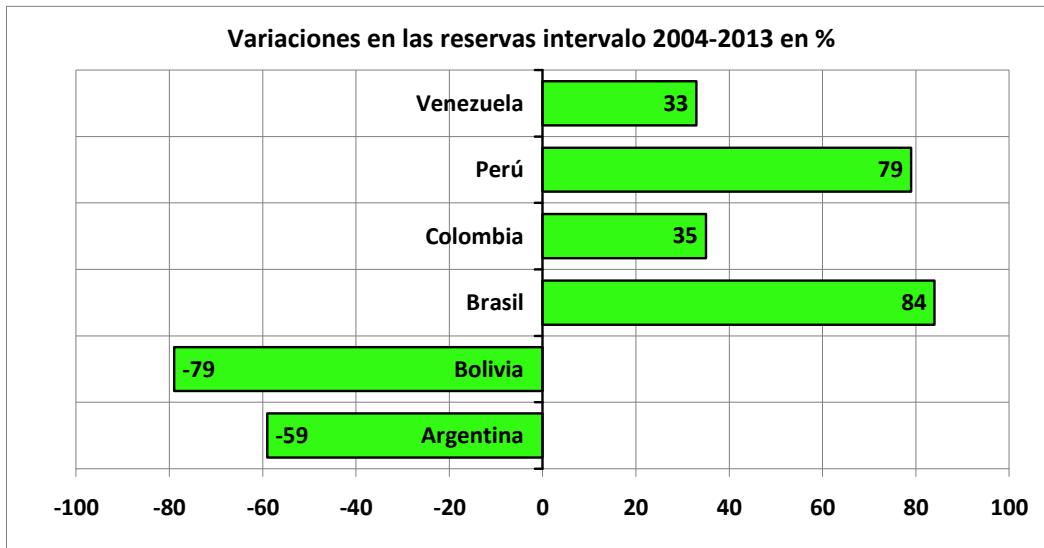


Figura 23. Variaciones en las reservas de gas intervalo 2004-2013. Fuente elaborado por Guerrero, 2014, sobre la base de informes Bp2004 y Bp2014

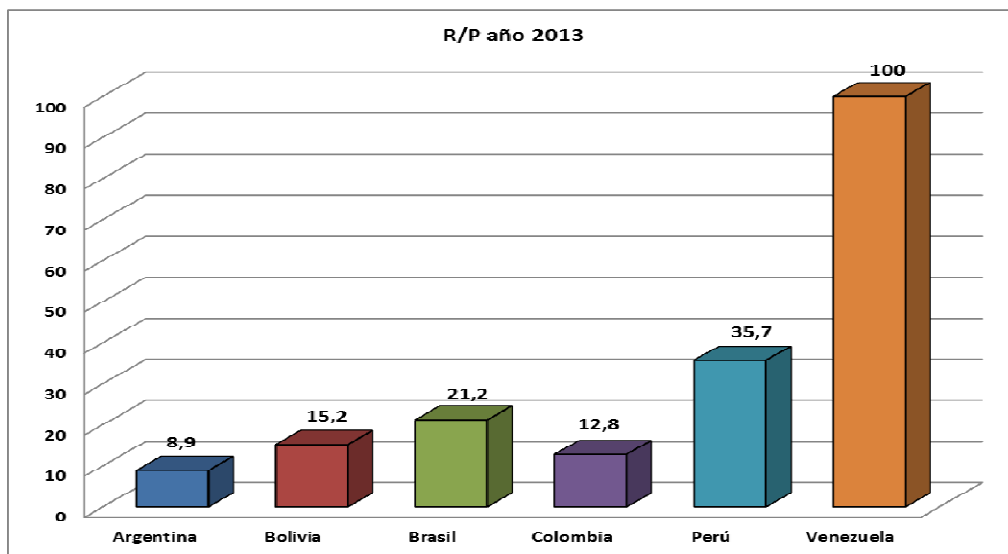


Figura 24. Ratio reservas/producción en años para el año 2013. Fuente elaborado por Guerrero, 2014, sobre la base de informe Bp2014

Complementando la tabla X, con el fin de conocer la potencialidad de incrementar las reservas en la región sudamericana se incorpora, a los datos de los recursos convencionales, los recursos no convencionales como el *shale gas* (diferenciando entre reservas potenciales y recuperables) y las reservas recuperables de gas en el presal (solo en explotación en Brasil). Se unificaron los valores midiéndolos en TCF (*Trillions cubic*

feet) para obtener una suma que permita conocer el volumen de reservas total de cada país en 2014 y su potencialidad en caso de llegar a desarrollar esos recursos no convencionales técnicamente recuperables (RNCTR) (figura 25).

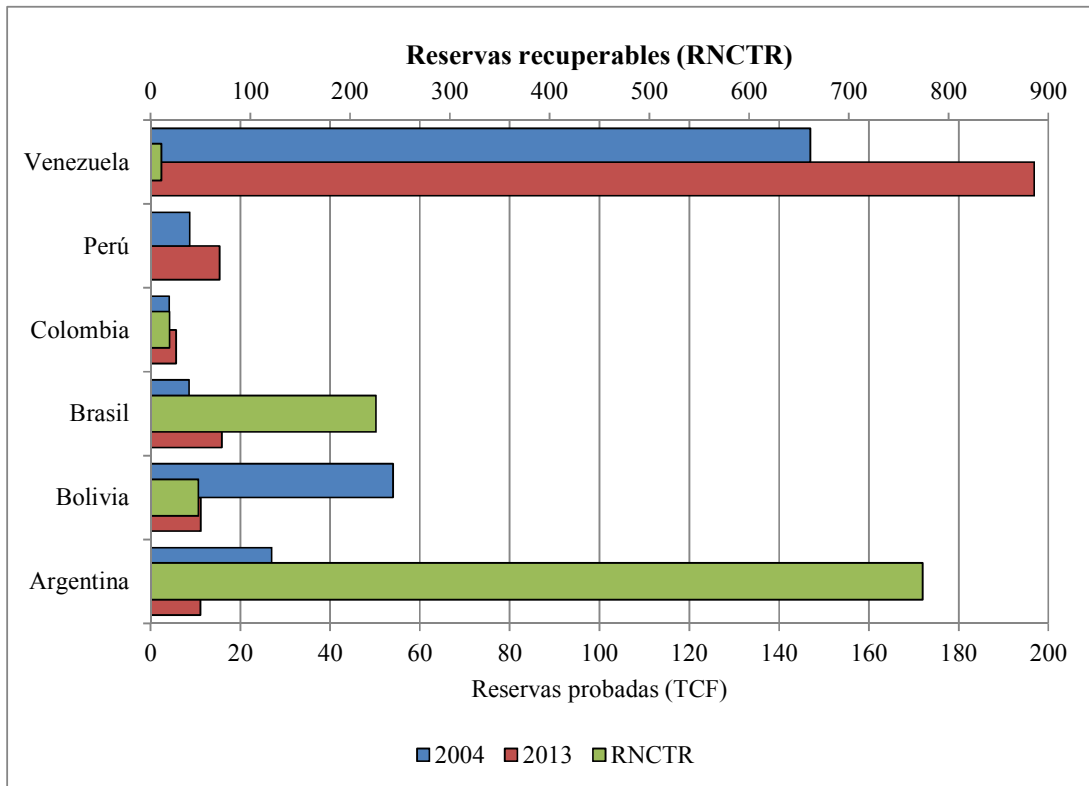


Figura 25. Evolución de las reservas probadas convencionales entre 2004 y 2013, medidas en (TCF) más reservas no convencionales recuperables de Shale gas. Fuente: Elaborado por Guerrero, 2014, sobre la base de Informe Energético 2003 de OLADE, Informe Bp 2014.

Resulta interesante observar el grado de dispersión en la situación de cada país, en cuanto a las reservas que dispone a futuro, según se incorporen o no las reservas de gas no convencional y del presal, las cuales dependen del contexto global que facilite las inversiones y el desarrollo tecnológico necesarios para su puesta en producción.

En el caso de la **Argentina**, resalta su déficit en reservas de gas convencional que podría superar ampliamente en el caso de desarrollar las reservas no convencionales de *shale gas* puesto que **pasaría de 11,1 TCF a 785,1 TCF** que implica incrementar sus reservas un 7000 %. Es actualmente el único país, fuera de Estados Unidos, que inicio el desarrollo de recursos no convencionales de forma comercial lo cual lo posiciona mejor

en la región. Además, cabe destacar que aún no se han realizado exploraciones en la plataforma continental (una de las más extensas del mundo) que podría agregar a futuro otras posibilidades de descubrimientos de hidrocarburos.

En el caso de **Bolivia**, también sufrió un descenso significativo de sus reservas¹¹ pasó de 54 TCF a 11,1 TCF y aun considerando la incorporación de las reservas no convencionales recuperables de *shale gas*, la disminución de sus reservas resulta preocupante por ser el principal abastecedor actual de la región, principalmente a Brasil y Argentina. Sus perspectivas en el **corto plazo son incorporar alrededor de 8 TFC** con tareas de exploración ya iniciadas y lo más importante sería desarrollar sus reservas de reservas recuperables de *shale gas* estimadas en 48 TFC, pero al respecto aún no ha realizado ninguna acción.

Brasil aparece como uno de los países más favorecidos con un incremento actual de sus reservas del 84% y además tiene potencial para poner en producción reservas por **258 TFC** con la incorporación de reservas no convencionales recuperables estimadas en 226 TFC y reservas recuperables provenientes del presal de 16,2 TFC, **ya en producción y con la ventaja de poseer desarrollo tecnológico propio, a través de su empresa Petrobras** que lentamente, realizó tareas de capacitación de recursos humanos para la exploración y explotación en aguas profundas y ultraprofundas del presal¹² donde Brasil logró ser el país con mayor experticia¹³. La potencialidad económica de estos recursos es muy importante, pero también son significativos los obstáculos para transformarlos en recursos técnicamente recuperables y económicamente viables.

Colombia, a pesar de haber crecido un **35 %** sus reservas y tener potencial de desarrollo de reservas no convencionales de *shale gas* (19 TFC) sus valores iniciales de reservas son bastante inferiores y hasta ahora su único mercado de exportación es Venezuela. Sin embargo, su principal producción se centra en el petróleo y sus planes

¹¹Según el informe 2015 de la IEA Bolivia por falta de inversiones en exploración, crecimiento de la demanda del sector industrial, insuficiente crecimiento de la producción y caída de las reservas tiene dificultades para cumplir sus obligaciones de exportación con Argentina y Brasil.

¹² El petróleo del presal se caracteriza por ser reservas de petróleo situadas a profundidades excepcionales, bajo gruesas capas de roca y sal que requieren una inversión sustancial para extraer el recurso.

¹³ El éxito de PETROBRAS radica en haber desarrollado un trabajo en equipo que incluye geólogos, ingenieros en petróleo, junto a programas de desarrollo tecnológico que permitieron avanzar desde pozos a 200 metros de profundidad hasta pozos en aguas ultraprofundas entre 2000 y 3000 metros con **tecnología propia** y en 2007 con el descubrimiento del Campo Tupi en la Bacia de Santos se alcanzaron profundidades de exploración de 7000 metros (Días Leite, 2009:78)

de expansión en gas se orientan a proyectos de desarrollo de una planta de licuefacción para exportación de gas natural licuado o por gasoductos a Centroamérica junto a Venezuela y al mismo tiempo ha incrementado su mercado interno.

Perú es otro de los países que más incrementó sus reservas (79%) gracias a la puesta en producción, del yacimiento de Camisea en 2005. **Es el único país que exporta GNL**, aunque lo hace fuera de la región. Además, está incentivando el consumo interno (pasó de 30,3 bcf en 2004¹⁴ a 418, 4 bcf en 2012 lo que implica un **crecimiento del 1280 %**) y tiene la posibilidad que nuevas exploraciones le permitan incorporar recursos no convencionales hasta ahora no evaluados.

Por último, **Venezuela**, incrementó sus reservas en un 33% y a pesar que su ratio producción /consumo en años está por encima de los 100 años, no exporta gas a la región. Además, tiene la característica que un 90% de sus reservas de gas están asociadas a petróleo, lo cual torna más costosa su extracción. Aparte de su potencialidad para el desarrollo de reservas recuperables de *shale gas* (11TFC), tiene planes de desarrollo de sus reservas de gas en el mar territorial (donde los campos son solo de gas), aunque la baja del precio de petróleo en 2014, puede afectar a estas inversiones. Sin embargo, tiene la ventaja que aún no ha utilizado sus reservas de gas puesto que su economía se basa en la actividad petrolera.

La tabla XI sintetiza la diferencia entre la posición de cada país al inicio y al final del período de análisis y las posibilidades que se abren a futuro en cuanto a la posición que ocuparía cada país, según se desarrollen o no las reservas de recursos no convencionales. La potencialidad de la Argentina para ocupar el primer lugar en la región, con 785,1 TCF, es uno más de los motivos para analizar con mayor profundidad la situación de este país. Para poner estos valores de reservas de gas en el contexto global y en igual unidad, Irán que ocupa el primer lugar posee 33,8 TCM equivalentes a 1193 TCF y Rusia en el segundo lugar cuenta con 33,1 TCM equivalentes a 1168 TCF, motivo por el cual los 785,1 TCF de reservas que posee Argentina constituyen un atractivo para los inversores a escala global.

¹⁴ <http://www.eia.gov/countries/country-data.cfm?fips=BL>

Siguiendo este argumento y analizando los valores de la tabla XI, se resalta como la región sudamericana si explota sus reservas de recursos no convencionales, recursos del presal en Brasil y del mar territorial en Venezuela, podría pasar de ser una región marginal a escala global -por el volumen de sus reservas en 2004- a ser un actor principal del sistema energético que le permitiera autoabastecerse y además tener excedentes para exportación, situación esta que se refleja en el número creciente de actores extraregionales que hacen sentir su presencia en la región sudamericana. Asimismo, se destaca también como en una década de análisis las reservas totales de gas convencional de la región tuvieron solo un crecimiento del 2 % (lo cual señala falta de inversiones en exploración). No obstante, analizando de manera individual cada país se producen variaciones significativas que se examinarán en los capítulos siguientes.

Reservas probadas de recursos convencionales (RC) en 2004 en TCF	Reservas probadas de recursos convencionales (RC) en 2014 en TCF	Reservas probadas de RC+RNCR y del presal en TCF SITUACIÓN POTENCIAL
1° Venezuela 147	1° Venezuela 196,8	1° Argentina 785,1
2° Bolivia 54	2° Brasil 15,9	2° Brasil 258,1
3° Argentina 27	3° Perú 15,4	3° Venezuela 207,8
4° Perú 8,7	4° Bolivia 11,2	4° Bolivia 59,2
5° Brasil 8,6	5° Argentina 11,1	5° Colombia 24,7
6° Colombia 4,2	6° Colombia 5,7	6° Perú 15,4
TOTAL 249,5	256,1	1145,28

Tabla XI. Cambios en las posiciones de los países seleccionados según reservas probadas de gas en 2004 y 2014, en *trillion cubic feet* (TCF) y futura posición si se incorporan Reservas Recuperables de *shale gas*, y reservas en el presal. Fuente: Elaborado por Guerrero, 2014, sobre la base de Informe Energético 2003 de OLADE, Informe Bp 2014 y ANP 2013*.

Luego de este análisis desde el punto de vista de las reservas actuales y potenciales en la región sudamericana, para conocer la situación interna de cada país se analizan las variaciones en producción y consumo de las reservas de gas en la década 2004-2013 (tabla XII). En el caso de Bolivia, el consumo interno es poco significativo por lo cual el

informe utilizado como base no considera estos datos y solo toma en cuenta los valores de producción, para cubrir esa falta de datos se recurrió al informe 2015 de la IEA de Estados Unidos que aporta datos de consumo en ese país.

PAÍS	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	T
ARGENTINA											
Producción	44,9	45,6	46,1	44,8	44,1	41,4	40,1	38,8	37,7	35,5	↓
Consumo	37,9	40,4	41,8	43,9	44,4	43,2	43,3	45,7	47,3	48,0	↑
BRASIL											
Producción	11	10,9	11,2	11,2	14,0	11,9	14,6	16,7	19,3	21,3	↑
Consumo	18,8	19,6	20,6	21,2	24,9	20,1	26,8	26,7	31,7	37,6	↑
COLOMBIA											
Producción	6,4	6,7	7,0	7,5	9,1	10,5	11,3	11,0	12,0	12,6	↑
Consumo	6,3	6,7	7,0	7,4	7,6	8,7	9,1	8,8	9,8	10,7	↑
PERÚ											
Producción	0,9	1,5	1,8	2,7	3,4	3,5	7,2	11,3	11,9	12,2	↑
Consumo	0,9	1,5	1,8	2,7	3,4	3,5	5,4	6,1	6,8	6,6	↑
VENEZUELA											
Producción	28,4	27,4	31,5	36,1	32,8	31,0	27,4	27,6	29,5	28,4	↓
Consumo	28,4	27,4	31,5	36,2	34,3	32,3	29,0	29,7	31,4	30,5	↑
BOLIVIA											
Producción	9,8	11,9	12,9	13,8	14,3	12,3	14,2	16,0	18,3	20,8	↑
Consumo	2,12	2,0	2,43	2,49	2,86	2,80	2,71	2,46	3,68	S/d	↑

Tabla XII. Evolución de la producción y el consumo en países seleccionados de la región sudamericana período 2004-2013. Fuente: Elaborado por Guerrero, 2014 sobre la base de Bp2014 y informe 2015 EIA (Bolivia)

T= tendencia ↑ Aumenta ↓ Disminuye bcm=*billion cubic metres* S/d =sin datos

Analizando los distintos países, en el orden que aparecen en el cuadro, se puede expresar que...

- En primer lugar, en el caso de la **Argentina**, se observa como a lo largo del período analizado la producción disminuye un 21% mientras que la demanda aumenta un 26%, esta diferencia entre producción y consumo lleva a la decisión de mejorar la distribución del recurso dando prioridad al consumo del mercado interno y disminuyendo la exportación de gas a Chile. Como esta medida no soluciona el problema de abastecimiento, se busca la solución mediante la importación del recurso, primero a través de gasoductos (en 2006 se retoma la importación desde Bolivia) y -a partir de 2008- a través de la importación de GNL por vía marítima. La figura 26 muestra esta situación donde se refleja, claramente, el momento en que la demanda (favorecida por subsidios a la energía e incentivos al uso de GNC y en centrales termoeléctricas de ciclo combinado sumada a exportaciones al mercado externo) supera a la oferta que se encuentra estancada por falta de inversiones en exploración y explotación de nuevos yacimientos, lo cual lleva a aumentar el volumen de importaciones - que Bolivia no puede abastecer - desde diferentes mercados a partir del uso del GNL, lo cual implica instalaciones e infraestructura que no existían en el país.

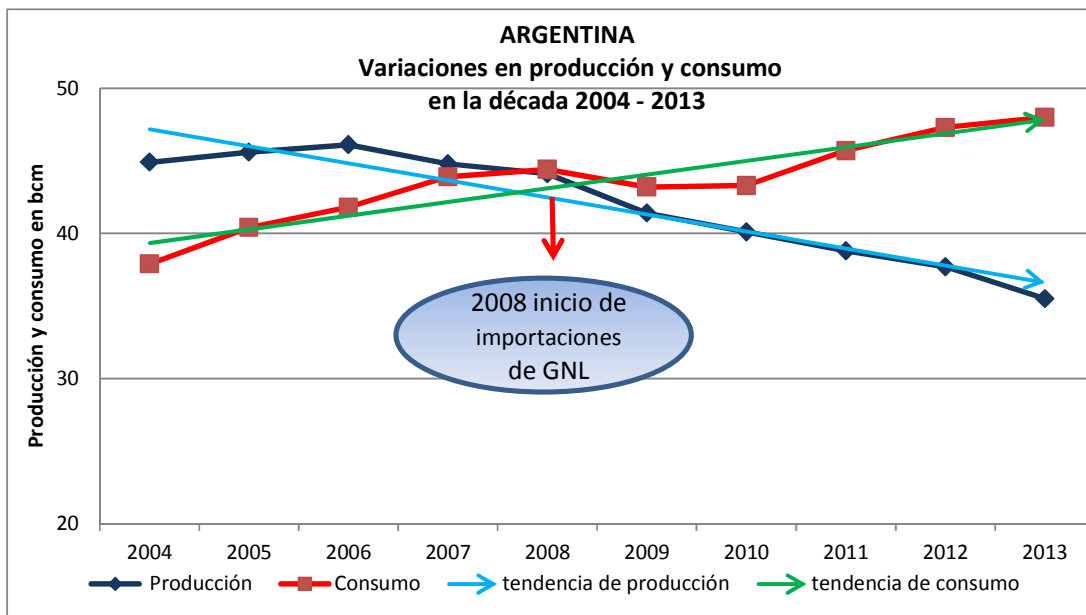


Figura 26. Producción y consumo de gas en Argentina década 2004-2013. Fuente: Elaborado por Guerrero, 2014, sobre la base de informe Bp2014.

- En segundo lugar **Brasil**, presenta un significativo **crecimiento de su producción del 93%**, que sin embargo **no alcanza a cubrir la demanda que creció al mismo tiempo en un 100 %** (figura 27). La brecha entre producción y consumo actualmente se supera a través de la importación por gasoductos desde Bolivia -principal abastecedor de San Pablo corazón industrial de Brasil- y la importación de GNL por vía marítima (instalación de varias terminales de regasificación), pero tiene un futuro promisorio si pone en producción el total sus reservas en el presal¹⁵ proceso que ya se ha iniciado con la ventaja de haber desarrollado tecnología propia (más del 90% ¹⁶de la producción petrolera de Brasil está en alta mar, en aguas muy profundas y en la **Bacia de Campos que en 2007 representaban el 81% de las reservas totales de gas** del país frente a un 17% concentrado en Urucú, en la Bacia del Amazonas) y la potencialidad para la explotación de recursos no convencionales aún no iniciada.

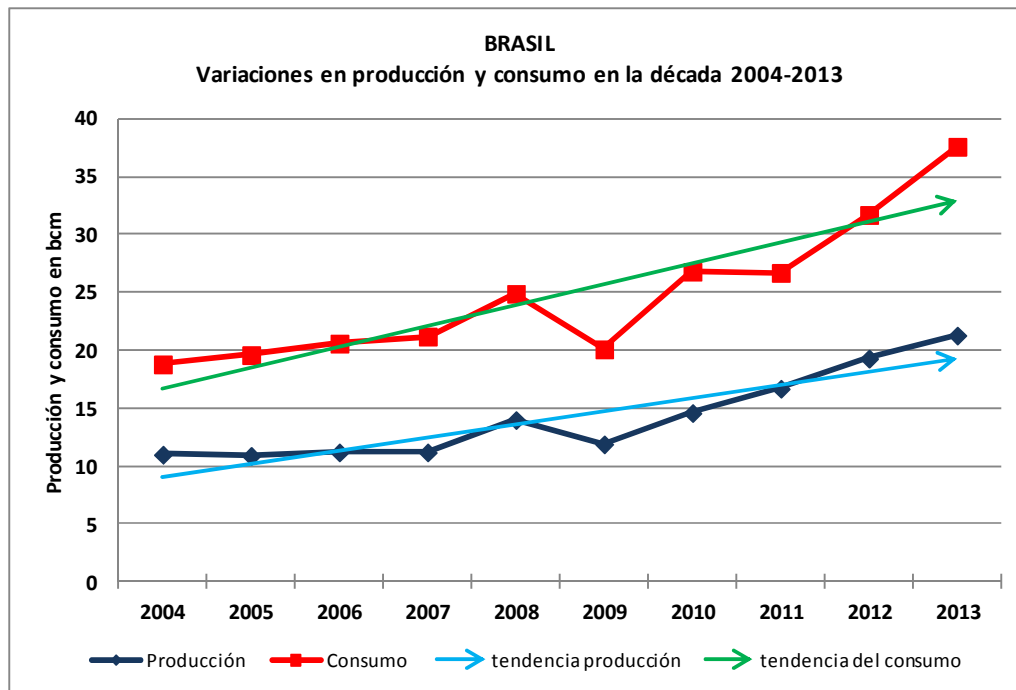


Figura 27. Producción y consumo de gas en Brasil década 2004-2013. Fuente:Elaborado por Guerrero, 2014, sobre la base de informe Bp2014.

¹⁵ En general, los yacimientos son de petróleo con gas asociado y debido a su localización se generan obstáculos para su desarrollo. En los yacimientos de la zona del Amazonas implican conflictos socioambientales y los yacimientos localizados en el presal se centran en la explotación del petróleo de mayor valor comercial y en muchos casos, todavía se vende gas que no es comercializado (Dias Leite, 2009:90).

¹⁶ Dias Leite, 2009:90

- En tercer lugar **Colombia**, ha incrementado en su 100% su producción pero cabe destacar que los volúmenes de producción son muy bajos en relación al resto de los países de la región, sin embargo le permiten abastecer la demanda interna que creció por debajo de la producción (69%) y exportar excedentes a Venezuela desde 2008 (figura 28). Este país está incentivando el consumo interno de gas natural para transporte además del residencial y existe interés político en explotar los recursos no convencionales (se ve beneficiado por sus buenas relaciones con Estados Unidos quien posee el desarrollo tecnológico del fracking).

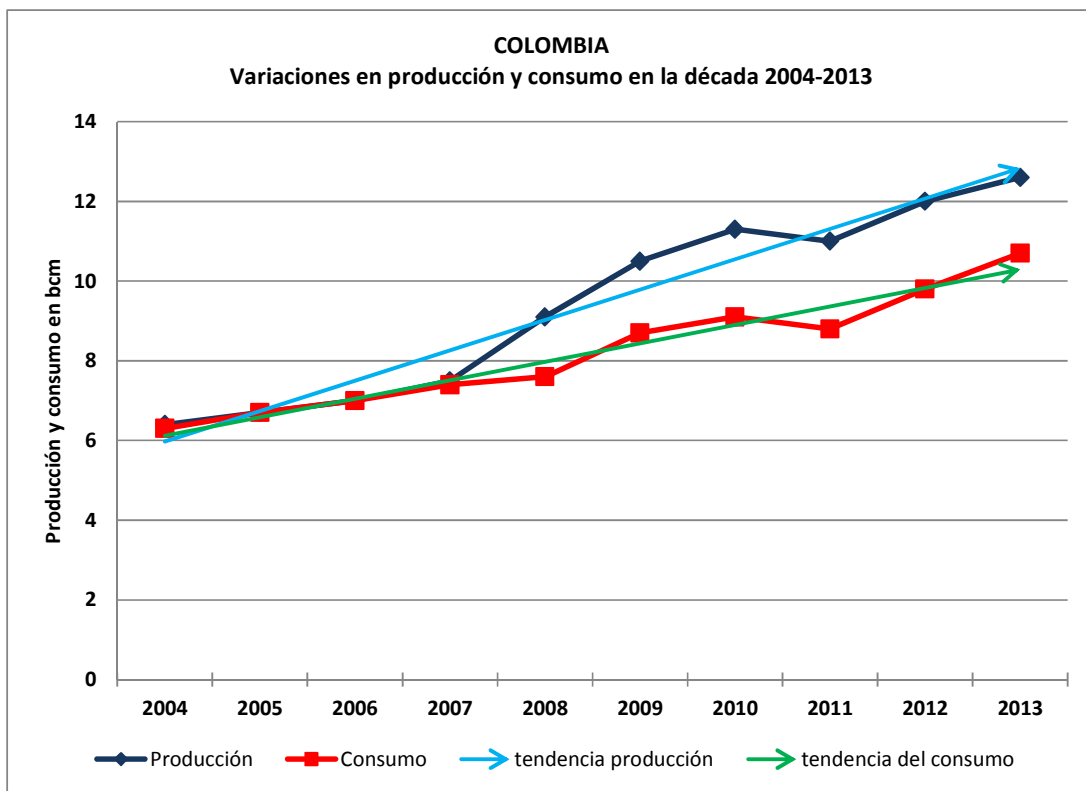


Figura 28. Producción y consumo de gas en Colombia década 2004-2013. Fuente:Elaborado por Guerrero, 2014, sobre la base de informe Bp2014.

- En cuarto lugar, **Perú incrementó su producción en un 1255 %** partiendo de uno de los volúmenes de reservas más bajos de la región, este importante crecimiento se da a partir de la incorporación del **yacimiento de Camisea** cuyos resultados favorables aparecen a partir de 2010 donde se observa cómo se separa

la curva de producción de la curva de consumo (figura 29). El consumo interno creció en un **633%** (los volúmenes medidos en billones de pies cúbicos bcm por su sigla en inglés pasaron de 30,3 bcf en 2004¹⁷ a 418, 4 bcf en 2012 lo que implica un **crecimiento del 1280 %**). Sin embargo, la demanda a pesar de su crecimiento, continúa por debajo de la producción y permite excedentes para exportación, que actualmente se exporta como GNL fuera de la región.

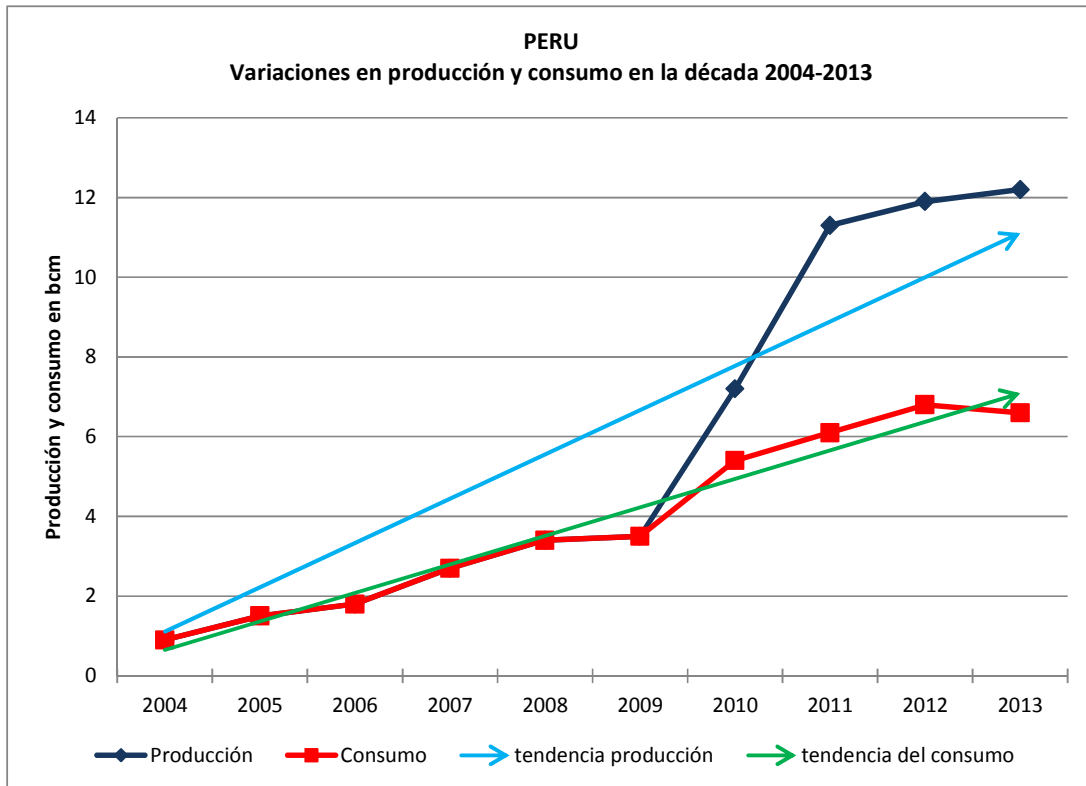


Figura 29. Producción y consumo de gas en Perú década 2004-2013. Fuente:Elaborado por Guerrero, 2014, sobre la base de informe Bp2014.

- En quinto lugar, **Venezuela**, país con las mayores reservas de gas de la región, se ha **estancado en su producción con los mismos valores en 2004 que en 2014** (a pesar del incremento de sus reservas) mientras que la demanda creció solo un 7%, esta pequeña diferencia entre producción y consumo aparece a partir de 2008 -como se observa en el gráfico cuando se separan las curvas de

¹⁷ <http://www.eia.gov/countries/country-data.cfm?fips=BL>

producción y consumo- a partir del cual comienza a importar gas desde Colombia (figura 30).

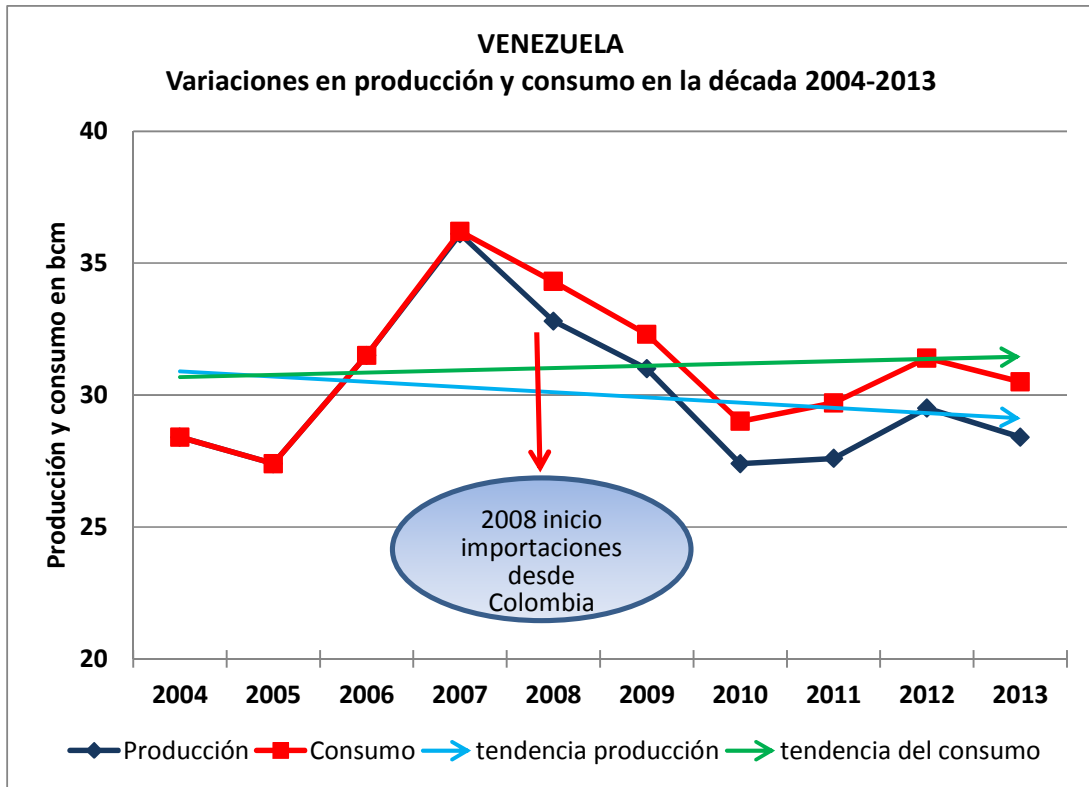


Figura 30. Producción y consumo de gas en Venezuela década 2004-2013. Fuente:Elaborado por Guerrero, 2014, sobre la base de informe Bp2014.

- En sexto lugar, **Bolivia**, uno de los países con mayor importancia para la región que cubre los déficits de Argentina y Brasil, ha duplicado tanto su producción como su consumo interno a la vez que ha sufrido una disminución del **60 %** en sus reservas, producto del aumento del consumo interno, falta de inversiones en exploración y exportación creciente. En la figura 31 se observa como a diferencia de los demás países las curvas de producción y consumo se encuentran muy alejadas entre sí y si bien el crecimiento de la demanda interna parece importante cabe recordar que se inicia a partir de volúmenes de consumo muy bajos. La demanda externa es la responsable de la disminución de sus reservas como se puede notara al conocer la firma de acuerdos de exportación de gas a Brasil por un período de 20 años 1999-2019 con un volumen máximo de

30 millones de metros cúbicos diarios y con Argentina en 2006 por 20 años 2006-2026 con un máximo de 27 millones de metros cúbicos diarios -en el caso que existan excedentes -y se amplíe la capacidad de transporte (actualmente los volúmenes exportados llegan a máximos de poco más de 15 millones de metros cúbicos diarios).

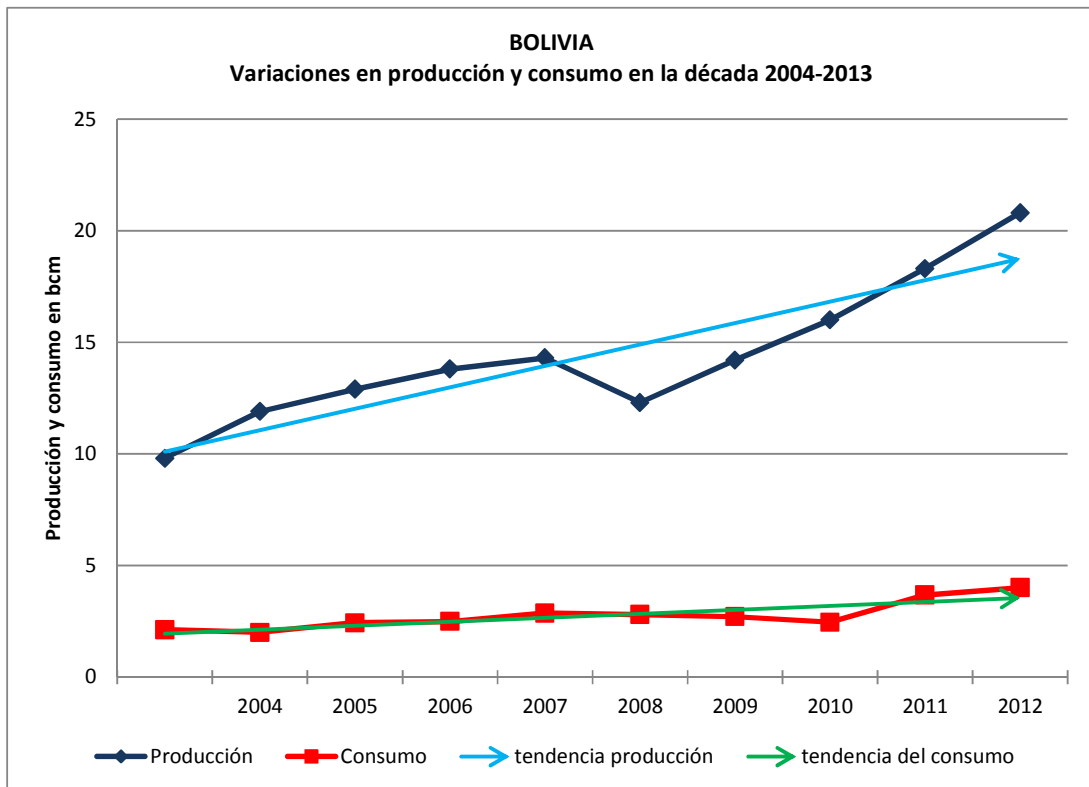


Figura 31. Producción y consumo de gas en Bolivia década 2004-2013. Fuente:Elaborado por Guerrero, 2014, sobre la base de informe Bp2014.

En el contexto de estos procesos relacionados con el abastecimiento energético de gas a la región - **desde una visión geopolítica sudamericana** - es importante destacar que, desde el punto de vista Geopolítico, adquieren relevancia **las relaciones de poder entre los Estados involucrados así como las decisiones políticas de uso del recurso gas**, muchas veces influenciadas por cuestiones históricas y geopolíticas aún irresueltas. Se observa la conformación de dos ejes geopolítico, uno liderado por gobiernos progresistas, que incluye a Venezuela, Brasil, Argentina y Bolivia y un eje del Pacífico con gobiernos de tendencia neoliberal, donde se articulan Colombia, Perú y

Chile que operan en torno **lógicas de litigios territoriales** -resueltos en la fachada atlántica y aún persistentes en la fachada pacífica- que les impiden articularse en torno a problemáticas comunes asociadas a la cuestión energética.

Por otra parte, el nivel de integración económica alcanzado por estos ejes, desde el punto de vista político y económico, se reitera en los bloques económicos que conforman. El primer grupo, coincide con los países integrantes del Mercosur ampliado, a partir de la incorporación de Venezuela en 2013 y el pedido de Bolivia de pasar de Estado Asociado a miembro pleno (aceptado en julio de 2015 aunque falta todavía su ratificación en los congresos de los países miembros). Estos gobiernos se encuentran unidos por una fuerte oposición ideológica a los vínculos con Estados Unidos y por las alianzas con China, Rusia e Irán.

El segundo grupo, se conformó a partir de la fractura de la Comunidad Andina de Naciones (CAN) - con el retiro de Venezuela en 2006 y la conformación de la Alianza del Pacífico en 2012 (formado por Colombia, Perú y Chile más México, lo cual le otorga una visión más latinoamericana) con una posición más aperturista y favorable a las relaciones con Estados Unidos. Sin embargo, más allá de las diferencias ideológicas y económicas ambos bloques convergen en una relación cada vez más cercana con China.

Esta **territorialización de la política**, producida como consecuencia de las decisiones y alianzas políticas entre los Estados - centradas no en el mercado sino en el poder político que se ejerce sobre un territorio - conduce a una **dinámica territorial de incertidumbre e inestabilidad**, en materia energética a escala regional sudamericana, que impiden procesos de cooperación como intercambio de gas por salida al mar entre Chile y Bolivia o entre Chile y Perú, a la vez que aumentan las discrepancias entre los mismos. Además, se producen también discrepancias por falta de cumplimiento de contratos de exportación existentes como en el caso de Argentina y Chile o por cuestiones económicas como los procesos de nacionalización de recursos en Bolivia que afectan los intereses de Brasil.

Estos **conflictos internos en la región la alejan de la integración energética** que sería factible a partir de los volúmenes de reservas y las desigualdades en producción y consumo entre los países de la región, donde aquellos con excedentes serían capaces abastecer a los países con déficit energético, a fin de lograr el autoabastecimiento regional.

El nuevo orden energético global que se está gestando, se estructura sobre la base de las asimetrías entre Estados que operan como abastecedores de recursos y Estados que operan como consumidores de los recursos energéticos actualmente disponibles -en las diferentes regiones a escala global- a fin de lograr seguridad de abastecimiento energético. En este contexto, en la región sudamericana, la realidad muestra como su potencialidad en cuanto a disponibilidad de nuevas reservas -probadas y recuperables- favorece la penetración de actores no tradicionales como China, Rusia e Irán junto al resurgimiento del interés de Estados Unidos por la región, generando así una fragmentación hacia el interior de la región y una integración hacia afuera que la aleja del autoabastecimiento. De este modo, se entremezclan cuestiones energéticas y geopolíticas donde contrastan nuevos procesos de integración política y económica, junto a conflictos crecientes que generan inestabilidad y fragmentación regional.

CAPÍTULO V

EL SOCIOGRAMA DE CONFLICTO COMO HERRAMIENTA DE SÍNTESIS DE LA INFORMACIÓN

5.1. INTRODUCCIÓN

Frente a la variedad de conflictos y actores en la región, uno de los problemas fue como representar el dinamismo y la velocidad de los cambios que los mapas no permitían reflejar. Para superar este obstáculo, se recurrió al aporte de la Sociología, que a través del Sociograma de Conflicto-empleado como herramienta de síntesis de la información- permite visualizar las interacciones entre un número creciente de actores. En los sociogramas se observan tanto acciones que favorecen la cooperación como un número creciente de conflictos que producen discrepancias. Esta **simultaneidad entre cooperación y conflicto es la que genera incertidumbre** respecto al futuro desarrollo de los procesos que -lleven o no- a una integración regional en general y energética en particular.

A lo largo el período de análisis 2004-2014, se destaca como se amplía el territorio sobre el que se desarrollan los conflictos. El análisis multiescalar y multidimensional propuesto desde la Nueva Geografía Política se refleja en la interacción entre escalas que permite abordar el territorio - desde una perspectiva política - como espacio de ejercicio de relaciones de poder a la vez que como espacio integrado y relacional.

5.1.1. Sociograma de Conflicto

El análisis relacional concibe el sistema social como redes de relaciones sociales. Para visibilizar estas relaciones se recurre al empleo del Sociograma de Conflicto, técnica que consiste en representar gráficamente la relaciones interpersonales en un grupo de individuos mediante un conjunto de puntos (los individuos, en este caso los Estados) conectados por una o varias líneas (las relaciones interestatales). Su utilidad es que permite representar gráficamente las relaciones de distinto tipo que estén presentes en un momento determinado entre un conjunto de actores, es decir, crear mapas sociales de las relaciones entre actores.

En particular, en esta investigación, el uso del sociograma de conflicto es una herramienta de ayuda para identificar las **relaciones de cooperación** - coincidencias en los fines de dos o más actores - **y/o relaciones de competencia** -discrepancias en los fines de dos o más actores-. Sus nodos representan a los actores-en este caso los

Estados que constituyen actores del más alto nivel- entre quienes **pueden registrarse simultáneamente relaciones de cooperación y competencia**, las líneas señalan la direccionalidad de los sentidos de cooperación o de competencia.

Para la elaboración de los sociogramas se utiliza la metodología y conceptualización propuesta por Delamer (2005). Cabe acotar que se ha realizado una adaptación para visualizar mejor las relaciones de competencia que tiene relación directa con el recurso gas, de aquellas que presentan una relación indirecta, en muchos casos en conexión con actores extraregionales. En este sentido, en los gráficos se utilizan dos colores diferentes para las relaciones de competencia, para resaltar que paralelamente a los conflictos con base en la obtención y distribución - entre posibles abastecedores o compradores - del recurso gas en la región (**relación directa-línea roja**), en algunos casos existen también discrepancias basadas en conflictos históricos y geopolíticos previos que repercuten sobre las negociaciones relativas al gas (**relación indirecta-línea celeste**), por otra parte, se graficaron las **relaciones de cooperación** mediante una **línea verde**. Cabe aclarar que estas flechas no son arbitrarias sino que cada una representa un acuerdo o una situación de conflicto existente.

Con el fin de otorgar dinamismo a la técnica del sociograma se lo va enriqueciendo con nuevas aportaciones -sobre la base del sociograma de referencia- el correspondiente al inicio del período de investigación 2004-2005. En este sentido, **en lugar de hacer un solo sociograma, se hacen varios para poder captar distintos cambios de la situación y conseguir movimiento a fin de explicar un proceso.**

En el momento inicial, se ubican en tiempo y espacio los acontecimientos que se van a reconstruir esquemáticamente y que se insertan en un espacio simbólico, el de los actores del proceso cuya participación se describió en el capítulo anterior como parte del contexto en que se desarrolla el conflicto. De este modo, se definen cuatro cortes: uno el de inicio de la situación histórica (tomado como escenario de referencia, luego dos sociogramas más que marcan momentos representativos de los cambios que se producen en la región y por último el sociograma del presente que sintetiza la situación actual.

El sociograma inicial o de referencia actúa como representante del pasado o inicio histórico del proceso corresponde al corte 2004-2005; luego se agregan a ese pasado dos cortes más que permiten conocer el proceso de cambios significativos para la región, 2006-2007 y 2008-2011. El sociograma del presente corresponde al período 2012-2014 que identifica cambios de relaciones entre los actores y muestra la realidad actual entre los actores en la región. Esta técnica del sociograma o de los mapas sociales tiene la potencialidad de mostrar la complejidad de las relaciones sociales y permite visibilizar la multidimensionalidad de lo social en una investigación.

5.2. ANÁLISIS DE LA EVOLUCIÓN DEL CONFLICTO Y SÍNTESIS A TRAVÉS DE LOS SOCIOGRAMAS

Los sociogramas de conflicto sintetizan las relaciones entre los países involucrados en función del recurso gas, para cada corte realizado. En algunos casos, **dos o más actores conviven con relaciones de cooperación y competencia de manera simultánea. Es importante determinar, cuál de las dos situaciones prevalece en cada caso.** La relación entre dos actores, sea de coincidencia o de discrepancia en sus fines, es siempre simétrica (cada acción de un actor genera una reacción del otro actor involucrado), pero ésta sólo es verificable en la dialéctica de voluntades, cuando ambos muestran sus intenciones en la interacción.

Las políticas son los modos de acción que orientan todos los esfuerzos en función de un objetivo que se haya predeterminado. En el caso de los Estados, las políticas son las acciones generales que buscan satisfacer dos objetivos políticos básicos: bienestar y seguridad. En este sentido, la energía es un elemento clave para obtener la mejora de la calidad de vida de la población involucrada en el proceso. Las decisiones políticas actualmente en discusión, influyen en las relaciones entre Estados y conducen a una dinámica territorial de incertidumbre e inestabilidad, en materia energética a escala regional, la cual atenta contra el desarrollo en una realidad cada vez más compleja.

5.2.1. Período de referencia 2004-2005. Del conflicto bilateral al conflicto regional.

Este escenario corresponde al existente al inicio de los problemas de abastecimiento energético de gas en la región en el año 2004. Presenta **dos actores principales** -los exportadores de gas a nivel regional- en primer lugar **Argentina** con exportaciones principalmente a Chile y, en menor medida, a Uruguay y Brasil para cubrir el déficit ocasionado por sequías en la región. En segundo término **Bolivia**, que exporta **con condicionamientos, en cuanto a cantidad y precios derivados de la situación política interna, necesidad de obras de infraestructura y conflictos históricos irresueltos**, hacia Brasil (contrato 1999-2019) y en menor medida hacia la Argentina (el primer contrato fue entre 1972 y 1999 luego suspendido y retomado entre 2004 y 2006 de forma temporaria al inicio del conflicto de abastecimiento y luego en 2006 prorrogado por 20 años hasta 2026).

El **conflicto bilateral Argentina-Chile**, se origina en 2004 debido al incumplimiento del contrato establecido entre ambos países mediante el Protocolo de Integración Energética de 1995, por el cual Argentina se comprometía a asegurar el suministro de gas a Chile quien decidió basar su política energética en la importación de gas desde este país mediante la construcción de gasoductos de importación, en lugar de realizar inversiones en otra alternativa posible como era la energía hidroeléctrica.

Sin embargo, frente a problemas de disminución de la oferta por caída en las reservas y aumento de la demanda, Argentina decide priorizar el mercado interno a pesar de los requerimientos de Chile, quien solicita ser considerado como parte de ese mercado en función de los acuerdos existentes. **El problema de abastecimiento energético argentino del año 2004 -considerado coyuntural- continúa en el año 2005** por un encadenamiento con problemas vinculados a eventos naturales como la presencia de sequías en la región, así como problemas de inestabilidad política en algunos países del área.

Finalizando este período, se produce en 2005 un recrudecimiento de la crisis energética y de considerarla un problema de abastecimiento coyuntural se pasa al reconocimiento de la existencia de una **crisis energética estructural en Argentina - que afecta a la**

región - y genera la búsqueda de diferentes alternativas de solución con la participación de otros actores estatales que convierten el conflicto bilateral en un conflicto regional. En este contexto, se incorporan **Perú y Bolivia** como protagonistas principales.

Una de las propuestas de solución al conflicto fue a través de la **creación de un anillo energético sudamericano, con centro en Perú.** Este escenario proponía un cambio radical en el mapa regional del gas dejando de lado a Bolivia. En este marco, la explotación de los yacimientos de gas en Camisea (Perú) -descubiertos por Shell en 1987 pero que **inician su producción** veinte años después en **2004**- en coincidencia con los problemas de abastecimiento de gas en Argentina, aparece como la solución al conflicto. El gas iría hasta Pisco a través del gasoducto existente y, desde allí se construiría un nuevo gasoducto hasta Tocopilla, en Chile. A partir de este punto se emplearía la existente red gasífera argentino-chilena, que se continúa en Brasil y Uruguay, redireccionando -a través de ella- el fluido del gas.

Este escenario provocaba, dos cambios fundamentales, Bolivia pasaba de ser el país exportador clave de la región, a estar marginado del abastecimiento regional. Chile, por su parte cambiaba su papel de importador neto de gas desde Argentina, por el de principal proveedor de energía a Argentina y, desde aquí, hacia Brasil y Uruguay. De este modo se generaría una fuerte dependencia de un actor no involucrado hasta el presente, Perú, tanto para Chile como para la región. Uno de los problemas para su implementación era el costo, 2500 millones de dólares. Sin embargo, el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) estaba dispuesto a invertir en el financiamiento para construir el gasoducto entre las ciudades de Pisco en Perú y Tocopilla en Chile, con conexiones hacia Argentina y centro de Chile. Otro de los obstáculos para su implementación era el tiempo necesario para la construcción de infraestructura, por las restricciones que presenta el relieve y las necesidades energéticas perentorias en la región.

Un problema -no menor- que dificultó dicha concreción vino de la mano de las tensiones geopolíticas existentes en ese momento, que aún continúan, en cuanto a la delimitación de la zona económica exclusiva en el mar territorial entre Chile y Perú,

derivado de situaciones históricas pendientes de solución. Finalmente, estos **factores históricos y geopolíticos que afectan a la relación entre Perú y Chile, obstaculizaron la decisión política de materializar esta alternativa de solución** al conflicto. Además, el tiempo necesario para la construcción de un gasoducto en plena cordillera haría que -de concretarse- no solucionara los problemas de abastecimiento de gas en el corto plazo, en particular, para Argentina.

Un segundo intento de solución se basó en un acuerdo entre Bolivia y Chile, en el cual se intercambiaría gas por salida al mar. Esta probabilidad se basaba en los cambios políticos producidos en el marco regional con nuevos presidentes, más cercanos en sus posturas ideológicas, Evo Morales en Bolivia y Michelle Bachelet en Chile. Dicha condición podría dejar de lado sentimientos nacionalistas, dando prioridad a la mejora de la calidad de vida de la población a través de un aprovechamiento de recursos que garantizarán el desarrollo económico nacional. En este contexto, Chile dejaba de depender de las “inciertas” exportaciones de gas desde Argentina, mientras que Bolivia, se afirmaría como principal proveedor de energía a la región incorporando a sus exportaciones tradicionales hacia Argentina y Brasil, exportaciones hacia Chile, con la posibilidad de ampliarlas -desde allí- al mercado mejicano y estadounidense. Existía además, un proyecto para exportar a través del puerto de Ilo en Perú y desde allí por barco hasta México y Estados Unidos como insumo para sus plantas de regasificación.

Ambas posibilidades se vieron limitadas por razones geopolíticas históricas de conflicto de Bolivia con Chile y Perú, por la pérdida de su salida al mar luego de la Guerra del Pacífico. **Desde una perspectiva Geopolítica Sudamericana se observa que, las lógicas propias de esta región, contrarias a la racionalidad económica dominante, hacen que estos conflictos geopolíticos aún irresueltos -sin origen en cuestiones relacionadas con la energía- tornen inviables alternativas válidas de solución a la crisis.** Bolivia, a pesar de ser el país que ofrece mayores ventajas comparativas para solucionar el problema, por razones de proximidad, gasoductos construidos, contratos firmados, posibilidades reales de abastecimiento, se convierte en un obstáculo a la solución del conflicto.

En general, se produjeron soluciones rápidas para los problemas de abastecimiento energético en el período 2004-2005 que, en principio, pretendieron desconocerse o minimizarse. Sin embargo, estas soluciones sólo representaron soluciones temporarias y no medidas pensadas para conseguir soluciones de fondo como resultado de reconocer la crisis en cuanto problema estructural, y no coyuntural.

El siguiente **sociograma de conflicto correspondiente al período 2004-2005** (figura 32) sintetiza las características del escenario histórico de referencia. En él se observa que, las **relaciones de Cooperación** que favorecen los procesos de integración, sólo se dan entre un número limitado de países (Bolivia-Argentina-Brasil-Chile). Son vinculaciones efectivas entre actores con perfiles diversos. Bolivia, dada su alta relación reservas-producción opera como abastecedor neto, exportando principalmente a Brasil. Chile opera como demandante neto, con una alta dependencia del gas argentino. Brasil y Argentina importan gas desde Bolivia, mientras que, Argentina se muestra como el principal consumidor del recurso en el Cono Sur al mismo tiempo que actúa como exportador principalmente a Chile luego del descubrimiento del yacimiento Loma de La Lata en Neuquén.

Por otra parte, existen **Discrepancias** o conflictos entre tres de los países analizados, dos de ellos con importantes reservas gasíferas (Bolivia y Perú). Entre Bolivia/Chile y Bolivia/Perú, las discrepancias se deben a conflictos históricos, de origen geopolítico - aún irresueltos - en relación con la pérdida de salida al mar de Bolivia en la Guerra del Pacífico con Chile y Perú y entre Argentina/Chile las discrepancias responden a conflictos actuales, debido al incumplimiento de contratos preestablecidos. En cuanto a las **relaciones directas de competencia**, con respecto a la obtención y distribución del recurso gas que se observan en el 2004 entre los tres países con mayor volumen de reservas (Venezuela, Bolivia, Perú), podrían clasificarse de **competencia potencial**, ya que si bien podrían rivalizar por la provisión del recurso, **en virtud de la infraestructura existente a esa fecha ni el gas peruano ni el venezolano podían llegar a los centros consumidores de Argentina, Chile y Brasil** mientras que, **solo operan los gasoductos entre Bolivia-Argentina y Bolivia-Brasil**, apoyados en la existencia de contratos firmado con ambos países.

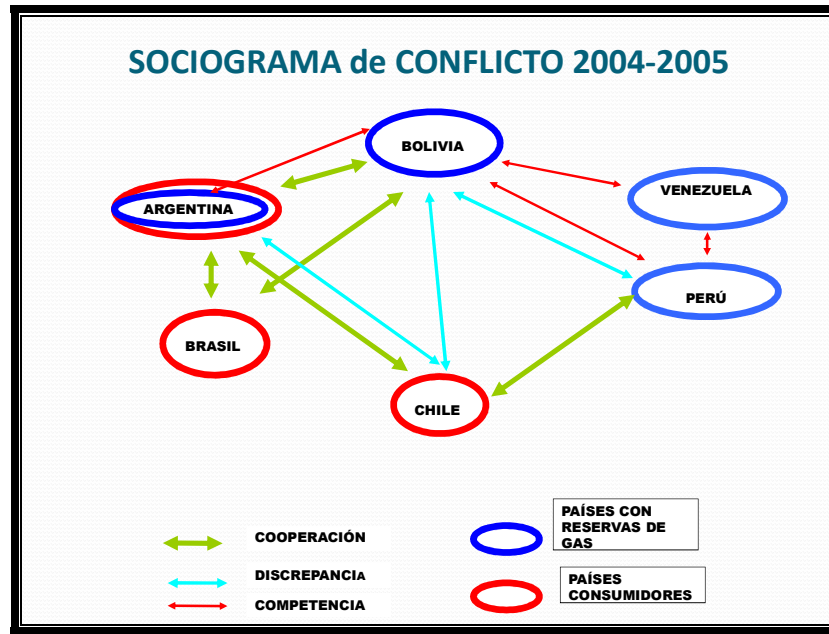


Figura 32. Escenario de referencia. Del conflicto bilateral al conflicto regional: Período 2004-2005. Fuente: Elaborado por Guerrero, 2013

En el caso de Argentina la presencia de un doble círculo muestra su característica particular de consumidor y demandante del recurso, producto de su conducta - a través de los años- que lo llevo a **comportarse como un país gasífero sin serlo** (exportando el recurso e incentivando la demanda interna), con la consecuencia de provocar disminución de sus reservas, que afectaron también a otros países de la región. Se observa en este primer sociograma, una trama abierta, con pocas interacciones entre los actores de la región, así como la **ausencia de actores extraregionales y un predominio de las relaciones de competencia sobre las de cooperación.**

5.2.2. Segundo período 2006-2007. Gasoductos e Ideología

En el segundo período que se extiende entre 2006 y 2007, se aborda el problema de abastecimiento **reconociendo la existencia de una crisis energética estructural en Argentina que afecta a la región.** En el año 2006, particularmente desde el punto de vista geopolítico, los núcleos de poder regional estaban encabezados por Brasil y Venezuela. Su presencia se reflejaba en la conformación de dos ejes, uno integrado por Venezuela, Bolivia y Cuba, que conformaron la Alianza Bolivariana de las Américas

(ALBA) más radicalizado en su posición y otro más flexible, con centro en Brasil y Argentina, países del Mercado Común del Sur (MERCOSUR) que actúan como contención del eje anterior y como garantes de la paz regional, con el apoyo de Estados Unidos. En este marco, surge una competencia - cada vez mayor - por los **espacios de influencia política regional**. El conflicto entre ambos ejes estaba encabezado por el presidente de Venezuela, Hugo Chávez, quien pretendía ejercer el liderazgo regional - desplazando a Brasil (presidente Lula da Silva) y Argentina (presidente Néstor Kirchner) - mediante una agresiva “diplomacia del petróleo” donde nuevamente se entrecruzan cuestiones políticas y energéticas.

En 2006, aparecen dos nuevos actores estatales en el uso del recurso gas natural en la región **Colombia como abastecedor y Venezuela como consumidor**¹. Los intercambios de gas se inician con la construcción del **gasoducto Ballenas-Maracaibo** para 200 millones de pies cúbicos de gas. En 2007, se produce la inauguración del gasoducto binacional de 225 kilómetros. Se da así la paradoja que, a pesar de ser Venezuela el país con las mayores reservas de gas de la región, se transforma en importador del recurso. Posteriormente, el acuerdo estipulaba que, cambiando la dirección de los flujos, los venezolanos pasarían a proveer gas a Colombia a partir de 2010. De este modo Colombia, aparece en la región como abastecedora de gas a Venezuela, quien sólo utiliza sus reservas de gas para reinyectarlas a fin de extraer petróleo y no como recurso para exportar al mercado externo.

En este contexto de dependencia de Venezuela del gas colombiano, surge la propuesta del Presidente Hugo Chávez, del denominado **Gran Gasoducto del Sur**, el cual daría fin a los problemas energéticos de Argentina y Brasil e indirectamente solucionaría también los de Chile y Uruguay. Este gran megaproyecto de 8000 Kilómetros de extensión **-que no incluía a Bolivia-** requería enormes inversiones en infraestructura. Estas oscilaban entre 16.000 y 20.000 millones de dólares² y conectarían Puerto Ordaz en Venezuela con Manaos en Brasil y luego, mediante gasoductos secundarios, se conectaría con Río de Janeiro, y otros puntos en Brasil. Hacia el sur llegaría a Montevideo, incorporando a Uruguay y luego a Buenos Aires, en Argentina.

¹En 2005, Colombia suscribe un convenio para la construcción de un gasoducto por el cual se comprometía a enviar sus excedentes de gas a Venezuela hasta 2010.

²[En línea] <http://www.clarin.com/> [19 de enero de 2006]

Estas **grandes extensiones de gasoductos sólo fueron trazadas sobre un mapa y son la base de este utópico proyecto** que atravesaba desde Venezuela, selvas, ríos y cordilleras, para llevar el gas necesario a buena parte de Sudamérica a cambio de ¿altos precios?, o tal vez, intercambiando gas por innovaciones tecnológicas y productos agrícolas, en principio con Argentina y Brasil **reemplazando Venezuela a Bolivia como principal exportador regional de gas.**

Calificar de utópico a este proyecto deriva de los obstáculos que debería superar para su ejecución como la necesidad entre otros procedimientos, de estudios de impacto ambiental en 8000 kilómetros, cálculo de costos de transporte y rentabilidad, cálculo del precio final del gas puesto en cada uno de las áreas de consumo y un marco jurídico común para todos los países involucrados en el mismo y, por sobre todo, el tiempo necesario para llegar a concretarlo.

Este escenario incorporaba a Venezuela como protagonista principal. Se observa cómo tanto la propuesta del Anillo Energético Sudamericano, con eje en Perú, como la del Gran Gasoductos del sur, con eje en Venezuela, dejan de lado a Bolivia, principal exportador real y no potencial de gas de la región. Para Bolivia, ambas propuestas significaban perder su peso regional como principal exportador de gas, mientras que para Argentina implicaban un cambio de dependencia del gas boliviano por el venezolano. Sin embargo, la diferencia para Argentina es que, los gasoductos con Bolivia ya están construidos y en funcionamiento -más allá de la discusión por el precio del gas - mientras que con Venezuela o Perú todo es un proyecto.

Concluyendo, mientras la realidad muestra que, en este período los únicos gasoductos existentes y en funcionamiento conectan con Bolivia, **los lineamientos adoptados por los gobiernos involucrados en la crisis, parecen más próximas a decisiones personales de dirigentes políticos con una ideología común (Venezuela, Argentina y Brasil) que a una real factibilidad de los proyectos.** Es en este sentido que este período se denomina **ideología y gasoductos**, puesto que no aporta soluciones concretas sino firma de acuerdos políticos, la excepción la constituye el pequeño tramo de gasoducto que se construye entre Colombia y Venezuela pero con la particularidad que Venezuela es importador del recurso.

Simultáneamente con esta propuesta, mayo del **2006, señala el momento de mayor tensión geopolítica entre los países de la región por la decisión de nacionalizar los hidrocarburos tomada por el presidente de Bolivia, Evo Morales**. Ello afecta, principalmente a los intereses de Brasil (por el volumen de sus importaciones de gas y por los intereses de la empresa Petrobras en gas, refinerías, contratos de exploración y explotación). Esta situación genera más tensión regional puesto que a los enfrentamientos entre Bolivia, Perú y Chile por la salida al mar; entre Chile y Perú por la delimitación del mar territorial; entre Argentina y Chile por incumplimiento en el abastecimiento de gas; se suma este nuevo enfrentamiento entre Bolivia y Brasil por efecto de la nacionalización de hidrocarburos.

En este contexto, una de las primeras precisiones del presidente de Bolivia Evo Morales -aún antes de asumir - fue que aumentaría el precio del gas y que, el precio solidario regional, debía ser, en principio, solidario con su propio pueblo quién necesita mayores ingresos para mejorar su calidad de vida. Los gobiernos de los países con problemas de abastecimiento de gas aceptaron el aumento del precio impuesto por parte de Bolivia.

En la región, la situación geopolítica y estratégica de los países sudamericanos en relación con el recurso gas a fines de este período, es la necesidad que tiene cada Estado de garantizar el abastecimiento fluido de energía a su población. Para ello, se requiere la firma de acuerdos que permitan superar los conflictos de intereses que se presentan entre los actores de la región - e internamente dentro de cada Estado- por ejemplo, en Argentina abastecer a su población o exportar a Chile; en Bolivia cumplir los contratos con Brasil o con Argentina además de asegurar el abastecimiento interno. En definitiva, la mayoría de los países de América del Sur se encuentran frente al desafío de instrumentar políticas y estrategias que los pongan a salvo de posibles crisis energéticas, en este período pensadas a partir del desarrollo de infraestructura, que permita una mejor distribución del gas a partir del país que posee las mayores reservas de la región.

El **sociograma de conflicto correspondiente al período 2006-2007** (figura 33), muestra una densificación de la trama de relaciones evidenciando un doble proceso de avance en las relaciones de cooperación, que favorecen la integración, acompañado de

un aumento simultáneo de las discrepancias, que introducen inestabilidad e incertidumbre. También se observa cómo, en **estos dos primeros períodos, los intentos de solución se apoyan en la construcción de gasoductos** y en la búsqueda de soluciones intraregionales que implican variar las dependencias desde el punto de vista energético entre los distintos actores que poseen el recurso (Bolivia, Perú o Venezuela) quedando la Argentina -principal exportador junto a Bolivia al inicio del conflicto- marginada como país exportador, por sus problemas de disminución de las reservas y de la producción junto al crecimiento de la demanda.

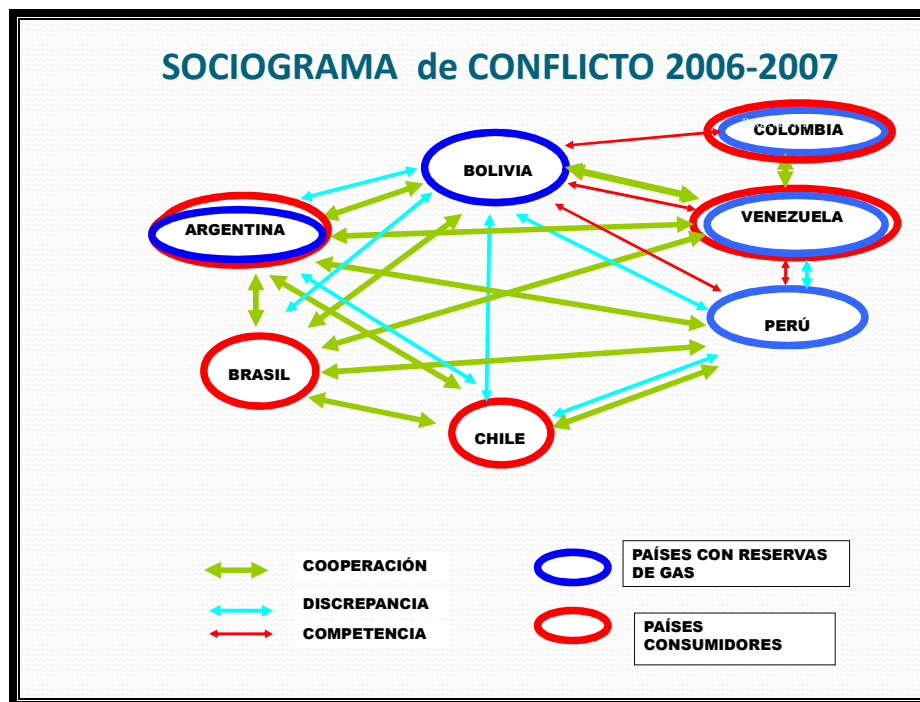


Figura 33. Gasoductos e Ideología: Período 2006-2007. Fuente: Elaborado por Guerrero, 2013

El **aumento de las relaciones de cooperación** en este segundo sociograma, se extrae de la firma de acuerdos entre Brasil y Chile en el marco de la Comunidad Sudamericana de Naciones; acuerdos entre Argentina y Venezuela para intercambiar *fuel oil* por innovaciones tecnológicas; inicio del convenio para abastecimiento de gas a Venezuela desde Colombia; avances en la firma del acuerdo por el Gasoducto del Sur entre Argentina, Brasil y Venezuela; nuevos lazos creados por el ALBA entre Venezuela y Bolivia y por último la incorporación de Venezuela al MERCOSUR como

miembro asociado (iniciado en 2006 y concretado en 2013 cuando ingresa como miembro pleno).

En cuanto al **crecimiento de las discrepancias** se pueden diferenciar aquellos conflictos en relación directa con el recurso gas: definición del precio del gas entre Bolivia, Argentina y Brasil (mayor tensión por el volumen que importa y por los efectos de la nacionalización sobre la empresa estatal de Brasil, Petrobras), que afecta también a Chile de forma indirecta por un aumento del precio de exportación desde Argentina. Así como, otras con relación indirecta: surgimiento de conflictos por la delimitación del mar territorial entre Chile y Perú; conflictos entre Perú y Venezuela por cuestiones de política interna, que derivaron en el retiro de Venezuela de la Comunidad Andina de Naciones (CAN).

Por otra parte, en el segundo período, se mantiene la situación de **competencia potencial** entre Bolivia, Venezuela y Perú y aunque imprevisto, surge Colombia como exportador de gas a Venezuela, que aparece ahora en el sociograma con un doble círculo indicando tanto su condición de consumidor como país con reservas propias que exporta hacia Venezuela.

Esta convivencia de situaciones contrapuestas remarca la complejidad Geopolítica y la criticidad que genera el recurso gas a nivel regional. Ella se produce, no por la escasez relativa del recurso, sino debido a la dificultad para la toma de decisiones en un escenario regional de incertidumbre e inestabilidad creciente, donde las decisiones políticas definen el uso de los recursos que brinda el territorio.

Este es un ejemplo concreto donde se puede observar como **las decisiones políticas de uso del recurso por parte del Estado son las que determinan su valor crítico, a pesar de encontrarse en la región una abundancia relativa de gas, desde la perspectiva económica de la relación producción/consumo**. La velocidad con que se han producido los cambios -que aún continúan- es una muestra de los desequilibrios internos en la región, en su mayoría de origen geopolítico, que crean la mayor barrera para lograr procesos de integración.

El fin de este período se caracteriza por **el predominio de lo ideológico** (nacionalización de recursos en Bolivia y acuerdos políticos entre Venezuela, Argentina y Brasil) pero sin aportar soluciones concretas a los problemas de abastecimiento. El Gran Gasoducto del Sur resulta utópico por los obstáculos económicos, ambientales y políticos que debe enfrentar. Se observa la densificación de la trama con un **predominio de las relaciones de cooperación a pesar de las discrepancias**. Bolivia aparece como el país con mayor número de relaciones de discrepancia y competencia, por lo tanto más allá de los intentos de Venezuela en convertirse en actor principal, **Bolivia emerge como actor central del conflicto**, manteniendo conflictos históricos con Chile y Perú e incorporando conflictos con Brasil por la nacionalización de los recursos y con Argentina por menor disponibilidad de reservas de gas para exportación.

5.2.3. Tercer período 2008-2011. Del gasoducto al transporte por vía marítima (GNL)

El tercer período comprendido entre 2008-2011 presenta tres cambios significativos. En primer lugar, se observa una expansión, desde un punto de vista geoeconómico, pasando de relaciones, solo entre actores regionales, a la incorporación **de actores extraregionales** en el área en estudio como **Estados Unidos, Rusia, Francia, Irán y China** (quién ya participaba de manera incipiente desde 2005, pero que en este período, incrementa su presencia). En este sentido, se observa cómo se intensifican las relaciones de Bolivia y Venezuela con Rusia e Irán en múltiples dimensiones que van más allá de la cuestión energética. Por lo tanto, **en este período se destaca la inserción de la región sudamericana en el mercado global.**

En segundo lugar, se produce en 2008 el **inicio del uso del gas natural licuado**, transportado por vía marítima, a la vez que **se dejan de lado los proyectos de gasoductos** que fueron los ejes dominantes en la búsqueda de soluciones en los dos períodos anteriores. En tercer lugar, se producen importantes cambios en las reservas de la región, como los descubrimientos de megacampos de hidrocarburos en el presal de Brasil (2008); la certificación de reservas de petróleo en Venezuela por encima de Arabia Saudita (2010) recordando que poseen gas asociado y por último el informe de

Advanced Resources International (2011) que posiciona a la Argentina como el país con las terceras reservas de *shale gas* a escala global. Todo ello en el contexto global, de una crisis económica mundial iniciada en 2008 que lleva el barril de petróleo a 140 dólares.

A fines de 2007 y principios de 2008, se descubrieron grandes megacampos de gas y petróleo que permitirían a **Brasil pasar del autoabastecimiento petrolero alcanzado en 2007, a estar entre las 10 potencias mundiales en producción**, logrando de este modo tener un superávit energético. Sin embargo, debe recordarse que toda esta riqueza es potencial puesto que requiere de grandes inversiones y desarrollos tecnológicos ya que se encuentra a una distancia de 300 kilómetros de la costa y a 7000 metros de profundidad y para cubrir los costos de producción depende de que se mantenga un alto precio del petróleo. En este sentido, en 2011, hacia el final del período, en el marco de la crisis de la primavera árabe en el norte de África y Medio Oriente el petróleo subió nuevamente por encima de los 100 dólares el barril favoreciendo las inversiones en explotación de los recursos hidrocarbúricos del presal y en **desarrollos tecnológicos propios**³.

Desde una perspectiva política y económica, la puesta en producción de estas nuevas reservas de hidrocarburos redefiniría el Mercosur con un fortalecimiento de la posición de Brasil en la región, que puede transformarse en un exportador de petróleo a la altura de Venezuela. En palabras de Jorge Castro, titular del Instituto de Planeamiento Estratégico "...este yacimiento va a consolidar la posición de Brasil como actor global y lo posicionará mejor como potencia en su disputa regional con Venezuela". Otra consecuencia posible es que presenta una mayor atraktividad para las inversiones extranjeras y en este punto, probablemente, la más afectada es Argentina.

³En su plan de negocio 2013-2017, Petrobras presentó planes de inversión por US\$ 147.5 mil millones en exploración y producción, de los cuales US\$ 73000 millones serían en exploración y producción de actividades en el presal. Sin embargo, **aún deben enfrentarse considerables desafíos para tornar estas reservas técnicamente recuperables en económicamente viables**. A ello se suma que las inversiones en el presal requieren la presencia de Petrobras por los **estrictos requisitos de contenido local**. En este sentido, el gobierno brasileño aprobó en 2010 una legislación que establece un nuevo marco normativo para las reservas del presal que incluye la creación de una nueva agencia, **Presal Petróleo SA**, para administrar los nuevos contratos comerciales de producción de petróleo y gas en el presal. Asimismo, establece un nuevo fondo de desarrollo para administrar los ingresos públicos del petróleo del presal y diseña un sistema de acuerdos de producción compartida (*production sharing agreement* PSA por su sigla en inglés) para las reservas del presal. Este marco no inhibe a las empresas privadas de participar con el Estado en la exploración y producción, pero **Petrobras será el único operador de cada PSA y tendrá una participación mínima del 30% en todos los pre-proyectos del presal** (Schutte, 2013: 128). Además, se estableció una política de obligatoriedad de invertir el 1% del ingreso bruto de los grandes campos de petróleo y gas en investigación y desarrollo en el país.

En este marco, se produce un importante cambio entre los actores de la región, en tanto Argentina - por la grave crisis de sus reservas de hidrocarburos- pasa de país exportador a un país netamente importador de energía, mientras que Brasil, pasa de ser un país autosuficiente a ser superavitario en materia energética. Transformándose así de actor secundario a actor principal en el escenario regional.

En este sentido, cabe una pequeña revisión de la situación de Brasil en relación con la incorporación del gas en su matriz energética (dependiente principalmente de la energía hidroeléctrica). Este proceso fue más lento que en otros países de la región y principalmente el incremento de sus reservas se centra en los descubrimientos localizados en aguas profundas y ultraprofundas de la **Bacia de Campos que en 2007 representaban el 81% de las reservas totales de gas del país** frente a un 17% concentrado en Urucú, en la Bacia del Amazonas (Dias Leite, 2009:90).

En general los yacimientos son de petróleo con gas asociado y debido a su localización se generan obstáculos para su desarrollo. Por una parte, en los yacimientos de la zona del Amazonas implican conflictos socioambientales y por otra parte, los yacimientos localizados en el presal se centran en la explotación del petróleo de mayor valor comercial y en muchos casos todavía se vende gas que no es comercializado. Sin embargo, más allá de la existencia de estas reservas, la solución para la mayor demanda de gas natural se obtuvo a través de la firma de un tratado con Bolivia⁴ que lo compromete al abastecimiento hasta 2019.

Otra estrategia desarrollada por Brasil ha sido la importación de gas natural licuado (GNL) desde otros países, para diversificar los mercados proveedores y disminuir la dependencia del abastecimiento de gas desde Bolivia. La empresa Petrobras incrementó la importación de GNL y firmó un acuerdo con diversas empresas para el suministro flexible de GNL, que prevén su reexportación en caso de que el gas contratado no sea necesario. Desde 2009 existen plantas en Bahía de Guanabara y Pecém y en 2014 se

⁴Luego de largas negociaciones iniciadas en 1938, se concreta en 1993, con un volumen inicial de 8 millones de m³ diarios que se fue ampliando hasta alcanzar los 30 millones de m³/d en el gasoducto construido entre Bolivia y Campinas, que abastece -desde 1999- a San Pablo, corazón industrial de Brasil. El acuerdo incluía una cláusula de *take or pay*, por el bajo consumo inicial, que luego se incrementó a partir del cambio en el uso industrial de petróleo por gas, que favoreció al ambiente; también se comenzó a utilizar en centrales termoeléctricas alimentadas a gas y en transporte como gas natural comprimido (GNC), siendo el consumo residencial el de menor importancia.

inauguró en Salvador de Bahía, una terminal flotante en Bahía de todos los Santos, con capacidad para producir 14 millones de m³/d, existen además dos nuevas terminales proyectadas, una en Espíritu Santo (puede ser una terminal *on shore* bidireccional asociada en el futuro a una unidad de licuefacción) en Barra do Riacho y otra en Rio Grande en el sur de Brasil, que pueden agregar otras 6 a 7 millones de toneladas/año de capacidad adicional de regasificación de gas importado.

A pesar de un aumento del 16% en el consumo de gas natural en 2011, este representa una pequeña parte de la matriz energética del país (menos del 10% del consumo total concentrado en la industria). Según Petrobras, el campo Lula podría contener 5.7 TCF de gas natural recuperable, que si se transforman en reservas probadas podrían aumentar las reservas de gas natural totales de Brasil en un 50%. En este sentido, si bien Brasil podría obtener hasta 30 millones de m³/d de gas boliviano por día, el aumento de la producción nacional de gas y la importación de natural licuado desde otros países, le permite reducir tanto sus importaciones como su dependencia de Bolivia. La suma de estos equipamientos y proyectos elevará la capacidad de procesamiento de gas a 35 millones de m³/d para abastecer a su mercado interno. En síntesis, con el fin de garantizar su seguridad energética, Brasil ha optado por adquirir gas natural licuado en los mercados externos a un mayor precio que el que paga por la compra de gas, vía gasoducto al Estado boliviano.

Se inicia también en 2008⁵ la implementación del acuerdo comercial de venta de gas entre Colombia y Venezuela a través de Ecopetrol, Chevron y PdVSA (en 2011, se prorroga hasta agosto de 2012 y posteriormente hasta agosto de 2014 y aún continúa). De hecho, las compras de gas a Colombia se prolongaron en el tiempo por las necesidades de gas en el occidente de Venezuela y en especial para la generación de electricidad en la región de Zulia, porque Petróleos de Venezuela (PdVSA) aún no estaba en condiciones de abastecer su demanda interna.

En este tercer período, luego de los dos intentos fallidos de solución a través de la construcción del Anillo Gasífero con centro en Perú primero, y del Gran Gasoducto del Sur con centro en Venezuela después, surge una **tercera alternativa** que se aleja de las

⁵[Enlínea]<http://eleconomista.com.mx/industria-global/2014/02/19/colombia-pierde-venezuela-se-autoabastece-gas> [2 de junio de 2014].

anteriores y propone favorecer el **transporte de gas por vía marítima mediante el uso del GNL instalando plantas de regasificación**. Esta opción provoca tres consecuencias, en primer lugar incorpora la región al mercado global, en segundo lugar, flexibiliza la distribución del recurso y lo libera de su dependencia a países conectados mediante gasoductos y en tercer lugar, desde el punto de vista geográfico, **desterritorializa al recurso** ya que se puede obtener en diferentes lugares del mundo, aún sin poseer el recurso y solo con tener el transporte para su distribución, tal el caso de España con los barcos metaneros. En este marco, y como propuesta de solución concreta, Chile ha apostado a este recurso como solución frente al incierto abastecimiento desde Argentina.

Asimismo, Argentina fue el primer país de la región en recurrir al consumo de GNL mediante la contratación de buques metaneros, provenientes de lugares tan disímiles como Trinidad y Tobago o Qatar, a la vez que procedió a alquilar una planta regasificadora flotante instalada en el Puerto de Ingeniero White de la ciudad de Bahía Blanca en 2008, a la que se sumó luego una segunda planta regasificadora flotante en Escobar en 2011, ambas en la provincia de Buenos Aires. Esta situación de incorporación del uso del GNL se analizó en el capítulo III en relación con los cambios en el contexto global al coincidir con la crisis económica global de 2008, que implicó una disminución del consumo de GNL principalmente en Europa, al que se sumó luego el auge del *shale gas* en Estados Unidos motivo por el cual también disminuyó su demanda de GNL, dejando excedentes que se derivan a la región sudamericana. Asimismo, la incorporación de los actores extraregionales fue desarrollada en profundidad en el capítulo anterior como parte del nuevo contexto global que incorpora a la región sudamericana al mercado global del GNL como nuevo mercado emergente.

Concluyendo, la situación geopolítica de la región a fines de este período, es una clara muestra de los conflictos que generan inestabilidad regional en los que se entremezclan cuestiones energéticas y políticas que involucran a actores extraregionales como Estados Unidos, China, Rusia, Francia e Irán, junto a actores regionales como Venezuela, Bolivia, Argentina y Brasil. **La complejización de la situación se torna visible al reconocer que cada vez son mayores los lazos de cooperación, regional e interregional, a la vez que simultáneamente se observa una mayor tensión regional**

por conflictos -en su mayoría bilaterales- ajenos a la cuestión energética, pero con efectos sobre la misma. Este aumento de las discrepancias explica la inestabilidad e incertidumbre regional fruto de este doble juego, sumado al número cada vez mayor de actores involucrados en la cuestión energética regional sudamericana.

El **sociograma de conflicto correspondiente al tercer período 2008-2011** (figura 34), muestra la ampliación del conflicto a través de la interacción entre actores regionales y extraregionales, que se refleja en una densificación de la trama a través de relaciones directas e indirectas entre los actores, evidenciando un doble proceso de **avance en las relaciones de cooperación, ahora de escala no sólo regional sino también global** que favorecen la integración al mundo pero que lo alejan de la integración regional, acompañado de un **aumento simultáneo de las discrepancias**, que introducen inestabilidad e incertidumbre a escala regional y global por la presencia en la región de Estados Unidos, China, Rusia, Francia e Irán - en muchos casos enfrentados entre sí- trasladando los conflictos globales a la región.

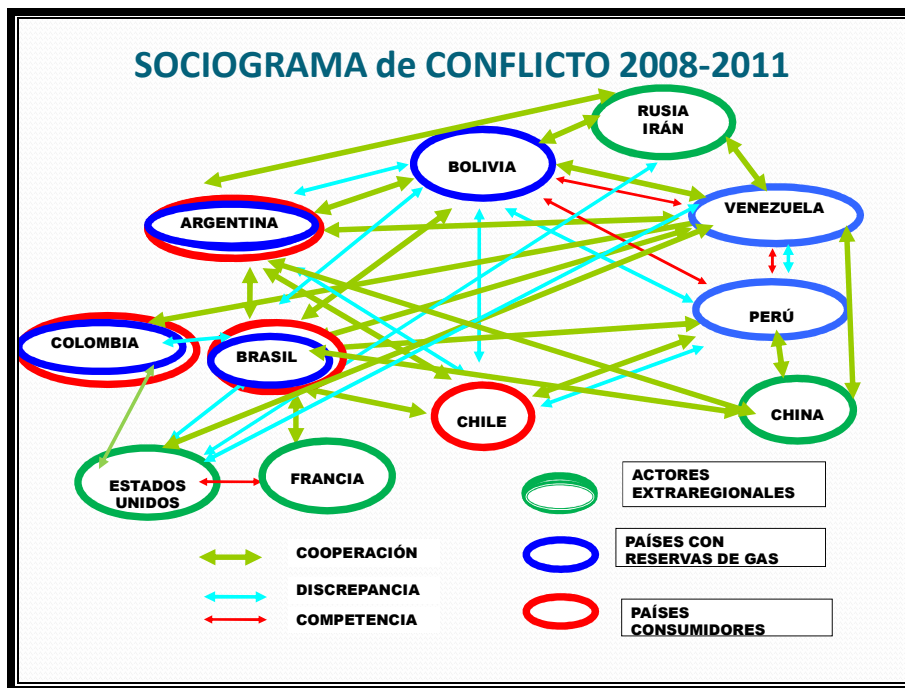


Figura 34. Del gasoducto al GNL. Período 2008-2011. Fuente: Elaborado por Guerrero, 2014.

El **aumento de las relaciones de cooperación** se afirma a partir de varios sucesos ocurridos en la región: firma de acuerdos de Venezuela y Bolivia tanto con Rusia como con Irán; acuerdos Estados Unidos-Colombia; intención de crear un grupo formado por los países exportadores de gas natural -similar a la OPEP - incluyendo a Rusia, Venezuela y Bolivia entre otros; acuerdos Brasil-Francia para transferencia de tecnología con el fin de desarrollar submarinos nucleares; prórroga del acuerdo de suministro de gas entre Colombia y Venezuela.

El **aumento de las discrepancias** surge de la mayor presencia de Estados Unidos en la región con la reactivación de la IV Flota de los Estados Unidos para operaciones navales en Latinoamérica e instalación de bases en Colombia y pistas en Paraguay (con intención encubierta de ejercer control sobre recursos naturales); cambios en el contexto global como consecuencia de la situación del Norte de África (primavera árabe que beneficia a Rusia, con efectos de mayor consumo de gas); en 2011 también impacta la situación en Japón por el cuestionamiento al uso de la energía nuclear luego del accidente nuclear y posterior al tsunami que como consecuencia también favorece el uso del gas como bien sustituto de la energía nuclear, a través de un mayor consumo de GNL.

En este sociograma se destaca como **umentan tanto las relaciones de cooperación como las discrepancias entre los actores regionales así como entre los actores extraregionales**. Estas situaciones reflejan la multidimensionalidad de los conflictos políticos, económicos o sociales, ocurridos en diferentes escalas, que generan inestabilidad regional, más allá de la situación puntual de presencia o no del recurso gas natural. Sumado a ello, se observa también como convergen las cuestiones políticas y energéticas, que encuentran a Estados Unidos y Rusia, nuevamente enfrentados en la región sudamericana por el control de recursos naturales estratégicos, a los que se suma la presencia creciente de China en la región en busca de asegurarse los mismos recursos, a partir de inversiones en infraestructura y tecnología o mediante el otorgamiento de préstamos a los países de la región.

Desde el punto de vista de la Geopolítica de la Energía se observa como en este período se incrementan las relaciones directas e indirectas con actores extraregionales a escala

global. Decisiones políticas y económicas, favorecen el consumo del GNL y la inserción de la región como mercado emergente de GNL en detrimento de inversiones en gasoductos, en parte por conflictos geopolíticos preexistentes aún irresueltos que continúan obstaculizando esta posibilidad de integración energética regional, pero que favorece su inserción al mercado global.

En paralelo, surge la necesidad de inversiones tanto en infraestructura e instalaciones para el desarrollo del GNL, como para la puesta en producción de nuevas reservas de recursos no convencionales y la falta de desarrollo tecnológico propio-principalmente en el caso de la Argentina- para lograr una explotación que permita tornarlos técnicamente recuperables y económicamente viables. Los recursos del presal -donde Brasil tiene la ventaja de haber desarrollado tecnología propia- también necesitan grandes inversiones provocando esta situación nuevas dependencias y vulnerabilidades para la región.

5.2.4. Cuarto período 2012 -2014. Nuevos contextos, nuevos recursos

El cuarto período, 2012-2014, aún se está desarrollando y se caracteriza por un contexto global que se inicio con la explotación de los recursos no convencionales de *shale gas* en Estados Unidos (2010), cuyos efectos ya comienzan a notarse en 2012 y que a fines de 2014 hacen eclosión, consecuencia del incremento de la producción de recursos no convencionales de *shale oil* y *shale gas* en Estados Unidos, provocando impacto en el sistema energético global que lleva a una disminución del precio del petróleo de 100 dólares a 40 dólares -en solo pocos meses- producido por el aumento simultáneo de la oferta del *shale* estadounidense, junto a la negativa de los países de la OPEP a contraer su producción, sumado a una disminución de la demanda.

Este cambio a escala global impacta a escala regional provocando que las inversiones en exploración y explotación en nuevas reservas- de petróleo y gas en aguas profundas y ultraprofundas del presal en Brasil; la exploración del recurso gas costa afuera en el mar territorial de Venezuela y en los yacimientos de recursos no convencionales en Argentina encuentren barreras difíciles de superar puesto que la puesta en producción de estos recursos se basaba en previsiones de inversión con precios del barril de petróleo por encima de los 80 dólares.

Además, desde el punto de vista del transporte del recurso gas, continúa el interés creciente en la **incorporación del gas natural licuado en varios países de la región** como alternativa a los problemas de abastecimiento, frente a déficits de gas que no pudieron ser solucionados a través de la construcción de gasoductos a fin de lograr el autoabastecimiento regional. Este creciente mercado emergente del GNL impacta principalmente a escala local en los territorios donde se instalan las plantas de regasificación.

A inicios de este período, se producen cambios en otros países de la región. Colombia, país que había desempeñado hasta este momento un rol secundario en la cuestión energética en la región, relacionada sólo con el abastecimiento gasífero a Venezuela, en 2012, busca profundizar su integración energética a través de negociaciones iniciadas entre los Ministros de Energía, de ambos países quienes realizan una revisión de la temática energética binacional para mejorar la integración a través de actividades de exploración y explotación de Ecopetrol en Venezuela en alianza con PdVSA en la zona de Maracaibo, Apure y Barinas; la construcción de un oleoducto binacional, con una inversión estimada en 8000 millones de dólares y una capacidad de 600.000 barriles diarios; así como también, el **desarrollo de un gasoducto entre Colombia, Venezuela y Centroamérica**⁶.

Sin embargo, en junio de 2014 surge un problema para Colombia. El gobierno de Nicolás Maduro, nuevo presidente de Venezuela, anunció que ⁷ PdVSA podría producir suficiente combustible a partir de agosto de 2014 - cuando vencía la prórroga del convenio - y que se podría no sólo atender la demanda de los venezolanos, sino también vender excedentes a Colombia, a partir de diferentes proyectos en desarrollo que en palabras del ministro de Petróleo y Minería de Venezuela, Rafael Ramírez “nos va a permitir cumplir con la exportación de gas hacia Colombia”. Si esta previsión se cumple, Colombia⁸ dejará de enviar alrededor de 150 a 200 millones de pies cúbicos al día (mpcd) y en consecuencia, dejará de recibir al menos 27 millones de dólares al mes

⁶ América Economía, diario digital, informe 28/03/2012 Colombia y Venezuela retoman agenda por oleoducto binacional y América Economía, diario digital, informe 29/03/2012 Colombia y Venezuela buscan producir petróleo en alianza.

⁷[Enlínea]<http://eleconomista.com.mx/industria-global/2014/02/17/pdvs-estima-levantar-inversiones-9000-mdd>. [4 de junio de 2014].

⁸[Enlínea]<http://eleconomista.com.mx/industria-global/2014/02/18/venezuela-dejara-comprar-gas-colombia-agosto>[2 de junio de 2014]

por la venta de ese combustible. No obstante, hasta 2015 la situación se mantiene sin cambios en un contexto en el cual Venezuela se ve muy afectada por la disminución del precio del petróleo que representa casi el 90 % de sus ingresos y presenta además, la inflación más elevada del mundo cercana al 65% anual. Ambas circunstancias generan inestabilidad política, económica y social en este país, debilitan su posición de liderazgo a escala regional y dificultan las inversiones en infraestructura.

Otro inconveniente para Colombia es que no tiene otro cliente con quien comercializar su excedente de gas, pues sólo tiene el gasoducto binacional Antonio Ricaurte, a través del cual hoy exporta gas a Venezuela, su único mercado externo. En este contexto, señaló Eduardo Pizano⁹, presidente de Naturgas “Pacific Rubiales está montando una planta para exportar gas licuado en el orden de 60 millones de pies cúbicos”. De este modo **también, potencialmente, Colombia ingresaría al mercado del GNL pero como exportador**. Quedará en manos del gobierno definir qué acuerdos se establecen para que la planta de la petrolera canadiense ayude a exportar los excedentes del país. Otra alternativa del gobierno será estudiar la posibilidad de enviar gas a sus vecinos a través de gasoductos, reforzando su integración energética con Venezuela y ampliando su participación hacia Centroamérica.

En este marco, Perú propone reactivar el proyecto del Anillo Gasífero del año 2005 y generar un círculo virtuosos a partir de intensificar el uso del gas en el mercado interno y el desarrollo de plantas petroquímicas. De este modo, Colombia y Perú, presentan en este último período, una mayor participación en la cuestión energética en relación con el recurso gas en Sudamérica, aunque en todos los casos su participación solo es potencial ya que ninguno de estos proyectos se ha iniciado aún.

Un párrafo aparte merecen las últimas proyecciones de crecimiento de Venezuela reflejadas en el Plan de la Patria¹⁰ presentado para el período 2013-2019, es el Segundo Plan Socialista de Desarrollo Económico y Social de la Nación, que continua al denominado Plan Siembra petrolera 2009-2013 que plantea como objetivo nacional

⁹ [Enlínea]<http://eleconomista.com.mx/industria-global/2014/02/18/venezuela-dejara-comprar-gas-colombia-agosto> [2 de junio de 2014].

¹⁰[Enlínea]http://www.asambleanacional.gob.ve/uploads/botones/bot_90998c61a54764da3be94c3715079a7e74416eba.pdf [3 de junio de 2014].

alcanzar metas macroeconómicas tales como: incrementar la producción petrolera de 3,3 millones de barriles diarios (MMBD) para el año 2014 a 6 MMBD para el año 2019. Asimismo, incrementar la producción de gas natural de 7.830 millones de pies cúbicos diarios (MMPCD) para el año 2014 a 10.494 MMPCD para el año 2019, a la vez que consolidar el papel de Venezuela como potencia energética mundial.

En cuanto al desarrollo gasífero se propone: **desarrollar las reservas existentes** en el mar territorial **en el Cinturón Gasífero de Venezuela** en los proyectos Rafael Urdaneta y Mariscal Sucre para la búsqueda de nuevas reservas de gas no asociado que permitan incorporar mayores reservas de gas natural (Plan de la Patria, 2013:73) incrementando la capacidad de producción y acelerando los esfuerzos exploratorios. Respecto al petróleo se propone desarrollar la Faja Petrolífera del Orinoco, para alcanzar, mediante las reservas probadas ya certificadas, una capacidad de producción total de 4 MMBD para el 2019, a la vez que incrementar la exportación de crudo hacia Asia, en especial China, India y Japón (Plan de la Patria, 2013:76). Cabe preguntarse cómo afectará la baja del precio del petróleo a estos proyectos.

Desde el punto de vista político, a partir del fallecimiento del presidente Hugo Chávez en 2013, Venezuela ha perdido peso político, dejando el juego regional de poder en manos de Brasil, quien suma a su condición de país superavitario en recursos energéticos, la condición de ser uno de los países emergentes con mayor presencia global y con intenciones de pasar de actor regional a gran potencia, de acuerdo al clasificación de Buzan. Es uno de los integrantes de los BRICS, lo cual refuerza sus relaciones a escala global con los principales actores extraregionales presentes en Sudamérica como Rusia y China. Sin embargo, también sufrió un cambio de liderazgo político pasando del presidente Lula da Silva a la actual presidenta Dilma Rouseff (con bajo perfil de liderazgo regional en comparación con da Silva y con problemas políticos en relación con acusaciones de corrupción que derivaron en el descabezamiento de la cúpula de Petrobras, principal empresa de energía del país). Asimismo, un hecho significativo para los países de la región es que en 2014, recibieron la visita del presidente ruso y el presidente chino, con la firma de acuerdos de cooperación en temas energéticos. Reforzando así esa presencia e interacción entre actores regionales y extraregionales.

En el otro extremo, en relación con los avances de Brasil, Colombia y Perú, Argentina es uno de los países más afectados por esta crisis regional del gas ya que pasó de ser un país exportador a ser un importador neto de energía, luego de intentar diferentes alternativas de solución a través de países de la región ya sea Perú, Venezuela o Bolivia. Con este país se reactivó el acuerdo de exportación de gas hasta 2026 pero supeditado a excedentes no consumidos por Brasil y el GNL fue la alternativa común adoptada por los países de la región para superar la situación en el corto y mediano plazo.

A futuro, su esperanza está puesta en la posibilidad de poner en valor los recursos no convencionales, puesto que posee las segundas reservas mundiales de *shale gas*, su explotación le permitiría recuperar su posición de país exportador del recurso gas y dejar de lado las importaciones de GNL. Sin embargo, esta posibilidad es sólo potencial y muy dependiente de las inversiones de actores extraregionales como Estados Unidos y sus empresas, que poseen la tecnología y la posibilidad de realizar las inversiones en infraestructura necesarias para tornarlos - técnicamente recuperables y económicamente viables- aportando además del conocimiento tecnológico, los recursos humanos capacitados. **A pesar de esta potencialidad, la situación actual de la Argentina es que ha perdido su autoabastecimiento de gas y petróleo, así como su posición de país exportador a escala regional.**

Nuevamente, en este escenario se entrelazan las cuestiones políticas y energéticas. La falta de liderazgo regional en el escenario actual, genera un vacío en las relaciones de poder entre los países de la región, que facilita la penetración de actores extraregionales. Indudablemente, la presencia de los recursos enumerados -aún no explotados en toda su potencialidad- en un mundo donde la demanda es creciente, no ha pasado desapercibida para los actores extraregionales quienes ya hacen notar su presencia en la región. Rusia, Estados Unidos, Irán y China buscan asegurarse estos recursos apoyándose -en algunos casos- en afinidades ideológicas entre sus líderes como Rusia e Irán en sus relaciones con Venezuela, Bolivia y Argentina. En este marco, su penetración se da a través de inversiones en infraestructura; aporte de tecnología y recursos humanos capacitados; participación accionaria en empresas nacionales y firma de acuerdos comerciales que refuerzan estas relaciones, ejemplo de

esta situación son los 51 acuerdos firmados entre Rusia y Venezuela como ya se mencionó. Del mismo modo, China ha penetrado, cada vez más en la región, a través de acuerdos económicos, desplazando a Estados Unidos como principal socio comercial.

El **sociograma de conflicto correspondiente al cuarto período 2012-2014** (figura 35), termina de completar el proceso de expansión del conflicto desde el punto de vista espacial al reforzarse la presencia de actores extraregionales junto a los actores regionales, pero se destaca la existencia de nuevas interacciones entre la escala regional y nacional frente a los cambios del contexto global, que impactan en la puesta en producción de nuevos recursos. Se observa una densificación de la trama de relaciones directas e indirectas con un **incremento de las discrepancias tanto entre los actores globales como entre los actores regionales entre sí**, al mismo tiempo que se produjo un **aumento de las relaciones de cooperación entre todos los actores presentes en la región**. Estas relaciones de cooperación y competencia, **crecientes y simultáneas**, entre un número de actores cada vez mayor, provoca inestabilidad e incertidumbre tanto a escala regional como global.

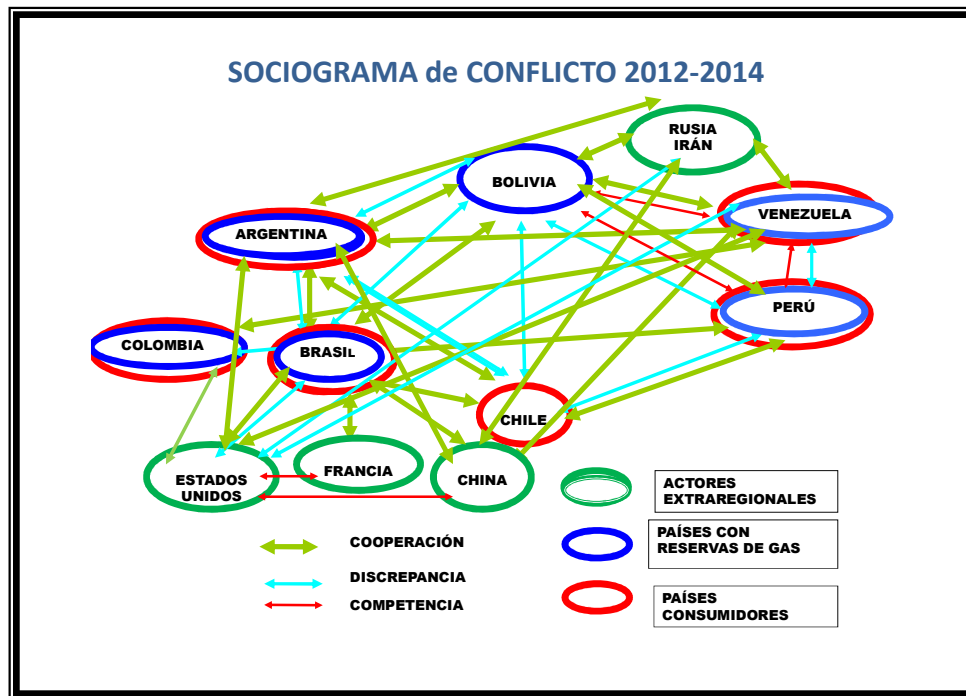


Figura 35. Nuevos contextos, nuevos recursos. Período 2012-2014 Fuente: Elaborado por Guerrero, 2014.

El **aumento de las relaciones de cooperación** se afirma a partir de varios sucesos ocurridos en la región: firma de mayor número de acuerdos con actores extraregionales, principalmente China, Rusia e Irán, así como la mayor presencia de Estados Unidos a través de su relación con Colombia y con otros países de la región ya sea a partir de la Alianza del Pacífico o de sus empresas como Chevron, que poseen el conocimiento para el desarrollo del *shale gas*. Además, el aumento del número de plantas regasificadoras, a partir del uso creciente del GNL en la región, implica la aparición de nuevos proveedores y consumidores en el mercado global de GNL.

El **aumento de las discrepancias** entre los actores extraregionales proviene de cambios geopolíticos en el contexto global, principalmente en relación con Rusia, primero por su ocupación de la península de Crimea en Ucrania, que generó conflictos con la Unión Europea y el G8 y luego por la firma del acuerdo de Shanghái con China que refuerza la alianza China-Rusia, frente a Estados Unidos. Por otra parte, también se observa en relación directa con el recurso gas un aumento de la competencia por los mismos mercados, en el contexto global y por los mismos proveedores en el contexto regional, que a futuro puede disponer de excedentes de energía necesarios para mantener el crecimiento tanto de China como de Estados Unidos.

En cuanto a las relaciones indirectas de los actores regionales, que también afectan a las decisiones políticas de uso del recurso gas natural, se observa **un aumento de las discrepancias derivadas de temas geopolíticos históricos aún no resueltos** como la salida al mar de Bolivia que vuelve a enfrentarlo con Chile y Perú en tribunales internacionales; **cambio de la dirección de los flujos de gas** entre Colombia y Venezuela actualmente en discusión; variaciones en el abastecimiento de gas desde Bolivia hacia Argentina y Brasil -que a la fecha solo se puede garantizar hasta el 2022- de acuerdo a lo expresado por el presidente de Bolivia. En Argentina y Brasil, se genera incertidumbre por las consecuencias que podría causarles una disminución de las reservas en Bolivia puesto que, más allá de la potencialidad de ambos países para explotar nuevos recursos, la realidad es que en el corto y mediano plazo dependen del abastecimiento de gas desde Bolivia a través de gasoductos, a menor precio que los crecientes embarques de GNL por vía marítima.

La densificación de la trama en el sociograma de conflicto correspondiente a este período, junto a un número creciente de actores involucrados, refleja ésta **convivencia de situaciones contrapuestas que remarcan la complejidad geopolítica del conflicto y la criticidad del recurso gas a nivel regional** -no por la escasez del recurso- sino por la dificultad para la toma de decisiones de inversión en un escenario regional de incertidumbre e inestabilidad creciente a escala global y regional que se explica por la simultaneidad de las situaciones de cooperación y competencia entre un número cada vez mayor de actores regionales y extraregionales.

Se observa además un incremento en el número de países con un doble círculo que indica que además de ser consumidores también cuentan con reservas propias, lo cual favorece a la región en cuanto a capacidad potencial de autoabastecerse. Sin embargo, la realidad es que encuentra cada vez más obstáculos internos- de origen geopolítico- para lograrlo, sumado a obstáculos económicos y tecnológicos para la puesta en producción de nuevos recursos.

Aplicando el análisis relacional a los resultados obtenidos mediante los sociogramas, merece una breve reflexión el papel que juegan estos sociogramas de conflicto como herramienta de síntesis de la información que permite una rápida visualización del sistema energético regional sudamericano. Se observa cómo está unido por la **tensión simultánea** entre sus fuerzas -conflictivas y contradictorias- junto a aquellas que buscan la cooperación, en tanto espacio de ejercicio de relaciones de poder, capaz de generar tanto relaciones de cooperación como de discrepancia, que pueden provocar conflictos en una trama cada vez más densa que aviva la incertidumbre.

Asimismo, es posible identificar los países de la región que presentan mayor conflictividad a través del mayor número de flechas que indican discrepancias y competencia frente a aquellos que presentan mayor número de relaciones de cooperación. En síntesis, se observa que mientras en el escenario 2004-2005 prevalecen las relaciones de Cooperación sobre las de Competencia. En el escenario 2006-2007 prevalecen las relaciones de Discrepancia, con base en conflictos diversos (históricos y geopolíticos) a los que se agrega la Competencia por el abastecimiento del recurso gas a la región sea desde Venezuela, Perú o Bolivia.

Estos dos breves períodos se caracterizan por estar centrados en la búsqueda de soluciones al conflicto a través del tendido de gasoductos y al uso de recursos propios presentes en los países de la región, situación que favorece los procesos de integración energética regional.

En el escenario 2008-2011, crecen los lazos de Cooperación, entre actores globales y regionales junto al aumento de las Discrepancias, tanto a escala global como regional. Por último, en el escenario 2012-2014, se mantiene el crecimiento simultáneo del número de actores; de las relaciones de cooperación y discrepancias entre actores extraregionales y regionales y entre sí, derivadas en parte de la competencia por los mismos mercados que actúan como compradores o abastecedores de recursos a la región sudamericana. Sin embargo, se observa que al final del período analizado, prevalece un **elevado número de relaciones de Cooperación -entre actores regionales, extraregionales y entre sí- que revela una visión prospectiva favorable para la región en cuanto a su inserción en el mercado global, pero que simultáneamente favorece la fragmentación de la región.**

Concluyendo en la región sudamericana el gas natural emerge con una dinámica particular dentro de la matriz energética de la región y la perspectiva es que tanto la oferta como la demanda sigan creciendo. En el periodo analizado, se introdujo en varios países de la región la cultura de consumo del recurso gas (Brasil, Colombia, Perú, Bolivia) antes solo concentrado en Argentina, Venezuela y Chile en menor medida. En este sentido, las reservas recuperables y potenciales analizadas, tiene un fuerte atractivo a la luz de la aplicación de nuevas tecnologías para el desarrollo de estos yacimientos. Para ello, se requieren grandes inversiones de lenta maduración (se estima en 10 años el plazo para el desarrollo del *shale gas*) y con considerable riesgo, motivo por el cual, este proceso debe tener el carácter de Política de Estado, considerando los beneficios que el desarrollo del gas natural otorga en cuestiones sociales y ambientales.

Sin embargo, en 2014, a pesar de encontrarse en la región una abundancia relativa de gas, desde la perspectiva de la relación producción/consumo/reservas sumada a la existencia de gasoductos y contratos firmados entre países, la región depende cada vez

más de la importación del recurso gas por vía marítima como GNL, con la instalación de plantas regasificadoras flotantes y en tierra. **Por lo tanto, no puede autoabastecerse y es vulnerable a los vaivenes del precio del petróleo y del gas como bien sustituto.** En este marco, la seguridad energética en la región se encuentra frente a nuevos desafíos, que pueden superarse, a través de una **mayor interdependencia energética entre los Estados, como soporte de una futura integración energética.**

En Sudamérica, la geopolítica del gas presenta una superposición de escenarios que contrastan proyectos con realidades, y procesos de integración junto a conflictos crecientes, a escala global y regional, que generan incertidumbre. En este contexto, luego del análisis realizado, se observa un mapa del gas dinámico, cuyas consecuencias socioeconómicas sobre la calidad de vida de la población dependen de **decisiones políticas de uso del recurso por parte del Estado que tornen los recursos potenciales en: técnicamente recuperables; económicamente viables y ambientalmente sustentables.**

El siguiente mapa (figura 36) sintetiza las situaciones analizadas a lo largo del capítulo.

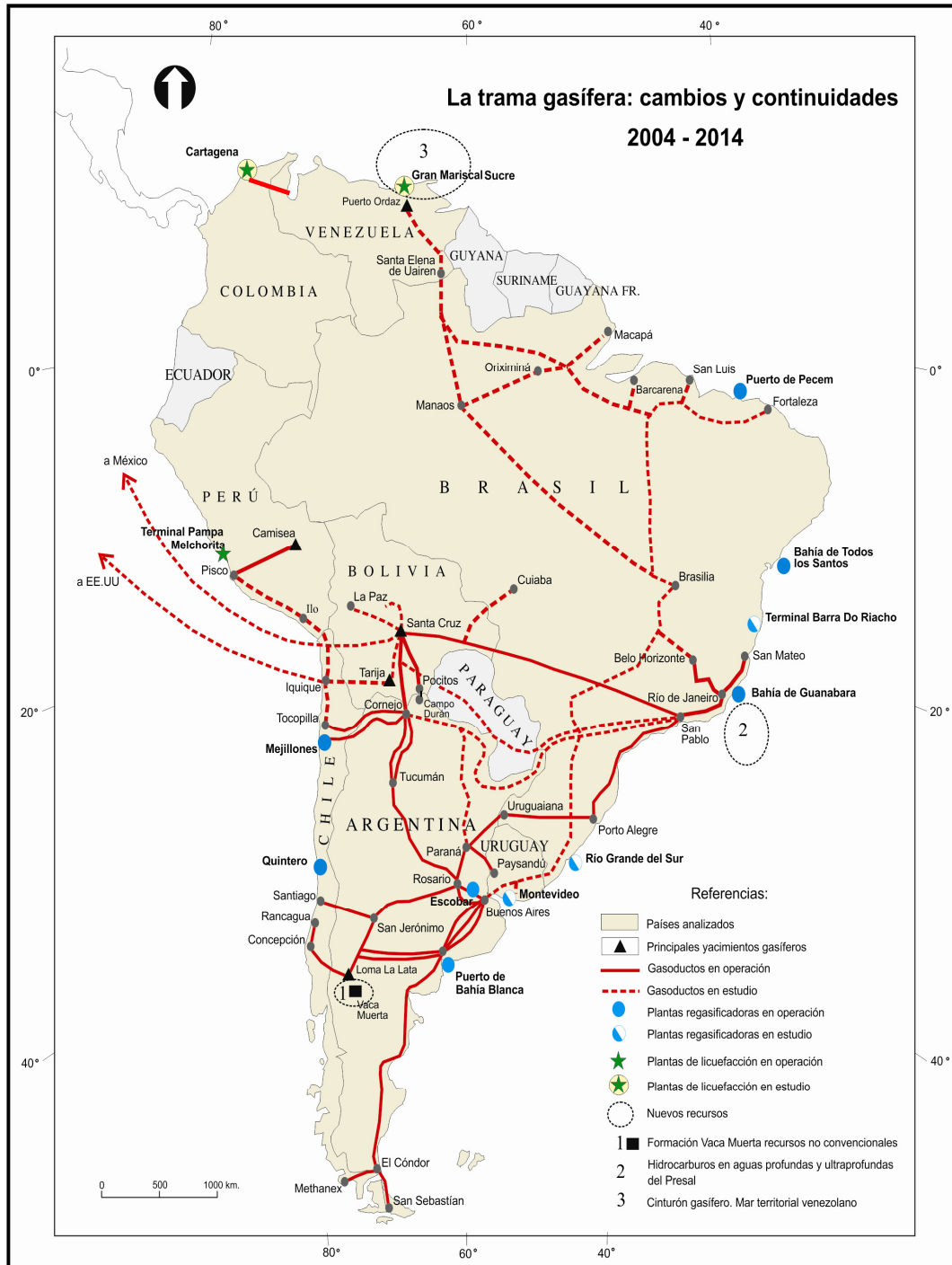


Figura 36. La trama gasífera: cambios y continuidades 2004-2014. Fuente: Elaborado en el Centro de Documentación Cartográfica del Departamento de Geografía y Turismo (UNS) sobre la base de investigación e idea Guerrero, 2014.

5.3. CONCLUSIONES PARCIALES A ESCALA SUDAMERICANA

En el contexto global, la región sudamericana, muestra cambios de singular importancia en cuanto a sus reservas de recursos hidrocarbúricos que -desde la oferta- la posicionan como potencial abastecedora de energía a escala regional y global. Sin embargo, a pesar de esta potencialidad, actualmente -desde la demanda- varios países de la región se han incorporado al mercado del gas natural licuado mediante la instalación de plantas regasificadoras que le permiten diversificar las fuentes de abastecimiento de gas y particularmente, disminuir la dependencia existente -en Argentina y Brasil- respecto al gas suministrado por gasoductos desde Bolivia, principal proveedor actual para cubrir el déficit de gas en ambos países.

En síntesis, a fines del año 2014 el escenario geopolítico de la energía en la región sudamericana luego de una década de análisis **-considerando las condiciones de vulnerabilidad y dependencia centradas en el recurso gas-** de acuerdo a los conceptos desarrollados en el marco conceptual, muestra cambios significativos:

A - ARGENTINA: pierde su posición como uno de los principales exportadores de gas de la región, así como también sus posibilidades de autoabastecimiento debido a la disminución de sus reservas y falta de inversiones en tareas de exploración e infraestructura. El 86 % de la matriz energética argentina depende del petróleo y el gas, sin embargo, ambas producciones caen, casi de manera ininterrumpida, desde 1998. Su dependencia actual del GNL se hace evidente si se considera que las compras de GNL comenzaron en 2008 con 8 barcos metaneros como una salida transitoria para la temporada invernal, pero el número de cargamentos comprados se elevan año a año: 10 en 2009; 23 en 2010; 50 en 2011; 80 en 2012 y los cargamentos previstos para el año 2013 se espera superen los 80 (Repsol YPF, 2012). La posibilidad de superar este problema es apostar a la exploración y explotación de reservas de *thigt gas* y *shale gas* descubiertas en un “megayacimiento”¹¹ de gas no convencional en la cuenca neuquina en la formación Vaca Muerta. Sus principales problemas son: atraer los capitales que realicen las elevadas inversiones en infraestructura; su mayor precio; su uso sólo para industrias y la posible contaminación que provocarían sumando conflictos con la

¹¹ [En línea] [http:// www.clarin.com/](http://www.clarin.com/) sección iECO [13de febrero de 2011:2]

población local. Argentina ha pasado de ser un país exportador de energía a ser un país **dependiente** de la importación de recursos energéticos (GNL, *fuel oil*, combustibles), en 2010 ya fue un importador neto de hidrocarburos, después de dos décadas de autoabastecimiento. Además, es **vulnerable** desde el punto de vista del aumento simultáneo de la cantidad y precio de los recursos importados que implican un fuerte incremento del peso de las compras de energéticos en la balanza comercial de Argentina.

B - BRASIL: es el principal ganador de la región desde el punto de vista del aumento de sus reservas, es uno de los países menos afectados por el aumento del precio del petróleo puesto que ya logró el autoabastecimiento petrolero y además con los nuevos descubrimientos de hidrocarburos en su plataforma submarina durante 2007/8 que aún continúan, será superavitario en recursos energéticos (gas, petróleo, energía hidroeléctrica, energías alternativas) y tendrá mayor potencialidad para evitar crisis energéticas, propias y regionales, una vez que consiga liberarse de los inestables envíos de gas desde Bolivia. Posee una matriz energética con un 46,6% de energía procedente de recursos renovables (la media es del 13%). Sumado a ello, el uso de la caña de azúcar representa la segunda fuente de energía después del petróleo y este es otro recurso que lo aleja de la dependencia.

El consumo de gas natural ¹²se encuentra en crecimiento y en 2010 **augmentó 35,5% más en relación con 2009** con un promedio diario de 52,9 millones de metros cúbicos. Uno de los factores para este crecimiento fue el uso más intenso de las plantas termoeléctricas que utilizan gas natural como combustible, con un aumento del consumo del 171%. Entre los consumidores habituales, el mayor incremento correspondió a la industria que elevó su consumo en un 15 %, el consumo residencial creció 7,2 % y el consumo comercial 6,26 %. Sin embargo, a pesar de tener el autoabastecimiento petrolero desde el 2007, en el corto plazo se muestra *vulnerable* por su dependencia del inseguro abastecimiento de gas desde Bolivia, al respecto, José Sergio Gabrielli, presidente de Petrobras, en 2009 expresó que “...en 6 años los pozos de los nuevos descubrimientos en la plataforma continental brasilera entrarán en producción, con lo cual se lograría -en 2015- obtener el autoabastecimiento gasífero”.

¹² Según revista especializada Tecnoil del 3 de Febrero de 2011

Sin embargo, en 2014, aún quedan muchas inversiones por realizar que se encuentran afectadas por la disminución del precio del barril de petróleo a fines de 2014 y problemas relacionados con la corrupción en Petrobras (principal empresa de hidrocarburos del país). Por lo tanto, no deja de ser un recurso potencial y actualmente **mantiene su dependencia del abastecimiento de gas desde Bolivia cuyo acuerdo vence en 2019.**

C - CHILE, también puede considerarse un ganador, el 53 % de su matriz energética depende del sistema hidroeléctrico que se encuentra afectado por sequías que le impiden operar a pleno, sumado a la crisis de abastecimiento de gas que comenzó en 2004, cuando Argentina comenzó a restringir los envíos que se acentúan aún más actualmente. La respuesta a la crisis ha sido el desarrollo de centrales termoeléctricas a carbón, para 2015 se espera que esta tecnología represente casi un 30% del principal sistema eléctrico del país (el triple de la actual participación). Otra estrategia ha sido la instalación de plantas regasificadoras para traer el recurso desde cualquier lugar del mundo que le permitió en 2010 estar en condiciones de autoabastecerse e inclusive exportar excedentes del recurso. Asimismo, el 13 de noviembre de 2009¹³ se firmó en Chile el decreto que permite vender gas licuado de petróleo (GLP) a la Argentina y desde aquí a otros países como Uruguay, Paraguay y Brasil, se esperaba que comenzara a funcionar desde 2011, cuando Argentina ajustara su marco legal¹⁴. Sin embargo, en 2014 aún no entró en funcionamiento. Su condición es un claro ejemplo de **un país dependiente pero no vulnerable**, puesto que posee plantas regasificadoras y fuentes de abastecimiento seguras y variadas, aunque provengan de países alejados que **no le generan vulnerabilidad**. Además, retomó la inversión en energía hidroeléctrica y carbón así como también, tomó medidas de racionamiento energético preventivo, mediante lo cual diversificó su matriz energética y mejoró su eficiencia energética.

¹³ Clarín, sección el país, 14/11/2009, p: 25. 10 La Nación, 14 de septiembre de 2008, Economía y Negocios. Informes de *El Tiempo*, de Bogotá; *El Mercurio*, de Santiago de Chile, y *El Comercio*, de Lima, Perú. 10 La Nación, 14 de septiembre de 2008, Economía y Negocios. Informes de *El Tiempo*, de Bogotá; *El Mercurio*, de Santiago de Chile, y *El Comercio*, de Lima, Perú

¹⁴ El 27 de enero de 2011 se firmó este acuerdo y el ministro argentino de Vido sostuvo que “El objetivo es lograr un mayor intercambio. Es muy importante la integración, la simetría, en la que se va a ir trabajando. Se verá en determinado momento si a un país le sobra algo y el otro lo necesita para ver cómo se complementan. En este marco, se podría vender o comprar gas, depende de la situación. Por ejemplo, el intercambio que tenemos con Brasil funciona muy bien”

D - BOLIVIA: es otro de los perdedores en la región, es un actor central para el abastecimiento energético regional - posee la segunda reserva de gas de la región y es su proveedor más importante- a partir de la nacionalización de los hidrocarburos, la inestabilidad política y la inseguridad jurídica le impidieron consolidar esa posición por falta de inversiones en exploración que disminuyeron sus reservas. Sin embargo, desde 2008 debe enfrentar la **competencia -a través de precios más competitivos-** por el aumento de **la llegada del GNL a la región por vía marítima**. Para mejorar esa situación, en 2011, Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB Corporación)¹⁵ invirtió más de 43,2 millones de dólares en tareas de exploración y explotación de hidrocarburos en la perspectiva de elevar en un 15 % la producción de petróleo, gas natural y otros líquidos asociados en el departamento de Cochabamba. De este monto 24 millones de dólares se destinaron a tareas de explotación con el objetivo de optimizar la producción local y más de 18,3 millones de dólares a la exploración en busca de nuevas reservas de hidrocarburos.

Es un **caso particular de vulnerabilidad y dependencia ya que depende**, por un lado, de las inversiones en exploración y en infraestructura que realicen terceros países y por otro, de la venta de su principal recurso, el gas, a la Argentina y Brasil, lo cual le provoca **vulnerabilidad, no por la escasez del recurso sino por el peso que tienen estos ingresos para su PBI, más aún si estos países desarrollan sus recursos gasíferos y disminuyen sus importaciones**. Asimismo, desde el punto de vista geopolítico, su condición de país mediterráneo y los conflictos que aún mantiene con Chile y Perú por recuperar su salida al mar, dificultan sus posibilidades de insertarse como exportador del recurso a escala global, en el caso de perder mercados regionales. Una alternativa para superar esta limitación es agregar valor a su producción a través del desarrollo de la industria petroquímica y, a principios de 2015, inicio negociaciones con Uruguay para exportar desde ese país a través de un gasoducto virtual que permita el traslado del recurso por medio de camiones. También inicio tratativas con Perú a fin de vender el gas -transformado en electricidad en centrales termoeléctricas- para abastecer al sur de ese país.

¹⁵ Según informe revista Tecnoil del 11 de enero de 2011.

E- PERÚ: es uno de los países que aparece como ganadores en la región puesto que puede autoabastecerse y trata de cambiar su matriz energética dejando de utilizar derivados del petróleo para aprovechar el gas natural de Camisea y evitar dependencia y vulnerabilidad. La idea de un anillo energético que lo comunicara con Chile y de allí a Argentina se dejó de lado y se reiniciaron contactos con Petrobras respecto a la instalación de refinerías en ese país. Perú¹⁶ exportó en 2011, 165 mil toneladas métricas de GNL, siendo el primer país sudamericano en instalar una planta de licuefacción y exportar gas fuera de la región, sumándose así a los nuevos integrantes del mercado global de GNL. En 2011, ya se proyectaba realizar alrededor de 52 embarques de GNL a diversas partes del mundo. Además, la producción de gas natural ha pasado de 327 millones de pies cúbicos por día (MPCD) a alrededor de 700 MPCD, confirmando su mayor crecimiento se observa que entre 2009 y 2010 presentó un aumento del 108 % en la producción de gas a escala global. Cabe destacar que las discrepancias geopolíticas históricas que presenta con países de la región como Chile y Bolivia hacen que se aleje del mercado regional y busque insertarse en el mercado global.

F- COLOMBIA: presenta un caso especial, en los inicios del conflicto no se encontraba entre los actores principales ni secundarios, su presencia como actor secundario se inicia a partir de 2008 como abastecedor de gas a Venezuela -país con las mayores reservas de gas de la región- a través de un acuerdo temporario que luego se extendió hasta la actualidad. En 2014, surge la posibilidad de cambiar la dirección de los flujos y que sea Venezuela quien exporte combustible hacia Colombia, pero como el país puede autoabastecerse nace la posibilidad de exportar sus propios excedentes - más los provenientes de Venezuela- a través de la instalación de una planta de licuefacción aún en proyecto. Es importante también su presencia, como **centro de conflictos en la región por su alineamiento con Estados Unidos** y como integrante de la Alianza del Pacífico junto a países con una posición más abierta en lo comercial que los países del Mercosur. **No presenta signos de dependencia ni de vulnerabilidad en relación con el recurso gas ya que puede autoabastecerse.** No obstante, de continuar incentivando el consumo interno de gas al igual que hizo Argentina (para consumo residencial, transporte y exportación) podría sufrir

¹⁶Según informe revista Tecnoil del 8 de Febrero de 2011

consecuencias similares porque tampoco reúne las condiciones de un país gasífero en función del volumen de sus reservas.

G - VENEZUELA: posee la principal reserva de gas de la región, pero se da la particularidad que no exporta gas a la región y tampoco se autoabastece debido a que el gasoducto existente es para importación desde Colombia y existe una planta de licuefacción en proyecto. Sin embargo, en 2014, ambas situaciones tienen posibilidades de modificarse si se desarrollan las reservas en el mar territorial y se concreta el redireccionamiento de los flujos de gas con Colombia. Además, cuestiones climáticas como una fuerte sequía afectaron seriamente el **recurso hidroeléctrico** -fundamental en su matriz energética- y pusieron al descubierto sus falencias y falta de inversiones en infraestructura que eviten una dependencia del clima, más aún contando con grandes reservas de hidrocarburos.

Sin embargo, el hecho de explotar principalmente el petróleo le genera una situación similar a la de Bolivia porque su **vulnerabilidad** proviene de **la dependencia extrema del PBI del país de los recursos que obtiene de esa exportación, que es además la base política de su “diplomacia petrolera”**. El nuevo Plan de la Patria, 2013-2019, mantiene cuatro objetivos estratégicos ya presentes en el Plan Siembra Petrolera 2010-2015: aceleración del desarrollo de la Faja Petrolífera del Orinoco; el **desarrollo del gas costa afuera para satisfacer el mercado interno y exportar a mercados estratégicos**; el impulso al desarrollo socialista integral del país y el equilibrio territorial; y la absoluta soberanía sobre el recurso petrolero y gasífero.

Tal vez Venezuela, debería pensar en el corto y mediano plazo en la instalación de plantas de licuefacción y la exportación a través de barcos metaneros puesto que el proyecto del Gasoducto del Sur mostró muchos obstáculos que lo transforman en prácticamente inviable. Hasta el momento, se da la paradoja que Venezuela sólo le provee *fuel oil* a Argentina y **a pesar de ser el país con mayores reservas de gas en América, NO ABASTECE DE GAS A LA REGIÓN.**

H - El ingreso de actores extraregionales en la región, que según la clasificación de Buzan son: superpotencias como Estados Unidos; grandes potencias como Rusia, Francia y China junto a potencias regionales como Irán, muestra la necesidad de los

consumidores de asegurarse la provisión de los mismos recursos estratégicos -gas y petróleo- para no ser vulnerables asegurando su abastecimiento energético y la necesidad de los poseedores de los recursos en la región sudamericana de asegurarse la posibilidad de protegerlos efectivamente, a través de un equipamiento militar disuasorio que generó un aumento de los gastos militares (en su mayoría compras a Rusia) y nuevamente, una mayor presencia de Estados Unidos en la región.

El análisis geopolítico, visibilizado a través de los sociogramas de conflicto, permite comprender la Crisis del Gas Sudamericana como producto de una realidad - cambiante e incierta- e interpretar la complejidad de las dinámicas existentes en los procesos políticos, económicos y sociales que le dieron origen que permiten comprender las relaciones de poder que se establecen entre los Estados.

En este marco, la integración sudamericana debería apoyarse en una integración energética regional sustentada en el relevamiento del potencial energético de los países de la región como un paso previo necesario para una explotación sustentable de los recursos que permita la utilización de **todas las alternativas energéticas** de que dispone la región.

Se deben considerar tanto los recursos conocidos renovables y no renovables como sus riquezas potenciales aún en los inicios de su explotación como recursos no convencionales *shale gas*, *shale oil* o *tight gas* (Argentina); hidrocarburos en aguas profundas y ultraprofundas del presal (Brasil); crudos pesados y ultrapesados en la Faja petrolífera del Orinoco y gas en el Cinturón Gasífero en el mar territorial (Venezuela). La puesta en producción de la suma de todos estos recursos permitiría sin dudas el autoabastecimiento energético regional.

Recordando que cada año que pasa se incrementa la necesidad de energía, el problema se hace cada vez más mayor y aumentan las posibilidades de una crisis energética regional más profunda si no se realizan las inversiones en infraestructura y exploración necesarias en la región. La Vulnerabilidad es la contracara de la Seguridad Energética a la que aspira todo país y se debe evitar con acciones conjuntas a nivel regional que favorezcan la integración. En consecuencia, promover una alianza estratégica entre Estados, es una verdadera prioridad para Sudamérica si quiere alcanzar la seguridad

energética regional. Por lo tanto, asegurar un abastecimiento confiable de energía a Sudamérica es responsabilidad de los gobiernos que **deben intervenir para gestionar riesgos y evitar la interrupción del suministro.**

CAPÍTULO VI

LA CRISIS DE ABASTECIMIENTO DE GAS EN LA ARGENTINA.

DEBATES Y DESAFÍOS

6.1. INTRODUCCIÓN

El análisis multiescalar permite comprender como se origina la crisis de abastecimiento de gas en la Argentina, a través de un conocimiento espiralado de la realidad, que va profundizando cada vez más en las causas de los conflictos y sus interacciones a diferentes escalas que provocan conflictos en el Sistema Energético Regional.

En este capítulo, la idea principal es contribuir en la reflexión sobre las situaciones que favorecen u obstaculizan el abastecimiento y desarrollo del sector gasífero en la Argentina, así como el entramado de relaciones que se producen con las escalas regional y global. En este sentido, siguiendo el análisis multiescalar propuesto corresponde desarrollar el análisis a escala nacional.

Se selecciona a la Argentina como estudio de caso por diversos motivos: en primer lugar, por ser uno de los países a escala global y regional que tiene mayor desarrollo en el uso del recurso gas natural -con un mercado maduro de siete décadas de desarrollo- además de ocupar el primer lugar en extensión de gasoductos en Latinoamérica; en segundo lugar, por ser a escala global uno de los países con mayores reservas de recursos no convencionales, ocupa el segundo puesto en reservas de *shale gas* y el cuarto en reservas de *shale oil*; en tercer lugar, por ser el segundo país fuera de Estados Unidos que avanzó en el desarrollo comercial de recursos no convencionales; en cuarto lugar, por ser el primer país sudamericano en incorporarse al mercado global del gas natural licuado y por último, pero no menos importante, por ser el país de residencia de la autora a partir de cuya realidad surgieron las preguntas que guían esta investigación.

Se puede afirmar sobre la base de los capítulos previos, que el gas es un recurso natural no renovable que **a nivel regional no presenta la variedad de usos que muestra en la Argentina donde es un recurso de uso múltiple**. En los países de la región, en general, el gas natural tiene un mercado reducido con baja demanda en el uso residencial, ya sea por falta de infraestructura o por el clima que lo torna innecesario para calefacción y su uso se centra en la actividad industrial.

En la Argentina, la evolución de la industria del gas acompañó e hizo posible el desarrollo del país durante las últimas **siete décadas** lo cual destaca la madurez del

mercado. La producción de gas natural se inició en 1913 en Comodoro Rivadavia, pero por falta de redes de captación, compresores y gasoductos, no se comienza a utilizar de modo masivo hasta el 5 de marzo de 1945¹ cuando se crea la Dirección Nacional del Gas, antecesora de Gas del Estado y madre de la industria del gas en el país, que a su vez lideró el segmento a nivel mundial. La Argentina, desde 1950, ha sido pionera en el uso domiciliario del gas natural, a partir de la construcción del primer gasoducto denominado General San Martín entre las ciudades de Comodoro Rivadavia y Buenos Aires -en diciembre de 1949- que en su momento fue el más largo del mundo con 1.605 km de extensión (Toer, 2000:29).

En sus inicios, entre 1945 y 1960, el combustible provisto por Gas del Estado a través de las redes era una mezcla de gas de agua, gas de carbón, gas de destilería y gas natural, conocido como gas manufacturado o artificial y recién desde 1960 se inicia el uso del gas natural que coincide, con el momento de conversión a gas natural de los equipos domésticos e industriales de gas manufacturado, y Bahía Blanca es uno de los primeros centros urbanos que realiza esta reforma, cuya metodología será seguida luego por otros países (Toer, 2000:30). Asimismo, en 1960 se habilita el segundo gasoducto troncal de importancia, el del Norte, entre Campo Durán (Salta) y Buenos Aires de 1767 kilómetros de extensión.

El descubrimiento de importantes reservas de gas natural convencional en la Cuenca Neuquina (en particular el yacimiento de Loma de La Lata) hacia fines de la década del setenta, facilitó la rápida penetración del gas natural y a partir de 1980, el crecimiento en el consumo "...se ubica a la Argentina entre los países con mayor desarrollo de la industria del gas natural en el plano mundial y facilita la expansión de las redes de gas natural que son las más extensas en Latinoamérica"(Caruso,2003:22). Hasta la actualidad, esta industria experimenta un constante crecimiento en materia de instalaciones, inversiones y logros. Sin embargo, esta "**abundancia relativa del recurso**" llevó a tratarlo como si se tratará de un recurso de flujo (renovable), olvidando que se trataba de un recurso de stock (no renovable).

¹ BALBOA, Carlos, [En línea] <http://revistapetroquimica.com/secciones/gas-2/>[12 de marzo 2015]

En este sentido, el gas en la Argentina, debido a una sobrevaluación de la capacidad de extracción desde los grandes yacimientos descubiertos en Neuquén, fue **percibido, valorado y utilizado** -según las categorías de uso establecidas por Morello (1983)- como si fuera un recurso natural renovable. Esta percepción llevó a una **sobreutilización** del recurso pues se consideraron mayormente los usos que se realizan en forma consciente, por ejemplo su uso calórico residencial, en centrales termoeléctricas o en transporte sin prestar importancia suficiente a todos los usos que se realizan de forma inconsciente y que pasan desapercibidos, sobre todo en la actividad industrial, por ejemplo, materia prima de la industria petroquímica, o su uso transformado como refrigeración residencial o en la industria frigorífica.

En relación con esta sobrevaluación del recurso, se deben considerar también las diferencias en el análisis del **concepto de escasez**, definido en función no física (considerando las reservas) sino de valores y pautas de consumo. En este sentido, la **escasez económica**, resulta de comparar la magnitud de la demanda que debe satisfacer con la disponibilidad física del recurso. De este modo, **cuando la demanda social es mayor que la oferta ambiental, surge el conflicto**. Así, superado el umbral de equilibrio aparecen los desequilibrios y los conflictos en la relación sociedad-naturaleza en torno al uso del recurso gas natural.

Entonces queda claramente definido que recurso natural es un **concepto social**, en el cual los elementos y funciones de la naturaleza son recursos, sólo en relación con una sociedad particular y en un momento histórico que define una forma de explotación, distribución y consumo. En este marco, a mediados de la década del noventa en la Argentina, estas señales de abundancia relativa del recurso gas orientan la inversión hacia las centrales térmicas de generación de energía eléctrica a partir de ese recurso.

Además, existieron una serie de factores que propulsaron este cambio, pero tal vez el más explicativo sea el cambio tecnológico operado en la industria eléctrica cuando surge un tipo de equipamiento denominado centrales térmicas de ciclo combinado, con altos rendimientos térmicos, que combustionan sólo gas. Por lo tanto, en la Argentina, **la industria eléctrica se transformó en altamente dependiente de la industria gasífera**.

Este cambio tecnológico en las centrales termoeléctricas, sumado luego al cambio en el sistema de transportes (uso del gas natural comprimido como combustible vehicular), incrementó el consumo y la presión sobre el recurso gas. Al mismo tiempo, desde el punto de vista económico, la exportación -principalmente a Chile- con mejores precios que el mercado interno, sumó otro factor de presión. Estas razones llevaron a que se produjera una **escasez tanto física como económica del recurso**.

En este sentido, el titular del Instituto Argentino del Petróleo y el Gas² (IAPG) sostiene que

“...a partir de los años noventa el desarrollo del gas natural también permitió un fuerte desarrollo industrial como lo demuestra la ampliación del polo petroquímico de Bahía Blanca, uno de los más importantes del país; generó una interesante industria de gas natural comprimido (GNC), que es capaz de exportar componentes y tecnologías a otras partes del mundo; acercó energía a gran parte de los hogares y posibilitó la renovación del parque térmico de generación de electricidad, brindando de este modo un servicio más flexible y seguro” (López Anadón,2015)

En este contexto, las consecuencias de decisiones, tomadas en la década del noventa en el marco de políticas neoliberales, se comienzan a visibilizar a partir de 2004. La Argentina se comportó como un país gasífero sin serlo exportando su producción principalmente a Chile e incentivando el consumo (mediante subsidios; centrales de ciclo combinado alimentadas a gas y uso de gas vehicular) lo cual generó un aumento de la demanda frente a una oferta estancada por falta de inversiones en exploración que se refleja en la disminución de la producción (Tabla XIII). Además, como ya se mencionó sus reservas descendieron un 59 % durante la década analizada.

² López Anadón, Ernesto en entrevista de Carlos Balboa, [En línea] <http://revistapetroquimica.com/secciones/gas-2/> [12 de marzo 2015]

ARGENTINA											
Producción y consumo en bcm	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	T
Producción	44,9	45,6	46,1	44,8	44,1	41,4	40,1	38,8	37,7	35,5	↓
Consumo	37,9	40,4	41,8	43,9	44,4	43,2	43,3	45,7	47,3	48,0	↑

Tabla XIII. Evolución de la producción y el consumo en la Argentina período 2004-2013.

Fuente: Elaborado por Guerrero, 2014 sobre la base de Bp 2014

T= tendencia	↑ Aumenta	↓ Disminuye	bcm= <i>billion cubic</i>
--------------	-----------	-------------	---------------------------

En este marco, la Argentina se ve obligada a priorizar el abastecimiento de gas al mercado interno y como resultado de esa medida no puede cumplir con su compromiso de suministro a Chile. Luego, al no obtener los resultados esperados busca la solución a los problemas de abastecimiento mediante la importación del recurso, primero a través de gasoductos (en 2006 se retoma la importación desde Bolivia) y -a partir de 2008- a través de la importación de GNL por vía marítima.

6.2. ORÍGENES Y EVOLUCIÓN DE LA CRISIS DE ABASTECIMIENTO DE GAS EN LA ARGENTINA Y SUS INTERACCIONES REGIONALES

Una serie de medidas tomadas en la década de los noventa tuvieron sus efectos a partir de la primera década del año 2000. En 1992, la ley 24145, en su artículo 1° transfiere el dominio de los yacimientos de hidrocarburos del Estado Nacional a los Estados Provinciales, al contrario de los demás países de la región donde el Estado Nacional mantiene el dominio de sus recursos. En ese marco, los Estados Provinciales establecen contratos de explotación con las empresas petroleras y gasíferas por los cuales reciben regalías. Esta situación implica que el Estado Nacional perdió la capacidad de una planificación centralizada de la producción energética y la capacidad de negociación con las empresas, a la vez que las provincias tienen mayor poder de negociación, **esta situación es de singular importancia para la provincia de Neuquén, donde se concentra la mayor parte de la producción de gas convencional y no convencional.**

Asimismo, a principios de los noventa, la principal empresa petrolera estatal, Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) pasa de Sociedad del Estado a Sociedad Anónima y en 1998 se privatiza con la compra de Repsol -de capitales españoles- y pasa a denominarse Repsol-YPF. En ese marco, a finales de la década del noventa- desde el año 1998 en particular- el país ingresa en un proceso de recesión y deflación, percibiéndose el fracaso de la política económica de los años noventa (programa masivo de privatizaciones) que concluye con un cambio en la conducción política del país en diciembre del año 2001.

En ese año, se manifiesta abiertamente la crisis de la convertibilidad³ y se produce la devaluación del tipo de cambio. Las principales medidas económicas que se pusieron en marcha, a partir del año 2002, fueron, la cesación de pagos de la deuda externa y el congelamiento de las tarifas de las empresas de servicios públicos, convocando a una renegociación de los contratos. Esta situación, junto al incremento de los costos de explotación, produjo una reducción masiva de las utilidades operativas de las empresas prestadoras de servicios públicos de electricidad y gas natural, quebrando de esta manera las relaciones construidas en la década del noventa entre el Estado y las empresas privatizadas (Guerrero, 2006:41).

El nuevo esquema macroeconómico conduce a una reactivación industrial, y los primeros sectores en mostrar tal reactivación son los que logran articularse con el mercado internacional, en un contexto de restricción de oferta de gas, con una capacidad de transporte que no había crecido desde el año 1999.

Es posible afirmar entonces, que se produjo, una **escasez económica del recurso, motivada por un desequilibrio en la relación producción/consumo, sobre la base de una escasez física, producto de la sobreutilización de un recurso natural no renovable**. En el período analizado 2004-2014, se observa que, frente a una demanda social creciente, que incrementa un 26 % el consumo, la oferta disminuye su producción un 21 %. De este modo, el recurso gas natural no puede cubrir esas necesidades y surge el conflicto en la relación construida entre Sociedad y Naturaleza.

³Plan de convertibilidad puesto en marcha en 1991 que estableció, por Ley 23928, la paridad 1 peso = 1 dólar que convalidó una virtual dolarización de la economía, sin poner una fecha final de vigencia de la misma.

En ese contexto, a comienzos del año 2004 se evidencian los primeros efectos de la crisis energética, considerada en principio un problema coyuntural, aunque luego se reconoce como estructural y que afecta, en principio, al abastecimiento de gas. Sin embargo, rápidamente se traslada al mercado eléctrico por la estrecha interdependencia de las dos cadenas productivas en la Argentina.

En síntesis, pese a la valorización temprana y prolongada del gas en la Argentina, su producción no ha sido desarrollada de manera sostenible y desde principios del siglo XXI se debió retornar a las importaciones, las que se realizan en proporciones crecientes (Guerrero, Carrizo, 2012:2). Frente al interrogante principal de este capítulo respecto a las causas de la escasez de gas en la Argentina, las alternativas de respuesta son variadas: se debió a ausencia del recurso; a falta de inversión en tareas de exploración y explotación de nuevas cuencas gasíferas; a insuficientes obras de infraestructura como nuevos gasoductos; a decisiones de las empresas; a cuestiones políticas, o la suma de todas esas problemáticas.

6.2.1. Los actores de la industria del gas en la Argentina

En este marco, el trabajo de Roberto Kozulj “Crisis de la industria del gas natural en Argentina” publicado por el Centro de Estudios para América Latina y el Caribe (CEPAL) en 2005, realiza un análisis pormenorizado de todas las situaciones existentes al inicio del conflicto. Algunas ideas principales, extraídas del mismo, facilitan comprender el contexto en el cual se produjo la crisis de abastecimiento de gas en la Argentina y cuáles son sus imbricaciones e impactos en la región. Asimismo, esta breve reseña, permite profundizar y comprender mejor los conflictos analizados en capítulos anteriores a escala regional, y además, facilita reconocer las acciones tomadas por diferentes actores de la industria del gas, así como sus entramados multiescalares y multidimensionales.

Previo a este análisis es necesario entender cómo funciona y quiénes son los actores de este sector. El marco legal actual, que rige la industria del gas en la Argentina, presenta incongruencias básicas derivadas de una doble reglamentación. Por un lado, las actividades del proceso de exploración, desarrollo y producción (*upstream*) se rigen bajo

un ámbito legal e institucional distinto al que, por otro lado, realizan las actividades del proceso de transformación, comercialización y distribución (*downstream*). Todos estos eslabones integran la cadena de valor del gas natural (figura 37)



Figura 37. Cadena de valor del gas natural. Fuente:

http://naturalgas.files.wordpress.com/2009/01/gaschile_gasoductos_conexiones.jpg?w=450&h=520

En el primer proceso, en el ámbito del *upstream*, éste depende de la Secretaría de Energía y se caracteriza por reglas de libertad de mercado, libre disponibilidad de la producción de hidrocarburos y de las divisas obtenidas por la explotación y la única restricción prevista es la **prohibición de exportar gas si este no es suficiente para abastecer al mercado interno**.

Esta disposición es la que causa que en 2004, cuando se inician los problemas de abastecimiento de gas, la Argentina tome la decisión de priorizar su mercado interno y deje de exportar gas a Chile. Ante esa situación Chile solicita que, en virtud de los acuerdos firmados, se lo considere como parte del mercado interno, sin embargo esa propuesta no es aceptada por la Argentina y su consecuencia es el inicio del conflicto bilateral con Chile. Luego, en la búsqueda de alternativas de solución al conflicto, éste se extiende al ámbito regional.

En el segundo proceso, en el ámbito del *downstream*, las reglas suponen una definición de servicio público regulado por el Ente Nacional Regulador de Gas (ENARGAS), aún cuando dicha regulación puede ser encuadrada como “débil” debido a los criterios de fiscalización y control establecidos por la Ley N° 24076 que rige el transporte, distribución y comercialización del gas en el mercado interno.

Esta incongruencia desemboca en una grave crisis tras la ruptura de la convertibilidad y el dictado de la Ley de Emergencia Económica N° 25561, debido a que tanto los precios del gas en boca de pozo (segmento desregulado) como las tarifas de transporte y distribución (segmentos regulados) han sido “pesificadas” lo que significa un disminución de ingresos, en términos de divisas, a pesar que la totalidad de la renta hidrocarburífera es mayor que la obtenida en plena vigencia de la convertibilidad como consecuencia del alza de los precios del crudo y la disminución de los costos internos. En consecuencia, las empresas reclamaron por seguridad jurídica alegando que el gobierno rompió de modo unilateral las reglas vigentes incumpliendo los contratos.

En síntesis, la industria del gas natural en la Argentina, está organizada en tres grandes segmentos: producción, transporte y distribución. La **producción** en la Argentina es una actividad desregulada en la cual las empresas exploran, extraen y comercializan, tal el caso de YPF, Total y Panamerican Energy (PAE) entre las de mayor importancia; mientras que, el **transporte** y la **distribución** constituyen servicios públicos regulados. En el país hay dos transportistas: Transportadora de Gas del Norte (TGN) y Transportadora de Gas del Sur (TGS), a la vez que existen ocho distribuidoras, entre las que se encuentran Camuzzi Gas Pampeana, Metrogas, y Gas Natural Fenosa. Las distribuidoras son las que abastecen a los hogares e industrias y compran el gas en mayor medida a YPF (que compra por orden y cuenta de Energía Argentina Sociedad Anónima S.A. - ENARSA).

Los actores de la industria del gas en la Argentina, han mostrado conductas tanto restrictivas como especulativas que, según señala Kozulj son producto del inadecuado diseño de los marcos regulatorios (a los que considera la mayor reforma emprendida en la región). Estas reformas tuvieron efectos no deseables tanto en el ámbito interno como externo, donde mostraron la **vulnerabilidad de los países que dependen de energía proveniente de la Argentina, en particular gas natural al no poder cumplir con los contratos**. De este modo, se resaltan las interacciones existentes entre la escala nacional y regional.

En este marco, Kozulj (2005:9) considera que “...los productores presionaron al Estado para lograr un aumento del gas en boca de pozo”. Resultado que obtuvieron cuando el

gobierno dictó la Resolución 208/04 (que retoma en 2005 la dolarización de los precios del gas en valores próximos a los de la convertibilidad) por medio de la cual, el Estado consiguió que los productores garantizarán el abastecimiento interno a cambio de incrementos graduales en los precios hasta llegar, en 2006, a los valores vigentes a inicios de la convertibilidad.

Además, la crisis obligó a retomar en 2006 las importaciones de gas natural desde Bolivia, a un precio similar al que regía para el gas de la cuenca neuquina durante la convertibilidad. Es necesario destacar que, los principales operadores de las reservas bolivianas son los mismos que operan en la Argentina y, de este modo, obtuvieron el nivel de precio deseado en boca de pozo y también, condicionaron el abastecimiento futuro, puesto que las necesidades de importación implican nuevas inversiones en transporte y nuevas reglas de financiamiento para el Estado que, se transforma en importador.

Consecuencia de la desregulación, el mercado del gas que se suponía iba a ser competitivo, quedó altamente concentrado bajo la forma de un oligopolio con un actor principal, Repsol-YPF, con **penetración en toda la región mediante una estrategia de integración vertical y horizontal en todo el sector energético y además, con fuertes vínculos con el sistema financiero**. En este marco, las empresas adquirían reservas y capacidad de producción a valores debajo de los costos y vendían a precios internacionales.

Así, el Estado perdió la capacidad de intervenir en la industria y solo autorizaba o no, las exportaciones asegurando el abastecimiento previo del mercado interno. En ese contexto, **las empresas optaron por invertir en la región y no a escala nacional para recuperar la producción interna**. En definitiva, "...las empresas tenían el poder de manipular la oferta de acuerdo al nivel de precios" (Kozulj 2005:15).

La situación descrita **permite comprender los verdaderos orígenes de esta crisis del gas iniciada en la Argentina y luego extendida a la región**. Estos motivos no son explicitados, ni por los productores ni por las autoridades, y se relacionan con la presencia común de actores que operan reservas de gas en la región y buscan valorizarlas. "Los principales actores de la industria petrolera y gasífera argentina, son

también actores principales en otros países de la región, a través de distintos modos de participación...” (Kozulj 2005:31).

En el caso de Bolivia, se concentran más en la búsqueda de gas con mira al mercado de Brasil, a la vez que Petrobras (empresa estatal brasilera) tiene importantes inversiones en Bolivia y simultáneamente, desarrolla sus propios recursos en el presal. Repsol-YPF, a través de Andina y la ex Maxus, controla el 35% de las reservas de Bolivia. Por último, la empresa Total con importante presencia en la Argentina, al igual que Petrobras poseen el control del 14% de las reservas cada una. Esta situación muestra como se conforma el entramado de relaciones **que se produce entre las acciones tomadas por los diferentes actores no estatales -a escala regional- implicados en el conflicto**, reflejada en que **los tres principales oferentes de gas en la Argentina, son también operadores del 63% de las reservas de gas en Bolivia.**

De este modo, **las empresas consiguen saltar las regulaciones argentinas** puesto que, a pesar de estar regulados los precios y niveles de producción en el país, los precios de importación desde Bolivia son más altos y permiten extraer las reservas a un precio superior al que conseguirían en otros mercados, como por ejemplo, la ya mencionada propuesta de exportar gas desde Perú, a través del Puerto de Ilo. Además, **los operadores priorizan monetizar reservas ya descubiertas y en explotación en Bolivia antes que realizar inversiones en exploración en la Argentina.**

En esta trama, Kozulj (2005) resalta que la lección más importante aprendida del caso argentino es que las reglas de mercado y la ausencia de un Estado regulador fuerte o empresario, son incompatibles con el objetivo de garantizar el abastecimiento futuro al menor costo y por lo tanto se imposibilita obtener la seguridad energética buscada por los Estados.

De este modo, se observa como, en un contexto de economía globalizada, dominada a escala regional por actores comunes presentes en las diferentes escalas analizadas, frente a los vacíos legales producidos por la aplicación del marco regulatorio en la Argentina, tuvo impacto en el sistema energético regional provocando una **integración forzada por los intereses de los operadores** -presentes en diferentes países de la región- que aparece así como una “...estrategia maximizadora racional para los

operadores que buscan no solo crear renta, sino que generan las condiciones para continuar con la dolarización del precio del gas en la Argentina que a diferencia del petróleo no es una *commodity*”(Kozulj, 2005:62).

En este marco, tanto el mercado del gas regional, como la integración energética, no han hallado hasta ahora un camino definido a partir de Políticas de Estado comunes que tiendan a alcanzar la Seguridad Energética Regional en el largo plazo, puesto que, las acciones realizadas se focalizan en la coyuntura y en algunas ocasiones en el mediano plazo, a través de acuerdos bilaterales, como los firmados por Bolivia con la Argentina y con Brasil, sobre la base de operaciones comerciales de las empresas, más que con una visión estratégica de los Estados involucrados.

En este sentido, el análisis multidimensional permite identificar los efectos que los cambios en la regulación argentina tuvieron en múltiples dimensiones, reflejados en aumento del costo interno del gas (que fueron cubiertos mediante subsidios que aún se mantienen); aumento en las tarifas de energía eléctrica por la interrelación de las cadenas productivas (también cubierto mediante subsidios) y en la actividades productivas en general por la transferencia de mayores costos de la energía. Al mismo tiempo, se crearon nuevas incertidumbres respecto a las posibilidades ciertas de abastecimiento desde el exterior, ya sea a través de gasoductos, en el caso de Bolivia, o por el ingreso de nuevos actores a escala global, a partir de la incorporación del país y la región al mercado del gas natural licuado.

6.2.2. La pérdida del autoabastecimiento y sus implicancias regionales y globales

Los efectos de la crisis de abastecimiento de gas en la Argentina, iniciada como un problema coyuntural en 2004, tomaron carácter estructural a partir de 2010, momento de quiebre en el cual la Argentina pasa de país exportador de energía a país importador. El gasto total que la Administración Nacional destinó a subsidios en 2010 ascendió a 48.032 millones de pesos, de los cuales **cerca de 26.000 millones de pesos** se destinaron a paliar la cuestión energética⁴ de acuerdo a un informe de la Asociación

⁴Entre los principales destinos de estos subsidios se destacan las asignaciones a la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA), que financia el abastecimiento de las centrales térmicas, a la Empresa Energía Argentina (ENARSA), para la compra de gas para el abastecimiento del mercado interno, y al Fondo

Argentina de Presupuesto y Administración Financiera Pública (ASAP)⁵. Esta situación se mantiene hasta la actualidad, y 2014 finaliza con la aprobación de una partida en el Congreso de 71.000 millones de pesos destinada al sector energético, de los cuales 36.000 millones se dirigen al sector gasífero para cubrir gastos de importación y al pago de mayor precio en boca de pozo al denominado “gas nuevo”.

Este escenario muestra la condición de dependencia energética del país, tanto desde el punto de vista de la **dependencia física** (porcentaje de las importaciones netas sobre el total de la energía primaria producida o consumida) como de la **dependencia económica** (valor de las importaciones energéticas). Además, **el país también es vulnerable** porque el precio de la energía aumenta y la factura de importación de la energía es muy costosa en términos macroeconómicos.

Asimismo, la dependencia masiva de centrales de gas de ciclo combinado, consideradas como las más económicas en los últimos años, también son un factor de vulnerabilidad, puesto que a partir de 2008, cuando para cubrir el déficit del recurso que Bolivia no podía proveer a través de los gasoductos existentes, se debe recurrir a la importación de GNL a mayor precio que el gas natural.

En este sentido, la vulnerabilidad no sólo está ligada a la dependencia de las importaciones, expresadas en cantidades, sino también en el alto costo de los volúmenes de gas importados. Mientras que, a escala nacional el valor interno del gas en boca de pozo en 2004 era de 1,10 dólares el millón de BTU, que luego mantuvo un precio promedio 2,50 dólares el millón de BTU; el gas traído por gasoductos desde Bolivia se pagaba inicialmente 7 dólares el millón de BTU y actualmente entre 11 y 12 dólares el millón de BTU. Finalmente, el gas natural licuado, importado por vía marítima, alcanza en promedio valores entre los 15 y 17 dólares el millón de BTU. Estas diferencias de precios, entre el valor doméstico del gas natural en boca de pozo y los precios de importación, necesarios para mantener el abastecimiento fluido de gas a la población, explican el impacto que produce el consumo energético sobre la balanza comercial del país.

Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal, que financia la ampliación del sistema de transporte de energía eléctrica.

⁵ Informe de la revista Tecnoil del 27 de Enero de 2011

En este marco, a inicios de 2013, el Gobierno lanzó el “Programa de estímulo a la inyección adicional de gas” denominado **Plan Gas**, con el fin de incentivar la producción del fluido, este Plan permite el pago de hasta 7,50 dólares por millón de BTU en boca de pozo. Sin embargo, este precio solo es aplicable al denominado “gas nuevo”- producto de nuevas perforaciones- mientras que el gas viejo, que pagan las centrales térmicas, las industrias y los usuarios residenciales, mantiene un precio 2,50 dólares millón de BTU, es decir tres veces menos que el valor del gas nuevo.

Estas diferencias de precios tornan evidente el impacto económico de la pérdida del autoabastecimiento desde 2010, al que se suman los **subsidios a la energía que, en 2013, totalizaron 81.405 millones de pesos** que representan el 3% del PBI⁶. Resalta también, desde el punto de vista de la geopolítica de la energía, la dependencia y vulnerabilidad que existe en el país que lo aleja de la buscada seguridad energética.

En este sentido, el siguiente gráfico⁷ (figura 38), extraído del periódico especializado digital *El inversor online*, refleja el impacto que tuvieron las compras de gas y combustibles líquidos en el exterior, analizadas en relación con las reservas del Banco Central de la República Argentina (BCRA). Mientras que al inicio del período, en 2003, solo representaban el 3,89% de las reservas, al final del período el gasto realizado es equivalente al 37% de las reservas del BCRA. Esta situación confirma lo sostenido en cuanto a la vulnerabilidad del país, puesto que como consecuencia de la necesidad de obtener dólares para pagar esas importaciones, el Gobierno enfrenta una crisis cambiaria. En particular, se destaca como a partir de 2010, disminuyen las reservas del BCRA al mismo tiempo que aumenta el gasto en las importaciones de energía.

⁶ RAFELE, Esteban. Recortan subsidios a gas y agua y las facturas aumentarán hasta 400% . 28/03/2014.[En línea] <http://www.cronista.com/economia politica/-Recortan-subsidios-a-gas-y-agua-y-las-facturas-aumentaran-hasta-400-20140328-0063.html> [12 abril2015]

⁷El Inversor On Line, Las importaciones de energía representan el 37% de las reservas del Banco Central.[En línea]Energía, 11 diciembre 2014, <http://elinversoronline.com/2014/12/las-importaciones-de-energia-representan-el-37-de-las-reservas-del-banco-central/> [14 de marzo 2015].

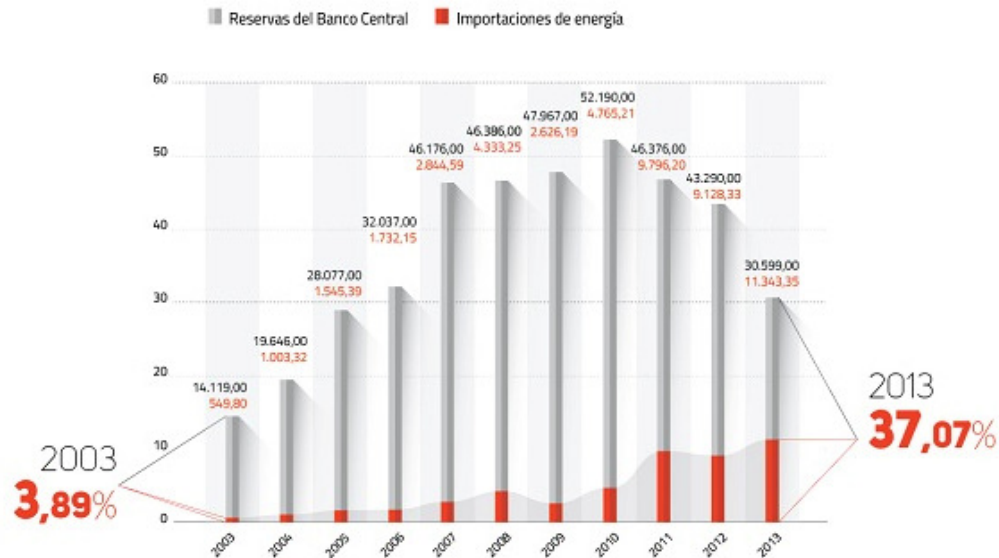


Figura 38: Importaciones de Energía en relación con las reservas del Banco Central de la República Argentina (BCRA) en millones de dólares. Fuente: *El inversor online* sobre la base de datos del BCRA e INDEC, 2014

En resumen, **Argentina pasó de ser un país exportador de energía a ser un país dependiente de la importación de recursos energéticos** (GNL, fuel oil⁸, combustibles) tanto desde países de la región como extraregionales. El año 2010, señala el momento a partir del cual la Argentina se transforma en una importadora neta de hidrocarburos, después de dos décadas de autoabastecimiento. Además, esa tendencia no solo se mantiene sino que crece y la transforma en vulnerable desde el punto de vista de los altos costos que debe pagar para asegurarse la provisión de esos recursos⁹.

Considerando que la mayor parte de las proyecciones apuntan a un aumento en ambos indicadores, dependencia y vulnerabilidad, la situación de una amenaza a la seguridad energética del país se torna cada vez más real. Sin embargo, aunque la seguridad energética puede objetivarse mediante los conceptos de dependencia, vulnerabilidad y conectividad ya explicados, el contexto en que se desarrolla la situación de cada país, es

⁸ Sólo para pagar el fuel oil importado de Venezuela entre 2007 y 2009, el gobierno emitió pagarés por 819 millones de dólares en enero de 2011(Fuente: ENARSA). Se observan, nuevamente, las imbricaciones regionales de la crisis nacional, en su dimensión económica y política.

⁹ CLARÍN, Por primera vez en 20 años el país fue importador neto de combustibles, Buenos Aires, 23/01/11, Sección El país, p: 20.

el elemento fundamental para que una situación sea percibida como una amenaza a la seguridad de abastecimiento.

Es aquí donde el punto de vista geopolítico y estratégico permite un análisis diferencial de los escenarios de seguridad energética, que va más allá de la visión economicista predominante ya que, son decisiones políticas y no económicas las que a veces definen las acciones realizadas por los Estados. En el marco de la pérdida de autoabastecimiento, la Argentina toma la decisión de dictar la ley 26.741¹⁰, denominada de la Soberanía Hidrocarburífera, sancionada en 2012, que declara el 51% del patrimonio de YPF de utilidad pública y sujeto a expropiación.

De ese 51% del patrimonio expropiado, un 49% corresponde a las provincias y el 51% restante al Estado Nacional. Esta ley declara a YPF de interés público nacional y como objetivo prioritario del país el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos. Con la recuperación de su participación mayoritaria en la empresa, el Estado nacional busca apuntalar el desarrollo de reservas y mejorar los niveles de producción para recobrar al autoabastecimiento del país ya sea solo o en asociación con otras empresas. De igual modo, actuó Bolivia, en 2006, cuando nacionalizó sus recursos. Ambos procesos son ejemplo del nacionalismo energético presente en la región.

Esta línea argumental permite afirmar que la incertidumbre existente para garantizar el abastecimiento de gas a la población y al funcionamiento del aparato productivo, sobre todo, en un país como la Argentina donde el 50 % de la energía termoeléctrica depende del gas, genera desconfianza no sólo en el aspecto productivo, sino fundamentalmente, entre los inversionistas nacionales y extranjeros.

Asimismo, la seguridad del abastecimiento energético es un objetivo primordial dentro de las políticas de Estado de los países desarrollados¹¹. En este sentido, el reconocimiento de esta necesidad en el país lleva a reformular de manera continua los Planes Energéticos que favorecen su desarrollo, aunque hasta el momento se trata solo

¹⁰ [En línea] <http://infoleg.gov.ar/infolegInternet/anexos/195000-199999/196894/norma.htm> [15 de marzo de 2015]

¹¹ En 1998, el Consejo Nacional de Seguridad de Estados Unidos definió los “*intereses vitales*” como aquellos de “importancia general y primordial para la supervivencia, la seguridad y la vitalidad de nuestra nación. Entre ellos figuran la seguridad física de nuestro territorio, la *seguridad de los ciudadanos*, nuestro *bienestar económico y la protección de nuestras infraestructuras críticas...*”(A *National Security for a New Century*, octubre, 1998) En Klare, M. “Guerras por los recursos”, 2003, p: 50. España.

de políticas sectoriales y no se han constituido en las verdaderas Políticas de Estado, que el país necesita para recuperar la soberanía energética y el control de sus recursos de manera integral.

6.2.3. El gas natural en los Planes Energéticos Nacionales

En este marco, el gas natural en la Argentina, admite diferentes usos y múltiples demandantes: uso residencial; uso para transporte como GNC (el país tiene uno de los parques automotores a gas natural comprimido más grande del mundo, existen 1800 estaciones de servicio que proveen este combustible en distintos puntos del país)¹²; uso como materia prima para industrias como la petroquímica y centrales termoeléctricas de ciclo combinado alimentadas a gas (dispone de un parque de generación eléctrica a gas que ha sido referencia mundial en materia de eficiencia).

Producto de este desarrollo, la Argentina se ubica entre los países con mayor desarrollo de la industria del gas natural en el mundo, donde el gas representa el 49,7% del total la oferta interna de energía primaria en la matriz energética en el año 2010 (Secretaría de Energía, 2012). Distintos especialistas consultados por la Revista Petroquímica, Petróleo, Gas, Química & Energía¹³ en 2015, coinciden en resaltar que, a pesar de las distintas realidades por las que fue atravesando el país, el gas siempre aportó soluciones, brindó un servicio de calidad a la sociedad y posicionó a la Argentina como un modelo a seguir a escala global en términos de infraestructura, cantidad de usuarios y calidad técnica de sus recursos humanos.

En este sentido, la producción gasífera nacional fue creciendo de manera constante hasta 2005, donde el desarrollo del gas natural en la Argentina fue, hasta la última década, una especie de Política de Estado implícita, en principio en sustitución del petróleo puesto que, al ser más abundante, de menor costo y menos contaminante, se incorpora a nuevas demandas como: gas vehicular para el transporte; para generación eléctrica en las centrales térmicas y como materia prima en la industria petroquímica, entre otros usos. Esta mayor presencia del gas en los consumos energéticos de la población y la industria provocó que, cuando la oferta ambiental comenzó a declinar, a

¹² Cámara Argentina del Gas Natural Comprimido, 2012.

¹³ BALBOA, Carlos [En línea] <http://revistapetroquimica.com/secciones/gas-2/>[12 de marzo de 2015]

la vez que la demanda social crecía, se produjo un déficit energético que tuvo como epicentro del conflicto al gas natural.

Así, siete décadas después del inicio del consumo masivo del gas natural en la Argentina, se resalta su importante rol en el abastecimiento de las necesidades de energía para el desarrollo económico y social del país. Sin embargo, **actualmente se encuentra en la encrucijada que le plantea por un lado la necesidad de aumentar la oferta de ese hidrocarburo y por otro, al mismo tiempo, reducir su dependencia de este recurso a través de la diversificación de la matriz energética.**

De cara al futuro, el posible desarrollo de los recursos gasíferos no convencionales en Vaca Muerta, podría llenar los vacíos gasoductos, generar nuevos proyectos petroquímicos y expandirse a otras industrias que utilicen gas como parte de su proceso productivo, a la par de ampliar aún más el parque térmico de generación. Estas previsiones, conllevan la necesidad de elevadas inversiones así como también la necesidad de gran cantidad de recursos humanos capacitados. Sin embargo, todas estas medidas tienden a incrementar la presencia del gas en la matriz energética nacional y no impulsan su diversificación.

En este contexto, es posible afirmar que, en los setenta años de su desarrollo y, principalmente, en los últimos 30 años el gas fue la columna vertebral sobre la cual se apoyó el sistema energético argentino, no previéndose el posible agotamiento del recurso o su escasez relativa si no se realizaban las inversiones en exploración y en infraestructura para transporte. Más allá del poder que tenían las empresas para manipular la oferta de acuerdo al nivel de precios, la falta de control del Estado favoreció llegar a esta situación.

La Política Energética explicitada en los diferentes planes energéticos que se extienden entre 1985 y 2019, refleja los intentos de remediar esta situación. El Plan Energético Nacional 1985-2000 le adjudicó, al gas natural un rol significativo en el proceso de sustitución de los derivados del petróleo, especialmente en la generación de energía eléctrica, a la vez que se avanzaba en importantes emprendimientos nucleares e hidroeléctricos.

Este Plan Energético, es continuado y ampliado sucesivamente, primero por el Plan Energético Nacional 2004-2008 en su primera etapa, pero que luego se fue extendiendo en el tiempo, 2004-2013, luego hasta el 2015 y finalmente se reformuló comprendiendo el período 2004-2019. En la década analizada, coincide que, desde el punto de vista político e institucional, aún sin una política de Estado explícita, la política energética en el corto y mediano plazo tuvo continuidad. Ello se desprende de que, a pesar de comprender tres períodos de gobierno, los mismos fueron de igual signo político: Néstor Kirchner, 2003-2007, y los dos períodos de la presidenta Cristina Fernández de Kirchner, 2008-2011 y 2012-2015-. Además, se mantuvo también el mismo Ministro de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios -que aún continúa en el cargo- y el mismo Secretario de Energía, dependiente de ese Ministerio, cuya renuncia¹⁴ se pide recién a fines de 2014.

El documento publicado por el Centro Latinoamericano de Investigaciones Científicas y Técnicas (CLICET) denominado: “Avances del Plan Energético Nacional 2004-2019” elaborado por Ricardo De Cicco en 2013, destaca los objetivos de este plan. Señala que, en 2003, en el marco de un sector energético que se encontraba en el límite de su capacidad de transporte y distribución, tanto en el sector eléctrico como de gas natural, el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, realizó un diagnóstico del mercado ampliado de energía para identificar los problemas estructurales y en base a ello formular un Plan Energético que luego se reformuló comprendiendo el período 2004-2019- coincidiendo con el período analizado-.

El Plan Energético Nacional¹⁵ tiene cinco ejes: 1.obras en el sistema energético nacional; 2.exploración y refinación de hidrocarburos; 3.reactivación de la actividad nuclear; 4.**integración energética regional con América del Sur** y 5.energía eólica. Además, se destaca como principal objetivo la importancia otorgada a diversificar la matriz energética a fin de disminuir la histórica dependencia de los hidrocarburos para el desarrollo productivo en el país. En este sentido, el último Balance Energético de la Secretaría de Energía de la Nación, publicado en 2012, muestra que para 2010, el **88% de su matriz energética primaria corresponde a hidrocarburos** (49,7% gas natural,

¹⁴ LA NACIÓN Desplazaron al Secretario de Energía Daniel Cameron [En línea]

<http://www.lanacion.com.ar/1706213-desplazaron-al-secretario-de-energia-daniel-cameron> [15 de marzo 2015]

¹⁵ [En línea] http://www.cnea.gov.ar/sites/default/files/COMUNICADO_PEN_CNEA.pdf [15 de abril de 2015]

37,1% petróleo y 1,2% carbón mineral). El resto de la matriz se encuentra distribuida en un 2,7% energía nuclear y 9,4% por diferentes fuentes de energía renovables (4,3% energía hidroeléctrica y 5,1 % otras fuentes como eólica y solar).

Sin embargo, a pesar que la disminución del consumo de hidrocarburos es un objetivo principal, se observa un crecimiento de la participación del gas natural en la matriz energética primaria, que pasa de 46,5 % del total en 2003 a 49,7 % en 2010, momento en que la Argentina pierde el autoabastecimiento de gas natural y comienza a depender de importaciones tanto por gasoductos desde Bolivia como de GNL por vía marítima.

Por otra parte, este informe realiza el análisis de la evolución del recurso entre 2003 y 2010, así como la proyección de la oferta de energía primaria en Argentina¹⁶ hacia 2017 y 2024. En lo referido a la disminución de la proporción de hidrocarburos se observa que, en relación con los valores iniciales para el gas natural, 46,5% (2003) y 49,7% (2010); los valores esperados de participación del gas en la matriz energética son 47,9% (2017) y 44,1% (2024). En relación con el petróleo, se estima que la disminución sería mayor pasando de 43,6 % (2003) a 30,5% (2024) y el carbón resulta muy poco representativo ya que pasaría de 0,6% (2003) a 0,7% (2024) (De Cicco, 2013:3).

Simultáneamente, se espera que crezcan en su participación la energía nuclear¹⁷, que pasaría de 2,6% (2003) a 7,7% (2024) y las energías renovables que se incrementarían notablemente pasando de una participación en la matriz energética de 6,7% (2003) a 17% (2024), centrados principalmente en el incremento de la participación de la hidroenergía¹⁸ (7,2%) y de la energía eólica (3%). De este breve análisis de la visión prospectiva de la matriz energética primaria argentina para 2024, se observa que, en el corto y mediano plazo, el gas natural continúa siendo un componente fundamental de la misma -a pesar de las dificultades existentes-, manteniéndose su aporte siempre por encima del 40% del total, que sumado al 30,5 % esperado para el petróleo, representa una matriz energética dependiente un 70% de los hidrocarburos para el año 2024.

¹⁶ Los datos de 2003 y 2010, corresponden a datos brindados por la Secretaría de Energía mientras que las proyecciones al 2017 y 2014 corresponden a una visión prospectiva del Centro Latinoamericano de Investigaciones Científicas y técnicas (CLICET).

¹⁷ Los acuerdos firmados a fines de 2014 y principios de 2015 con Rusia y China para el desarrollo de la energía nuclear apuntan en esa dirección, contrariamente a lo ocurrido en el resto del mundo que se aleja de la energía nuclear luego del desastre de Fukushima en 2011.

¹⁸ En 2015 se firmaron acuerdos, para el desarrollo de represas hidroeléctricas con inversiones de China y Rusia.

En este contexto, es innegable que el gas natural resulta estratégico para la satisfacción de las necesidades de la población y para la seguridad energética del país, así como también para su economía (Guerrero, 2009). Sin embargo, como se desarrollo en el capítulo IV, aparecen dificultades en la disponibilidad del recurso. La situación de la Argentina, en comparación con los países de la región, muestra que las reservas probadas de gas convencional, en el período bajo análisis, descendieron de 27 TCF en 2004 a 11,1 TCF en 2013, lo cual representa un declive del 59% en las reservas con una proyección del ratio producción/reservas de 8,9 años.

En ese escenario prospectivo, el actual déficit de reservas de gas convencional podría superarse ampliamente en el caso de desarrollar los recursos no convencionales de *shale gas*, dónde sobre 2732 TCF de recursos potenciales, la Argentina posee recursos recuperables por 774 TCF. El potencial total de recursos de gas recuperables - convencional y no convencional- representa **785,1 TCF**, que colocaría al país en el primer lugar en la región sudamericana si los recursos se transformaran en reservas económicamente viables

A pesar de los problemas enumerados a partir de informes de la Secretaría de Energía, de YPF y de ENARSA, el comunicado de prensa emitido por el Ministerio de Planificación¹⁹, destaca entre los principales logros de diez años de gestión y aplicación del plan entre 2004 y 2014: la recuperación de YPF y la soberanía energética; la construcción de 5.500 kilómetros de líneas para la Interconexión Federal de 10 provincias al Sistema Eléctrico que estaban aisladas; la terminación de Atucha II y el desarrollo del Plan Nuclear Argentino; cerca de 2.800²⁰ kilómetros de gasoductos incluyendo el Segundo Cruce al Estrecho de Magallanes y el Gasoducto Juana Azurduy, que permitieron incorporar 2.100.000 de hogares al servicio; la creación de ENARSA y su transformación en vector para el Sistema Energético Nacional.

Sin embargo, a fines de este período se observa la presencia de conflictos internos entre actores pertenecientes al mismo gobierno, con un marcado avance del Ministerio de Economía sobre áreas que siempre habían dependido del Ministerio de Planificación

¹⁹ [En línea] http://www.cnea.gov.ar/sites/default/files/COMUNICADO_PEN_CNEA.pdf [2 de mayo 2014]

²⁰ Cabe aclarar que el gasoducto de mayor extensión el GNEA aún es un proyecto y solo se construyeron 48 km. del gasoducto de integración Juana Azurduy en 2011, que es la base del posterior desarrollo del GNEA.

Federal, Inversión Pública y Servicios. En los últimos dos años, 2013-2014, este Ministerio sufrió un fuerte recorte de su poder en las áreas relacionadas con la energía a manos del Ministerio de Economía que logró ocupar áreas claves como el control de Cammesa (la empresa que administra el mercado eléctrico), situación a la cual se sumó que logró: la dirección financiera de YPF; de la empresa estatal ENARSA y de la Comisión que coordina al Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas.

Este nuevo esquema es coordinado por el Secretario de Política Económica del Ministerio de Economía, quien además tiene a su cargo la coordinación de la reducción de subsidios a las distribuidoras de gas y energía eléctrica. Esta situación refleja en parte el motivo de la presencia del Ministerio de Economía, derivada de la búsqueda de soluciones frente a las consecuencias económicas que generan, tanto las importaciones por un lado como los subsidios por otro, y sus efectos sobre la balanza comercial.

6.2.3.1. La quita de subsidios al gas natural

Como consecuencia de los gastos generados por importaciones y subsidios, que afectaron la balanza comercial, se inicia el proceso de quita de subsidios ²¹a los servicios públicos comenzando por el gas y el agua. Los Ministros de Economía y Planificación Federal, decidieron una reducción en los subsidios a usuarios residenciales y comercios de entre 17% y 80% escalonada en tres tramos, entre abril, junio y agosto de 2014. Los usuarios afectados deban pagar una factura en promedio, entre un 100 % y 406 % mayor, este recorte sin embargo no alcanza a la industria. Asimismo, esta quita alcanza a todas las provincias localizadas al norte del Río Colorado, quedando exceptuada la zona más fría de la Argentina en la región patagónica.

En el caso del gas, la quita afecta a 2 millones de usuarios residenciales y de comercios, así como al combustible (GNC). El recorte final será de 17% para los usuarios residenciales R1 (que consumen hasta 500 m³/año que representan el 27% de la red) y se eleva de forma progresiva hasta el 80% para los usuarios R 3-4 (con consumos superiores a los 1.800 m³/año que representan el 13% de la red). El consumo de ambos

²¹ RAFELE Esteban Recortan subsidios a gas y agua y las facturas aumentarán hasta 400% . 28/03/2014[En línea]. <http://www.cronista.com/economiapolitica/-Recortan-subsidios-a-gas-y-agua-y-las-facturas-aumentaran-hasta-400-20140328-0063.html> [12 abril2015].

segmentos representa el 40% del consumo total. Se define también que, quedarán exceptuados de la quita de subsidios, quienes logren ahorrar un 20% interanual de su consumo, mientras que quienes ahorren entre 5% y 20%, sufrirán la mitad de la quita anunciada. Estas medidas afectan al tercer actor involucrado en el conflicto, los consumidores, que son quienes sufren las consecuencias de las decisiones tomadas por el Estado y las empresas.

En cadena nacional, la presidenta Cristina Fernández definió claramente el porqué de esta quita “Un 1% menos de consumo representa 86 millones de dólares menos de importación”. El primer año de aplicación, en 2014, no tuvo efectos significativos sobre los consumidores debido a un invierno, atípicamente benigno, que tornó innecesario un mayor consumo de gas para calefacción. Esa situación se repite en 2015 y beneficia también al gobierno, que ante un menor consumo puede disminuir las importaciones y por lo tanto mejorar su balanza comercial.

Sin embargo, cabe aclarar que el Gobierno subsidia a los usuarios el precio real del gas que significa el 40% en la factura. El precio final del servicio²² comprende otros componentes, un 40% más corresponde a impuestos y el restante 20% está destinado al sector regulado (transporte y distribución) que no son subsidiados por el Gobierno. Por esa razón, el ajuste que perciben los consumidores no implica técnicamente un aumento en la tarifa, aunque hace más de una década se encuentra congelada²³, sino compartir los costos del gas importado que paga el Estado con los usuarios.

En este sentido, desde octubre de 2008, luego del inicio de la importación de GNL, el Gobierno trasladó el gasto de importación en las facturas residenciales -por medio del decreto 2067- a los usuarios con el cargo de “gas importado”, aunque hasta ahora estaba siendo cubierto por el Estado mediante subsidios. La siguiente boleta (figura 39) muestra esta situación particular de la tarifa del gas en la Argentina, subsidiada por el Estado Nacional y el cobro del gas importado entre los conceptos facturados.

²² AYERRA, Dolores. La medida le da oxígeno al Gobierno pero no favorece a las gasíferas 28/03/2014 [En línea] <http://www.cronista.com/economiapolitica/-La-medida-le-da-oxigeno-al-Gobierno-pero-no-favorece-a-las-gasiferas-20140328-0060.html>. [12 de abril de 2015].

²³ El congelamiento de tarifa de los servicios públicos es consecuencia de la Ley de Emergencia Económica, dictada el 6 de enero de 2002 y que desde entonces, año tras año, el Congreso prorroga.



Figura 39. Tarifas y subsidios en la Argentina. Fuente: Camuzzi Gas Pampeana, 2014.

La crisis energética estimula así la aparición de nuevos conflictos entre actores, tanto en el frente interno como en el frente externo: entre los primeros a escala nacional, se encuentran los conflictos entre actores intraestatales e interministeriales (Ministerio de Economía y Ministerio de Planificación), así como conflictos entre la industria, la población y el Estado (se prioriza el abastecimiento a la población en detrimento de la industria). En el frente externo, se distinguen los distintos actores estatales, a escala regional y global, que suministran el recurso al país, así como también, los conflictos existentes entre los mismos que impiden un abastecimiento fluido de gas a la región, tal el caso de los conflictos que mantiene Bolivia con Perú y Chile, con cláusulas que impiden que Argentina exporte gas boliviano a Chile -utilizando los gasoductos existentes- en el caso que tuviera excedentes.

6.3. ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN AL CONFLICTO DE ABASTECIMIENTO DE GAS PARA LA ARGENTINA Y LA REGIÓN

Luego de haber desarrollado las causas que originan la crisis energética nacional, focalizada en el recurso gas natural -en principio coyuntural y luego estructural- así como su evolución, puede observarse como se producen interacciones entre la situación nacional y regional en la búsqueda de soluciones para este conflicto de abastecimiento, a partir del momento en que la demanda social es mayor que la oferta ambiental.

Se plantea entonces estudiar distintas alternativas que facilitan una mayor disponibilidad de gas que se refieren a: 1) la puesta en producción de nuevos recursos en las cuencas en explotación; 2) la exploración de nuevos yacimientos, *onshore* y *offshore*, ya sea de gas convencional o no convencional y 3) la importación - vía gasoductos- desde Bolivia o de GNL - por vía marítima- desde cuencas más distantes. En este sentido, para favorecer el desarrollo y exploración, se torna necesaria una breve referencia a las alianzas estratégicas que se establecen entre empresas, así como los incentivos y regímenes fiscales que el Estado ofrece a los inversores. Se detallan entonces los elementos clave que permiten entender esas tres opciones para la Argentina.

6.3.1. Puesta en producción de nuevos recursos en las cuencas en explotación

En la Argentina, los primeros intentos locales de producción de hidrocarburos tienen lugar en el siglo XIX, especialmente en Mendoza y Jujuy. Sin embargo, la exploración y explotación con el consecuente desarrollo de redes a escala nacional se inicia en la primera década del siglo XX, a partir del descubrimiento de petróleo en el Golfo de San Jorge (provincia de Chubut), realizado por el Estado, complementado luego por el desarrollo del gas en la provincia de Neuquén.

Desde entonces empresas públicas y privadas han intensificado sus actividades hidrocarburíferas en la Patagonia, Cuyo y el Norte. Actualmente los principales yacimientos de esas cuencas en producción están maduros. En el caso del gas natural, mientras que en 2000 el 58% de la producción correspondía a yacimientos de alta presión (con costos de extracción más bajos), en 2010 este porcentaje se redujo al 11% (Gadano, 2012).

En el actual escenario argentino, la productividad es decreciente y esto genera mayores costos. Pero dadas las demandas crecientes de gas, el país necesita detener el declive de la producción y retornar al crecimiento. Para aumentar la producción se considera importante recuperar recursos en reservorios marginales a los utilizados en la actualidad y que se conocen como “gas viejo”. Se habla en este sentido de “rejuvenecer los yacimientos maduros” (Guerrero y Carrizo, 2012).

La ley 26.741²⁴, denominada de la Soberanía Hidrocarburífera en la Argentina, sancionada en 2012 para que el Estado recupere 51% de la petrolera YPF declara...

“...de interés público nacional y como **objetivo prioritario de la República Argentina el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos**, así como la explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos, a fin de garantizar el desarrollo económico con equidad social, la creación de empleo, el incremento de la competitividad de los diversos sectores económicos y el crecimiento equitativo y sustentable de las provincias y regiones.” Decreto 1277/12 que reglamenta Ley 26.741 de Soberanía Hidrocarburífera, (Boletín Oficial, 2012).

Además, establece como principios de la política hidrocarburífera: a. La promoción del empleo de los hidrocarburos y sus derivados como factor de desarrollo e incremento de la competitividad de los diversos sectores económicos y de las provincias y regiones; b. La conversión de los recursos hidrocarburíferos en reservas comprobadas, su explotación y la restitución de reservas; c. La integración del capital público y privado, nacional e internacional, en alianzas estratégicas dirigidas a la exploración y explotación; d. La maximización de las inversiones y de los recursos empleados para el logro del autoabastecimiento en el corto, mediano y largo plazo; e. La incorporación de nuevas tecnologías y modalidades de gestión; f. La promoción de la industrialización y la comercialización con alto valor agregado; g. La protección de los intereses de los consumidores relacionados con el precio, calidad y disponibilidad de los derivados de hidrocarburos; h. La obtención de saldos de hidrocarburos exportables para el mejoramiento de la balanza de pagos, garantizando la explotación racional de los recursos y la sustentabilidad de su explotación para el aprovechamiento de las generaciones futuras.

Estos principios hablan de la preocupación del Estado argentino por desarrollar alternativas que refuercen la seguridad energética del país y favorecer un desarrollo sostenible del sector, que se daría en consonancia con interacciones entre actores, locales, regionales y globales para la exploración y disponibilidad del recurso. En este sentido, con la recuperación de su participación mayoritaria en la empresa Yacimientos

²⁴ [En línea] <http://infoleg.gov.ar/infolegInternet/anexos/195000-199999/196894/norma.htm> [2 de mayo de 2015]

Petrolíferos Fiscales (YPF) en 2012, el Estado nacional busca apuntalar el desarrollo de reservas y mejorar los niveles de producción para recobrar al autoabastecimiento del país. Sola o en asociación con otras empresas, YPF se interesa en explotar yacimientos maduros. Por ejemplo con Chevron buscan cooperar en recuperación terciaria²⁵.

En la presentación del Plan Estratégico de YPF 2012-2017, que permitiría lograr estos objetivos, el actual CEO Miguel Galuccio sostuvo que la empresa apunta...

“...a cambiar el paradigma energético y pasar de un país que depende hoy de las importaciones para crecer, a un país que sea capaz de explotar sus recursos hidrocarburíferos, abundante en energía primaria y **líder en el rejuvenecimiento de yacimientos maduros y en la explotación de recursos no convencionales**”
(<http://www.ypf.argentina.ar/dia-por-dia/06/06/2012>).

En este marco, la presidenta Cristina de Kirchner anunció -en agosto de 2012- un aumento del 300% del precio del gas en boca de pozo, en un intento por atraer inversiones para el sector y sostuvo que "Hacia 15 años que no se perforaba un pozo de gas en el país. Hemos vuelto a perforar pozos de gas después de 15 años...", el gas en boca de pozo aumentará de 15 a 60 centavos y agregó que la medida potenciará la rentabilidad de las empresas del sector. Además, sostuvo que "Este aumento fue a cambio de negociar planes de inversión para producir más gas..."²⁶.

Así, es evidente la necesidad de abordar de manera integral la crisis del sistema energético, reconociendo que es ineludible tanto incentivar la exploración y desarrollo de nuevos yacimientos -convencionales y no convencionales- como obtener desarrollos tecnológicos propios. Además, también es importante, acelerar e incentivar la formación de recursos humanos capacitados.

En este sentido, surge un nuevo problema reconocido por la representante de *Pan American Energy* (PAE), y expuesto ante representantes de la industria, en el encuentro *Shale Gas World 2014*. Enfatizó en su exposición que...

²⁵ La recuperación secundaria es un método por el cual se inyecta agua para "lavar" el reservorio y obtener el hidrocarburo atrapado en la roca generadora. Luego para lograr un rendimiento aún mayor de los yacimientos maduros se usa **recuperación terciaria** en la que se inyectan químicos.

²⁶ [En línea]<http://www.ambito.com/noticia.asp?id=649329> [13 de marzo de 2015]

“...más allá de la presencia de recursos no convencionales en la Argentina, la preocupación de la empresa está dada tanto por **la escasez de ingenieros en el país**²⁷, como por los tiempos necesarios para su formación, puesto que, aunque el plan de carrera estipula una duración de cinco años, la realidad es que el promedio de tiempo empleado por los estudiantes para alcanzar su título es de diez años” (González, 2014).

La exploración liderada por YPF a principios de siglo XX, requiere un nuevo impulso a principios de siglo XXI, que necesariamente, debe ir acompañado del desarrollo tecnológico y de recursos humanos capacitados. En este marco, los recursos gasíferos en Argentina se ubican en distintos sitios *onshore* y *offshore*. El país posee espacios aparentemente ricos en hidrocarburos en todas las latitudes, bajo una superficie de 1,5 millones de km² de cuencas en tierra y unos 400.000 km² de cuencas en el mar. Del total, unos 600.000 km² corresponde a cuencas productivas, el resto se encuentra incluso poco explorado (Vicente, 2005). Las posibilidades de explotación en las cuencas difieren por los volúmenes de reservas que varían considerablemente entre unas y otras, así como también por las propiedades naturales de los recursos y reservorios, y además por las trayectorias políticas e históricas de cada territorio (Carrizo, 2010).

En Argentina, las cuencas en explotación históricamente son cinco: Austral -en la provincia de Tierra del Fuego y Sur de Santa Cruz-; el Golfo de San Jorge -en la provincia Chubut y Norte de Santa Cruz-; la cuenca neuquina -en las provincias de Neuquén, Río Negro, La Pampa y Sur de Mendoza-; la cuenca de Cuyo -principalmente en el Norte de Mendoza- y la del Noroeste -en Salta, Jujuy y Formosa-, extremo Sur de la cuenca que se prolonga especialmente en Bolivia. Las dos primeras se extienden también bajo aguas del Mar Argentino como se observa en la siguiente imagen (figura 40).

²⁷ SAMELA, Gabriela “Ingeniería resurge con más graduados y nuevas vocaciones”. Clarín, sección IECO domingo 26 de abril de 2015, pp. 8 y 9 Mientras que en países como Alemania e Inglaterra la proporción de ingenieros por habitantes es de 1 cada 2000, en la Argentina en 2003 era de 1 cada 6500 y en 2012 avanzó a 1 cada 5000. Existe en el país un Plan Estratégico cuya meta es lograr en 2016 alcanzar 1 ingeniero cada 4000 habitantes. En 2014, luego de 30 años por primera vez en el país los inscriptos en el ingreso a Ingeniería superaron a los inscriptos en Ciencias Sociales.

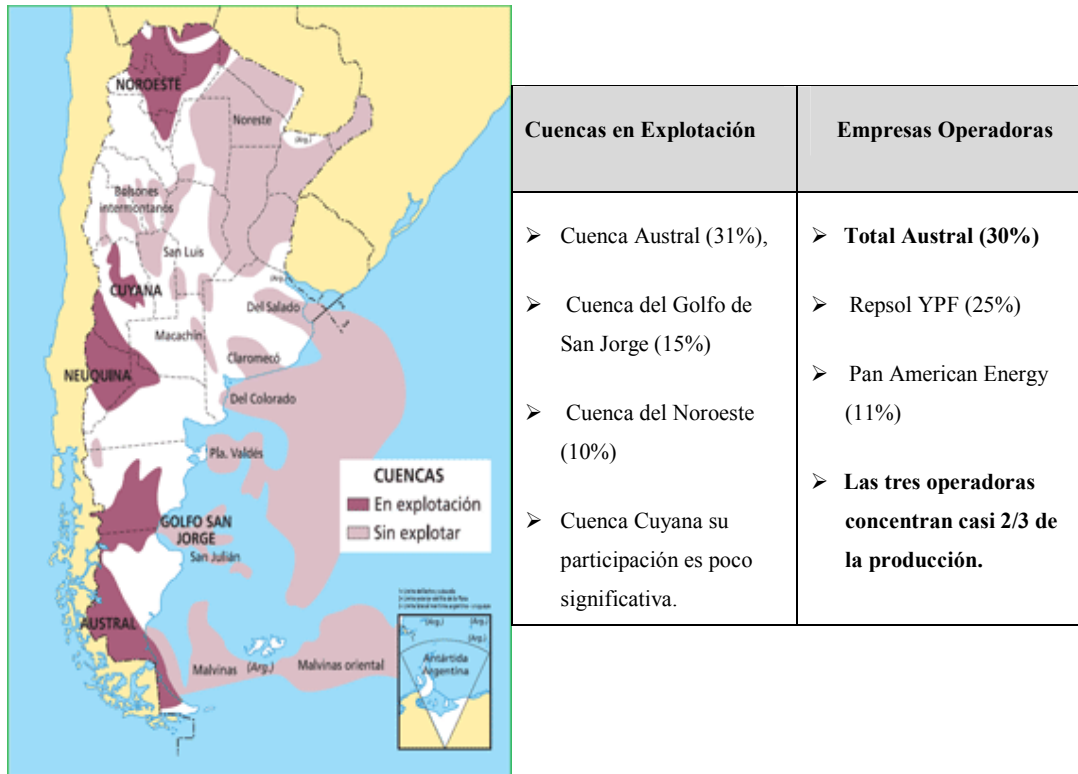


Figura 40. Cuencas en explotación y sin explotar, y principales empresas operadoras en la Argentina. Fuente: YPF y Caratori, 2014

En cuanto a las empresas operadoras, el mayor aporte en la producción de gas lo realizan, en 2014, la empresa Total Austral (30%), seguida por Repsol YPF (25%) y Pan American Energy (11%), concentrando estas tres empresas cerca de dos tercios de la producción total (Caratori, 2014). Además, a futuro se destaca la visión exploratoria de la principal empresa argentina de hidrocarburos YPF, cuyo énfasis está puesto en la exploración de gas como se observa en la figura 41, extraída de la página web de la empresa.

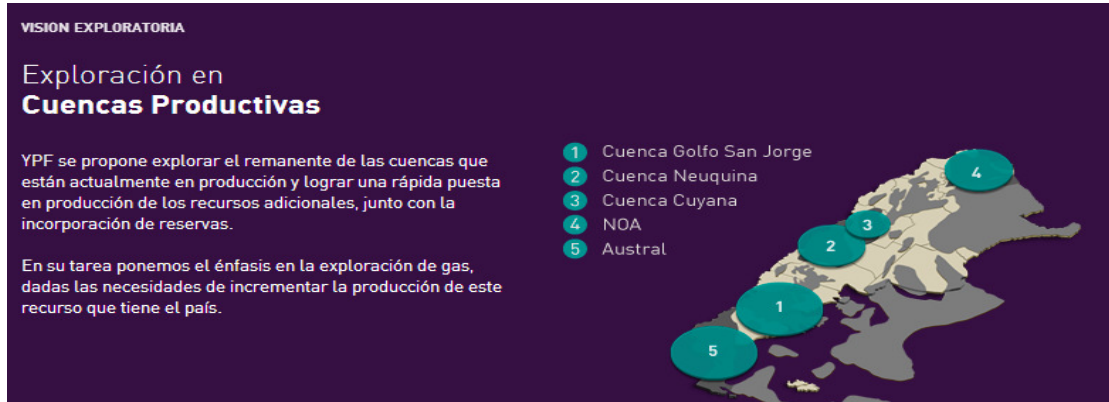


Figura 41. Distribución de las cuencas productivas de gas natural convencional. Fuente: <http://www.ypf.com/EnergiaYPF/Paginas/vision-exploratoria.html#exploracion-no-convencional>

En relación con la exploración en cuencas productivas, la empresa YPF se propone...

“... **explorar el remanente de las cuencas** que están actualmente en producción y lograr una **rápida puesta en producción de los recursos adicionales**, junto con la incorporación de reservas. En su tarea ponemos el **énfasis en la exploración de gas**, dadas las necesidades de incrementar la producción de este recurso que tiene el país” (Fuente: [En línea] <http://www.ypf.com/EnergiaYPF/Paginas/vision-exploratoria.html#exploracion-no-convencional> [12 de marzo de 2014])

Considerando la trayectoria histórica de las reservas, a fines del año 2000, se alcanzó el máximo histórico de reservas de gas en el país con 777.609 millones de metros cúbicos de reservas comprobadas existentes, que una década después en 2009 fueron de 378.862 millones de metros cúbicos, es decir, poco más de la mitad. En esos diez años, la disminución de las reservas puso en evidencia que los nuevos descubrimientos no pudieron equilibrarse con el ritmo de producción, en un país cuya matriz de energía primaria dependía, aproximadamente, en un 50% de esta fuente.

Esa década, marca la situación previa a la pérdida del autoabastecimiento en el año 2010. A fines de diciembre de 2011, las reservas comprobadas descendieron aún más alcanzando los 333.000 millones de metros cúbicos. Por su parte, la producción también decrece desde 2004, cuando alcanzó un volumen de 52.100²⁸ millones de metros cúbicos y, desciende en el año 2011, a 45.500 millones de metros cúbicos. Ambos datos

²⁸ Secretaría de Energía, 2004.

muestran que, tanto las reservas como la producción son decrecientes, al mismo tiempo que la demanda se incrementa por ser en la Argentina un recurso de uso múltiple.

Sin embargo, el informe de tendencias del sector energético argentino de enero de 2014, publicado por Instituto Argentino de la Energía “General Mosconi” muestra que a pesar que la producción de gas natural acumula en los últimos 12 meses -entre enero de 2013 y enero de 2014- una caída del 4,7% las empresas YPF y Apache incrementaron su producción en 9,2% y 2%, respectivamente; mientras que, el resto de las operadoras mantienen su tendencia negativa: Pan American Energy, -4,6%; Petrobras, -3,6%; Total, -1,9% y el resto de las operadoras, -5,8%.

En términos de producción acumulada febrero 2013-enero 2014, sólo YPF incrementó su producción en comparación con el período de 12 meses anterior, con un incremento del 3,2%, por lo tanto comienza a mostrar algunos resultados positivos. Simultáneamente, las demás operadoras muestran un descenso más marcado en su operación: Apache, -12 %; Petrobras, -9,8%; Pan American Energy, -9%; Total, -6,4% y el resto, -5,1% (Caratori, 2014:3).

La situación registrada solo un mes después, en febrero de 2014²⁹, con la compra de de la filial argentina de la empresa norteamericana Apache por YPF, muestra como el Estado cumple con uno de los objetivos formulados en la nacionalización de YPF, puesto que esta compra incrementará un 14% sus reservas de hidrocarburos y 15% la producción de gas, lo cual la posiciona como la **principal operadora de gas en el país**, desplazando a la operadora francesa Total de ese puesto. Además, como YPF no tenía presencia en la Cuenta Austral, esta operación le permite también ingresar a esa zona del país.

En principio, YPF aseguró “que no perderá tiempo en un largo e innecesario proceso de fusión y que, Apache Argentina funcionará por dos años como subsidiaria de YPF con una nueva denominación, YSUR (Yacimientos del Sur)”. La empresa busca que toda la producción de gas de Apache, alrededor de 3,7 millones de m³ por día en la región, más otros 1,8 millones de m³ por día en Tierra del Fuego, puedan ser tomados como

²⁹ CLARÍN YPF cerró la compra de Apache por US\$ 800 millones, 12/02/14. [En línea] http://www.ieco.clarin.com/economia/YPF-compra-Apache-US-millones_0_1083492031.html[11 marzo 2015]

"producción nueva" y obtener de este modo el precio máximo de 7,5 dólares por millón de BTU, el precio del "gas nuevo" que autoriza el gobierno a través del Plan Gas.

Algunos analistas sostienen que, la explicación última de la compra es netamente política, puesto que cada punto que YPF sume en la producción de gas equivale a un paso más hacia el objetivo del autoabastecimiento energético, aun cuando se trate, de una maniobra "contable" puesto que, el incremento de producción proviene de la compra de otra empresa, no de producción propia³⁰. Asimismo, se observa una triangulación en las operaciones, por un lado, YPF compra los activos de Apache y, por otro, le vende parte de esos yacimientos -1.240 km² en la formación Vaca Muerta- a la operadora argentina Pluspetrol, por un monto de 217 millones de dólares, con vistas a la exploración y delineación de un área de alto potencial, así como la implementación de un proyecto piloto para la extracción de gas y petróleo no convencional.

La operación convierte a Pluspetrol- de capitales nacionales- en un jugador de peso en recursos no convencionales, donde tenía poca participación. De este modo, considerando que, el plan de inversión conjunto con YPF para los próximos años rondaría los 300 millones de dólares, ello implica una mayor presencia nacional en ese mercado y tiende también a reforzar la presencia de empresas de capitales nacionales a fin de lograr la recuperación de la soberanía energética, tal el caso de Y-Sur (ex Apache) y Pluspetrol que se suman a YPF.

6.3.2. Exploración de nuevos yacimientos -convencionales y no convencionales- de gas natural

En la Argentina se busca propiciar la exploración de nuevos yacimientos de gas natural convencional, denominado "gas nuevo" para diferenciarlo del que ya está en explotación. Se incentiva esta búsqueda a través de la aplicación de un precio diferencial en el marco del programa Gas Plus, luego denominado "Programa de estímulo a la inyección adicional de gas" conocido como Plan Gas, que funciona bajo la

³⁰AGUIRRE, Roberto, Apache la hija menor de YPF. Diario de Río Negro, 23/02/2014.[En línea] http://www.rionegro.com.ar/diario/apache-la-hija-menor-de-ypf-1617225-10948-notas_energia.aspx. [11 de marzo 2015]

órbita de la comisión de Planificación de inversiones Hidrocarbúferas³¹. Este establece un esquema de diferenciación en los precios de acuerdo al origen de los capitales de inversión -nuevos o viejos- ofreciendo precios más altos a los vigentes para las nuevas inversiones. En 2014, se publica el Decreto 1246, que modifica el presupuesto aprobado por el Congreso en 2013, y se destinan 12.500 millones de pesos para la aplicación del Plan Gas a fin de pagar 7,5 dólares el millón de BTU del “gas nuevo”.

Además, de los incentivos económicos que apoyen las nuevas exploraciones, en el período analizado, también se acompañó esta iniciativa desde lo institucional a través de la creación en 2004, de la empresa petrolera estatal ENARSA, pensada principalmente para el desarrollo de nuevos recursos en la plataforma continental argentina y en 2012, luego del proceso de nacionalización de YPF, a través del Plan Estratégico de la empresa 2012-2017, que procura incentivar nuevas exploraciones tanto en yacimientos *onshore* como *offshore*.

6.3.2.1. Yacimientos convencionales onshore y offshore.

La creación de la empresa estatal Energía Argentina Sociedad Anónima (ENARSA) creada el 29 de Diciembre del Año 2004, por la Ley Nacional 25943 y promulgada mediante el Decreto del Poder Ejecutivo Nacional 1529/2004, se concreta con la visión de ser reconocida como una empresa modelo, capaz de gestionar eficaz y eficientemente la provisión de energía, para lograr y sostener el autoabastecimiento energético nacional. En ese marco, se propuso como misión proveer energía en todas sus formas, acompañando las políticas públicas del Estado Nacional dentro de un marco de respeto socioambiental, contribuyendo al crecimiento sostenible y a la calidad de vida de todos los ciudadanos y promoviendo el desarrollo local de tecnologías energéticas.

Esta misión se llevaría a cabo principalmente en las siguientes áreas estratégicas: a. exploración y explotación de hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos, continentales y

³¹EL INVERSOR, ENERGÉTICO Y MINERO De cigüeñas y trépanos, N°89, julio de 2014, p2 “El gobierno publicó el Decreto 1246, que modifica el presupuesto 2014, aprobado por el Congreso en 2013, ampliando las partidas destinadas a organismos y empresas públicas que operan en el sector energético que recibieron transferencias por 71.000 millones de pesos de los cuales, 23500 millones de pesos estuvieron destinados a Enarsa para la compra de gas a Bolivia y GNL para las terminales de Bahía Blanca y Escobar, mientras que 12.500 millones de pesos se destinaron para la aplicación del Plan Gas a fin de pagar 7,50 por millón de BTU del “gas nuevo”(tres veces más que la media del mercado).Esto hace un total de 36.000 millones de pesos invertidos en el sector gasífero equivalente a casi el 50 % de la partida total”.

costa afuera, así como su transporte, almacenaje, distribución, comercialización e industrialización de estos productos y sus derivados; b. prestación del servicio público de transporte y distribución de gas natural, a cuyo efecto podrá elaborarlo, procesarlo, refinarlo, comprarlo y comercializarlo; c. generación, transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica a partir de fuentes renovables y no renovables; d. crear y gestionar la Base de Datos Integral de los Hidrocarburos, a la que tendrán acceso todos los operadores del mercado hidrocarburífero. El país tiene potencialidad para hallar nuevos recursos de gas y petróleo en la plataforma continental (una de las más extensas del mundo) dónde aún no se han realizado nuevas tareas de exploración.

En cuanto al capital, el 53% de las acciones de ENARSA está en manos del Estado Nacional y son intransferibles; un 12% corresponde a las provincias y un 35% será ofrecido al sector privado. ENARSA, es la primera compañía estatal en el mercado de combustibles desde que, en la pasada década, fueron privatizadas Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) y Gas del Estado. La propuesta de crear una petrolera estatal, como empresa testigo en el sector, indicaría -en principio- una toma de conciencia sobre el grado de orfandad del sector energético.

Sin embargo, una primera lectura señala escasa intervención en los sitios donde existe conflicto, pues las áreas de exploración y explotación estarían en zonas no licitadas de la plataforma continental. Estas áreas *off shore* implican mayor riesgo en costos de inversión debido a la falta de garantías sobre la existencia de nuevas reservas tan necesarias para el país. También cabe preguntarse si las leyes ya existentes, aplicadas con rigor, no hubiesen permitido obtener resultados satisfactorios, pues se habría conseguido conocer las reservas reales del mercado interno - elemento clave que busca conocer el gobierno a partir de su participación en el mercado - sin necesidad de la “pérdida de control” sobre el espacio marítimo, en el cual, a partir de la creación de ENARSA la base de participación estatal es de sólo el 53 % mientras que antes le pertenecía en su totalidad.

Para explorar petróleo y gas *offshore*, en la plataforma continental argentina, se torna necesaria la asociación con Petrobras ya que la empresa brasileña es líder a escala global en tecnología específica y conocimientos para la exploración y explotación de

plataformas petroleras en el mar. En consecuencia, promover una alianza estratégica entre Estados, abordando el tema desde una perspectiva regional, no sólo es recomendable, sino una verdadera prioridad para Sudamérica. Esta debería construirse con la participación de los actores sociales estatales que demandan el recurso y aquellos que lo ofrecen dentro de la región.

Esta propuesta del año 2004, finalmente se concretó el 11 de Enero de 2006, con la firma de los primeros acuerdos entre ENARSA, Repsol-YPF, Petrobras y Petrouuguay. Se conformó un consorcio que iniciará la exploración de tres bloques de alto riesgo que se encuentran en la cuenca Colorado Marina, a 200km. de las costas de Buenos Aires, poniendo en marcha la exploración *offshore* en diversas áreas del Mar Argentino. La nueva sociedad está encabezada por ENARSA y Repsol-YPF, con una participación del 35% cada una. En tanto, la petrolera brasileña tendrá el 25% y Petrouuguay -que depende de la estatal Ancap- el 5% restante. Esta propuesta se retoma a principios de 2015 cuando YPF propone buscar petróleo frente a las costas de Bahía Blanca.

Por otro lado, ENARSA suscribió con Repsol-YPF, un "acuerdo estratégico" con el propósito de "investigar alternativas de mutua asociación para la exploración y el desarrollo de hidrocarburos en la plataforma continental". El acuerdo - tendría una vigencia de 10 años - comprende las áreas y los bloques *off shore* que pertenecen a Repsol-YPF y ENARSA, se encuentran dentro del "talud continental" (que va desde la frontera con Uruguay hasta las Islas Malvinas), el Golfo San Jorge y en la Cuenca Austral.

El segundo intento de dar forma a acuerdos que favorezcan esta necesaria exploración de nuevos recursos, tanto en áreas continentales como marinas, la plantea en 2012 el CEO de YPF, Miguel Galuccio, quien sostuvo en la presentación del Plan Estratégico 2012-2017 de YPF que...

“...aumentar la producción nacional de gas natural ofreciendo precios más competitivos, permitiría reducir las importaciones de fuel oil, gas licuado de petróleo y gas natural licuado, que tienden a desequilibrar la balanza comercial...hemos perforado 90 pozos

exploratorios, no de mucho riesgo, desde 2007 y estamos planeando perforar 250 pozos exploratorios entre el 2012 y el 2016.” (Galuccio, 2012, en www.ypf.argentina.ar).

El objetivo sería ampliar la frontera geográfica de los hidrocarburos en Argentina, mediante la exploración en zonas no tradicionales, tanto con la perforación en cuencas de bajo riesgo, como con la exploración *off shore* y en nuevas cuencas o cuencas no productivas que tienen un alto riesgo pero alto potencial. Los proyectos prevén la perforación de 25 pozos -incluidos dentro del plan de 250- en provincias que en la actualidad no producen hidrocarburos como Buenos Aires, Entre Ríos, Chaco, San Juan, Córdoba, Santa Fe, La Rioja, Tucumán y Misiones

Para estas exploraciones el Estado nacional, ahora como accionario en la empresa YPF, procuraría la asociación con compañías de similares características de la región como Petrobras (Brasil), PdVSA (Venezuela) e YPFB (Bolivia). La figura 42 muestra la distribución de las diversas propuestas exploratorias de YPF, en distintas áreas del país con la visión de realizar una cobertura integral de todas las cuencas e incorporar nuevas reservas de gas convencional y no convencional que permitan asegurar el autoabastecimiento hidrocarburífero necesario para el desarrollo sustentable de la Argentina.

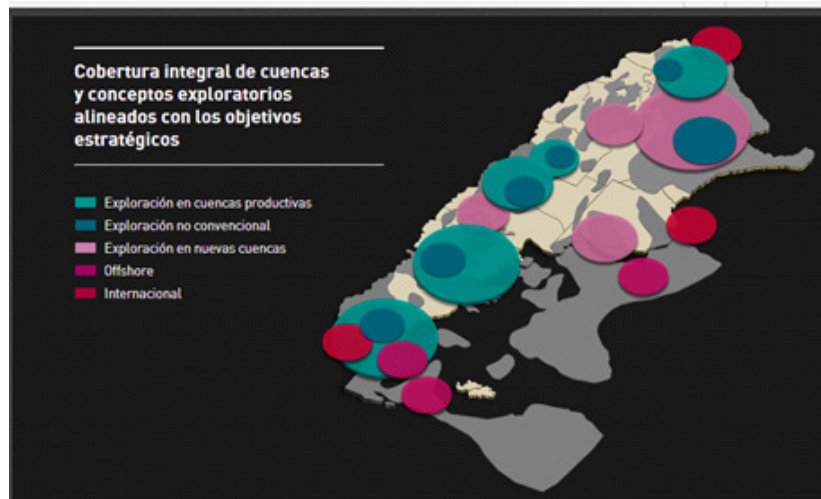


Figura 42. Distribución de las propuestas exploratorias. Fuente:

<http://www.ypf.com/EnergiaYPF/Paginas/vision-exploratoria.html#exploracion-no-convencional>

Además, en 2014, la sanción de la nueva ley de hidrocarburos (Ley 27007/14) impulsa un cambio en el marco regulatorio de las exploraciones *offshore* por el cual ENARSA debe renegociar con sus socios el nivel de participación. En este marco, YPF³² busca un reordenamiento del paquete accionario puesto que considera que las empresas que no inviertan en la fase de exploración y desarrollo de proyectos en el *upstream*, es decir, el rol que hasta ahora desempeñó ENARSA como parte de una unión transitoria de empresas (UTE) donde debía participar obligatoriamente de los consorcios de exploración en el mar, deben resignar su participación. “El offshore es para compañías grandes que estén dispuestas a invertir en bloques de alto riesgo...” sostuvo el presidente de YPF.

6.3.2.2. El gas no convencional

La Argentina, como se señaló en los capítulos previos, dispone de importantes volúmenes de gas no convencional, que es aquel más difícil de extraer por los costos y la tecnología requerido, ya que se encuentra en reservorios que no producen volúmenes de gas natural económicamente rentables sin la utilización de tratamientos de estimulación masivos o procesos especiales de recuperación tales como múltiples fracturas conocida como fractura hidráulica o *fracking* (Alonso Suárez, 2012).

Sobre el total de la superficie del país, la Cuenca Neuquina representa el 44% del total de las reservas de gas natural comprobadas del país, y exhibe un interés particular por ser la que contiene, junto al principal yacimiento de gas convencional del país -Loma de la Lata- hoy maduro y en declinación, la principal formación de recursos no convencionales de *shale gas* y *shale oil*, denominada Vaca Muerta.

La explotación de recursos no convencionales extrae los hidrocarburos a través de la fractura hidráulica o *fracking*. Sin embargo, debe quedar claro que cuando se habla de recursos convencionales y no convencionales, se hace referencia al mismo fluido, lo que cambia es el tipo de reservorio en el que se encuentra, ya sea trampa en el caso de los convencionales y roca madre o roca generadora en el caso de los no convencionales y la diferencia está en la técnica para su extracción.

³² [En línea]<http://elinversoronline.com/2015/05/ypf-intentara-mostrar-avances-en-la-exploracion-del-mar-antes-de-que-termine-el-gobierno/> [12 de mayo de 2015]

En los recursos no convencionales es imprescindible recurrir a la fractura hidráulica para crear la permeabilidad que no se produjo de modo natural como en los recursos convencionales. También se diferencian en el número de pozos necesarios para su explotación y en la inyección de fluido (compuesto por agua, arena y químicos para fragmentar las formaciones rocosas y poder acceder al gas) para su extracción. Por lo tanto, las operaciones con no convencionales requieren mayor inversión inicial para su operación, por ello, a pesar de conocer su existencia recién se empezaron a explotar cuando la tecnología hizo económicamente viable su producción.

En este sentido, los últimos desarrollos en investigación en Estados Unidos, mediante la aplicación de nuevas tecnologías de fractura hidráulica combinada con perforación horizontal han permitido reducir los costos de extraer gas de la roca madre (Soeder, 2012). El avance de los últimos años fue asombroso. No tanto en cuanto a los descubrimientos, sino a la eficiencia. Lo que antes se hacía en 60 días, ahora se hace en 20 días, y eso hace que sean recuperables recursos que antes no lo eran (Bercovich y Rebossio, 2015). En pocos años de explotación de los recursos no convencionales, el *shale gas* y *tight gas* ya representan el 44% de la producción de gas de Estados Unidos.

En este ítem, por lo reciente del desarrollo de la actividad de exploración y explotación de recursos no convencionales a escala global, se recurre además de bibliografía específica e información de organismos nacionales e internacionales, a información y entrevistas realizadas, durante la asistencia y participación en dos eventos realizados en la Argentina, con la presencia de los principales operadores de la industria del gas en recursos no convencionales, a escala global, regional y nacional.

Estos eventos fueron, el *Shale Gas World 2012* y el *Shale Gas World 2014*, en ellos estuvieron presentes entre otros el gobernador de Neuquén, principal provincia gasífera de la Argentina -con recursos convencionales y no convencionales-; el presidente de *Advanced Resources International* quién explicó el modo en que se realizó el relevamiento para definir el mapa global del *shale*; representantes de las principales empresas operadoras de los yacimientos: YPF, Pan American Energy, Pluspetrol entre otras; también representantes de las principales empresas de servicios que proveen la maquinaria y tecnología que permite las perforaciones; así como geólogos y analistas

internacionales de Wood Mackenzie que brindaron panoramas prospectivos -en lo geológico y político- del contexto en sus diferentes escalas de análisis.

En este marco, según los estudios realizados por *Advanced Resources International* en 2013, la Argentina se ubicaría entre los tres países con mayores recursos de *shale gas* o gas esquisto en el mundo, ocupando el segundo lugar a escala global. Esto incentiva el interés por la exploración más allá de las dificultades y el desafío que representa, en particular por los altos costos, la necesidad de iniciar un aprendizaje en un sector poco conocido y los riesgos elevados³³.

Estos recursos no convencionales se concentran en la Cuenca Neuquina, donde se destaca particularmente la formación Vaca Muerta, pero se los encuentra también en el Norte (Cuenca del Chaco Paranaense, compartida con Paraguay, Brasil y Uruguay) y más al Sur, en la Cuenca del Golfo de San Jorge y la Cuenca Austral.

La siguiente imagen (figura 43) extraída de la exposición realizada por Vello Kuuskraa, presidente de *Advanced Resources International* en el *Shale Gas World, 2012* permite conocer la localización de las diferentes cuencas relevadas a escala nacional, así como su extensión hacia países limítrofes de la región como Bolivia, Paraguay, Uruguay y Brasil. Según el expositor, de las cuatro cuencas estudiadas por el informe, la cuenca Neuquina aparece como la de mejor visión prospectiva en cuanto a recursos técnicamente recuperables (*Advanced Resources International, 2012*). Cabe remarcar que no se dice que sean además, económicamente viables y ambientalmente sustentables.

³³ El impacto ambiental de las operaciones es discutido especialmente por el consumo de gran cantidad de agua y por los componentes químicos que se requieren y por la sismicidad que podría generar la fractura hidráulica.



Figura 43. Yacimientos de Recursos no convencionales en Argentina y países limítrofes.

Fuente: Vello Kuuskraa³⁴, exposición *Shale Gas World*, 2012.

Complementando esta imagen, Rubén Etcheverry, Director de Recursos no convencionales de Gas y Petróleo de Neuquén³⁵, expuso en el mismo evento, la siguiente figura que permite observar, de modo comparado, la importancia del yacimiento tanto a escala nacional, como regional y global (figura 44). Las reservas se miden en trillones pies cúbicos (TCF por su sigla en inglés) y se destacan solo aquellas consideradas técnicamente recuperables.

Los datos que surgen de la imagen muestran que la Argentina ocupa el segundo lugar con 774 TCF, de los cuales la cuenca neuquina posee más de la mitad (470 TCF) de los recursos no convencionales presentes en el país, concentrados en la formación Vaca Muerta (240 TCF) y Los Molles (167 TCF). Esta alta concentración de recursos explica porque tanto grandes, como medianas y pequeñas operadoras analizan firmar convenios con el Estado argentino que requiere significativos aportes de capital.

³⁴ Presidente *Advanced Resources International (ARI)*.

³⁵ Empresa creada por el gobernador de Neuquén en noviembre de 2008, como Sociedad Anónima con acciones mayoritarias estatales y presencia de la empresa privada Hidrocarburos del Neuquén, SAPEM, HIDENESA.

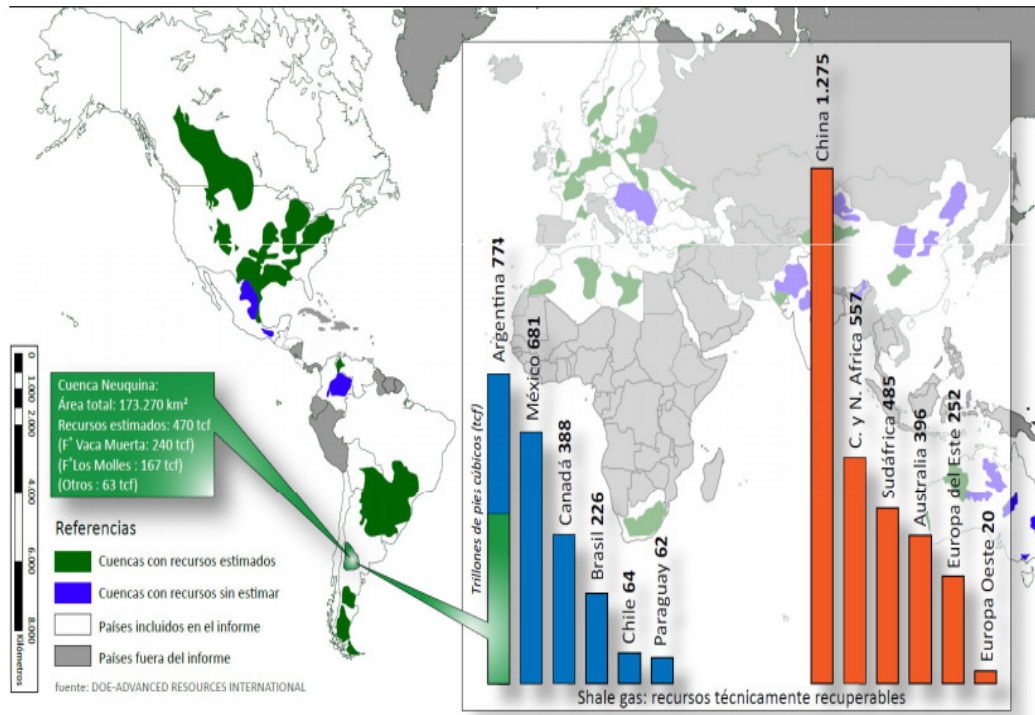


Figura 44. Localización del yacimiento de recursos no convencionales Vaca Muerta y ranking a escalas Nacional, Regional y Global. Fuente: Presentación Rubén Etcheverry³⁶, “Desarrollo de los recursos no convencionales en la Cuenca Neuquina”, *Shale Gas World Argentina*, 2012

Esta información se complementa, actualiza y profundiza con la siguiente imagen (figura 45), extraída de la presentación de la Directora de recursos no convencionales de Pan American Energy en el *Shale Gas World 2014*, que permite conocer la situación presente en esta cuenca luego de dos años de exploración. Se identifican en la Cuenca Neuquina las ventanas de gas húmedo, seco y petróleo. Además, se presenta una síntesis del número de pozos perforados hasta ese momento, donde se destaca una ventaja que tiene la Argentina, un gran número de los pozos son verticales lo cual implica menores costos, ello debido a que el espesor de la formación es mayor (400 metros) en relación con los yacimientos de Estados Unidos, por ejemplo en *Eagle Ford* (67 metros), lo cual aleja las posibilidades de contaminación de las napas de agua en las perforaciones y disminuye costos en relación con los pozos horizontales, aunque la técnica del *fracking* es necesaria en ambos. Sin embargo, se reconoció que la tendencia es a que aumente el número de pozos horizontales.

³⁶ Director de Recursos No convencionales de G y P de Neuquén.

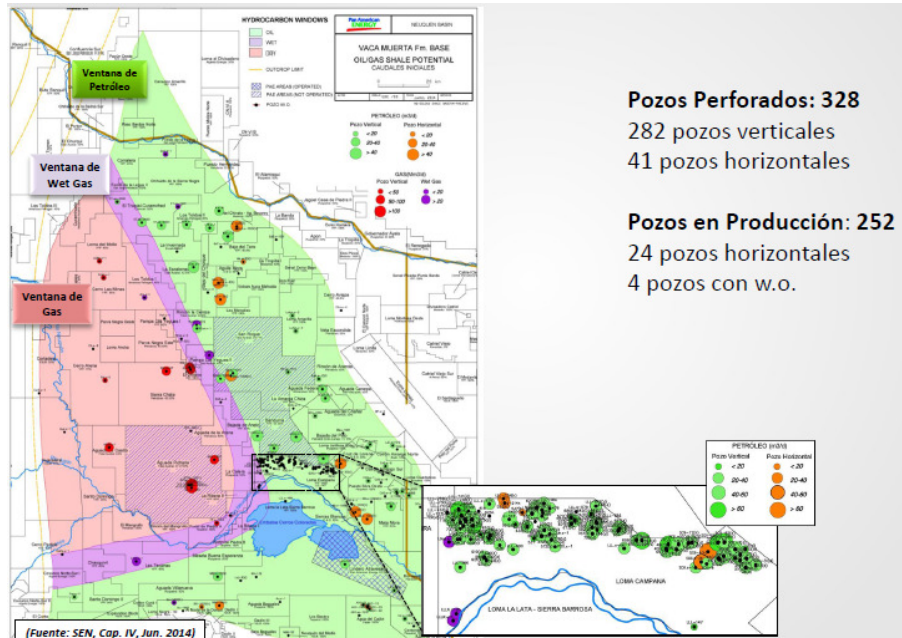


Figura 45. Distribución de las ventanas de gas y petróleo en la Cuenca Neuquina. Fuente: Gabriela González, Pan American Energy, ¿Cómo Pan American Energy plantea superar los desafíos en la cuenca neuquina en proyecto no convencionales?, *Shale Gas World* Argentina, 2014

Esta formación se encuentra en el Departamento de Añelo, en la provincia de Neuquén, pero se extiende también hacia el sur de Mendoza, parte de Río Negro y La Pampa. Su explotación está concentrada en Loma Campana, yacimiento vecino al más conocido Loma de La Lata, en la roca madre generadora de gas -de 400 metros de espesor y en algunos lugares llega hasta 717 metros- que se conoce como formación Vaca Muerta. La perforación completa de un pozo no convencional lleva entre 30 y 45 días y por su espesor a veces no es necesario recurrir a pozos horizontales y se resuelve con pozos verticales.

Otra característica, en relación con los pozos convencionales, es que el riesgo que implica la fase de exploración no existe porque ya se sabe que el recurso está, solo resta explotarlo tratando de determinar los denominados *sweet spot*³⁷ - puntos donde se obtiene mayor producción con el menor esfuerzo- situación que contribuye a disminuir costos.

³⁷Presentación William Knecht, Director de Recursos No convencionales de *Baker Hughes Center of Reservoir Excellence*. "Understanding the Sweet Spot" *Shale Gas World* Argentina, 2012.

En cada pozo pueden trabajar hasta cien personas a la vez, veinte en la realización del pozo en sí y el resto en actividades de logística que es el mayor desafío que presenta la actividad, esta generación de empleo directo e indirecto es uno de los beneficios que más se resaltan de la actividad.

Para realizar la fracturación hidráulica o *fracking*, se requieren hasta cien viajes de camiones que transportan arena y agua. Estos elementos constituyen el 99,5 % del material necesario para la fracturación, compuesto en un 95% de agua, un 4,51% de arena y un 0,49 % de aditivos químicos. Uno de los problemas existentes, al que se le presta menor atención desde el punto de vista de la percepción social, es la recuperación, tratamiento y disposición final del denominado *reflow*³⁸, que son las aguas residuales resultantes del proceso de fracturación.

En este marco, el gobernador de Neuquén, expuso frente a los empresarios las acciones que está tomando su provincia a fin de asegurar un ambiente favorable a las inversiones en *shale gas*, entre ellas expuso el marco regulatorio y los incentivos a crear a fin de atraer inversiones y desarrollar infraestructura, destacando que 200 pozos ya están perforados con óptimas posibilidades de ser técnicamente recuperables y económicamente viables; remarcó también que la provincia tiene 94 años de historia de desarrollo de hidrocarburos, lo cual habla de una trayectoria política del territorio favorable a esa explotación; que además, cuenta con recursos humanos calificados reforzados a través de la creación de la Fundación Alexandria como centro de desarrollo de recursos humanos capacitados para esta nueva actividad.

Asimismo, señaló que el gobierno tiene la intención de favorecer la extensión de las concesiones para amortizar los costos; que posee infraestructura de caminos ya existentes y disponibilidad de agua. En este sentido, propuso la creación de un sistema de acueductos denominado Red Azul, que llevaría agua tanto para el desarrollo de los recursos no convencionales como para la agricultura, y reduciría costos de transporte de agua por camiones para las empresas. Todos los puntos enumerados constituyen señales positivas para las futuras inversiones.

³⁸Presentación Drew Nelson, *Clean Energy Project Manager. Environmental Defense Fund. "Minimizing Environmental Impacts across the Natural Gas Value Chain" Shale Gas World Argentina*, 2012.

Las diferentes organizaciones ambientales³⁹ que se oponen al *fracking* centran sus críticas en los posibles riesgos asociados al desarrollo de la actividad, que se agrupan en cuatro ejes: aumenta el riesgo que se produzcan terremotos, requiere el uso intensivo de agua potable que puede desabastecer a las poblaciones u a otras actividades industriales, puede contaminar las napas de agua y liberar gas metano de forma descontrolada. El siguiente cuadro sintetiza las respuestas ofrecidas por distintos especialistas a las problemáticas señaladas (figura 46).

Percepción del daño por la Población	Argumentos a Favor de la actividad	Argumentos en Contra de la actividad
Aumenta el riesgo que se produzcan terremotos	En la escala de Richter el <i>fracking</i> se ubica en valores 100.000 veces menores a un movimiento detectable por seres humanos y se descarta que pueda producir terremotos (Ernesto Gallego, geólogo, docente UBA) ⁴⁰	El Servicio Geológico de los EE.UU. mapeo 17 regiones en las cuales se produjeron terremotos y en Oklahoma se pasó de 2 a 3 temblores por año a 1 o 2 temblores por día. Exponiendo como causa la inyección del agua residual de las perforaciones (Mark Petersen ⁴¹ , 2015)
Uso intensivo de agua potable puede generar desabastecimiento	Se rechaza que pueda producir desabastecimiento de agua ya que, en el caso argentino, el 99% del caudal de los ríos Colorado y Negro se vuelca como agua dulce al mar. Es necesario hacer acueductos para los yacimientos que estén lejos de los ríos (Eduardo Barreiro ⁴² Director de <i>Society Petroleum Engineers</i>)	En otras áreas donde el agua es escasa puede afectar a la población porque esta actividad requiere un elevado consumo de agua.

³⁹ Representantes de la Organización de Defensa del Ambiente del Proyecto Manejo de la Energía Limpia. Presentación Drew Nelson, *Clean Energy Project Manager. Environmental Defense Fund. "Minimizing Environmental Impacts Across the Natural Gas Value Chain" Shale Gas World Argentina*, 2012. Expuso algunos riesgos que la población percibe sobre el impacto ambiental de la fractura hidráulica.

⁴⁰ Entrevista *NATIONAL GEOGRAPHIC* en español, Edición especial, La evolución del combustible. Viaje al centro de Vaca Muerta, 2013: 62.

⁴¹ CLARÍN, Una nueva OPEP está surgiendo: Estados Unidos, Sección Economía, 3 de mayo de 2015, pág.7, daños colaterales del boom: los sismos. The New York Times, especial para Clarín, páginas 6-7.

⁴² Entrevista *NATIONAL GEOGRAPHIC* en español, Edición especial, La evolución del combustible. Viaje al centro de Vaca Muerta, 2013: 62.

Riesgo de contaminación de los acuíferos	Descarta la posibilidad que se puedan contaminar los acuíferos ya que en Argentina existen 3 kilómetros de roca entre el petróleo y el agua potable. (Eduardo Barreiro de Director de <i>Society Petroleum Engineers</i>)	Es difícil demostrar el vínculo directo entre este problema y <i>el fracking</i> porque las condiciones de partida son desconocidas o ya se han visto afectadas por otras actividades. La fractura en sí misma no produce ese efecto, sino las pérdidas que se pueden evitar mediante una correcta cementación de los pozos (Fundación para la Defensa Medioambiental).
Esta actividad libera gas metano en forma descontrolada	Estudios de las Universidades de Cornell y Colorado estimaron que la liberación de metano oscila entre 3,6 y 7,9 % a lo largo de la vida de un pozo promedio. La Agencia Ambiental de Estados Unidos sostiene que la pérdida es de 1,6 %.	Se realizaron 16 estudios científicos en coordinación con 90 universidades y la industria petrolera para definir la situación. La conclusión del estudio fue que gracias a nuevas tecnologías se redujo la participación del gas metano de 2,4 % a 1,6 % y se estima que disminuiría por debajo del 1% lo cual la convertiría en una actividad de baja contaminación del aire. (Fundación para la Defensa Medioambiental)

Figura 46. Problemas y respuestas al *fracking*. Fuente: Elaborado por Guerrero, 2014, sobre la base de bibliografía consultada.

Sin embargo, las consecuencias económicas y geopolíticas favorables del desarrollo de la actividad son contundentes, a la luz de los resultados obtenidos por Estados Unidos, que ha logrado su autoabastecimiento gasífero desplazando a Rusia del primer lugar como productor de gas y está próximo a lograr el autoabastecimiento petrolero a partir de la explotación de los recursos no convencionales.

Asimismo, esta nueva actividad provocó la caída de los precios del petróleo, a la vez que afectó el objetivo central de la OPEP como equilibrador del mercado generando conflicto entre sus miembros, cuando Arabia Saudita mantuvo su producción a bajo precio en lugar de restringir la oferta, para competir con los productores de *shale* en Estados Unidos con mayores costos de producción. Estos efectos favorables han llevado

a que el Reino Unido -a pesar de la oposición inicial de la sociedad- autorice la extracción del *shale gas* para disminuir su dependencia del carbón.

En este sentido, un aspecto favorable para el desarrollo de los recursos no convencionales, en la provincia de Neuquén, en relación con la percepción de la población, tiene relación con la trayectoria histórica del territorio, con una extensa tradición de explotación gasífera y petrolera que construyó ese territorio, lo cual genera a un entorno favorable y con menor rechazo al desarrollo de la fractura hidráulica o *fracking* que ya ha generado movimientos de oposición en otros lugares del país, como la cuenca del Claromecó, en la provincia de Buenos Aires, que ha declarado a varios municipios de su entorno como libres de *fracking*.

No obstante, existe un conflicto latente con la comunidad mapuche Kaxipayiñ⁴³-hoy compuesta por unas 120 personas- en el Departamento de Añelo (donde se localiza la formación Vaca Muerta), que llegó a la zona en 1950 y luego de un conflicto por la contaminación de las napas con Repsol-YPF y Pluspetrol -a fines de los noventa- acordaron un régimen de consulta previa ante toda actividad de la compañía en su territorio, cuya aplicación ahora invocan.

Otra comunidad denominada -Lof Campo Maripe- liderada por el Logko Albino Campo con 140 miembros actualmente se encuentra en conflicto con YPF en el Yacimiento Loma Campana. En entrevista realizada con el líder de la comunidad se pudo conocer que reclaman 11.000 hectáreas en dicha área y esperan obtener la remediación de tierras afectadas por derrames de petróleo que afectaron al ganado que crían así como también llegar a cobrar derechos de servidumbre por el paso de las actividades que YPF desarrolla en su territorio. Resultó interesante conocer que a pesar de los reclamos de la comunidad la mayoría de los jóvenes y aún el Logko -a pesar de sus inicios como criancero- en la actualidad trabajan en actividades relacionadas con pozos petroleros.

Diferente situación presenta la población de Añelo, ciudad capital del Departamento homónimo, que pasó de tener 2634 habitantes en el censo de 2010 a 5000 según estima

⁴³ NATIONAL GEOGRAPHIC en español, Edición especial, La evolución del combustible. Viaje al centro de Vaca Muerta, 2013:82-83.

su actual intendente⁴⁴ que incluye la población migrante temporaria de profesionales que se alojan en los dos hoteles de la ciudad pero que se consideran “residentes” de acuerdo a la legislación local, aunque en muchos casos se movilizan desde otras ciudades. Este rápido crecimiento ha generado los problemas propios de los enclaves petroleros⁴⁵ -juego y prostitución- donde el pueblo tiene casino pero no hospital. Como sostiene Bianchi (2014)

“Hoy, el pequeño pueblo de Añelo -próximo a Vaca Muerta- vive las paradojas de la abundancia extractiva: empresas que funcionan como poderes locales, un boom especulativo que amplía las fronteras de la desigualdad y la promesa de un futuro venturoso...” (Bianchi, 2014:217).

En entrevista realizada al Intendente de Añelo, Darío Díaz, el 26 de septiembre de 2015 se obtuvieron datos en relación con las previsiones de crecimiento de la localidad. El intendente estima que hubo un incremento a cerca de 7000 habitantes en la localidad en 2015(se explican en parte por una política laboral que obliga a radicarse en Añelo a los trabajadores que quieran trabajar en el lugar), ello por la idea del intendente de lograr que se conforme una “ciudad petrolera” donde los trabajadores se instalen con su familia y evitar que solo sea un campamento o pueblo petrolero. Además, se suma una población flotante de alrededor de 5000 personas que se trasladan diariamente desde Neuquén distante 100 kilómetros de esta localidad..

En este marco, para lograr un desarrollo urbano planificado cuenta con el apoyo del Estado provincial a través del organismo de planificación y desarrollo (COPADE) que en conjunto con el Municipio diseñó un Master Plan de Ordenamiento Territorial que prevé un crecimiento poblacional superior a 30.000 habitantes para 2030. Para ello cuenta con el financiamiento de la Fundación YPF (responsabilidad social empresaria) y del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) con un aporte de 400 millones de dólares al formar parte del Programa Iniciativa Ciudades Emergentes y Sostenibles (ICES) proyecto que apoya a ciudades latinoamericanas con crecimiento poblacional muy acelerado. El plano proyectado muestra el loteo que ocuparán distintas empresas

⁴⁴ Entrevista realizada al Intendente de la localidad Darío Díaz en *National Geographic* en español, Edición especial, La evolución del combustible. Viaje al centro de Vaca Muerta, 2013.....Un pueblo en acción pp43-47

⁴⁵ Revista Nueva Sociedad No 253, septiembre-octubre de 2014 “El Dorado a 3.000 metros bajo tierra Petróleo, dólares... y mujeres en el «desierto» de Vaca Muerta” Alejandro Bianchi pp. 210 -222. [En línea] http://www.nuso.org/upload/articulos/4064_1.pdf [11 de marzo 2015]

que se asentarán en el parque industrial, el área de expansión de la ciudad y áreas destinadas como zonas productivas para ganadería en *feed lots* (figuras 47 y 48).



Figura 47. Actores sociales en conflicto en la Localidad de Añelo. Fuente: Elaborado por Guerrero, 2015, sobre la base de entrevista realizada.



Figura 48. Distribución de las tierras en el Master Plan de Ordenamiento Territorial de Añelo. Fuente: Elaborado por Guerrero, 2015, sobre la base de entrevista realizada.

En los planos se destaca que la mayor extensión corresponde al Parque Industrial con un tamaño mayor al del propio pueblo (se espera la instalación de por lo menos 300 compañías de servicios y en la actualidad ya existen 100 expedientes aún sin resolver). En cuanto al conflicto existente entre los actores se resalta en las palabras del intendente quien remarcó que: “ser comunidad es un negocio extorsivo y de presión” también que “antes se ofendía cuando se le decía indio y ahora lo debo llamar Lonco” (en relación con Albino Campo a quién conocía desde pequeño puesto que ambos fueron crianceros en sus orígenes y luego petroleros). Por último, señaló que “no había comunidades indígenas antes de Vaca Muerta” destacando que el interés es por el cobro de derechos de servidumbre y no por el cuidado del ambiente, defendiendo en este sentido los intereses de YPF en el área.

En este marco, cabe destacar que, de los recursos no convencionales existentes en la Argentina, la formación Vaca Muerta presenta un 77% de gas y un 33% de petróleo. Es decir, el país tiene más gas que petróleo en cuanto a potencial no convencional, sin embargo, de los 370 pozos perforados en Vaca Muerta, sólo un 5% se enfocan en desarrollar gas natural. En términos de producción, la extracción de *shale oil* ya representa un 5% de la producción nacional de petróleo, mientras que la de *shale gas* explica menos del 1% de la oferta local a partir del desarrollo incipiente de los recursos no convencionales.

Responsable de esta situación, es el sistema actual de incentivos relacionado con los precios y con las reglas especiales que liberan a una parte de la producción de petróleo del “cepo cambiario” y de la fijación de valores discrecionales en el mercado doméstico, por encima de los valores internacionales (Decreto 929/13 y nueva Ley de Hidrocarburos 27.007). En este sentido, en la Argentina se paga a los productores el petróleo a 83 dólares el barril en el mercado interno, a fin de incentivar la producción, mientras que, en el mercado internacional el precio ronda los 50 dólares el barril. Sin embargo, esta situación no es sostenible en el tiempo, puesto que por ejemplo, afecta al campo quien debe afrontar la caída de los precios de las *commodities* agrícolas, a la vez que debe pagar el gas oil sobrevaluado por encima del precio internacional, generando nuevos conflictos internos.

6.3.2.3. Las alianzas estratégicas de YPF

En los últimos años, desde el punto de vista energético y en concordancia con el contexto global, aparece en la región la preocupación por el desarrollo del *shale gas*, principalmente en la Argentina. Con el fin de superar las dificultades en el sector de hidrocarburos, el actual CEO de YPF Miguel Galuccio, sostuvo en la presentación del Plan Estratégico de YPF 2012-2017⁴⁶ que “...la empresa apunta a ser líder en la explotación de recursos no convencionales” (Galuccio, 2012).

Con este fin, la empresa YPF contempla inversiones en el orden de los 37.000 millones de dólares para el periodo 2013-2017, de los cuáles 18.000 millones de dólares estarían destinados a actividades de exploración y producción en yacimientos no convencionales y recuperación de pozos en una intensa campaña de perforación. En este sentido, YPF estima que para desarrollar sólo el área Loma Campana de 395 Km², en comparación con los 30.000 Km² de toda la formación en Neuquén, serán necesarias inversiones de entre 15.000 y 16.000 millones de dólares en los próximos años⁴⁷. A su vez, para controlar y exigir los planes de inversión de las empresas, se ha creado la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas.

Estos montos se explican por la elevada inversión por pozo cercana a siete y medio millones de dólares, siendo el objetivo alcanzar los 1.500 pozos para llegar a una producción de 50.000 barriles de petróleo y cerca de 3 millones de m³ al día de gas natural (Arroyo y Perdriel, 2015). Esta situación muestra un problema inicial, conseguir fondos propios, que YPF espera obtener financiado en dos tercios por el flujo de caja de la compañía y un tercio por la emisión de deuda y además, establecer nuevas alianzas y fortalecimiento de acuerdos con socios extranjeros que sirvan para **atraer más inversiones**.

Para lograr estos objetivos, se requeriría mayor inversión en **tecnología** que permita recuperar un importante número de pozos. La idea planteada sería lograr explotar unos

⁴⁶ [En línea] <http://www.ypf.argentina.ar/dia-por-dia/06/06/2012> [12 de marzo 2015]

⁴⁷ Se toma como referencia que cada pozo en Estados Unidos tiene un costo de 6 millones de dólares y la inversión realizada hasta ahora con la perforación de 18000 pozos es de 48000 millones de dólares (Bercovich y Rebossio, 2015)

700 pozos durante 2012 y llegar a los 1.000 pozos en el 2013 para elevar la producción de 33.000 millones m³ en 2012 a 34.000 millones m³ en 2013. Sin embargo, en 2014 los pozos perforados solo son 370, en ello influyó que en la Argentina, la disponibilidad de divisas para la importación y los largos procesos para la importación de maquinaria, equipos especializados y repuestos en tiempos razonables, constituyen un obstáculo por la existencia de un “cepo cambiario y restricciones a las importaciones” que pueden influir sobre la factibilidad financiera de los proyectos. En este sentido, en entrevista realizada a proveedores de estos equipos de perforación, durante el encuentro *Shale Gas World 2014*, afirmaron que “...aún importando a la orden de la empresa estatal YPF, los tiempos no eran inferiores a los 90 días”.

Para avanzar en el objetivo buscado, es necesario contar con alianzas estratégicas con diferentes actores del sector. Las relaciones tanto regionales como globales de las diversas empresas extranjeras con la empresa YPF se hacen evidentes en los siguientes acuerdos ya alcanzados. Chevron (de capitales norteamericanos) e YPF se interesan en el desarrollo conjunto de gas no convencional, particularmente en la formación Vaca Muerta. A su vez, YPF también está procurando acuerdos con capitales chinos a través de la empresa *China National Offshore Oil Corporation*, que desde marzo de 2010 es propietaria del 50% el Grupo Bridas, que integran la familia Bulgheroni de capitales nacionales, así como también con la empresa de capitales rusos Gazprom, para exploración de recursos no convencionales. Resalta aquí el entramado global del conflicto del gas, que lleva a reforzar las relaciones con Rusia y China, con menores barreras en el momento de otorgar créditos y realizar inversiones que permitan desarrollar estas reservas.

En el año 2013, YPF suscribió importantes acuerdos de inversión para la puesta en marcha de proyectos piloto, en el área Loma Campana -formación Vaca Muerta de la Provincia de Neuquén- con la compañía Chevron, de capitales norteamericanos, mostrando que el interés por el volumen de las reservas hace que también capitales estadounidenses estén dispuestos a realizar inversiones en el país. En una segunda fase, las compañías esperan seguir el desarrollo compartiendo la inversión en partes iguales (YPF, 2014). Asimismo, se suscribió un acuerdo, con un compromiso de inversión en el orden de 120 millones de dólares, en el área Orejano (formación Vaca Muerta) con la

compañía *Dow Chemical*, también de capitales estadounidenses, con la intención de llevar gas desde Neuquén a las instalaciones que esta empresa posee en el Polo Petroquímico de Bahía Blanca, siendo este un ejemplo de las interacciones local-global.

Además, se estrecha una alianza entre YPF y PdVSA a fin de “...identificar esquemas de participación estratégica para la planificación conjunta en toda la cadena de valor de los hidrocarburos, tanto en la República Bolivariana de Venezuela, como en la República Argentina”⁴⁸. Otras empresas y otros países han manifestado también su interés en participar en los desarrollos que se realicen para explorar y explotar los recursos no convencionales, que abundan en la Argentina. De este modo, también se refuerzan las alianzas regionales.

En este marco, con el objetivo de avanzar en la exploración de yacimientos no convencionales, empresas de todos los tamaños se lanzan a firmar acuerdos que les permitan afrontar gastos y compartir riesgos. Se trata de crear asociaciones que faciliten los desafíos financieros y tecnológicos que se plantean en operaciones de costos sumamente elevados y con procesos y equipos de punta. Por ejemplo, la empresa argentina Medanito cerrará un convenio con la compañía estadounidense *EOG Resources* para la exploración intensiva en áreas que disponen en la cuenca neuquina y con la intención de perforar un primer pozo en la formación Vaca Muerta. En la misma dirección se encuentra la mencionada compra los activos de Apache por YPF y la posterior venta de 1.240 km² en Vaca Muerta- a la operadora argentina Pluspetrol- con vistas a la exploración y delineación de un área de alto potencial, que la convierte en un jugador de peso en no convencional e implica en su conjunto una mayor presencia nacional en ese mercado.

Asimismo, en Neuquén, pequeñas y medianas operadoras analizan convenios de este tipo que requieren grandes aportes de capital. También Chevron, considera perforar “...120 pozos en Neuquén en los próximos tres años” según informó su presidente de

⁴⁸Se plantea una estrategia de intercambios de activos en exploración y producción que permitiría la incorporación de YPF a la Empresa Mixta de la Faja Petrolífera del Orinoco y la Incorporación de PdVSA en las Unidades Transitorias de Empresas (UTE), en proyectos de explotación de petróleo y gas de esquisto en Argentina. Se dispone además elaborar una propuesta para conseguir financiamiento conjunto a corto, mediano y largo plazo para la ejecución de proyectos. [En línea]www.ypf.argentina.ar [11 de marzo 2015]

Exploración y Producción para África y Latinoamérica, Al Moshiri⁴⁹, en el Consejo de las Américas cuando comentó que "...el no convencional puede revolucionar el paradigma energético en la Argentina, como ocurrió en los Estados Unidos".

Actualmente, sólo se ha desarrollado *shale oil* de forma comercial en Loma Campana que, con una extensión de 290Km² representa el 1% de la superficie de Vaca Muerta, con una inversión de 1.200 millones de dólares realizada por YPF y Chevron, donde se realizaron 161 pozos con 19 equipos de perforación. Este yacimiento representa, actualmente, el 50% de la producción de petróleo del país y **es el primer desarrollo comercial de *shale oil* fuera de Estados Unidos**. Sin embargo, pese a su importancia, la explotación "...**aún no es rentable** puesto que sería necesario invertir 20.000 millones de dólares anuales para el desarrollo de recursos convencionales y no convencionales durante 10 años, con una inversión total de 200.000 millones de dólares para tornarla rentable" según sostuvo, el Gerente⁵⁰ de Recursos no Convencionales de YPF (Garoby, 2014).

Asimismo, según lo anunciado por YPF, aumentar la productividad y mejorar la eficiencia de la compañía implicaría la incorporación de 70 equipos de perforación y la creación de 10.000 nuevos puestos de trabajo en los próximos cinco años. En este sentido, cómo se mencionó, la tecnología es uno de los problemas que enfrenta Argentina. Con el fin de superar esta limitación, se crea YPF⁵¹ Tecnología S.A., que pretende convertirse en un referente internacional en materia de tecnologías aplicadas tanto a la producción de recursos de petróleo y gas no convencional, como a la recuperación de yacimientos maduros. La misma se apoya en grupos de investigación existentes en universidades nacionales y centros de investigación favoreciendo la formación de recursos humanos.

En este marco y avanzando en el espacio de mayor potencial de recursos no convencionales YPF, compra la ex -Apache lo cual le permitirá a la empresa -que ya es primera en producción de petróleo- sumar "...una operación en actividad con importantes reservas de gas convencional y recursos no convencionales", según señaló

⁴⁹ Tecnoil 24/08/2012

⁵⁰ Juan Garoby, Gerente de Recursos no Convencionales de YPF. Exposición *Shale Gas World, 2014*

⁵¹ [En línea] <http://www.ypf.com/ypfylaindustria/YPFTecnologia/Paginas/YPF-Tecnologia-SA.aspx>[12 de marzo 2015].

el presidente de YPF y además, convertirse también en la primera operadora de gas a escala nacional. Apache tiene operaciones en Neuquén, Río Negro y Tierra del Fuego. YPF ya cuenta con 12.000 Km² en Vaca Muerta, con más de 100 pozos perforados, 19 equipos de perforación en la zona y una producción diaria de más de 13.000 boes⁵² de petróleo y gas.

Lo cierto es que dentro de la superficie que YPF compra a Apache, existen zonas de enorme potencial, principalmente en el yacimiento La Calera, que según los especialistas es una zona que está literalmente, en el medio de Loma Campana y Aguada Pichana, los dos polos productivos de *shale* en manos de YPF y Total. Allí, Apache perforó el segundo pozo más profundo de la cuenca, a unos 5.300 metros por debajo de la superficie. Según aseguran técnicos de la firma, allí se hizo una profunda toma de muestras y se cree que existe potencial para realizar un pozo piloto.

La empresa Apache (de capitales estadounidenses) es una de las pioneras en la Argentina, ya que fue la primera en hacer una fractura múltiple en un pozo horizontal en toda América Latina. La perforación terminó costando más de 30 millones de dólares, aunque sus resultados no fueron los esperados. Además, Apache ya tiene en marcha dos interesantes prospectos de *tight gas* en Anticlinal Campamento (Neuquén) y Estación Fernández (Río Negro), donde inclusive cuenta con el aval de Nación para un precio de 5 dólares el millón de BTU.

En suma, las alianzas estratégicas realizadas por YPF permiten observar cómo esta empresa se convirtió en la primera operadora a escala nacional en gas y petróleo, así como reforzó sus relaciones a escala regional con Bolivia, Brasil, Venezuela y a escala global con Estados Unidos, China y Rusia. Asimismo, aparecen también ramificaciones para el aprovechamiento de los recursos no convencionales a escala local-global, como en el caso de la alianza YPF-Dow Chemical.

6.3.2.4. Incentivos y regímenes fiscales

⁵² La unidad básica usada para medir la producción de petróleo y gas es barriles de petróleo equivalentes (boe).

En este marco, algunos analistas⁵³ consideran que, en el nuevo mapa del *shale* en la Argentina, no importará tanto quién opera, sino quién realiza las inversiones. En este sentido, sostienen que las compañías medianas se quedarán sin lugar en un territorio donde YPF busca concentrar posiciones⁵⁴, a la vez que se suma también la empresa estatal neuquina Gas y Petróleo de Neuquén (G y P), quién a escala provincial dispuso beneficios impositivos referentes al compromiso de no gravar con nuevos tributos, renta extraordinaria ni canon extraordinario de producción a la empresa YPF y mantener las regalías en 12% durante la vigencia de la concesión y su prórroga.

Asimismo en ningún caso la alícuota de ingresos brutos podrá ser superior a 3% durante el plazo de la concesión y su prórroga. Los beneficios otorgados a YPF son extensivos a las empresas que se asocien con la petrolera argentina y se extienden al resto de las corporaciones que impulsen proyectos similares en la provincia. Las consecuencias favorables de estas inversiones se reflejan en su impacto en el comercio local "...el efecto en el empleo va a ser directo. Un equipo de perforación más o menos maneja 120 personas. Indirectamente se benefician restaurantes, hoteles, supermercados" (Gandolfo, 2014).

En igual sentido, es importante la aplicación de regímenes fiscales e incentivos que la favorezcan, que atraigan capitales puesto que éstos poseen además: experiencia técnica en exploración, producción y transferencia tecnológica; personal entrenado y experimentado, capaz de administrar estos proyectos. Este aspecto se torna más importante si se considera que parte del éxito en la atracción de inversiones que propició el desarrollo del gas de esquisto en Estados Unidos, se debió como sostienen Arroyo y Perdriel (2015) a la existencia de...

“...sistemas fiscales y contractuales liberales y al importante desarrollo institucional el cual propicia la intangibilidad de los contratos. **Los países de América Latina tienen sistemas más protectores respecto a la administración de los recursos naturales, por**

⁵³ GANDOLFO, Juan Martín, gerente general de YSUR “La compra de la ex –Apache, ahora denominada YSUR es ejemplo de esta situación. Actualmente explota 900 pozos en Neuquén, Río Negro y Tierra del Fuego...” y se prevén otras inversiones que “...incluyen más de 700 millones de dólares de inversión. Nos permitirá incrementar la producción en el corto plazo en un 27%, o sea crecer de los 15.700 a 20.000 barriles. Esto en el corto plazo, de 2014 a 2016” Las razones de una salida, 22 de febrero de 2014 [En línea] http://www.rionegro.com.ar/diario/las-razones-de-una-salida-1617265-10948-notas_energia.aspx [12 de marzo de 2015]

⁵⁴ DIARIO RIO NEGRO, YSUR: Es la primera vez que una empresa viene a contar lo que va a hacer", 5 de agosto de 2014 [En línea] <http://sur54.com.ar/ysur-es-la-primera-vez-que-una-empresa-viene-a-contar-lo-que-va-a-hacer> [12 de marzo de 2015]

lo que estos parámetros del éxito estadounidense pudieran difícilmente ser aplicados, con lo cual no se afirma el fracaso sino la necesidad de tomar medidas apropiadas en la atracción de inversiones de calidad, las cuales propicien la transferencia de conocimiento y tecnología tanto en las técnicas de fractura hidráulica como en la prevención y mitigación de los posibles impactos sociales y medioambientales” Arroyo y Perdriel (2015:61)

En este sentido, la modificación de la Ley de Hidrocarburos⁵⁵, introduce a nivel legal las consideraciones y beneficios para la explotación de gas de esquisto incluidos en el Decreto N° 929 de julio de 2013⁵⁶. Se establecen los siguientes beneficios a nivel nacional para la explotación de no convencionales, aplicables a inversiones no inferiores a doscientos cincuenta millones de dólares americanos, a ser desembolsados durante los primeros tres años del proyecto: a. derecho a la libre comercialización en el mercado externo del 20% de los hidrocarburos líquidos y gaseosos producidos en el proyecto a partir del tercer año de producción; b. derecho a la exportación de esos hidrocarburos libre de derechos de exportación (alícuota del 0%); c. derecho a la libre disponibilidad del 100% de las divisas obtenidas por la exportación de esos hidrocarburos, siendo las mismas establecidas hasta un 20% de la producción de cada proyecto.

En síntesis, la ley permite la libre remisión de utilidades al exterior por el 20% de las ganancias después del tercer año. Además, en caso que la exportación de hidrocarburos sea restringida para abastecer la demanda local, el operador tendrá derecho a percibir ganancias, sobre el 20% de los hidrocarburos producidos susceptibles de haber sido exportados, valuados al precio internacional de referencia sin computar la incidencia de los derechos de exportación vigentes. Asimismo, se establece que el periodo de exploración de hidrocarburos no convencionales se fija en dos etapas de cuatro años cada una, ello implica dos años adicionales respecto a las concesiones convencionales.

Por otro lado, el **período de explotación de no convencionales, se fija en 35 años** (10 años adicionales respecto a las concesiones para convencionales). Otro beneficio

⁵⁵ [En línea]

<http://www.boletinoficial.gov.ar/Inicio/Index.castle?s=01&idAviso=4708792&IdRubro=24&f=20141031> [12 de mayo 2015]

⁵⁶ **Decreto 929, Art. 14.** “Las respectivas Autoridades de Aplicación de la Ley N° 17.319, conforme lo dispuesto en la Ley N° 26.197, es decir las Provincias o la Nación, según sea territorio de dominio provincial o de dominio nacional el lugar en que se encuentren los yacimientos de gas y de petróleo, **podrán dentro del área de concesión subdividir el área existente en nuevas áreas de explotación no convencional de hidrocarburos y otorgar nueva concesión que recaerá sobre el titular de la concesión del área que así lo solicite**”

incluido en esta normativa, es la reducción del 25% de las regalías aplicables para no convencionales, por un periodo de 10 años a partir de la finalización del proyecto piloto. Sumado a todos estos beneficios, se mantiene el programa de incentivo a la producción de gas natural denominado "Gas Plus" y luego "Plan Gas" que permite que la nueva producción de gas natural, proveniente de técnicas de recuperación como la fractura hidráulica, se pague a un precio en boca de pozo de 7,50 dólares por millón de BTU.

Los beneficios otorgados a la explotación del *shale gas*, sumado a ser el país con las segundas reservas a escala global, constituyen factores favorables a la explotación efectiva del recurso y a la llegada de inversiones extranjeras. Sin embargo, también existen otros factores limitantes que no deben dejarse de lado: el país **no posee desarrollo tecnológico propio** -a pesar de las iniciativas existentes- como YPF Tecnología; también es notoria la escasez de recursos humanos capacitados, cuyo desarrollo requiere tiempo -10 años en promedio- además, tampoco se puede desconocer que -más allá de los beneficios y exenciones fiscales- se necesitan grandes inversiones, en un contexto político y económico incierto⁵⁷.

Al mismo tiempo, el *shale gas* y el *shale oil* representan un nuevo frente pionero que requiere de desarrollos intensivos con altas inversiones de capital, por ello **inversión y financiamiento** son temas clave para su efectiva puesta en producción que transforme las reservas en recursos, sumado al tiempo necesario para la formación de recursos humanos capacitados y el desarrollo de tecnología propia. En consecuencia, el incipiente número de pozos explotados no es significativo para revertir la tendencia a la caída de las reservas que afectan la seguridad energética en el corto plazo. No obstante, en el mediano y largo plazo, constituyen alternativas - potenciales y válidas - para revertir la caída de la producción de gas en el país.

6.3.3 Importación del recurso gas natural convencional

La importación del recurso gas natural, -vía gasoductos- desde Bolivia, o como GNL por vía marítima, es la solución hallada en el corto y mediano plazo para la crisis

⁵⁷ Elecciones presidenciales antes de finalizar 2015, con posiciones enfrentadas entre quienes hablan de una década ganada en materia energética y aquellos que la consideran una década pérdida, motivo por el cual sostienen que debe reformularse la Política Energética del país

energética por la que pasa atraviesa el país hasta tanto se desarrollen nuevos recursos, convencionales y no convencionales, que permitan superar las actuales limitaciones.

La Argentina, retomó en 2006 las importaciones desde Bolivia para superar la caída de sus reservas iniciada en 2004, a la vez que -resaltando nuevamente las interacciones con la región- depende también de un menor consumo de Brasil que posibilite aumentar el volumen de importación de 10 millones de m³/día a un máximo posible de 27 millones de m³/día, de acuerdo al último acuerdo firmado en 2012. Una segunda solución al déficit de gas ha sido la importación de gas natural licuado por -vía marítima- desde 2008, que le permite diversificar los abastecedores, disminuyendo así su dependencia de Bolivia.

Sin embargo, debe pagar un precio mayor por el GNL que por el gas enviado vía gasoductos, además de desarrollar la infraestructura necesaria. En este sentido, el gobierno publicó el Decreto 1246, que modifica el presupuesto 2014, aprobado por el Congreso en 2013, ampliando las partidas destinadas a organismos y empresas públicas que operan en el sector energético que recibieron transferencias por 71.000 millones de pesos de los cuales, 23.500 millones de pesos (33% del total) estuvieron destinados a ENARSA para la compra de gas a Bolivia y GNL para las terminales de Bahía Blanca y Escobar.

6.2.3.1. Importación vía gasoductos desde Bolivia

Históricamente la Argentina ha importado gas desde Bolivia, por un acuerdo político con este país. Cuando Argentina alcanza su autoabastecimiento y Bolivia comienza a exportar gas a Brasil, en 1999, se suspende ese intercambio. Sin embargo, en 2006, cuando la producción de gas argentino no llega a cubrir el incremento de la demanda, la Argentina retoma la importación -vía gasoductos- desde Bolivia.

En ese contexto, se produce entonces el retorno del gas boliviano y la Argentina requiere volúmenes crecientes. Ante esa necesidad, ENARSA y Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) firmaron un contrato, el 29 de junio de 2006, mediante el cual fijaron el precio y el volumen de gas que se enviaría a la Argentina, con un volumen máximo de 15,9 millones de metros cúbicos diarios.

Luego, en julio de 2012, ambos gobiernos firmaron una Adenda para incrementar en un 40% los envíos de gas desde Bolivia. Las empresas ENARSA y YPF, suscribieron un contrato interrumpible de compra y venta de gas por 15 años, que permitiría que Argentina aumente ocasionalmente sus compras de gas natural boliviano, en función de la disponibilidad y capacidad de transporte, sin modificar los volúmenes, ni los precios pactados. Se prevé la exportación de volúmenes crecientes de gas⁵⁸, que llegarían a 27,7 Mm³ /d hacia 2020, en relación con los 16,3 Mm³/d máximos y de 11,6 Mm³/d mínimo⁵⁹ que se exportaban en 2012. Este excedente depende de una menor demanda de Brasil, principal comprador del gas boliviano.

Ante el crecimiento del volumen transportado se torna necesaria la construcción de nuevos gasoductos. Dando cumplimiento a la Adenda firmada en 2010, se construyó el denominado Gasoducto de Integración Juana Azurduy (GIJA) de 48 kilómetros de extensión, que desde julio de 2011 inyecta 7,5 Mm³/d⁶⁰. En principio, mientras se optimizaba el uso del GIJA se recibían los volúmenes de gas natural desde Bolivia a través de los ductos existentes entre Yacuiba (Argentina) y Madrejones (Bolivia).

La nueva obra, ubicada en paralelo al Gasoducto Madrejones-Campo Durán, permite incrementar las exportaciones de gas natural boliviano hacia nuestro país. A su vez, en el discurso de inauguración la presidenta argentina sostuvo que...

“sin este gasoducto es imposible construir el gasoducto del noreste argentino, que va a beneficiar a las provincias de Misiones, Corrientes, Formosa, Chaco, el este de Salta y el norte de Santa Fe, que no cuentan actualmente con gas natural...y viene a transformar el proyecto energético de la República Argentina, que fue un proyecto absolutamente radial" (Fernández de Kirchner, 2011)

En el mismo acto, el presidente de Bolivia, Evo Morales sostuvo que la inauguración del Gasoducto Juana Azurduy favorece la integración que es fundamental "para que dos pueblos hermanos podamos compartir nuestros recursos naturales. No para competir,

⁵⁸EL INVERSOR ON LINE, sección Energía, La Argentina incrementará un 40% la importación de gas desde Bolivia, 18 de julio de 2012 [En línea] <http://elinversoronline.com/2012/07/la-argentina-incrementara-un-40-la-importacion-de-gas-desde-bolivia/> [12 de marzo de 2015]

⁵⁹Para 2013, el contrato de 2006 fijaba un volumen máximo de 15,9 millones de metros cúbicos diarios, pero con el contrato interrumpible de 2012 esa cantidad puede llegar hasta 19,2 millones de metros cúbicos diarios (3,3 millones de metros cúbicos diarios adicionales).

⁶⁰ENARSA,[En línea] <http://www.enarsa.com.ar/index.php/es/comunicadosenarsa/116-46-cristina-kirchner-inauguro-junto-a-evo-morales-el-gasoducto-juana-azurduy> [12 de marzo de 2015]

sino para complementarnos juntos al servicio de nuestros pueblos". Además, afirmó que...

"...necesitamos compartir su desarrollo tecnológico. Unos tenemos recursos naturales, otros tenemos tecnología, conocimientos científicos"... "Cuando hablamos de recursos naturales, específicamente sobre el gas, Bolivia puede convertirse en el centro de Sudamérica, en este recurso. Queremos compartir con los pueblos de Sudamérica"⁶¹(Morales, 2011)

Ambos discursos muestran la intención de favorecer la integración regional. Resalta también la interacción entre escalas ya que, este gasoducto internacional simultáneamente, favorece la integración a escala regional sudamericana y también, es el soporte a partir del cual se puede favorecer la integración a escala nacional, a través de una infraestructura más equitativa, que se extienda a todas las regiones del país. No obstante, el llenado de ambos gasoductos continúa dependiendo de los excedentes que Brasil deje disponibles.

Complementando ese gasoducto, el decreto N° 1136/2010, encomienda a ENARSA la tarea de: construir, operar, mantener, prestar el servicio de transporte a través del mismo y comercializar el gas natural. Para ello, se prevé la construcción de 4.131 km de gasoducto, de los cuales 1.468 km corresponden al gasoducto troncal y el resto son gasoductos de derivación a las localidades, abasteciendo durante su recorrido a 168 localidades, atravesando territorios pertenecientes esas provincias, con volúmenes adicionales destinados al consumo residencial e industrial del sector y a reforzar el sistema existente. Este gasoducto del Noreste Argentino (GNEA) aún no se ha inaugurado. La figura 49 permite identificar los gasoductos -domésticos y de exportación-existent en el país, así como el proyecto de construcción en tres tramos del GNEA y el nuevo gasoducto Juana Azurduy.

En relación con el precio del recurso, se rige sobre la base del acuerdo firmado por el ex presidente argentino Néstor Kirchner y el presidente boliviano Evo Morales en 2006, que se actualiza cada tres meses sobre la base de una fórmula polinómica. A raíz del encarecimiento del precio internacional del petróleo y de sus derivados en el mercado

⁶¹ Sin embargo, este discurso no se aplica a la relación de Bolivia con Perú y Chile. En contrato firmado con la Argentina Bolivia especificó qué "...ni una molécula de gas boliviano debía pasar a Chile".

de Estados Unidos, el precio del gas que proviene desde Bolivia se encareció un 35% en 2013. Pasó de 7 dólares por millón de BTU en junio de 2011 a 11 dólares por millón de BTU en 2012. A fines de 2014 y principios de 2015, la baja del precio del petróleo -a partir de la aplicación de esa misma fórmula- impacto favorablemente en el país con una disminución del precio del gas de importación.

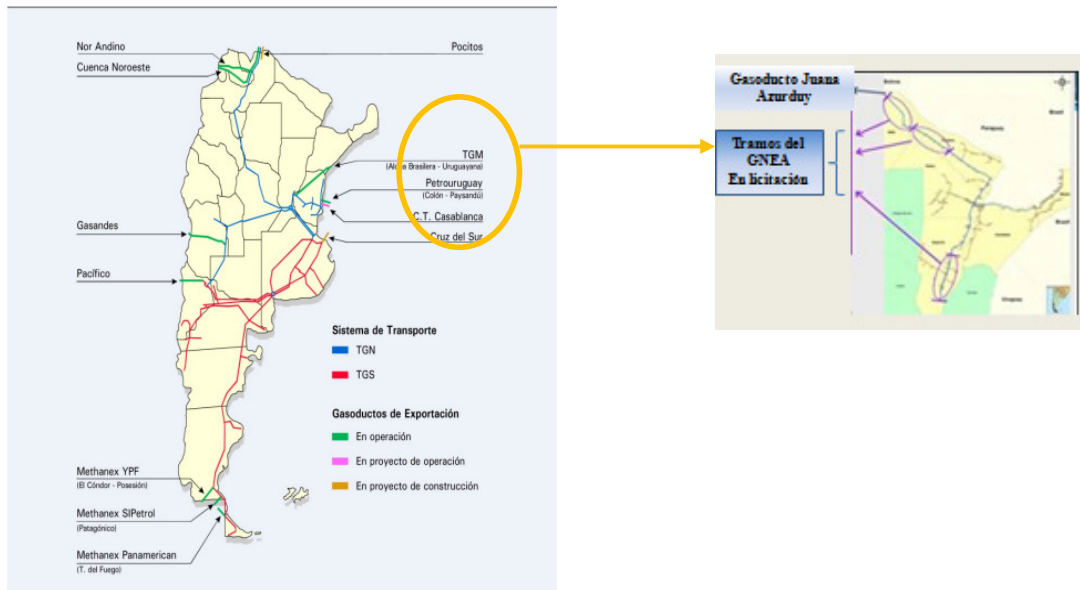


Figura 49. Gasoductos existentes y en licitación en la Argentina, 2014. Fuente: elaborado por Guerrero sobre la base de ENARSA

En cuanto a las interacciones regionales, datos de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) Transporte indican que desde el 28 de julio de 2012, la exportación de gas a Brasil fue de 22,7 Mm³/d. Si bien Brasil podría obtener hasta 30 22,7 Mm³/d, el aumento de la producción nacional de gas y la importación de natural licuado desde otros países, le permite al país reducir sus importaciones desde Bolivia, lo cual favorece a la Argentina que puede incrementar su volumen de importación.

Concluyendo, los volúmenes de producción doméstico y los provistos por Bolivia no alcanzan para cubrir la demanda y la Argentina, debe recurrir también a la importación de gas natural licuado por vía marítima, desde distintos oferentes a escala global. Situación que plantea nuevos desafíos para el país, en un mercado desconocido.

6.3.3.2. Importación de GNL por vía marítima

Este ítem fue desarrollado en profundidad en el capítulo III, por lo tanto solo se retoman algunas ideas principales. El incremento del consumo de gas a escala global al ser -más abundante, de menor costo y menos contaminante- ha sido constante en las últimas décadas y ha generado la necesidad de abastecerse del recurso desde lugares cada vez más alejados, por vía marítima favoreciendo el crecimiento del mercado del GNL. Resultado de ello se han multiplicado los flujos de gas natural licuado. Si bien la geografía del gas sigue siendo regional y no mundializada como la del petróleo, el mapa de flujos marítimos se va densificando y la flexibilidad de los contratos va aumentando.

Así, a escala global junto con el crecimiento de las exportaciones de gas natural por gasoductos, aumentan las exportaciones de gas natural licuado mediante buques metaneros, a la vez que se multiplicaron las plantas regasificadoras en tierra o el uso de barcos regasificadores en las costas. Actualmente 29 países consumen gas natural licuado, entre ellos se incorporó el espacio sudamericano como nuevo mercado emergente en el cual, la Argentina fue el primer país importador de GNL en la región.

Retomando algunos de los datos analizados, en el año 2008, ante las necesidades del país de importar gas, el Ministerio de Planificación plantea como una medida transitoria la compra de gas natural licuado. Ese año se traen 6 cargamentos, pero el número de cargamentos comprados se eleva año a año: 10 en 2009; 23 en 2010; 50 en 2011, 80 en 2012 y 90 en 2014, según datos de la Secretaría de Energía y ENARSA.

La Argentina es la mayor importadora de GNL del continente americano, desplazando incluso a Estados Unidos del primer lugar. Mientras que la demanda argentina se incrementó un 16,5 %, alcanzando los 184 billones de pies cúbicos (BPC), Estados Unidos disminuyó su consumo en un 94 % (producto de la revolución del *shale gas*) con un consumo de 181 BPC. En tercer lugar se ubica México (170,7 BPC) y en cuarto y quinto puesto, se ubican Chile (145,5 BPC) y Brasil (136,4 BPC), respectivamente (Ríos Roca, 2015:90).

Las operaciones son administradas por ENARSA, mediante concursos públicos, a través del Programa Energía Total. Como parte de ese programa, ENARSA tuvo a su cargo la

implementación del proyecto de Regasificación de GNL en el puerto de Bahía Blanca. Para ello, celebró con YPF -en 2008- un contrato de locación de obra para la Regasificación de GNL mediante la utilización de un barco regasificador. Este opera en un muelle existente en el Puerto de Ingeniero White, perteneciente a la Compañía MEGA.

Ante las necesidades crecientes de importar GNL, han surgido varias propuestas de instalaciones regasificadoras, pero solo se concretaron dos. Hasta el presente estas importaciones, se realizan a través de la contratación de barcos metaneros para el traslado del GNL y el alquiler de plantas regasificadoras flotantes instaladas en Bahía Blanca (2008) y Escobar (2011) ambas en la provincia de Buenos Aires. En las dos plantas regasificadoras se encuentran asociadas las empresas ENARSA⁶² e YPF, quienes se encargan de la compra del gas a proveedores alrededor del mundo.

Se encuentra funcionando desde 2008, un barco regasificador, con una capacidad máxima de regasificación de 12,5 Mm³/d que luego de reformas realizadas en 2012, le permite alcanzar un pico máximo de 17 Mm³/d. Desde la empresa MEGA, se conecta -a través de un gasoducto de vinculación- con la Compañía Profértil S.A. al sistema troncal de gasoductos de la Transportadora de Gas del Sur S.A (TGS), en el complejo General Daniel Cerri.

En 2011, mediante una unión transitoria de empresas (UTE) conformada en partes iguales por ENARSA⁶³ e YPF, siendo ésta última la operadora, se puso en marcha el proyecto de instalación de la segunda terminal portuaria de regasificación de GNL en el Partido bonaerense de Escobar. Esta terminal se encuentra conectada -a través de un gasoducto de vinculación de 30 kilómetros- con la estación de regulación de Los Cardales, en los tramos finales del Gasoducto Norte, de la Transportadora de Gas del Norte (TGN) con una capacidad de transporte de hasta 10 Mm³/d (ENARGAS, 2010).

⁶²ENARSA, [En línea] <http://www.enarsa.com.ar/index.php/es/gasnatural/111-proyecto-de-buque-regasificador> [12 de marzo de 2015]

⁶³ ENARSA, [En línea] <http://www.enarsa.com.ar/index.php/es/gasnatural/124-proyecto-gnl-escobar> [12 de marzo de 2015]

El directorio de la empresa ENARSA, suscribió en noviembre de 2012, el contrato que designa a YPF⁶⁴ como *trader* encargado de la importación de gas natural. Se estableció que ENARSA pagara un 'fi' (un precio) a YPF por el servicio de contratación de buques metaneros y compra del combustible, desplazando a ENARSA de esta función, aunque seguirá estando a cargo de solventar económicamente las contrataciones.

La decisión de delegar en YPF la importación -impulsada por el Ministro de Economía luego de la renacionalización de la empresa- pretende transparentar una operación que le cuesta al Estado más de 3.000 millones de dólares por año, y marca otro avance del Ministerio de Economía en las cuestiones energéticas.

Sintetizando la situación de la importación en la Argentina a partir de los datos oficiales y gráficos de la página oficial de ENARSA, encargada de las compras de gas de importación, se refleja el incremento del volumen de compras de gas en el país ya sea, vía gasoducto desde Bolivia, o mediante la inyección de GNL en las plantas de regasificación en los puertos de Bahía Blanca y Escobar. Se observa que, a partir de la pérdida del autoabastecimiento en 2010, donde se reconoce el problema como estructural, la importación de gas por gasoducto se incrementó de 1851 Mm³/a a 5890 Mm³/a, mientras que la importación de GNL, si se suman ambas plantas regasificadoras a partir de 2011, paso de 4002 Mm³/a a 6052 Mm³/a (casi un 50% de incremento).

A estos datos de 2013, se suma que en 2014, las importaciones provenientes de Bolivia se incrementaron 43,1% respecto a enero del año anterior, mientras que el incremento del GNL fue del 76,1%. Así, la participación del GNL en el *mix* de gas natural importado continua incrementándose paulatinamente, alcanzando en el volumen acumulado en los últimos 12 meses una participación del 50% (Caratori, 2014:3).

Es decir, se importa la misma cantidad de gas por gasoducto que de GNL, a pesar de lo reciente de su incorporación, con un **gasto total en 2014 de 23.500 millones de pesos**. Además, se visualiza en los gráficos el crecimiento de las importaciones desde los distintos proveedores, lo cual refleja también la caída de las reservas y el déficit de

⁶⁴ EL INVERSOR ON LINE, YPF apura contra reloj la conformación de equipo para importar LNG. Sección Energía.[Enlínea] <http://elinversoronline.com/2012/07/la-argentina-incrementara-un-40-la-importacion-de-gas-desde-bolivia/> [12 de marzo de 2015]

producción propia, de modo objetivo más allá de cualquier tipo de interpretación política (figura 50).

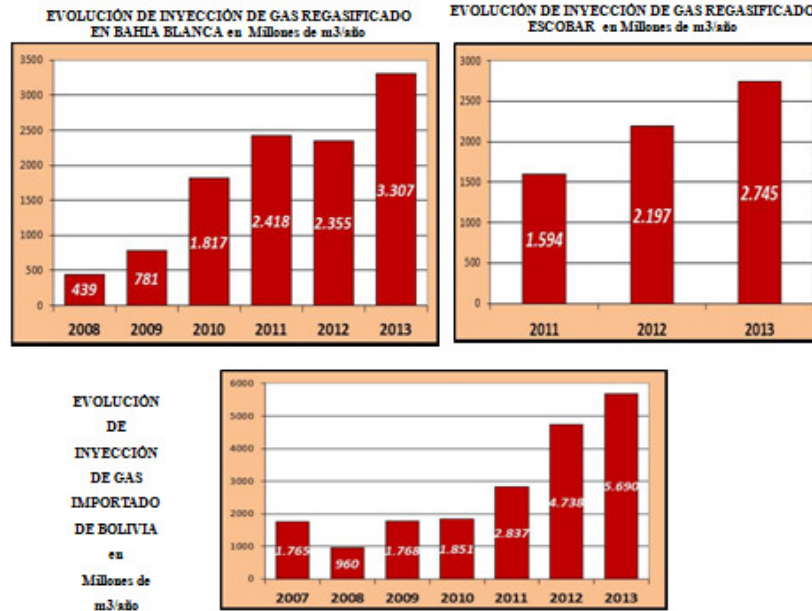


Figura 50. Evolución de la importación de gas natural desde Bolivia y de GNL por vía marítima. Fuente: ENARSA, 2014

6.4. INCERTIDUMBRE RESPECTO A LOS FUTUROS ESCENARIOS

El desarrollo de este capítulo permite una breve visión de la situación actual de la cuestión energética en la Argentina, en sus múltiples dimensiones. En el análisis realizado se destacan dos momentos principales, el primero en relación con los orígenes de la situación actual y su desarrollo en la década analizada, el segundo respecto a las potencialidades y limitaciones que presentan los futuros escenarios del país.

La situación actual del país es desfavorable puesto que desde hace una década sus reservas de hidrocarburos están cayendo, así como también sus niveles de producción, a la vez que el consumo se incrementa, como consecuencia que el gas en el país es un recurso de uso múltiple, en términos de Morello, y que la Argentina, se comportó como un país gasífero sin serlo. Además, para superar este desequilibrio en el sistema energético -en procura de obtener seguridad de suministro- se afectó a la balanza

comercial del país, por el gasto excesivo en importación para mantener un abastecimiento fluido de gas a la población y la industria.

En este sentido, para cubrir las demandas crecientes de gas natural y frente a la insuficiencia de la producción nacional, Argentina ha recurrido a la importación del gas natural, proveniente de Bolivia, por gasoductos, y desde cuencas más distantes, por vía marítima -como gas natural licuado-. Pero el Estado busca reforzar la producción nacional, lo que implica expandir las reservas recurriendo a la exploración. Por ende, a través de la empresa YPF, apuntaría a fortalecer la producción en los yacimientos ya conocidos mientras se avanza en la exploración de nuevos yacimientos de gas, convencionales o no, para beneficiarse del potencial que representa ser uno de los mayores reservorios de *shale gas* en el mundo.

Su posibilidad de revertir la situación se apoya en la posibilidad de desarrollo de recursos no convencionales de *shale gas* y *shale oil*, ya iniciada pero necesita por lo menos 10 años para tornarlos rentable en un contexto global pleno de incertidumbres como la baja del precio del petróleo, que arrastra al precio del gas como bien sustituto. Para ello, el país está desarrollando de manera incipiente sus recursos no convencionales pero aún no posee tecnología propia. Además, necesita tiempo para preparar recursos humanos capacitados y depende de inversiones extranjeras que hasta el momento resultan escasas.

En este contexto, el país muestra potencialidad en cuanto al desarrollo de recursos no convencionales existentes, con reservas probadas técnicamente recuperables, pero sin rentabilidad, por lo cual, no son económicamente viables en el corto plazo. Además, presenta limitaciones para el desarrollo en cuanto a: capacidades técnico-operativas; condiciones comerciales; capacidades de proveedores; capital y acceso al financiamiento.

En cuanto a la producción convencional, no se observa un incremento de reservas significativo y solo, un nivel de actividad de exploración y perforación muy agresivo, podrá revertir la declinación de esta producción. A pesar que ambas situaciones reflejan la escasez de gas, se observa que se mantiene a lo largo del tiempo una preponderancia de hidrocarburos en la matriz energética. En este sentido, algunas medidas tomadas por

el actual gobierno a través de la firma de acuerdos de largo plazo con China y Rusia se dirigen al desarrollo de centrales nucleares y energía hidroeléctrica con inversiones y tecnología aportadas por estos países, más que al desarrollo de energías renovables como la eólica y solar como sería deseable.

En cuanto a las potenciales implicancias regionales de la cuestión energética argentina, se observa que si los recursos no convencionales se transforman en reservas probadas, Bolivia vería afectada sus exportaciones ya que disminuiría el consumo de la Argentina. Sin embargo, manteniendo una visión estratégica de la seguridad energética, se deben diversificar las fuentes de abastecimiento, más allá de poseer abundantes recursos. En este sentido, es necesario mantener la importación de gas desde Bolivia, tal vez en menor volumen.

A su vez, si Brasil disminuye el consumo del gas, a partir de una mayor producción propia de gas obtenida en el presal, favorecería a la Argentina, quién en el corto plazo no está en condiciones de cubrir sus déficits de energía con recursos propios y por lo tanto, deberá mantener las importaciones siendo más convenientes -por su costo- incrementar las compras a Bolivia y disminuir el volumen de importaciones de GNL.

A futuro, si la Argentina consiguiera producir *shale gas* a mayor escala, podría recuperar su posición de exportador de gas a la región y principalmente, reutilizar los ahora vacíos gasoductos que la conectan con Chile disminuyendo también este país su importación de GNL. En este sentido, en relación con las interacciones globales del sistema energético, la importación de GNL está creciendo en la región sudamericana, incorporándose como mercado emergente al mercado global de GNL, a través de abastecedores diversificados que disminuyen la dependencia regional del gas de Bolivia.

El escenario potencial en el corto y mediano plazo hace pensar que se mantendrán estas importaciones, puesto que para poner en producción las reservas existentes en la región, así como construir los gasoductos necesarios para su transporte, se necesita tiempo que va más allá del corto plazo (10 años estimado para el desarrollo de los recursos no convencionales). Sin embargo, el bajo precio del gas en relación con el petróleo es un obstáculo para su desarrollo, pero puede superarse si se le agrega valor a partir del

impulso a la industria petroquímica que, actualmente, encuentra limitada su producción por falta del insumo básico que es el gas.

Por último, a largo plazo, la explotación futura de estos recursos no convencionales, refuerza la posición de las Américas en su conjunto. Si sumamos a la Argentina a la revolución del *shale gas* y *shale oil* iniciada por Estados Unidos y los nuevos recursos convencionales, extraídos de la explotación de los hidrocarburos en aguas profundas y ultraprofundas del presal, en Brasil y el potencial de recursos gasíferos en el mar territorial y petrolíferos de la Faja del Orinoco en Venezuela, la región sudamericana deja ser marginal y se posiciona a escala global contribuyendo en la construcción de un nuevo orden energético mundial. En este sentido, puesto que sin energía no hay desarrollo, la Nueva Geopolítica de la Energía que está en el centro de los conflictos actuales, puede encontrar en las Américas un marco más estable en un contexto global de crecientes conflictos en África y Medio Oriente, construyendo nuevas relaciones de poder como poseedora de recursos cada vez más demandados.

El esquema de la figura 51 procura sintetizar las principales características analizadas en relación con el recurso gas natural -convencional y no convencional- en la Argentina. En el mismo se observa que ambos tienen un elemento en común referido a su característica de recurso estratégico que tiene especificidad territorial. Sin embargo, se destaca que predominan las diferencias entre ambos en diversos aspectos. En cuanto a su localización, en la Argentina el recurso convencional se encuentra disperso en cuencas *onshore* y *offshore*, aunque su principal yacimiento -Loma de la Lata- se encuentra localizado en la provincia de Neuquén, mientras que los recursos no convencionales se encuentran concentrados en la formación Vaca Muerta, siendo su principal yacimiento Loma Campana (Neuquén). Esta situación remarca la importancia de Neuquén como nodo energético.

En relación con la inversión necesaria para su puesta en producción, mientras los recursos convencionales requieren menor inversión, emplean tecnología ya conocida, tienen menores necesidades logísticas, requieren la perforación de un menor número de pozos y con menores costos, los recursos no convencionales necesitan mayores

inversiones, desarrollo de nuevas tecnologías, mayor apoyo logístico, junto a la perforación de un mayor número de pozos de alto costo.

En relación con la percepción de la población y la trayectoria histórica del territorio se observa que a pesar de localizarse ambas explotaciones en la provincia de Neuquén la percepción de la población es diferente. Mientras que el recurso gas natural convencional es percibido como seguro y amigable con el ambiente por ser menos contaminante que el gas y el petróleo, los recursos no convencionales como el *shale gas* o el *shale oil*, se perciben como peligrosos a raíz de su técnica de extracción (*fracking*) lo cual implica nuevos desafíos tanto desde lo técnico y económico, como desde el grado de aceptación social de la actividad.

A fin de sintetizar las principales características analizadas en relación con el transporte del recurso gas natural -convencional y no convencional- se realiza un segundo esquema. En él se observa que ambos recursos se pueden transportar tanto por gasoductos como por vía marítima transformados en GNL. Sin embargo, son muy diferentes los efectos que producen sobre el territorio de acuerdo al modo de transporte seleccionado.

Por una parte, el transporte del gas natural por gasoducto tiene un efecto territorializador puesto que fija el recurso al territorio a través de componentes tangibles de la infraestructura como gasoductos, plantas compresoras y redes de transporte y distribución, pero también a través de elementos intangibles como la firma de acuerdos bilaterales de largo plazo considerando que la amortización de la inversión implica períodos estimados en treinta años y por lo tanto, profundiza las relaciones entre los Estados firmantes, favoreciendo procesos de integración.

Por otra parte, el transporte del recurso gas natural por vía marítima transformado en gas natural licuado, desterritorializa al recurso porque lo desprende del territorio desde dos aspectos simultáneos -poseer el recurso y distribuirlo-. Esta situación lleva a que países que no poseen recursos puedan distribuirlos a partir de poseer una flota de barcos metaneros, tal el caso de Gas Natural Fenosa en España.

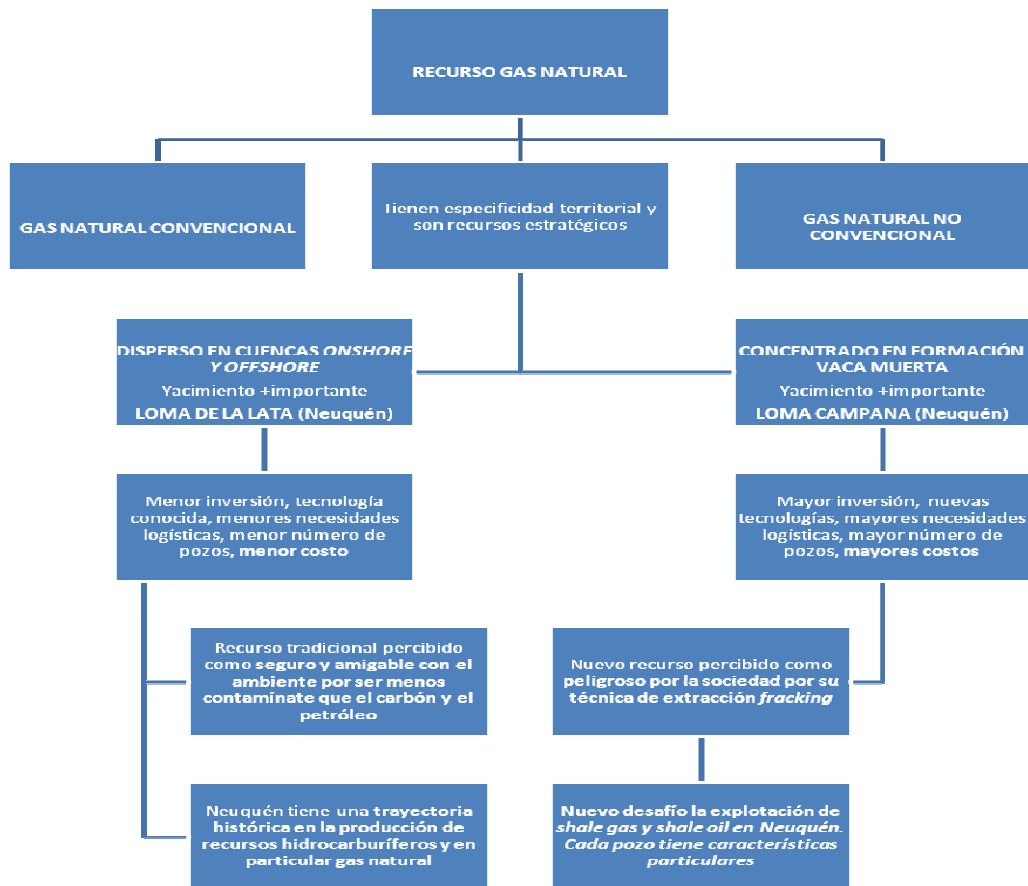


Figura 51. Principales diferencias y similitudes en el uso del gas natural -convencional y no convencional- en la Argentina. Fuente: Elaborado por Guerrero, 2015, sobre la base de bibliografía consultada

La capacidad de transporte del recurso gas natural mediante barcos metaneros⁶⁵ junto a la posibilidad de alquilar barcos regasificadores, a pesar de implicar mayores costos permite disponer rápidamente del recurso allí donde resulta necesario⁶⁶ y esta es una de

⁶⁵http://www.naucher.com/es/actualidad/la-flota-mundial-de-metaneros-crecera-un-9-este-ano-y-un-10-en-2015/_n:2118/ la capacidad de transporte de la flota mundial de metaneros continúa creciendo, actualmente hay más de 166 metaneros pedidos que se entregarán alrededor del año 2017

⁶⁶En Europa, los contratos de compra garantizada (*take-or-pay*) implican que a menudo se entregan las cargas en terminales españolas, para ser inmediatamente re-exportadas a mercados asiáticos o latinoamericanos donde se venden a precios más elevados.

las causas del aumento del número de plantas regasificadoras tanto en la región como en el mundo.

A su vez, la firma de acuerdos de corto plazo -con múltiples proveedores- le otorga flexibilidad a los contratos al admitir la posibilidad de modificar el proveedor de acuerdo al contexto internacional. En consecuencia las relaciones entre los Estados son más débiles y favorece procesos de fragmentación territorial. La figura 52 sintetiza ambos procesos.

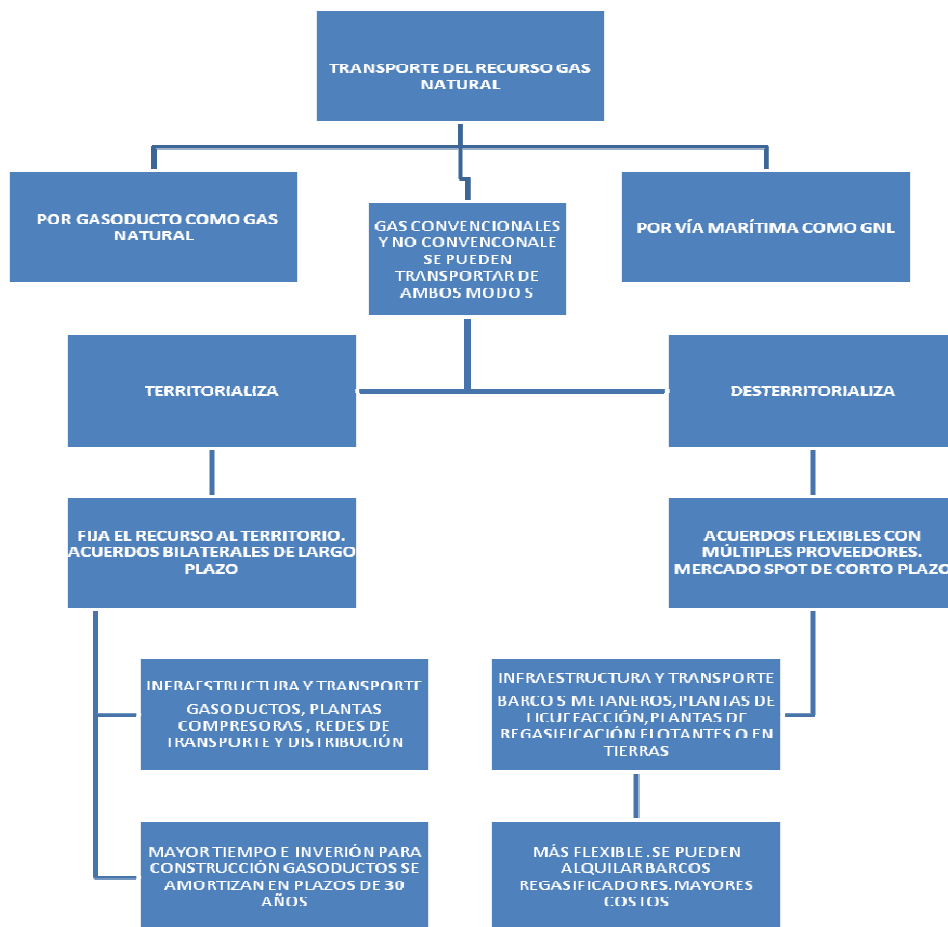


Figura 52. Principales diferencias en el transporte del gas natural -convencional y no convencional- en la Argentina. Fuente: Elaborado por Guerrero, 2015, sobre la base de bibliografía consultada

En síntesis, a escala nacional, en relación con el recurso gas natural convencional, la Argentina se encuentra con sus gasoductos de exportación vacíos y los de importación no pueden traer el volumen de gas suficiente para abastecer la demanda interna, lo cual provocó su ingreso al mercado del GNL como alternativa de solución. Asimismo, aumentar el precio del gas en boca de pozo, es un incentivo para la exploración y explotación de nuevos recursos -convencionales y no convencionales- que permitan llenar los vacíos gasoductos.

Finalmente, la formación Vaca Muerta aparece como la estrategia prioritaria seleccionada por el gobierno, no obstante, considerando lo perentorio de las necesidades del país esta es una alternativa con potencialidad de concreción en el mediano y largo plazo, considerando que a Estados Unidos -líder en el sector- le tomó una curva de aprendizaje de 10 años contando con el desarrollo de tecnología propia, de la que aún no dispone el país.

En consecuencia, en el corto plazo las alternativas posibles consisten en el incremento de la importación de gas desde Bolivia -con una doble dependencia, de una mayor producción de gas en Bolivia y un menor consumo de Brasil- sumado a la importación del GNL por vía marítima.

En suma, la línea argumental seguida en este capítulo permite afirmar que, en la Argentina, existe **incertidumbre en cuanto a la posibilidad de garantizar el abastecimiento de gas a la población y el aparato productivo, en el corto y mediano plazo**. El escenario actual muestra que, desde el punto de vista de la seguridad energética y de la Geopolítica de la Energía, la situación del país es de dependencia y vulnerabilidad, por la doble situación de dependencia de la importación de recursos y de los costos que ello implica. Esta situación plantea a su vez una doble encrucijada que debe enfrentar el país, por un lado la necesidad de garantizar el abastecimiento de gas al mercado interno y, al mismo tiempo, reducir su dependencia de este recurso mediante una diversificación de la matriz energética.

CAPÍTULO VII

EL PODER TERRITORIALIZADOR DEL GAS

EN EL ESPACIO COSTERO DE BAHÍA

BLANCA

7.1. INTRODUCCIÓN

En este capítulo, el objetivo principal consiste en visibilizar como los procesos globalizadores imprimen nuevas lógicas en el territorio local. Para ello es necesario reconocer, identificar y comprender el poder territorializador del gas natural. Reconocer que mientras a escala global el recurso agrega valor al territorio por el que circula y genera relaciones de poder entre los Estados productores y consumidores, es a escala local, donde su huella se torna visible y se puede identificar a través de infraestructuras diversas como: gasoductos; plantas termoeléctricas; plantas de regasificación o de licuefacción, como manifestación de esa territorialidad asociada a la producción y transformación de la materia prima en polos petroquímicos u otras empresas que tienen al gas y sus componentes como materia prima. Otras veces su presencia es invisible, subterránea y oculta bajo las ciudades y campos.

En esta trama, es preciso comprender que el gas es generador de territorialidades multiescalares, asociadas a la localización del recurso, pero también a su circulación y disponibilidad. La relación entre poder y gas natural se manifiesta en el territorio, a distintas escalas, transformando el territorio y generando nuevas territorialidades que han sido aún poco estudiadas y que, la presente investigación, analizó a escala global (contexto mundial), a escala regional (región sudamericana) y a escala nacional (Argentina).

En este sentido, Raffestin¹ (2013:74 citado por Checa 2014:2) sostiene que el “poder del Estado se manifiesta en el territorio a través de una serie de aparatos complejos” algunos tangibles entendidos aquí como las infraestructuras de base para el desarrollo gasífero, así como también por componentes intangibles tales como la decisión política de localización de determinadas actividades productivas tomadas a escala nacional pero que impactan en la escala local como por ejemplo la localización del polo petroquímico de Bahía Blanca.

La visión propuesta por la presente investigación procura captar como se articulan estos flujos de poder, considerándolos en sus aspectos multidimensionales (políticos, sociales,

¹ Considerado la edición editada en 2013 en castellano por El Colegio de Michoacán. El libro inicialmente fue editado en francés en 1980 con el título: *Pour une géographie du pouvoir* por Librairies techniques

económicos y ambientales) a fin de detectar puntos de conflicto ya sea en la producción, distribución, consumo o en el marco político institucional que los contiene.

Asimismo, siguiendo el concepto de red, entendido por Raffestin (1980) como aquel instrumento del poder que es capaz de desapegarse del territorio, pero que a la vez requiere de múltiples redes para hacer circular el recurso controlado por distintos Estados. Es en este sentido, que la trama que conforman estas redes -como forma de organización productiva de los espacios- deriva tanto de la creciente especialización productiva de los territorios como de la diversificación de los flujos de intercambio entre espacios distantes.

Esta última expresión, refleja la situación que se produce cuando se pasa del transporte de gas por gasoducto, al transporte de GNL por vía marítima. En consecuencia, asociada a la red, surge el concepto de circulación como función del poder que lo mantiene y amplía, generando un entramado donde cada vez más los espacios se articulan a partir de relaciones de interdependencia -ya sea como productores o como consumidores- que solo pueden ser comprendidos y explicados a través de una visión holística de la realidad producto de relaciones multiescalares y multidimensionales.

De este modo, un recurso natural para llegar a satisfacer una necesidad humana necesita diferentes componentes que integran la cadena de valor: la materia prima, en este caso el gas natural convencional o no convencional, asociado a las características geológicas de su localización; las tecnologías necesarias para su exploración, perforación, explotación, distribución y transformación que lo convierten en un recurso capaz de satisfacer necesidades humanas; finalmente, los actores presentes en cada uno de los componentes de la cadena de valor del gas natural que son capaces de desarrollar y emplear tecnologías necesarias hasta que el producto final llega al consumidor.

En la Argentina, la cadena de valor del gas natural presenta **dos nodos energéticos estructurantes** del territorio muy marcados **Neuquén**, relacionado con las actividades del *upstream* y **Bahía Blanca**, centrado en las actividades del *downstream*. En Neuquén las actividades de *upstream* incluyen: exploración, desarrollo y producción del recurso, localizado a 95 kilómetros de la ciudad de Neuquén, capital de la provincia homónima. Geológicamente el recurso gas se encuentra tanto en el yacimiento Loma de La Lata

(Formación Sierras Blancas, gas natural convencional) como en el yacimiento El Orejano, (Formación Vaca Muerta, gas natural no convencional). El primero inició su explotación en 1977 -concentraba la mitad de las reservas gasíferas del país- y señala el momento a partir del cual el gas fue el centro de la matriz energética argentina, mientras que el segundo es de incipiente desarrollo y sus primeros pasos se dieron en el año 2012.

En este marco, la construcción de grandes gasoductos es el elemento tangible que conecta estos flujos entre los principales centros productores y consumidores. En 1982², se construyó el Gasoducto Centro-Oeste, que incluyó el tendido de una red de 1.600 kilómetros de extensión, plantas compresoras intermedias y una planta criogénica preparada para procesar 6 millones de m³ de gas por día. En ese momento, se perforaron alrededor de 30 pozos, se edificaron cinco estaciones de separación y plantas de tratamiento de gas para analizar y apoyar la infraestructura desarrollada, que abastece desde Loma de la Lata a las provincias de La Pampa, Buenos Aires, Córdoba, Mendoza, San Juan y el sur de Santa Fe.

En 1988, se construye el Gasoducto Neuba II, con un tendido de 1.300 kilómetros desde Loma de la Lata hasta Bahía Blanca, incluyendo la perforación de más de 25 pozos, el desarrollo de más de 100.000 metros de cañerías, estaciones de separación, plantas de tratamiento e instalaciones administrativas, de mantenimiento y para el personal. La mayor parte de estas obras se desarrollaron con recursos aportados directamente por YPF.

Estos gasoductos troncales conectan el *upstream* (Neuquén), con el otro nodo energético estructurante, Bahía Blanca, donde se concentran las actividades de *downstream* que incluyen: transformación, comercialización y distribución del recurso. En este sentido, la ciudad y su entorno visibilizan diversos componentes de la cadena de valor del gas natural en cuanto a, **procesamiento**: la planta de Transportadora de Gas del Sur (TGS) que realiza la separación de los distintos componentes del gas que luego envía a la industria; en **transporte**: llegan dos gasoductos troncales, Neuba I y Neuba II, que

²[Enlínea]<http://www.petronews.net/noticia.php?ID=7ae3dd188b17dfe723693bef37477d67&r=12139> [26 de mayo de 2015]

conectan la provincia de Neuquén con la provincia de Buenos Aires. Además, desde 2008, también se encuentra una planta regasificadora flotante que abastece de GNL a través de barcos metaneros procedentes de diverso proveedores a escala global.

En distribución, se encuentran también gasoductos de media a baja presión, etanoductos y propanoductos que se dirigen a la actividad industrial; en la fase de **distribución y comercialización**: se hallan dos centrales termoeléctricas alimentadas con gas natural, clientes residenciales e industriales entre los que se encuentra el mayor polo petroquímico del país y también al localizarse sobre el frente costero donde se sitúa un puerto de aguas profundas que permite la exportación de los productos industriales, situación que refuerza las interacciones local-global.

En este marco, las ciudades de Neuquén y Bahía Blanca presentan una especialización territorial que complementa los dos extremos de la cadena de valor del gas natural. De este modo, a pesar de no existir contigüidad entre ambas, ni con las ciudades destino de las exportaciones, se establecen relaciones transescalares a partir del uso y distribución del recurso gas natural en distintos territorios, donde la dimensión productiva es la que cuenta para la integración entre espacios fragmentados y dispersos en distintos territorios.

Se generan así dinámicas territoriales que lo reconfiguran a través de la formación de flujos que crean nuevas redes de producción y consumo, con relaciones de interdependencia energética entre los territorios generadas a partir de la decisión política tomada a escala nacional del desarrollo de un puerto de aguas profundas y un polo petroquímico en la localidad de Bahía Blanca.

En este sentido, los estudios existentes se centran principalmente en cuestiones económicas y son escasos los trabajos desde una perspectiva territorial de la energía. Desde esta visión se analiza el desarrollo del gas natural y su relación con el poder territorializador de la energía, lo cual constituye una justificación de orden académico para la investigación realizada, que se propone, en este último capítulo, profundizar en sus efectos en la escala local, centrado en el caso de Bahía Blanca como nodo energético a escala nacional, donde se materializan las relaciones de poder entre lo local y lo global.

Es en este marco donde se visibiliza como los procesos globalizadores imprimen nuevas lógicas en los espacios locales que deben ser investigados a través de las vinculaciones y complementariedad de los espacios que van más allá de los límites políticos administrativos establecidos. Como sostiene Sánchez (1981) estos procesos reflejan una geografía del poder, de un poder económico, ideológico y político capaz de organizar y transformar el territorio a todas las escalas.

El territorio se organiza en función del uso que la sociedad hace del mismo a través de las acciones implementadas por diversos actores (locales, nacionales y globales) involucrados en la construcción de su trayectoria histórica.

7.2. EL ESPACIO COSTERO DE LA CIUDAD DE BAHÍA BLANCA

El análisis multiescalar incluye así, la escala global en sus interacciones con la escala regional (región sudamericana), la escala nacional-centrada en la región del sudoeste bonaerense- y la escala local focalizada en el espacio del Complejo Portuario de la Ciudad de Bahía Blanca, que se localiza en el partido de Bahía Blanca (provincia de Buenos Aires) cuya cabecera es la ciudad homónima e incluye además a las localidades de Ingeniero White y General Daniel Cerri (figura 53).

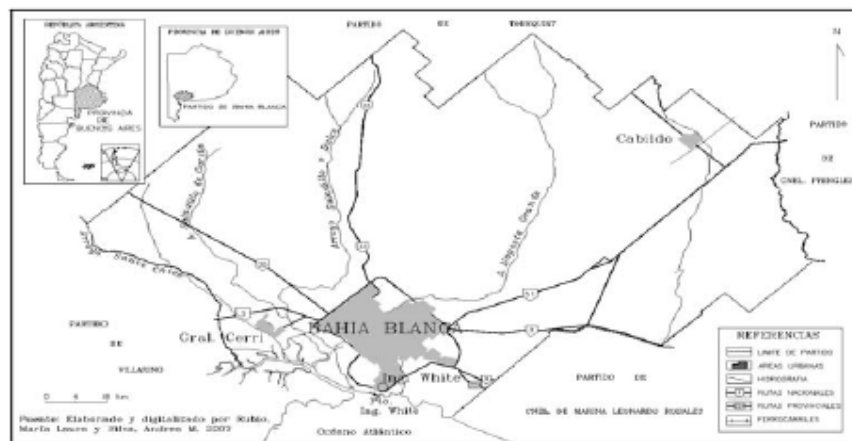


Figura 53. Localización del Partido de Bahía Blanca. Fuente: Diez, 2008

La ciudad de Bahía Blanca se destaca por ser un nodo ferroviario y vial de comunicaciones a nivel nacional que vincula el centro y el sur de la Región Pampeana

con el norte Patagónico. Además, posee el puerto de aguas profundas más importante del país que lo conecta con mercados externos y se convierte por su posición estratégica respecto a los centros agrícolas de la Región Pampeana, en el puerto de exportación de cereales y oleaginosas hacia los mercados internacionales.

Asimismo, se encuentran instalados sobre la franja costera del estuario un parque industrial y el complejo petroquímico más importante del país vinculado a los puertos de Ingeniero White y Galván, como lugar de llegada de la materia prima desde el interior del país para su transformación y lugar de salida de los productos elaborados hacia mercados internacionales. Este sector es el de mayor relevancia en relación con la investigación realizada porque es el que concentra el territorio usado en relación con el recurso gas natural.

En este sentido, la ciudad de Bahía Blanca fue uno de los primeros centros urbanos en adoptar el uso del gas natural en la Argentina, en 1970 llega el gasoducto Neuquén-Bahía Blanca procedente del yacimiento de Loma de La Lata. Luego en 1974 se inaugura el gasoducto Bahía Blanca-Buenos Aires (que con el gasoducto Neuquén-Bahía Blanca de 1970 forma el Neuba I) y en 1988 se habilita el gasoducto Neuba II que se extiende desde Loma de La Lata a Gutiérrez (Buenos Aires) que pasa por la ciudad de Bahía Blanca (Toer, 2000:33).

La disponibilidad de esta infraestructura con el cruce de dos gasoductos troncales que facilitaban la llegada de la materia prima fundamental, el gas natural, se complementó con la construcción de una estación compresora de gases y extractora de gases licuados (TGS), en la localidad de General Cerri. Además, también se encontraban en las proximidades de la ciudad, recursos salinos provenientes del Salitral de la Vidriera, otros de los principales insumos para el desarrollo de la actividad petroquímica.

Otra ventaja fue la disponibilidad de un puerto como lugar de exportación de la producción, a lo cual se sumó la posibilidad de conectividad con el interior del país al ser un nodo ferroviario y vial, así como la presencia de recursos humanos capacitados al disponer de dos universidades nacionales con carreras relacionadas con la actividad. La presencia de todos estos elementos favorables llevó a la decisión política tomada a escala nacional de instalar el Polo Petroquímico en la ciudad Bahía Blanca.

El polo petroquímico se origina a partir de la creación de Petroquímica Bahía Blanca (PBB), por ley N° 19334 del Poder Ejecutivo Nacional en 1971 con participación de empresas públicas y privadas. En 1973 se habilita el Complejo General Daniel Cerri, próximo a la ciudad de Bahía Blanca, como planta recuperadora de gas licuado y en 1981 se inauguró en la planta Transportadora de Gas del Sur (TGS) una planta extractora de etano, propano, butano e hidrocarburos superiores del gas natural, base del desarrollo de la industria petroquímica en la ciudad, que permite la puesta en funcionamiento del polo petroquímico (figura 54).

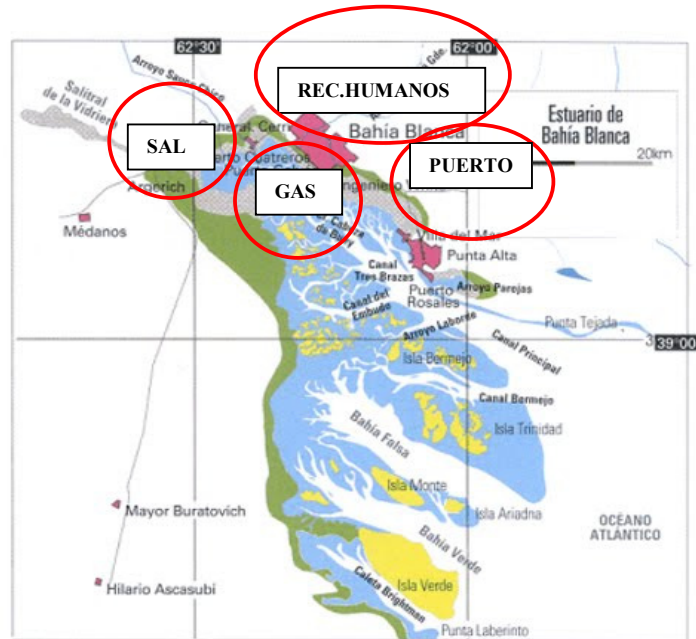


Figura 54. Localización de los principales elementos favorables para la localización del Polo Petroquímico. Fuente: elaborado por Guerrero, 2015 sobre la base de Agencia Cy TA-Instituto Leloir

En el año 1981 se finaliza la primera de las plantas satélite del Polo Petroquímico Polisur y luego en 1986, se inauguran otras firmas relacionadas con la actividad como Monómeros Vinílicos, Petropol, Indupa e Induclor. Entre 1980 y 1986, se desarrolla la expansión del polo producto de la conjunción entre factores geográficos favorables y la decisión política para su creación, que implica una diversificación del perfil agroexportador del puerto local a la incorporación de un perfil industrial.

Luego, a partir de la sanción de la ley nacional de emergencia económica (1989) y los decretos de desregulación del sector energético (petróleo, gas y electricidad) en la década del noventa, se derogan los mecanismos de subsidio que las firmas tenían respecto de sus insumos, aumentando consecuentemente los costos operativos y disminuyendo la rentabilidad de la actividad (Chudnosky *et al.*, 1996, citado por Diez, 2008) que lleva, entre 1990 y 1995, a la privatización de las plantas del polo petroquímico y la posterior aparición de empresas multinacionales a escala local.

Por último, a raíz de las tareas de dragado para convertirlo en un puerto de aguas profundas se logra con el producto de refulado ganar terrenos al mar donde, entre los años 1995 y 2000, se instalan nuevas plantas relacionadas con el gas como materia prima fundamental, ellas son: una planta de urea y fertilizantes (Profertil) y una planta fraccionadora de gases licuados (Compañía MEGA), que en 2008 recibe en su muelle al buque regasificador. Todos estos cambios permiten ampliar significativamente la escala de producción del polo petroquímico local.

Como sostiene Diez (2008) el complejo petroquímico bahiense puede definirse como una cadena o *filiere*, donde cada proceso de producción conduce a un producto, que resulta ser insumo de un proceso posterior. A partir del etano, las plantas desarrollan etileno de alta pureza, polietileno de baja densidad, cloro, cloruro de vinilo monómero y policloruro de vinilo (conocido como PVC). La figura 55 muestra componentes, productos derivados y aplicaciones que justifican la valoración del gas natural como un recurso de uso múltiple y grafica además los distintos productos que se obtienen.

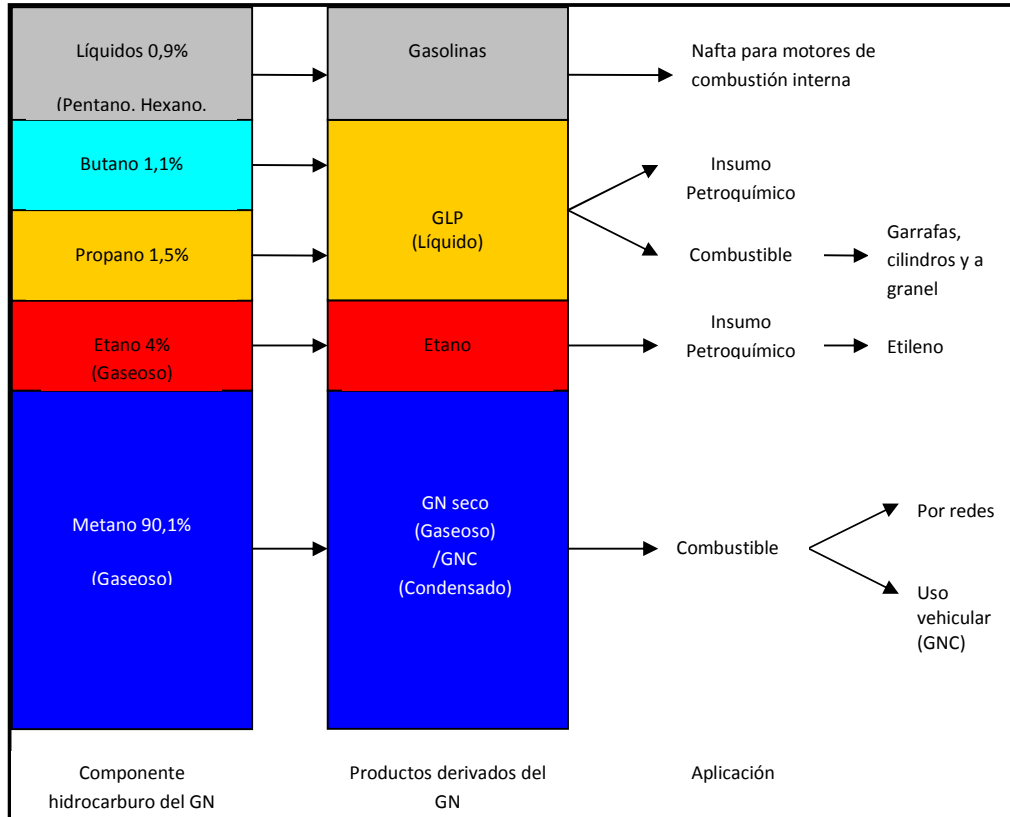


Figura 55. Componentes, productos derivados y aplicaciones del gas natural. Fuente: Caruso, N. (2003), Componente: Gas Natural y Derivados. Estudios Sectoriales.

Asimismo, la complejidad que caracteriza al espacio portuario según sostiene Benedicti (2008:28) deriva de la gran diversidad de variables que intervienen y de la funcionalidad y dinámica del sistema portuario que adquiere características particulares según sea la escala de análisis: local o *inland*; regional o *hinterland* y planetaria o *foreland*. Además, el área portuaria en el caso del puerto de Bahía Blanca conforma, en palabras de Ángeles (2009)...

“un espacio complejo por el número de variables que interactúan y de las interrelaciones que se establecen entre el modelo industrial, la logística y el transporte...además, las actividades portuarias coexisten en el área de estudio con otras labores vinculadas con la pesca artesanal y con la presencia de una Reserva Natural de Usos Múltiples” (Ángeles et al, 2009:27)

De este modo, también el territorio refleja las tensiones existentes entre diferentes dimensiones productivas (industria y pesca artesanal), espacios naturales y recreativos

como el Club Náutico o el Paseo Marítimo que coexisten en el mismo territorio, como parte de su trayectoria histórica y de la historia colectiva de la localidad. Es en este marco, donde se visibiliza como los procesos globalizadores imprimen nuevas lógicas en el territorio local a través de esta coexistencia producto de la permanencia de otras territorialidades.

En cuanto al área de influencia del Puerto de Bahía Blanca, a pesar que el Consorcio de Gestión del Puerto de Bahía Blanca (CGPBB)³ se planteó en 2006 como objetivo, consolidar al puerto local como un puerto especializado multipropósito, aún tiene dificultades en materia de servicios logísticos, y una deficitaria situación de los sistemas de transporte, según surge de un estudio realizado, entre 2008 y 2009, por el Grupo de Estudios de Puertos y Costas (GEPC), perteneciente al Departamento de Ingeniería Civil de la Facultad Regional Bahía Blanca de la Universidad Tecnológica Nacional.

Por esta razón, el CGPBB pretende desarrollar líneas concretas de acción, como por ejemplo impulsar un plan de reestructuración ferroviaria y vial que lo integre con las zonas más alejadas de su área de influencia y que al mismo tiempo no genere rechazos por parte de la población ante el aumento del caudal y frecuencia del tránsito. De este modo, se observa la potencialidad de relaciones multiescalares que se presentan tanto desde el punto de vista de la integración regional sudamericana (Argentina-Chile), como desde el punto de vista de la integración entre la escala global-local (figura 56).

³ El Consorcio de Gestión del Puerto de Bahía Blanca (CGPBB) es un ente público no estatal creado por Ley N° 11.414 de la Legislatura de la Prov. de Buenos Aires para efectivizar lo estipulado en el art. 12 de la Ley de Actividades Portuarias N° 24.093, dictada por el Congreso de la Nación que autorizó la transferencia de la propiedad de los puertos nacionales a las provincias que luego debían conformar un ente administrador y el CGPBB desde 1993 es el primer puerto autónomo del país.

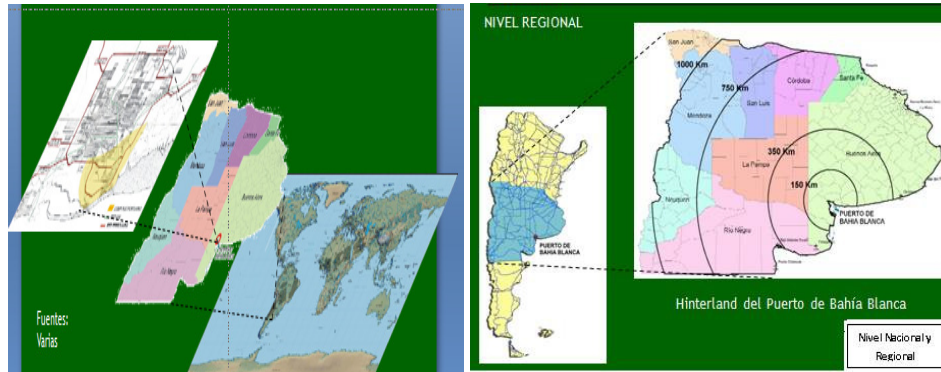


Figura 56. Esquema de la localización del área analizada y área de influencia potencial del puerto de Bahía Blanca. Fuente: Elaborado por GEPC, Ángele et al, 2009:30.

Asimismo, se destaca la potencialidad del área para favorecer la integración regional a partir de una red de transportes ferroviario y vial cuyos nodos son -Bahía Blanca y Neuquén- y desde allí se favorece el desarrollo del corredor bioceánico que comunica con Chile, a través del Ferrocarril Transandino del Sur y luego su apertura al mercado asiático (figura 57).

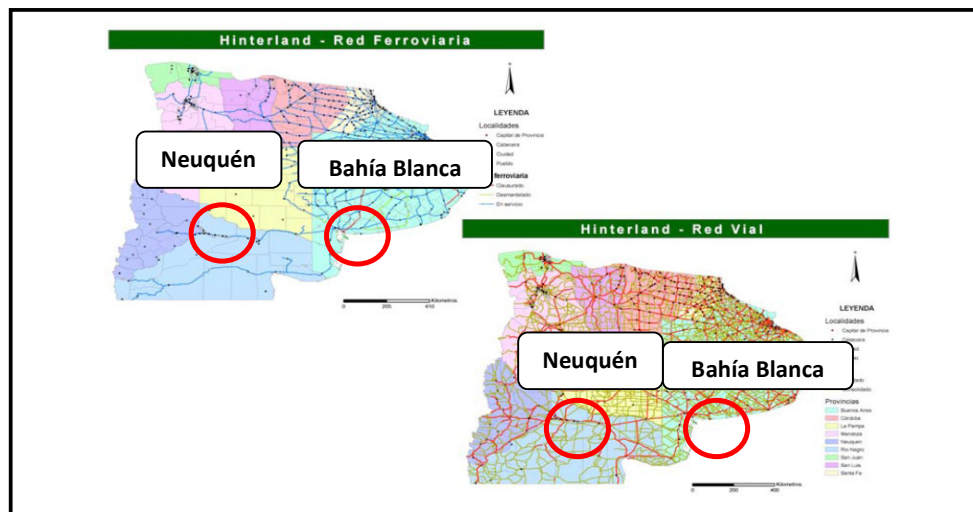


Figura 57. Red ferroviaria y vial del hinterland del Puerto de Bahía Blanca. Fuente: Elaborado por GEPC, 2009:30

En ese marco se considera a la ciudad de Bahía Blanca como un nodo energético estructurante a escala nacional que, a través de un proceso de especialización territorial del litoral marítimo, lo lleva a convertirse en escenario de cambios significativos a partir

de tareas de dragado que transformaron el puerto de Bahía Blanca en el principal puerto de aguas profundas del país, favoreciendo así tanto su vinculación estratégica con el mundo como complejizando sus funciones a escala local, a partir de decisiones políticas que reflejan estas relaciones espacializadas de poder.

En este sentido, las palabras del Ministro de Planificación⁴ nacional Julio de Vido (2012) en su encuentro con el Intendente de Bahía Blanca respecto el rol que desempeñará la ciudad de Bahía Blanca luego de la expropiación de la petrolera YPF fueron que...

“Por historia, ubicación geográfica, infraestructura existente y obras a ejecutar, Bahía Blanca es y seguirá siendo un nodo energético clave para la Argentina, y en torno a ella girarán, en los próximos años, varias decisiones estratégicas [...] los gasoductos que vienen del sur pasan por Bahía y si bien ahora están subutilizados, si los programas de desarrollo vencen el esquema deficitario y se pasa a un superávit, a largo plazo se podría exportar gas por acá...” (Julio de Vido, 2012).

La respuesta del Intendente fue que “... le planteamos que apoyábamos la decisión adoptada, le dijimos que era una decisión estratégica y una herramienta importantísima y que para Bahía resulta trascendente”. De este modo, se refleja de modo claro en el discurso de los actores involucrados las relaciones espacializadas de poder mediante la decisión tomada a escala nacional y la aceptación desde el gobierno local instituyendo así una **territorialidad impuesta** a partir de potencialidades presentes a escala local.

En el contexto de la situación del mercado global a fines del período analizado se observa que las posibilidades de vinculación entre espacios y la infraestructura y equipamiento existente en el puerto despiertan interés para favorecer la conexión con los yacimientos de la formación Vaca Muerta en la provincia de Neuquén a través del ferrocarril⁵ -reforzando las relaciones entre los nodos Bahía Blanca y Neuquén- con la finalidad de bajar costos de producción de los recursos no convencionales, más aún en el contexto de caída en los precios internacionales del crudo.

⁴[En línea] <http://www.lanueva.com/sociedad-impres/351744/ratifican-a-bah-237-a-como-nodo-energ-233-tico.html>[20 de mayo de 2015]

⁵[En línea]<http://www.lanueva.com/la-ciudad-impres/810750/un-tren-a-vaca-muerta-pasara-por-bahia-blanca.html> [15 de mayo de 2015]

Uno de los elementos a transportar serían arenas silíceas⁶ utilizadas en el proceso productivo del *fracking* en Vaca Muerta, este material se importa desde Estados Unidos, Brasil y China. YPF necesita unos 40 millones de toneladas de arena a un costo de 1.500 dólares la tonelada por ello se decidió en 2014 -para mejorar las operaciones y maximizar recursos- adquirir una mina en Chubut.

La propuesta consiste en la posibilidad de transportar la arena por camión desde una mina ubicada en Dolavon-Gaiman hasta Puerto Madryn y, desde allí seguir en barco hasta el Puerto de Ingeniero White, desde donde se la llevará por tren hasta Añelo, próxima a Vaca Muerta⁷. El Ministro del Interior y Transporte, sostuvo que esta posibilidad es viable y que abaratará el costo del traslado de la arena en un 36%.

Esta formación ferroviaria, según informó YPF, transportará también equipamiento y piezas necesarias para el desarrollo de este yacimiento. Para concretar esta iniciativa, el mismo Ministerio cedió en comodato a YPF un total de 191 vagones. El Ferrocarril Belgrano Cargas aportó 81 vagones y 2 locomotoras, Ferroexpreso Pampeano aportó 30 vagones y Ferrosur del Ferrocarril Roca 80 vagones más.

Sin embargo, en 2015 todavía existen problemas con las vías⁸ que deben ser acondicionadas para que puedan circular, puesto que se trata de vías montadas por los ingleses hace más de 120 años. De los 680 kilómetros del ramal vía Lamadrid –que se encuentra en mejores condiciones- unos 500 kilómetros deben ser reparados con distintos grados de tareas mientras que el resto exige un recambio completo de rieles. Además, se debe considerar que los proveedores de nuevos trenes comprados a China indican que la garantía que ofrecen sobre su funcionamiento se basa en que las vías deben encontrarse “en buen estado”, ya que por su diseño, uso y características técnicas no es posible hacerlo en condiciones inadecuadas. En este panorama, el transporte se haría inicialmente por camiones a pesar de los mayores costos y efectos perjudiciales

⁶ [En línea]<http://www.lanueva.com/la-ciudad-impresora/814647/vaca-muerta-y-una-opcion-de-revitalizar-al-puerto-de-white.html> la ciudad Vaca Muerta y una opción de revitalizar al puerto de White [31 de mayo de 2015]

⁷ Esta iniciativa compite con otra que consiste en transportar la arena desde la mina chubutense en camión hasta la localidad de Darwin, para continuar por tren hacia Contralmirante Cordero (ambas localidades en la provincia de Río Negro) y por camión nuevamente hasta Añelo (Neuquén). Esto requiere el viaje de unos 40 camiones por día que a futuro podrían llegar a 140

⁸ [En línea]<http://www.lanueva.com/opinion/815353/trenes-nuevos-vias-antiguas.html> Editorial Trenes nuevos, vías antiguas [5 de junio de 2015]

que podría originar este movimiento diario de vehículos de gran porte por las rutas patagónicas.

7.2.1. El Complejo Portuario de Bahía Blanca

El Puerto de Bahía Blanca⁹ se encuentra ubicado en el sur de la Provincia de Buenos Aires, a 700 kilómetros de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Capital de la Argentina, en un lugar de privilegio en relación con importantes centros de producción y consumo del interior del país. El espacio portuario en su conjunto pertenece al Partido de Bahía Blanca, cuya cabecera, es la ciudad homónima, y se extiende entre sus delegaciones de Ingeniero White y General Daniel Cerri incluyendo Puerto Cuatrerros, Puerto Galván y Puerto de Ingeniero White (figura 58). Conforman un núcleo de gran eficiencia en servicios generales, vinculado a través de una extensa red caminera, con diversas economías regionales (Mendoza, San Luis, La Pampa, el Alto Valle de Río Negro y Neuquén entre otras) que utilizan sus muelles como alternativa para la exportación de sus productos y la importación de insumos.

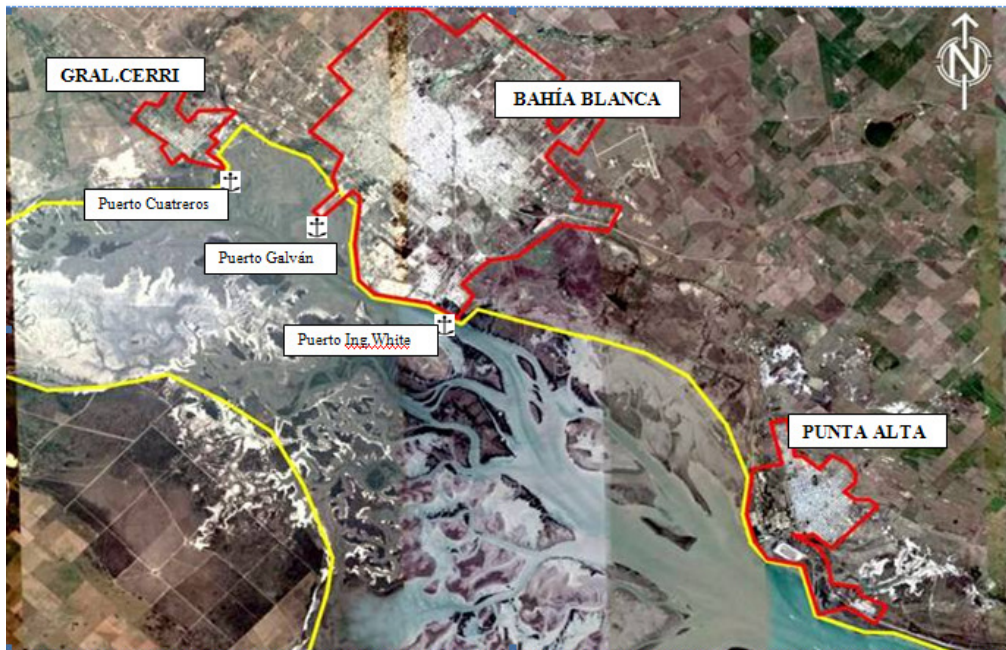


Figura 58. Localización de puertos en el partido de Bahía Blanca. Fuente: Elaborado por Guerrero, 2015 sobre la base de Google Earth.

⁹ [En línea] <http://puertobahiaablanca.com/vinculacion-estrategica.html> [12 de mayo 2015]

Por otra parte, desde sus orígenes el puerto estuvo vinculado también a una vasta red ferroviaria que actualmente es operada por empresas privadas, como Ferro Expreso Pampeano S.A. quien tiene a su cargo una amplia red que, desde Bahía Blanca se ramifica en el interior bonaerense y llega al sur de Córdoba y Santa Fe.

Además, Ferrosur S.A. abarca con sus operaciones el este y sur de la Provincia de Buenos Aires y se vincula, con la provincia de Río Negro y Neuquén en lo que constituye el eje del proyecto Trasandino del Sur pensado para favorecer la integración bioceánica entre los puertos de Talcahuano (Chile) en el Océano Pacífico y Bahía Blanca (Argentina) en el Océano Atlántico (figura 59)



Figura 59. Potencialidad de relaciones multiscales en la integración regional sudamericana con la escala global-local. Fuente: Elaborado por Guerrero, 2015, sobre la base del Proyecto Transandino del Sur

El complejo portuario de Bahía Blanca se localiza al Sudoeste de la provincia de Buenos Aires, y se extiende a lo largo de 25 Kilómetros. Por tareas de dragado realizadas alcanzó una profundidad de 45 pies que lo convierten en el puerto de aguas profundas más importante del país. Su administración está a cargo del Consorcio de Gestión del Puerto de Bahía Blanca (CGPBB) y es desde 1993 el primer puerto autónomo de la Argentina.

El Consejo Directivo del CGPBB, está integrado por distintos actores de la actividad portuaria, son nueve miembros representantes de sectores públicos y privados. Su presidencia la ejerce el representante del gobierno de la Provincia de Buenos Aires, acompañado por un representante de la Municipalidad de Bahía Blanca, dos por las asociaciones sindicales, uno por las empresas prestatarias de servicios, uno por los concesionarios y permisionarios, uno por los armadores y agencias marítimas, uno por los productores primarios de mercaderías y uno por los sectores comerciantes.

En lo que respecta al Consorcio de Gestión¹⁰, su jurisdicción portuaria puede dividirse en dos sectores claramente diferenciados, el marítimo y el terrestre. El sector marítimo abarca toda la extensión de ambas márgenes del estuario de Bahía Blanca y comprende el espacio geográfico determinado por la línea imaginaria que va desde Punta Pehuen-Có al noroeste, a Punta Laberinto al suroeste, siguiendo el arribamiento general de la isobata de 10 metros y las líneas de ribera de ambas márgenes hasta su finalización, de este modo incluye parte del Partido de Coronel Rosales y del Partido de Bahía Blanca.

Definida de esta manera la jurisdicción marítima, queda bajo la responsabilidad del Consorcio el mantenimiento de las profundidades en el Canal de Acceso a la zona portuaria, como así también el sistema de señalización de dicho canal, por lo que si bien las instalaciones portuarias mencionadas en el párrafo anterior son autónomas desde el punto de vista administrativo y comercial, en el aspecto de la navegación son dependientes de las normas y tarifas que fije el Consorcio de Gestión.

Las instalaciones que componen la zona portuaria de Bahía Blanca ingresando desde el Océano Atlántico hacia el oeste se encuentran en primer lugar las boyas para manipuleo de hidrocarburos de Punta Ancla y Punta Cigüeña, siguiendo luego el muelle comercial de Puerto Rosales, e inmediatamente a continuación Puerto Belgrano, que es la base naval más importante de la Armada Argentina, estas instalaciones se encuentran en jurisdicción del Partido de Coronel Rosales y no se analizan por haberse definido como recorte espacial de estudio el área costera correspondiente a la jurisdicción del Partido de Bahía Blanca.

¹⁰ [En línea]<http://puertobahiablanca.com/descripcion-general.html>[12 de mayo 2015]

Llegando al interior del estuario se encuentran -ya en el Partido de Bahía Blanca- en el sector terrestre, las instalaciones del **Puerto de Ingeniero White**. En este puerto se pueden distinguir dos áreas netamente diferenciadas en función del tipo de mercadería con las que se opera. El área destinada a la carga de cereales y subproductos, constituida por las terminales especializadas que operan las firmas Toepfer International S.A., Terminal Bahía Blanca S.A. y Cargill S.A.I.C., y hacia el oeste, el área destinada a la denominada mercadería general con amplias instalaciones para almacenaje y depósito.

Se ubica en primer lugar el muelle de la usina Termoeléctrica Luis Piedrabuena, construido en sus inicios para recibir combustibles que permitan su funcionamiento y, adaptado posteriormente, para la carga de cereales por una empresa privada. Asimismo, se hallan instalaciones especializadas en la carga de cereales y subproductos, principal rubro de exportación del puerto, y hacia el oeste, el Muelle de Carga General.

A mediados del año 2005, la necesidad de tierras para expansión se cubrió con la compra del muelle y tierras aledañas a la usina Luis Piedrabuena que permitieron la obra de un Muelle Multipropósito para el movimiento de cargas generales y ampliación del área para contenedores, importante en relación con la saturación que presenta el puerto de Buenos Aires. Este muelle fue concebido como parte de una plataforma logística integral para operaciones más ágiles, seguras y de menor costo de distribución física, nacional e internacional.

En este puerto el elemento de mayor interés en relación al uso del recurso gas es la **Usina Termoeléctrica Luis Piedrabuena** que abastece de energía eléctrica a la ciudad y genera excedentes que se incorporan al sistema interconectado nacional (SIN), a partir del gas como combustible o, en algunas ocasiones, a partir de *fuel oil* importado desde Venezuela, con alto contenido de azufre, que provocó quejas por problemas de contaminación del aire de la ciudad.

Este sector, además de posibilitar el acceso de camiones hasta el pie de las embarcaciones, posee servicio ferroviario que finaliza sobre el muelle propiamente dicho, lo cual permite el movimiento de la mercadería en forma directa, desde ambos medios de transporte. Como complemento de esta actividad, cuenta con una playa pavimentada para almacenaje de mercadería o estacionamiento de camiones próxima al

sector de muelles, disponiendo asimismo de grúas para la manipulación de la mercadería.

Continuando con la descripción del área costera, separada del Puerto Ingeniero White se encuentra la zona expansión portuaria, denominada **Sector Cangrejales**¹¹, creada en 1991 a partir de terrenos ganados al mar, rellenados mediante el refulado -producto de las obras de dragado- realizadas para la profundización del acceso al puerto a 45 pies y que permitió ganar al mar 120 hectáreas. Este nuevo espacio es el de mayor interés puesto que se instalaron grandes empresas como Profertil y Mega (ambas con gas como su principal materia prima). Además, en el muelle de Mega se instaló desde 2008 un barco regasificador que incorpora a la red gas proveniente del mercado global. Sin embargo, como lo indica su nombre -Sector Cangrejales- significó también un impacto sobre la vida marina existente en el lugar.

En el mismo año, Louis Dreyfus Commodities (LDC) firmó un convenio por 30 años, para su expansión y dispuso la construcción de un puerto de embarque con una capacidad de almacenaje de aproximadamente 80.000 toneladas. También contempla la posibilidad de ampliación del emprendimiento en etapas posteriores, para incrementar la capacidad de almacenaje y acondicionamiento e incorporar procesos industriales, como es el caso del biodiesel.

Finalmente, hacia el interior del estuario se encuentra **Puerto Galván**. Este puerto también necesitó el dragado del canal de acceso y el producto de refulado fue utilizado también como relleno del sector existente entre ese puerto y el puerto de Ingeniero White. Puerto Galván está constituido por diversos muelles destinados a cereales, subproductos y carga general, se desarrolló a principios del siglo XX como terminal cerealera por el Ferrocarril Pacífico, pero en la actualidad ha diversificado su actividad operativa. Entre sus instalaciones se encuentra la terminal especializada para el manejo de cereales y subproductos que opera la firma Oleaginosa Moreno Hnos. S.A. Con el fin de aislar las cargas peligrosas del resto de las instalaciones portuarias, se construyó en el extremo oeste de Puerto Galván la Posta para Inflamables.

¹¹[En línea] <http://puertobahiablanca.com/sector-cangrejales.html> [15 de mayo 2015]

La **Posta de inflamables** se inauguró en 1976, está compuesta por dos sitios de atraque de similares características: el sitio N° 1, destinado a la operación de combustibles líquidos por parte de las empresas petroleras y soda cáustica producida por la firma INDUPA S.A., y el sitio N° 2 asignado a la operación con productos gaseosos y petroquímicos por parte de las empresas del polo petroquímico Bahía Blanca y Transportadora de Gas del Sur. Ambos sitios están equipados con brazos cargadores de combustible que permiten operaciones más ágiles y seguras.

Es importante mencionar que en el espejo de agua situado entre el sitio N° 1 y el viaducto de ingreso a la Posta de Inflamables, se encuentra emplazada desde el año 1982 una planta petroquímica flotante propiedad de la firma Polisur S.A. -única en su tipo en el mundo- dedicada a la producción de polietileno de alta y baja densidad. Esta es otra de las áreas de mayor importancia en relación con el uso y transformación del gas natural.

7.2.2. El Complejo General Cerri-Puerto Cuatrerros

Una de las delegaciones del Partido de Bahía Blanca, es la Localidad General Daniel Cerri, en la cual se encuentra el Complejo General Cerri dentro del cual se incluye el Puerto Cuatrerros a 17 km de Bahía Blanca. Este puerto se localiza cerca de la desembocadura del Arroyo Sauce Chico y fue construido a principios de siglo, entre los años 1901 y 1903, por la Compañía Sansinena de Carnes que instaló una planta frigorífica con un puerto para permitir el embarque y exportación de sus productos a Europa iniciando así la interacción local-global desde épocas tempranas. En el año 1925 se realizaron tareas de dragado para permitir el acceso de buques de hasta 30 pies, sin embargo debido al mayor calado de los buques el puerto se encuentra inactivo desde el año 1964 puesto que la canalización no era una inversión económicamente rentable.

Desde la visión de trayectoria histórica del territorio, la localidad de General Daniel Cerri tiene una fuerte vinculación con el desarrollo del recurso gas natural. Sin embargo, la población local no considera a la industria del gas como un componente de su identidad, sino como una **actividad impuesta ajena a la localidad**, ello se desprende

del análisis de la tesis de doctorado en Geografía de Kraser¹² (2014) sobre el patrimonio de esa localidad dónde destaca la importancia de la industria frigorífica Compañía Sansinena y la ex Lanera Argentina como industrias que son parte de la identidad de la población que se pretende recuperar, mientras que se ignora por completa la industria del gas.

En General Cerri, desde el año 1967 se encuentra trabajando la primera planta compresora de gas cuya función es aumentar la presión del gasoducto San Martín (Gasoducto Sur), que nace en el yacimiento San Sebastián (Tierra del Fuego) y culmina en Buenos Aires. En el año 1968, se inaugura la planta extractora de gas licuado por el sistema de absorción refrigerada, encargada de aumentar la presión del gas para su tratamiento y además de refrigerar el sistema. En marzo del año 1976 se iniciaron los trabajos de la Planta de Etano (criogénica), y a comienzo del año 1977, se inicia el montaje de calderas de vapor, sala de turbocompresores y hornos, mientras que, la etapa principal del complejo se comenzó meses después con la construcción de la planta extractora de etano, propano, butano y gasolina.

Asimismo, para el almacenamiento de la producción se construyeron, esferas y tanques interconectados entre sí. El Complejo General Daniel Cerri habilitado desde 1973 inaugura en el año 1981 una planta que produce la separación del etano, el propano, el butano, la gasolina y el dióxido de carbono contenidos en el gas natural y desde allí son trasladados hasta los almacenajes y unidades de carga de Puerto Galván a través de 15 kilómetros de poliductos, donde constituyen la materia prima de la producción del complejo petroquímico local mientras que, para enviar el etano a Petroquímica Bahía Blanca se construyó una nueva cañería, se amplió el poliducto a Planta Galván y a través de Puerto Galván se cargan los barcos que parten hacia diversos lugares del mundo.

Posteriormente, en el año 1985, con la construcción del nuevo gasoducto Neuba II Loma de la Lata-General Cerri-Buenos Aires, se inició la construcción de otra planta turbo compresora, que en 1986 entra en servicio a fin de aumentar la presión y caudal

¹² Kraser, María Belén (2014) Tesis Doctora en Geografía "Recuperación y refuncionalización del patrimonio local en los espacios perdidos de la lógica global en el Partido de Bahía Blanca" Universidad Nacional del Sur, 359 páginas.

del gas natural y mejorar el servicio a la Provincia de Buenos Aires y a la Capital Federal (Toer, 2000:33). En el año 1992, se instala una nueva empresa en la localidad, Transportadora de Gas del Sur S.A. (T.G.S), creada a raíz de la decisión oficial de privatizar las compañías estatales, entre ellas, Gas del Estado. Mediante la ley 24076, del 20 de mayo de 1992, como consecuencia del nuevo marco regulatorio se dividió a Gas del Estado en diez unidades de negocio: dos transportadoras y ocho distribuidoras.

Una de estas distribuidoras fue TGS, el gobierno nacional le otorgó la licencia exclusiva para la prestación del servicio público de transporte de gas natural del sistema de gasoductos del Sur, por treinta y cinco años, con una prórroga de diez años. En la actualidad, es la principal distribuidora de la Argentina y transporta cerca del 60 % del gas natural consumido en el país a través de 6800 kilómetros de gasoductos.

En el año 2005, se realiza la expansión del Neuba II que insumió una inversión de 37 millones de dólares e incrementó la capacidad de almacenamiento en 1,5 millones de m³. Esta concentración de actividades en la zona de General Daniel Cerri se ve beneficiada por la posición favorable de la localidad que cuenta con salida al mar, a través del Puerto Cuatros, vías férreas y rutas que la conectan tanto con el exterior y como con el interior del país.

Uno de los proyectos más recientes para el desarrollo de la localidad, en relación con el uso del recurso gas natural fue, en septiembre del año 2011, la iniciativa presentada en forma conjunta por YPF y ENARSA¹³ para la construcción de un muelle y una planta regasificadora ubicada en cercanías de General Cerri, con una inversión estimada en 200 millones de dólares, que se localizaría en el interior del estuario de Bahía Blanca. El proyecto, permitiría ampliar la oferta de gas natural a través de la inyección de gas en la planta de Transportadora Gas del Sur (TGS).

El proyecto estaba pensado en dos etapas, en la primera se construiría un muelle de dos frentes de atraque para recibir a las embarcaciones metaneras y un buque regasificador similar a los utilizados en el puerto de Bahía Blanca y de Escobar. En la segunda etapa

¹³[En línea] <http://noticias.terra.com.ar/audiencia-publica-por-planta-regasificadora-en-puerto-cuatros,b0da86c27eca3310VgnVCM10000098f154d0RCRD.html> [15 de mayo 2015]

el proyecto contemplaba trasladar la regasificación a tierra y almacenar el GNL en un buque metanero amarrado en el lado norte del muelle.

En este marco, en noviembre de 2011, se realiza una audiencia pública no vinculante, que fue convocada por la Municipalidad de Bahía Blanca con la participación de 142 expositores, donde se evalúa el dragado del canal de acceso hasta Puerto Cuatros en la localidad de General Cerri, junto al proyecto de instalación de una planta regasificadora. En un contexto de mayoría opuesta a la concreción del proyecto, el intendente de la Municipalidad de Bahía Blanca, Cristian Breitenstein, desde la mirada del gobierno local, expresó su posición favorable a la implementación del proyecto al sostener que “... estas obras traerán mejoras para la zona, en materia social, en la generación de empleo y en la posibilidad de mejorar la calidad de vida de las personas y de los bahienses en general”.

Sin embargo, hubo una fuerte oposición al dragado tanto de la población local en General Cerri como de la comunidad de Bahía Blanca en su conjunto. Además, se formó en la Universidad Nacional del Sur de una Comisión Multidisciplinaria creada *ad-hoc* que emitió su opinión contraria a este desarrollo al igual que el Instituto Argentino de Oceanografía (IADO). El proyecto como ya se mencionó en el capítulo III, se encuentra detenido. La principal oposición surge a partir de la mirada de la población local quien considera que las obras de dragado propuestas pueden provocar efectos sobre el ambiente acuático al liberar metales pesados que se encuentran inmovilizados en los sedimentos y que podrían ser acumulados a través de las redes tróficas afectando inclusive a la población humana, apoyándose en estudios realizados por el Departamento de Biología de la Universidad Nacional del Sur y por el Instituto Argentino de Oceanografía (IADO). Las siguientes imágenes dan muestra de esta oposición a través de la acción colectiva que movilizó a la sociedad expresando los conflictos que genera a través de voces reflejadas también en las paredes de las ciudades que recuerdan conflictos existentes (figura 60).



Figura 60. Marchas y manifestaciones en contra del dragado. Fuente: imagen propia y de vecinos autoconvocados

La posibilidad de instalación de esta planta muestra nuevamente las tensiones existentes en el territorio y las diferentes miradas de los actores involucrados en el conflicto. Desde la empresa y la mirada del estado nacional, según informó a través de YPF "...la planta facilitará la llegada de nuevos buques y aumentará los potenciales suministradores de GNL colaborando con el desarrollo de una nueva zona portuaria e impulsando una mayor actividad económica y productiva". Mientras que desde la mirada de la población local expresada a través de los vecinos autoconvocados en General Cerri, como se observa en las imágenes la oposición se centraba en la protección de la vida en el estuario.

Un último capítulo en el desarrollo de este Complejo, se inicia en el año 2012 con los estudios de análisis de riesgos solicitado a la empresa *Aon Risk Services*, en relación con la instalación de una nueva central termoeléctrica. La central se localizará en un predio contiguo a la Planta de TGS de un extensión aproximada de 150 ha, en inmediaciones de la localidad de General Daniel Cerri (Municipio de Bahía Blanca).

El proyecto Central Termoeléctrica Guillermo Brown (CTGB) contempla la construcción, montaje y puesta en marcha de una central de generación eléctrica de ciclo abierto compuesta por una turbina a gas y sus equipos asociados. Según expresa el informe, "...este tipo de tecnología se encuentra ampliamente probado tanto a nivel nacional como internacional" destacando que desde el año 1914 se construyen este tipo de turbinas.

La potencia inicial prevista para la central es de 300 megavatios (operando una sola turbina de gas) la cual luego será complementada con una segunda turbina de gas alcanzando los 600 megavatios de potencia. Esta Central Termoeléctrica se desarrolla en función de los problemas de abastecimiento de energía eléctrica que afectan al país y su producción no es solo para el consumo local sino que abastecerá también al Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Cabe mencionar que para que la generación de energía pueda concretarse, además de la construcción de la central, será necesario llevar adelante una serie de obras complementarias para el abastecimiento de combustible a la misma. La central podrá funcionar tanto con gas natural como con gasoil/biodiesel. De este modo, para el abastecimiento del combustible líquido será necesaria la construcción de una Terminal Portuaria para recibir buques de combustible junto con el tendido de un poliducto que conecte este muelle, desde la Posta de Inflamables en Puerto Galván, con la central en General Cerri que ya inicio su construcción.

Asimismo, a través de otros ductos se llevará el combustible hasta cuatro tanques de almacenamiento que se construirán en el predio de la usina. Tres de ellos estarán destinados al almacenamiento de gasoil, con una capacidad de 10.000 m³ cada uno y el cuarto almacenará biodiesel con una capacidad de 5.000 m³. Además, cuando la central opere con gas, se abastecerá por medio de un gasoducto que lo conecte con el gasoducto troncal de TGS. Finalmente, en mayo de 2015, comienza a concretarse este proyecto con el encendido de la primera turbina.

En esta primera fase la CTGB ya se encuentra en condiciones de ingresar en la etapa de producción. Las obras están a cargo de la empresa Siemens y consisten además de la instalación de las dos turbinas a gas propuestas, ampliar la capacidad de producción a partir de una tercera turbina alimentada con el vapor generado por las dos turbinas a gas. Paralelamente, el proyecto incluye también trabajos complementarios como la ejecución de una línea de energía de alta tensión de 500 megavatios y 400 kilómetros de extensión que enlazará la ciudad de Bahía Blanca con la ciudad de Mar del Plata y otra línea similar, de nueve kilómetros de extensión, que vinculará la nueva central termoeléctrica con el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Además, en Bahía Blanca se encuentra la Estación Transformadora homónima de 500 Kilovatios que está conectada a una numerosa cantidad de líneas de 500 Kilovatios y de 132 Kilovatios, que abastecen a partir de Central Térmica Luis Piedrabuena (alimentada a gas) al Polo Petroquímico y otras industrias radicadas en el área portuaria así como también brindan el suministro del servicio a la ciudad. En la figura 61 se puede observar el esquema de la red de energía eléctrica ligada a al Sistema Interconectado Nacional, que en la zona sur de la provincia de Buenos Aires está a cargo de la empresa EDES S.A. (CAMMESA, 2011).

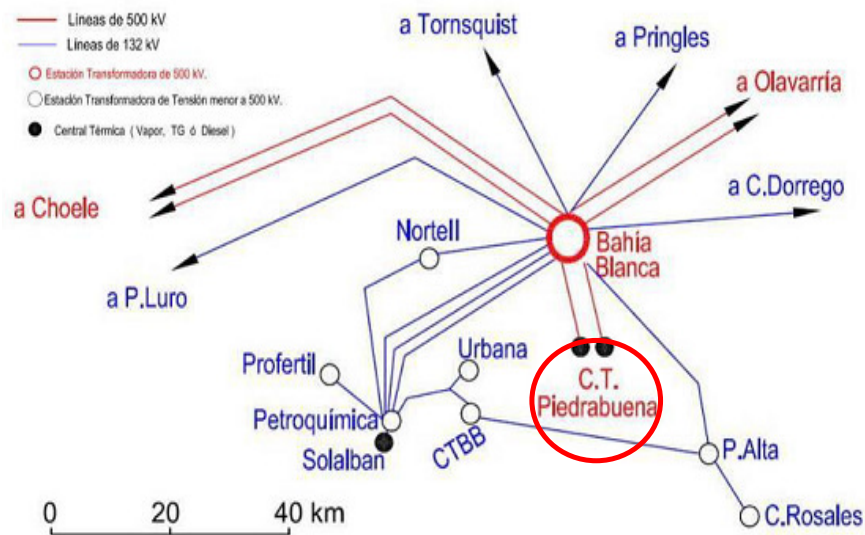


Figura 61. Detalle de la red del Sistema Interconectado Nacional en Bahía Blanca. Fuente: CAMMESA, 2011.

De este modo, la ciudad de Bahía Blanca se consolida como nodo energético nacional centralizado en el recurso gas, considerando que el espacio de la ciudad y sus alrededores se localizan el Complejo General Daniel Cerri y el Complejo portuario de Bahía Blanca. Ambos complejos concentran dos centrales termoeléctricas alimentadas a gas; una planta regasificadora flotante; el nodo de distribución de Transportadora de Gas del Sur (gasoductos que llegan desde Neuquén y desde el Sur); junto a un complejo petroquímico e industrial que tiene al recurso gas como su principal materia prima.

Además, se remarca su relación con la energía eléctrica a partir de su integración con el Sistema Interconectado Nacional.

7.2.3. ¿Petróleo frente a las costas de Bahía Blanca?

Un último componente que refuerza la característica de la ciudad de Bahía Blanca como nodo energético, más allá del uso del gas para la generación de energía termoeléctrica, es la reciente versión publicada en mayo del año 2015 que se refiere a la posibilidad que YPF comience a buscar petróleo en la plataforma marina argentina, frente a las costas bahienses¹⁴. El CEO de YPF muestra avances en la exploración de la plataforma continental argentina de acuerdo al Plan estratégico de la empresa y se propone realizar la mayor campaña de prospección marítima de los últimos 15 años. Sería una campaña de sísmica en tres dimensiones (3D) en al menos algunos bloques, entre ellos “La prioridad es barrer con una línea sísmica el área Colorado Marina, ubicada frente a las costas de Bahía Blanca...” según expresaron funcionarios de esa empresa (figura 62).

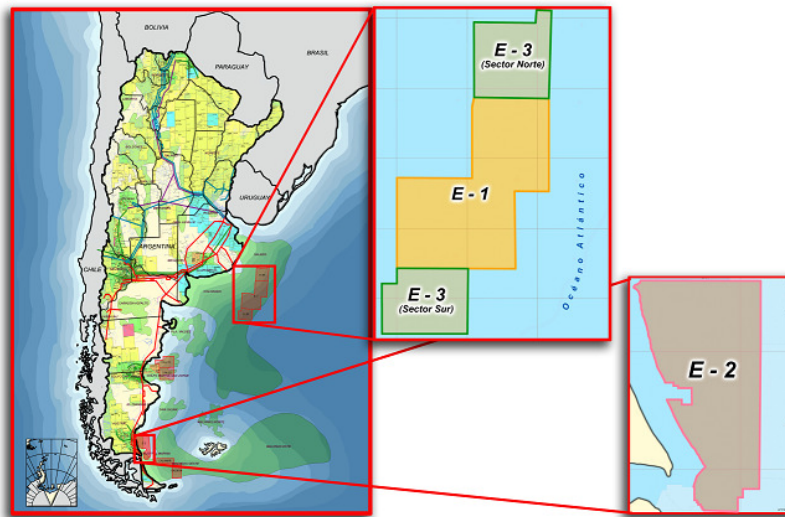


Figura 62. Localización de las áreas de exploración *offshore*. Fuente: ENARSA,2015

El área Colorado Marina, concesionada al consorcio E-1 se encuentra ubicada en la cuenca homónima, en el talud continental a una profundidad de 1.600 metros. Se estima

¹⁴[En línea]<http://www.lanueva.com/la-ciudad/812265/ypf-buscara-petroleo-frente-a-las-costas-de-bahia-blanca.html> Luciani,15/05/2015, la ciudad YPF buscará petróleo frente a las costas de Bahía Blanca[6 de junio2015]

que se realizará la perforación de un pozo exploratorio a una profundidad final de 3.600 metros después de 2016 y su costo será alrededor de 200 millones de dólares.

Si bien se trata de un bloque operado por YPF¹⁵, que controla el 35% del área, la explotación se realiza en asociación con Petrobras (25%), ENARSA (35%) y Petrouuguay, subsidiaria de ANCAP, con el 5% restante. Pero la sanción de la nueva ley de Hidrocarburos 27.007 del año 2014 impulsó no solo un nuevo marco regulatorio para las concesiones de recursos no convencionales del yacimiento de Vaca Muerta sino también establece que ENARSA debe renegociar con sus socios el nivel de participación en los consorcios en el *offshore* petrolero y contempla el rediseño del mapa en áreas del Mar Argentino. Además, las actividades proyectadas en sus inicios con precios del barril de petróleo en torno a los 100 dólares, favorecían la presencia de oferentes en la licitación internacional de áreas petroleras. Sin embargo, actualmente se ve afectada por la caída del precio internacional del petróleo que dificulta la puesta en marcha de esos planes.

7.3. EL PODER TERRITORIALIZADOR DEL GAS NATURAL EN EL ESPACIO COSTERO DEL PARTIDO DE BAHÍA BLANCA

Los procesos territorializadores múltiples analizados -producto de una construcción social colectiva- reflejan de modo integral las tensiones y los flujos de poder multiescalares, transescalares y multidimensionales, así como el carácter dinámico y complejo del territorio como una totalidad. Asimismo, se observa cómo se produce una reconfiguración geográfica de la circulación de la energía a distintas escalas a través de la conformación de nuevas redes de distribución que generan nuevas instalaciones y nuevos flujos de la energía donde la producción de territorio se expresa concretamente en la construcción de infraestructura, en la materialización de inversiones y en la refuncionalización de algunas de las existentes.

En este sentido, partiendo de la premisa que el territorio es producto de un sistema histórico de relaciones sociales del que forma parte, el poder territorializador del gas natural en el espacio costero del Partido de Bahía Blanca es producto de diversas

¹⁵ [En línea] <http://www.enarsa.com.ar/index.php/es/petroleo/132-actividades-off-shore> [6 de junio 2015]

decisiones políticas tomadas a lo largo del tiempo que fueron transformando y especializando el territorio.

Además, coincidiendo con expresiones de Barragán Muñoz (1994) en cuanto a considerar que las obras portuarias conforman un subsistema territorial (área portuaria) que suele estar espacialmente bien delimitado, que no genera rápidos procesos expansivos y que además, tienen una gran capacidad estructurante aunque sus funciones, dependen en gran medida de circunstancias ajenas al propio puerto que a veces trascienden su hinterland.

Es en este sentido, que se define el poder territorializador del gas al reconocer sus efectos en la estructuración tanto del Complejo Portuario de Bahía Blanca, como del Complejo de General Cerri. Ambos son un producto social resultante de las acciones realizadas por los actores presentes en el territorio. La trayectoria histórica de su conformación, en cuanto a obras realizadas, se delineó en los ítems anteriores y ahora se analiza en profundidad la evolución de estos procesos de territorialización a partir del análisis de las imágenes que muestran como se fue transformando el paisaje por la acción humana así como también algunos paisajes fueron totalmente creados por el hombre, tal el caso del Sector Cangrejales.

Asimismo, se realiza un análisis multitemporal del espacio costero del Partido de Bahía Blanca a través de fotografías aéreas e imágenes satelitales de diferentes momentos históricos en relación con la expansión territorial de la energía focalizada en el recurso gas con sus diferentes usos en estado gaseoso (el caso del metano, gas consumido en domicilios, industria, comercio y usinas eléctricas) distribuido a través de redes de gasoductos; en estado líquido (propano, butano) denominado GLP, (almacenándose a temperaturas, muy bajas, comercializado en tubos, garrafas y a granel para su consumo en hogares) y el etano como insumo del etileno y su valorización a través de la transformación de la materia prima en un producto industrial en el polo petroquímico.

Previo al análisis de algunas fotografías aéreas es necesario mencionar dos hechos significativos para el desarrollo del área portuaria, la llegada del Ferrocarril del Sud y la construcción del primer muelle, ambos realizados a partir de inversiones realizadas por

capitales ingleses, lo cual es un antecedente de la influencia de las relaciones local-global desde épocas tempranas en la región.

En 1883, se adjudica al Ferrocarril del Sud la concesión del puerto para construir el primer muelle, se realiza entonces el primer avance sobre el sector de Cangrejales que se inaugura en 1885 y que posteriormente fue ampliado. Además, en 1904 se construye próxima al muelle la primera usina que dependía de ese ferrocarril.

En la misma época se inicia hacia el noroeste la construcción del Puerto Galván -que finaliza en 1902- en proximidades del Arroyo Galván que le da su nombre, en este caso la relación es con el Ferrocarril Bahía Blanca al Noroeste y su actividad se centra en saladeros y la industria de la carne para exportación. Las siguientes imágenes corresponden a diferentes momentos históricos del área analizada. Se trata de fotografías aéreas armadas en fotomosaicos proporcionadas por la Oficina de Catastro de la Municipalidad de Bahía Blanca, a escala 1:20.000, para los años 1925, 1970, 2000 y para 2014 la imagen es de Google Earth (figura 63). Las mismas abarcan un período de noventa años entre 1925 y 2014 que permite conocer el trayecto histórico del área analizada en la investigación.



Figura 63. Proceso de ocupación del espacio período 1925-2014. Fuente: Oficina de Catastro de la Municipalidad de Bahía Blanca. Escala 1:20.000 e imagen Google Earth, 2014.

La imagen correspondiente a 1925 permite observar algunas características destacadas del sector costero del Puerto de Bahía Blanca. En principio se destacan solo dos espacios construidos: el Puerto Galván aún incipiente y el Puerto de Ingeniero White y la Localidad homónima con la presencia del antiguo Muelle de hierro. En contraste resalta el espacio vacío que se extiende hacia el noroeste sin ningún tipo de edificación residencial o industrial mientras que, en el frente costero se observa el Sector de Cangrejales sin ninguna modificación (figura 64).



Figura 64. Espacio costero del Puerto de Bahía Blanca en 1925. Fuente: Elaborado por Guerrero, 2015 sobre la base de fotomosaico proporcionado por la Oficina de Catastro de la Municipalidad de Bahía Blanca

Posteriormente, desde fines de la década del veinte se realizan numerosas obras en el área que ya se visualizan en la fotografía aérea correspondiente a 1970. En este período se da una característica distintiva en el perfil de la ciudad y la periferia, las obras realizadas son de tal envergadura que mientras la ciudad se mantiene chatas y sin edificaciones importantes la periferia contrasta por la edificación de muelles de elevadores de considerable altura, silos, muelles de carga general que a la vez que van modificando el espacio con terrenos ganados al mar van cambiando el perfil del área portuaria.

En el sector de Puerto Galván¹⁶ también se producen modificaciones relacionadas con la presencia de refinerías que empiezan a construirse como La Isaura (1926), Esso Galván (1928), las cuales tenían instalaciones anexas para destilación de nafta y tanques de depósito que luego se fueron ampliando. Hacia 1969 se hacen las primeras tareas de dragado que transforman al Puerto de Ingeniero White en el más profundo del país.

En la siguiente fotografía aérea tomada en 1970, (figura 65) se observa la expansión tanto de la localidad de Ingeniero White como del área portuaria próxima y en la zona de Puerto Galván resaltan los depósitos de las refinerías y su expansión hacia el noroeste del sector. Sin embargo aún un amplio espacio se mantiene sin uso y el Sector Cangrejales se mantiene sin modificación.



Figura 65. Espacio costero del Puerto de Bahía Blanca en 1970. Fuente: Elaborado por Guerrero, 2015, sobre la base de fotomosaico proporcionado por la Oficina de Catastro de la Municipalidad de Bahía Blanca

En el período que se extiende entre las fotografías aéreas del año 1970 y la del año 2000 se producen los mayores cambios en el espacio costero. Es el momento en el que se concretan importantes proyectos, como la construcción entre 1971 y 1972 de la Posta de Inflamables en el Puerto Galván; se demuele el antiguo muelle de hierro en el Puerto de

¹⁶ Ramborger, M. (2009) Tesis licenciatura en Geografía “Los cambios en el medio natural de la franja costera de la Bahía Blanca a través del tiempo”.124 páginas.

Ingeniero White; se inicia en 1981 la construcción de la central termoeléctrica Luis Piedrabuena que se inaugura en 1989 (figura 66); también comienzan las obras de dragado que llevan al relleno del Sector Cangrejales y su posterior uso para instalación de grandes industrias; hacia el interior de la zona costera comienzan los trabajos para la instalación del Polo Petroquímico de Bahía Blanca que inaugura sus plantas entre 1981 y 1986; también en la zona de puerto Galván se instala en 1982 la planta petroquímica flotante de PBB Polisur.

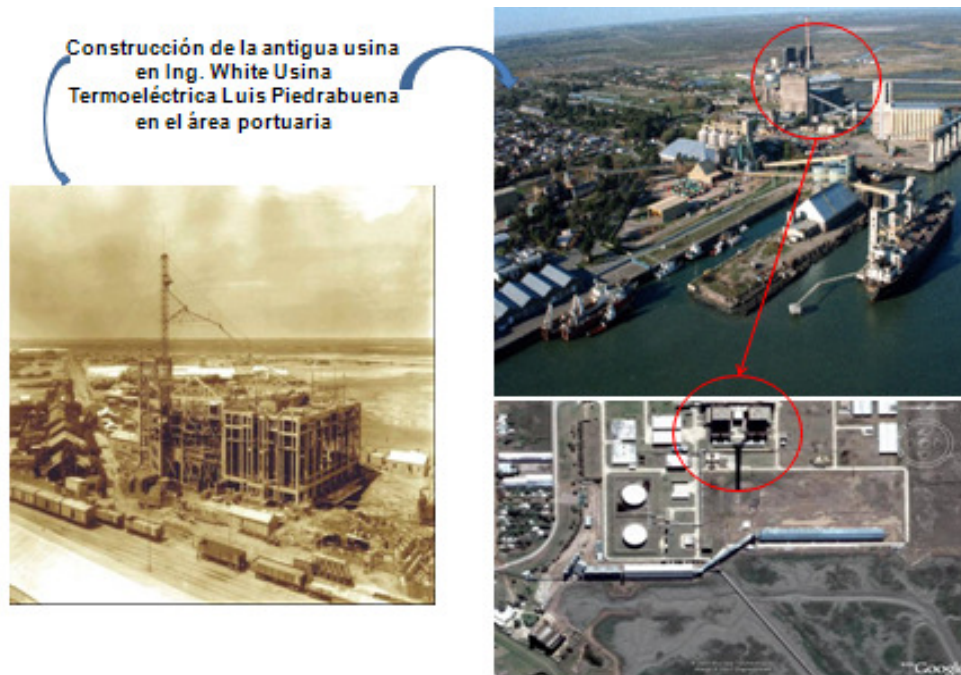


Figura 66. Imágenes del proceso de transformación del espacio. Fuente: Elaborado por Guerrero, 2015, sobre la base de imágenes investigación realizada

Separada del Puerto Ingeniero White se encuentra la zona de expansión portuaria denominada Sector Cangrejales¹⁷, creada en 1991 a partir de terrenos ganados al mar, rellenos mediante el refulado -producto de las obras de dragado- realizadas para la profundización del acceso al puerto a 45 pies que permitió ganar al mar 120 hectáreas.

Sobre este nuevo espacio, se instalaron grandes empresas como Profertil y Mega (ambas con gas como su principal materia prima). Las figuras 67 y 68 muestran el proceso de territorialización que genera el uso del recurso gas. Sin embargo, como lo indica su

¹⁷[En línea] <http://puertobahia blanca.com/sector-cangrejales.html> [15 de mayo 2015]

nombre -Sector Cangrejales- significó también un impacto sobre la vida marina existente en el lugar. En la imagen del año 2000 ya se observan los resultados de la expansión del Complejo portuario de Bahía Blanca en el Puerto de Ingeniero White y en el Puerto Galván y el Sector Cangrejales ocupado con la instalación de industrias petroquímicas.



Figura 67. Transformaciones territoriales: El proceso de territorialización del Sector Cangrejales en el Puerto de Bahía Blanca. Fuente: Elaborado por Guerrero, 2015, sobre la base de información CGPBB.

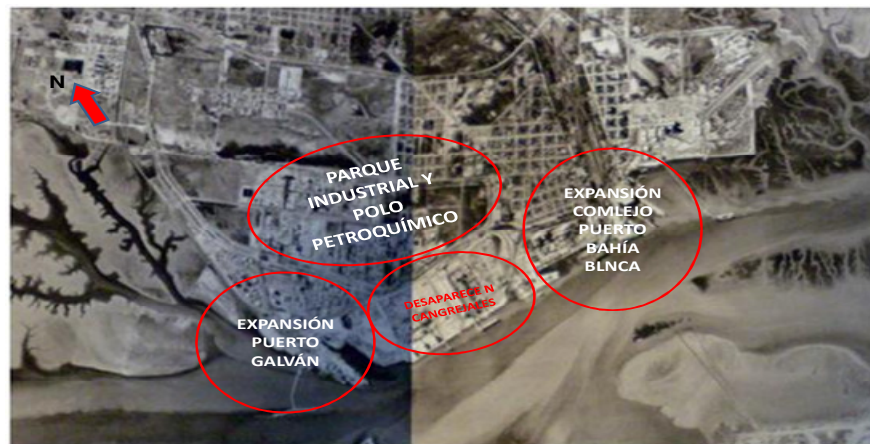


Figura 68. Espacio costero del Puerto de Bahía Blanca en el año 2000. Fuente: Elaborado por Guerrero, 2015 sobre la base de fotomosaico proporcionado por la Oficina de Catastro de la Municipalidad de Bahía Blanca

Para que estos territorios se tornen productivos fue necesaria la llegada de gasoductos que aporten la materia prima para su posterior transformación en productos petroquímicos y derivados. El siguiente plano (figura 69) muestra el tendido de ductos

que se extiende por el sector sur de la ciudad para abastecer al polo petroquímico, que constituyen esa ocupación del territorio invisible a los ojos -subterránea y oculta bajo la ciudad- que sólo se muestra mediante marcas en el terreno que indican la profundidad a la que se encuentran los gasoductos.

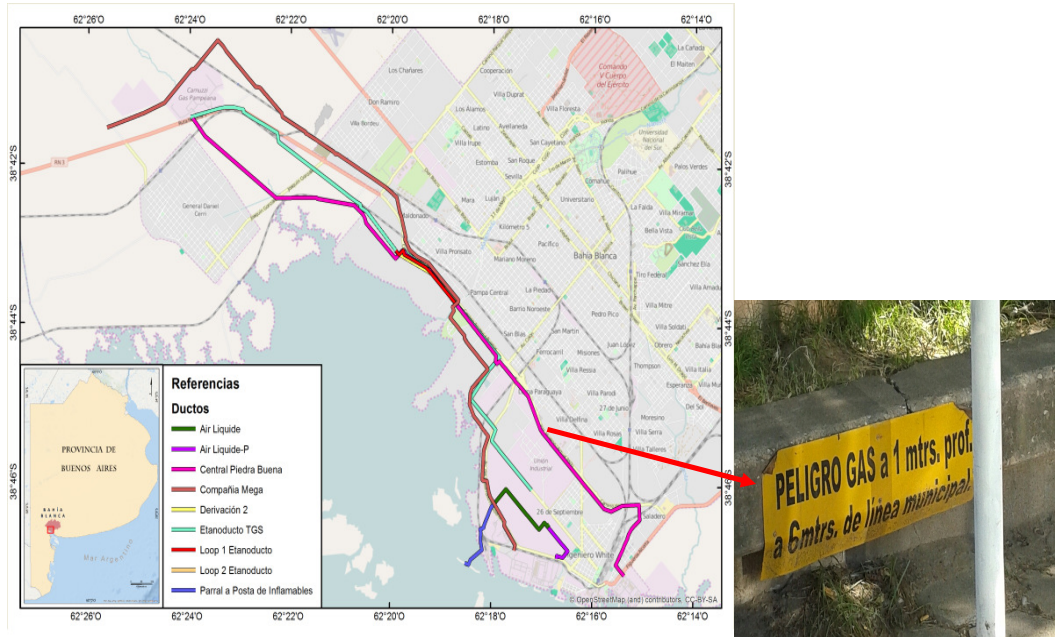


Figura 69. Tendido de gasoductos entre General Cerri y el Puerto de Bahía Blanca. Fuente: Mapa cedido por el Laboratorio de Geotecnologías del Departamento de Geografía y Turismo(UNS) y Elaborado por Guerrero, 2015.

Simultáneamente al desarrollo del Complejo Portuario de Bahía Blanca se produce también un proceso territorializador en el área del Complejo de General Cerri, situado hacia el interior y el Puerto Cuatrerros sobre el frente costero de Bahía Blanca. En el año 1976 se desarrolla la Planta de Etano y desde el año 1992 se localiza la planta distribuidora de TGS, ambas plantas procesan los gases provenientes de la cuenca neuquina a través de los gasoductos Neuba I y Neuba II, así como también los que proceden del Golfo de San Jorge y la Cuenca Austral a través del gasoducto San Martín. La siguiente imagen permite observar este proceso territorializador en torno al recurso gas como materia prima que luego es fraccionada y enviada al Complejo Portuario en Bahía Blanca para transformarla en productos con mayor valor agregado (figura 70 y figura 71)

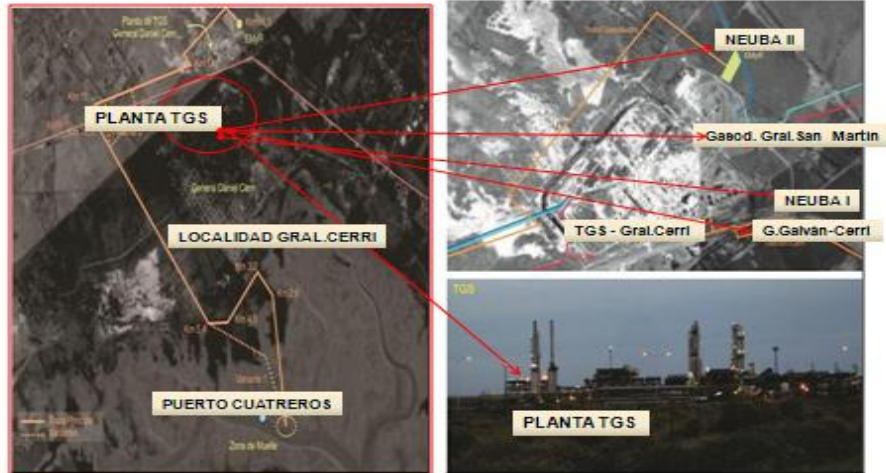


Figura 70. Complejo General Cerri: Planta TGS y Gasoductos troncales. Fuente: Elaborado por Guerrero, 2015, sobre imágenes de Google Earth e investigación realizada.



Figura 71. Imágenes del proceso de transformación del espacio. Fuente: Elaborado por Guerrero, 2015, sobre la base de imágenes e investigación realizada.

El desarrollo de ambos complejos continúa hasta la actualidad. En la última etapa de análisis que comprende los cambios ocurridos durante el período de la investigación 2004-2014, se remarca la vinculación del sector portuario de Bahía Blanca tanto con el interior como con el exterior del país actuando como articulador.

En cuanto a la forma que se conectan los espacios que por un lado proveen el recurso y por otra parte, los espacios que lo distribuyen y utilizan, se observa que el Complejo

Portuario de Bahía Blanca recibe gas por gasoductos procedente del interior del país, principalmente desde Loma de La Lata en la provincia de Neuquén. Este gas primero se entrega en el Complejo de General Cerri a TGS donde, luego de ser separado en sus distintos componentes se distribuye a las empresas del Polo Petroquímico localizadas en el puerto de Bahía Blanca.

Por otra parte, en el muelle de Mega se instaló desde 2008 un barco regasificador que transforma el GNL proveniente del mercado global y lo incorpora a la red troncal de gasoductos (figura 72). De este modo, se remarca la importancia del Puerto de Bahía Blanca como nodo energético con una doble función de conexión y articulación: por un lado a través de gasoductos con el interior del país y por otro, la vinculación local-global a través del gas licuado recibido en el barco regasificador desde diferentes proveedores localizados en áreas diversas y distantes del mundo.



Figura 72. Vista del Sector Cangrejales en 2014. Fuente: Compañía Mega

Se produce de este modo un encuentro entre dos espacios distintos, uno que tiende a territorializar el recurso a partir de vinculaciones fijas como los gasoductos entre dos ciudades puntuales -Neuquén y Bahía Blanca- y otro fragmentado, conectado a través de contratos flexibles de corto plazo con proveedores cambiantes en relación con un contexto global pleno de incertidumbres. La siguiente imagen (figura 73) muestra esta conexión que se realiza a través de la empresa Mega que actúa como nexo entre ambos espacios puesto que posee instalaciones tanto en Neuquén como en Bahía Blanca, en cuyo muelle se localiza el barco regasificador. Asimismo, la imagen satelital (figura 74)

muestra la ocupación del territorio en actividades productivas relacionadas con el recurso gas natural, en el espacio costero de la localidad de Bahía Blanca.



Figura 73. Vinculación local-global. Fuente: Elaborado por Guerrero, 2015 sobre la base de www.ciamega.com.ar/proceso.htm



Figura 74. Espacio costero del Puerto de Bahía Blanca en el año 2014. Fuente: Elaborado por Guerrero, 2015, sobre la base de imagen satelital Google Earth, 2014.

La siguiente imagen (figura 75) compara la situación en el espacio costero del Complejo Portuario de Bahía Blanca entre el Puerto de Ingeniero White por el este y el Puerto Galván por el oeste, a partir de la imagen inicial del año 1925 en relación con las imágenes de 2014. En primer lugar se observan los cambios producidos en el área en general y en segundo lugar los cambios producidos en particular en el Sector

Cangrejales. Las imágenes en su conjunto permiten observar la transformación que se produjo en el espacio a partir del uso y transformación del gas natural.

De este modo se pasa de la situación de espacios sin uso, a un territorio usado con una especialización productiva ligada a la industria del gas en diferentes eslabones de su cadena de valor, además de un espacio que actúa como articulador entre las vinculaciones internas y externas de la actividad.

El poder territorializador de la energía

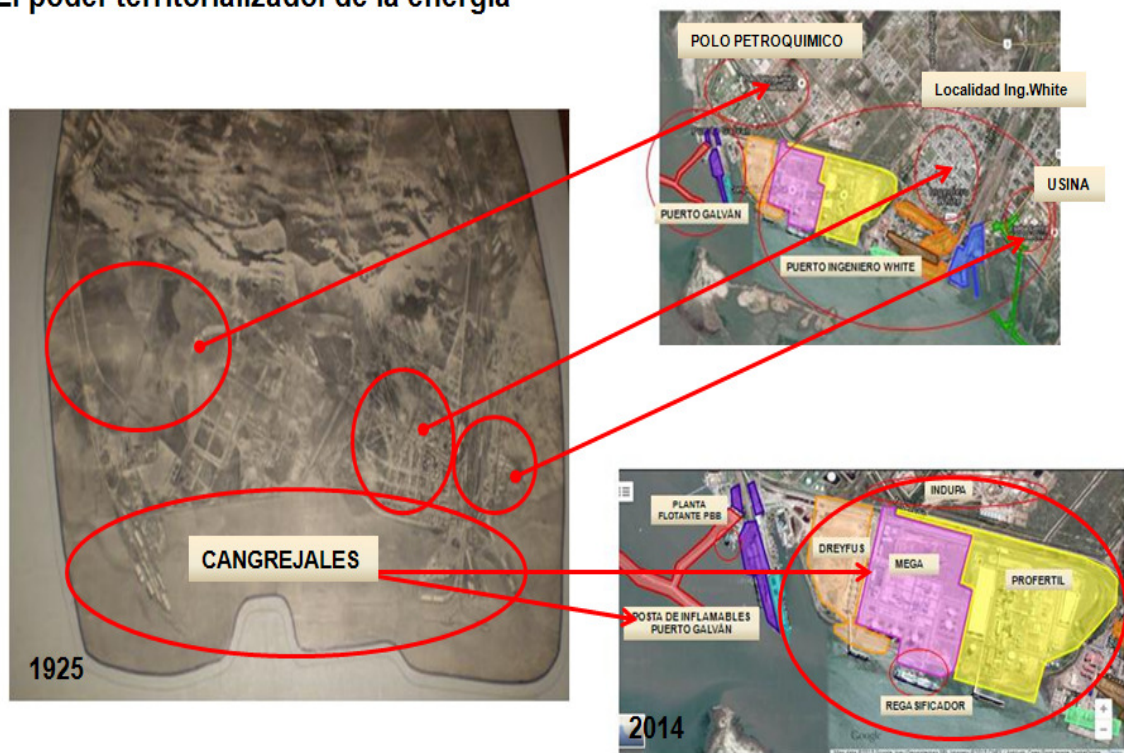


Figura 75. El poder territorializador del gas natural en el espacio costero de Bahía Blanca, sector Puerto de Ingeniero White-Puerto Galván. Fuente: Elaborado por Guerrero, 2015, sobre la base de la investigación realizada

Así como la imagen anterior mostró el proceso de territorialización en el Complejo Portuario de Bahía Blanca, las siguientes imágenes sintetizan el proceso de territorialización que se produjo de forma paralela en el Complejo General Daniel Cerri, que confirman la trayectoria histórica de esta localidad en relación con el recurso gas natural con la llegada de gasoductos y la planta separadora de gases de TGS (figura 76).

En esta imagen, se agregan los dos últimos proyectos propuestos para el área, el proyecto de construcción de la planta regasificadora en tierra en Puerto Cuatrerros y la inauguración de una nueva Planta Termoeléctrica denominada Guillermo Brown que en el año 2015 inicia su primera turbina.



Figura 76. Trayectoria histórica de la localidad General Cerri en relación con el recurso gas natural. Fuente: elaborado por Guerrero, 2015, sobre la base de la investigación realizada.

La especialización productiva del territorio en el espacio costero de ambos Complejos es el reflejo de la trayectoria histórica del territorio y de las relaciones espacializadas de poder que llevaron a definir, a través de decisiones políticas a escala nacional al puerto de Bahía Blanca como primer puerto autónomo del país, puerto de aguas profundas y junto a él otras decisiones políticas y económicas subsidiaron y apoyaron el desarrollo del polo petroquímico -en ausencia de consulta a la población local- pero con el apoyo de los gobiernos locales.

De igual modo en el caso de la localidad de General Cerri el complejo de TGS con la planta separadora de gases y la llegada de gasoductos desde el sur y el oeste del país y el posterior intento de localización de una Planta regasificadora en Puerto Cuatrerros, también son producto de decisiones tomadas a escala nacional, motivo por el cual sus

habitantes también lo sienten como una territorialidad impuesta y no se identifican con esa actividad.

Así, ni la población de General Cerri, ni la población de Bahía Blanca se identifican con el desarrollo de la industria del gas en el espacio costero de la ciudad de Bahía Blanca y muestran señales de rechazo considerándola no un producto social proyectado a partir de una trayectoria histórica propia, sino una territorialidad impuesta por necesidades existentes en otras escalas de decisión ya sea nacional o global. De este modo se observa cómo se producen estas relaciones asimétricas de poder que expresan un espacio político que refleja las decisiones y acciones tomadas a escala global o nacional que impactan en un lugar concreto -el territorio local- como producto de esta concepción relacional del poder.

Desde una perspectiva territorial que supere el sesgo económico del estudio de la cuestión energética, se analizan los territorios como producto de la sociedad que los habita y de las relaciones espacializadas de poder que imponen una actividad productiva a partir de condiciones favorables del territorio. Estas actividades que utilizan al gas natural como su principal materia prima en sus diversas etapas, muestran un alto impacto territorial que se refleja en el espacio costero de la ciudad de Bahía Blanca, tanto en el Complejo Portuario de Bahía Blanca como en el Complejo de General Daniel Cerri - Puerto Cuatros. La figura 77 permite observar el producto final de este proceso que es multidimensional a la vez que multiescalar, como manifestación de esa territorialidad asociada a la producción y transformación de la materia prima que produce impactos en los territorios donde se instalan estas actividades -impuestas o no- pero que necesitan de un anclaje territorial para su desarrollo y de un puerto que actúe como articulador entre las vinculaciones internas y externas de la actividad.



Figura 77. El poder territorializador del gas natural en el espacio costero de Bahía Blanca. Vista integral. Fuente: Elaborado por Guerrero, 2015 sobre la base de Google Earth

7.4. EL IMPACTO TERRITORIAL Y AMBIENTAL DE LAS EMPRESAS

El complejo de empresas relacionadas con actividades productivas que emplean al gas como su principal insumo, en el espacio costero de la Localidad de Bahía Blanca, impactan en el territorio en diferentes dimensiones: económica, ambiental, territorial, social. Las variables seleccionadas para el análisis fueron: año de inicio de la actividad; tipo de producción; impacto ambiental de acuerdo a parámetros determinados por el CGPBB; número de personal ocupado; superficie ocupada medida en metros cuadrados y localización en el área analizada.

En función de estos parámetros se observa que el período de desarrollo del área se extiende entre 1970 y 2015, ocupando estas empresas un total de 793.390 metros cuadrados y empleando de forma directa un total de 4318 personas. Estas cifras resaltan el alto grado de especialización productiva en el espacio costero del Partido de Bahía Blanca en torno al recurso gas natural en sus aspectos territoriales y socioeconómicos.

Sobre la base de información brindada por el Consorcio de Gestión del Puerto de Bahía Blanca y la recolección de información de diversas empresas relacionadas con el recurso gas natural se realiza el siguiente cuadro que sintetiza aspectos clave de su instalación (figura 78). Además de los resultados expresados en el cuadro se resaltan algunas características del Polo Petroquímica de Bahía Blanca a partir de la entrevista realizada al ingeniero Hugo Simoni (2015) a quien se considera un informante clave desde el punto de vista de la visión empresarial de la actividad.

El ingeniero Simoni durante una década desempeñó cargos de Gerencia en diferentes compañías del Polo Petroquímico -PBB-Polisur, Dow, Profertil- y luego fue gerente de la Asociación Industrial Química de Bahía Blanca (AIQBB) que reúne a las compañías Mega, PBB Polisur, Profertil y Solvay Indupa. Con respecto a la importancia del polo petroquímico resalta que éste produce el 65% de la producción petroquímica del país y que por el puerto se exporta el 68% de esa producción que en su mayor parte se dirige hacia Brasil mediante contenedores. Otra característica que destaca es el alto grado de automatización de las plantas y el uso intensivo de tecnología lo cual implica menor uso de mano de obra directa. Sin embargo, es importante el número de empleos indirectos

que genera la actividad ya sea por tercerización de servicios o por otras actividades que apoyan el desarrollo de las mismas (hotelería, gastronomía, limpieza, provisión de repuestos, servicios técnicos) que incrementan el número a 5000 empleos. Esta actividad agrega valor a la materia prima que multiplica por cinco su valor original y favorece el comercio intrarregional como plataforma de despegue de la actividad.

Una de las debilidades es que su producción no puede competir a escala global, por el aumento de costos que significa su localización alejada de los principales mercados consumidores y el volumen de producción en relación con nuevas plantas petroquímicas que pueden llegar a producir hasta cuatro veces más.

EMPRESA	Año de inicio de la actividad	Productos	Impacto ambiental	Personal Ocupado	Superficie ocupada en m ²	Localización
<p>Complejo PBB - Polisur S.A.</p> <p>Controlado por Dow</p>	<p>1981</p> <p>Inicia la actividad</p> <p>2013</p> <p>acuerdo con YPF para la exploración y producción en Vaca Muerta</p> <p>2014</p> <p>Plan de expansión y optimización de las 4 unidades productivas</p>	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Polietileno de Baja Densidad (LDPE). ➤ Polietileno de Alta y Baja Densidad, tipo Lineal, a baja presión (LLDPE). ➤ Polietileno de Alta Densidad (HDPE). ➤ Polietileno de alta densidad, lineal de baja densidad y media densidad (EPE). <p>Se producen a partir del etano y del etileno .Producción de resinas que antes se importaban</p>	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Emisiones Gaseosas ➤ Manipulación de Sustancias Peligrosas ➤ Ruidos ➤ Emisiones de efluentes líquidos ➤ Aparatos sometidos a Presión ➤ Olores. 	<p>550</p>	<p>262.336</p> <p>(120hectáreas)</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ 6 unidades productivas: ➤ 2 plantas de etileno ➤ 4plantas de polietileno. 	<p>Polo Petroquímico de Bahía Blanca Localidad de Ingeniero White</p> <p>Construido mediante relleno y nivelación de suelos con extracción de agua de las napas</p>

<p>Planta Flotante PBB POLISUR</p> <p>Es la única barcaza en su tipo en el mundo.</p>	<p>1982</p>	<p>➤ polietileno lineal de baja densidad</p>	<p>➤ Emisiones Gaseosas</p> <p>➤ Manipulación de Sustancias Peligrosas</p> <p>➤ Ruidos</p> <p>➤ Emisiones de efluentes líquidos</p> <p>➤ Aparatos sometidos a Presión</p> <p>➤ Olores.</p>	<p>S/D</p>	<p>7.875</p>	<p>Puerto Galván</p>
--	--------------------	--	--	-------------------	---------------------	-----------------------------

<p>PLANTA TGS</p> <p>Procesa los gases provenientes de las cuencas Neuquina (Gasoductos Neuba I y II) y del Golfo de San Jorge y Austral (Gasoducto San Martín)</p>	<p>1976</p> <p>Planta de Etano</p> <p>1992</p> <p>Planta Distribuidora TGS</p>	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Propano ➤ Butano ➤ LPG ➤ Gasolina natural ➤ Gas Etano ➤ Domiciliario <p>Separados mediante 3 trenes criogénicos y 2 de absorción</p>	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Emisiones Gaseosas ➤ Ruidos ➤ Aparatos sometidos a Presión ➤ Olores 	<p>195</p>	<p>16.199</p>	<p>Complejo General Cerri.</p> <p>Despacha productos para el mercado local a través de poliductos y camiones y para el mercado de exportación, mediante buques y camiones tanque.</p>
<p>YPF Buque Regasificador</p>	<p>2008</p>	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Gas Metano 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Ruidos ➤ Aparatos sometidos a Presión 	<p>40</p>	<p>16.199</p>	<p>Sector Cangrejales</p> <p>Muelle Mega</p> <p>Puerto del Ingeniero White</p> <p>Suministra GNL a un gasoducto que cruza Mega y se interconecta con el gasoducto hacia Gral. Cerri y Profertil, enviando el fluido en ambas direcciones.</p>

<p>Compañía Mega S.A.</p> <p>Sociedad integrada por YPF (38%), Petrobras (34%) y Dow (28%).</p>	<p>2001</p>	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Etano ➤ Propano ➤ Butano ➤ LPG ➤ Gasolina natural <p>Recuperación y fraccionamiento de los componentes pesados del GN</p> <p>Los líquidos recuperados o LGN fraccionan en: Etano (fase gaseosa) y Propano, Butano y Gasolina (fase líquida)</p>	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Emisiones Gaseosas ➤ Aparatos sometidos a Presión 	<p>142</p>	<p>5437.7</p> <p>(45 hectáreas)</p> <p>Proceso se divide en dos instalaciones: una planta separadora (Neuquén) y una planta fraccionadora (B. Bca) conectadas por un ducto de 600 km de longitud que atraviesa cuatro provincias.</p> <p>El etano se envía por un etanoducto desde Mega a la planta de Petroquímica Bahía Blanca (PBB-Polisur) en el Polo Petroquímico</p>	<p>Sector Cangrejales</p> <p>Puerto de Ingeniero White</p> <p>Para el despacho de butano, propano y gasolina construyó un muelle adyacente a la planta, de 270 metros de longitud, que permite el atraque de buques de hasta 230 metros de eslora.</p>
--	--------------------	---	--	-------------------	---	---

<p>PROFERTIL</p> <p>YPF S.A. (50%) y Agrium Inc. (50%)</p>	<p>2001</p> <p>Inicio producción</p> <p>2013</p> <p>Proyecto de ampliación para producir + fertilizantes con = cantidad de R.N.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Urea Granulada ➤ Amoniaco <p>Para hacer urea granulada se necesitan 2 componentes básicos: gas natural y agua. Su principal uso es como fertilizante</p>	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Emisiones Gaseosas ➤ Manipulación de Sustancias Peligrosas ➤ Ruidos ➤ Emisiones de efluentes líquidos ➤ Aparatos sometidos a Presión ➤ Olores 	<p>580</p>	<p>105.275</p>	<p>Sector Cangrejales</p> <p>Puerto de Ingeniero White</p>
---	---	---	--	-------------------	-----------------------	---

SOLVAY INDUPA	1986	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Cloro ➤ Soda Cáustica ➤ CVM (Cloruro Vinilo Monómero) ➤ PVC 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Emisiones Gaseosas ➤ Manipulación de Sustancias Peligrosas ➤ Ruidos ➤ Emisiones de efluentes líquidos ➤ Aparatos sometidos a Presión 	450	346.769	<p>Polo Petroquímico construido mediante relleno y nivelación de suelos con extracción de agua de las napas en la</p> <p>Localidad de Ingeniero White</p>
CENTRAL TERMOELÉCTRICA LUIS PIEDRABUENA - Pampa Energía	<p>1980 Inicio construcción</p> <p>1989 Inicio actividad</p>	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Energía Eléctrica 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Emisiones Gaseosas ➤ Ruidos ➤ Aparatos sometidos a Presión 	202	33.300	<p>Terrenos ganados al mar entre el Puerto de Ingeniero White y la desembocadura del Arroyo Napostá</p>

<p>Posta de Inflamables</p> <p>➤ Sitio 1</p> <p>➤ Sitio 2</p>	<p>1971/1972</p> <p>Inauguradas</p> <p>1976</p>	<p>➤ Soda cáustica producida por la firma INDUPA</p> <p>➤ Operación con productos gaseosos y petroquímicos por empresas del polo petroquímico B. Bca. y TGS</p>	<p>➤ Manipulación de Sustancias Peligrosas</p> <p>➤ Aparatos sometidos a Presión</p>	<p>S/D</p>	<p>S/D</p>	<p>Puerto Galván</p> <p>Dragado utilizado como relleno del sector entre este puerto y el de Ing. White.</p> <p>Opera combustibles líquidos por parte de empresas petroleras</p>
--	---	---	--	------------	------------	--

Figura 78. Síntesis de los aspectos claves de la instalación de las empresas. Fuente: Elaborado por Guerrero, 2015, sobre la base de información brindada por el Consorcio de Gestión del Puerto de Bahía Blanca y la recolección de información en la investigación realizada.

7.4.1. Problemas y desafíos de la industria petroquímica en Bahía Blanca

Una característica de los productos elaborados por la industria petroquímica es que se hallan encadenados entre sí, ya que la mayor parte de los productos básicos, que parten del etano como materia prima, se usan en la elaboración de productos intermedios y éstos a su vez son utilizados en los productos finales. La interdependencia que existe entre los eslabonamientos productivos hace que cobren relevancia en cada etapa tanto los costos como los precios y la demanda de todo el conjunto.

En relación con los problemas y desafíos que enfrenta la industria petroquímica en Bahía Blanca respecto al aprovisionamiento de su principal materia prima -el gas natural- se encontraron diferentes respuestas pero en general la mayoría coincide en una visión optimista acerca del futuro de la actividad.

El Ingeniero Simoni (2015) sostiene que el abastecimiento de gas se encuentra en una situación crítica en el país que lleva a que se priorice el suministro de gas a la población y se corte el gas a la industria. De todos modos, señala que existe un acuerdo para permitir la continuidad de la producción en sus mínimos grados técnicos para asegurar la continuidad operativa. Sin embargo, puesto que en este tipo de industrias resulta fundamental mantener la producción en los máximos niveles posibles a fin de asegurar la rentabilidad adecuada del negocio, esta disminución de la productividad implica una disminución de las ganancias de las empresas.

Esta situación se refleja en el déficit comercial¹⁸ de 2.800 millones de dólares que acumuló la industria petroquímica argentina en la última década. Luego de liderar el desarrollo de la industria en América Latina se enfrenta actualmente a un “estancamiento que se extiende entre 2007 y 2013 donde el sector registró una producción anual de 6,1 millones de toneladas. En el último invierno, el uso de la capacidad productiva tuvo una media inferior a 67%, con mínimos del 40%” (Lazarte, 2013).

¹⁸[En línea] <http://revistapetroquimica.com/la-industria-petroquimica-acumulo-un-deficit-comercial-de-us-2-800-millones-en-la-ultima-decada/> [6 de junio 2015]

En relación con esta problemática, algunas empresas como Profertil han realizado consultas en la India respecto a la utilización de plantas de biogás como materia prima alternativa (Bravo, 2014). En noviembre del año 2014 esta empresa¹⁹ dio a conocer las inversiones realizadas durante dos años que alcanzaron los 158 millones de dólares - 1.420 millones de pesos-, concentradas en la compra de equipos. El proyecto se centra en el ahorro energético y se propone producir un 21% más de amoníaco y un 11% más de urea granulada ahorrando un 24% de energía que equivale a una ganancia en eficiencia del 9,8% en la relación gas consumido por tonelada de urea producida. El proceso se completó con una adaptación de tuberías y bombas a los nuevos rangos de producción que incrementan 320 toneladas adicionales de urea diarias.

En sus orígenes el proyecto parte de la necesidad de hacer más eficiente el proceso de producción bajando sus costos pero además busca atenuar los altibajos en el suministro de gas²⁰ -su principal insumo- que genera estrés térmico en los equipos a raíz de los cortes obligados en el suministro de gas. Esta situación llevó a los técnicos de Profertil a realizar ajustes en las estrategias de control con el objetivo de mantener el nivel de confiabilidad propio del diseño de la planta que se concibió sobre la base del metano como insumo, pero debido a los problemas de abastecimiento se trabaja con una mezcla de hasta un 9 % de etano-propano en su composición.

Los exitosos resultados obtenidos en la experiencia local con participación de profesionales de la ciudad podrían incorporarse a los protocolos en materia productiva y ser aprovechada por otras plantas con problemas similares. Esta situación resalta algo que también destacó Simoni en cuanto a que la relación industria - universidad en la actividad petroquímica local es referencia a escala mundial. En cuanto a las perspectivas de la empresa, aún en momentos de incertidumbre económica, las inversiones realizadas marcan las expectativas favorables de largo plazo. En el mismo sentido, Simoni plantea una visión optimista centrada principalmente en el aprovechamiento de los recursos no convencionales de *shale oil* y *shale gas* que puedan llegar a extraerse en Vaca Muerta, por lo cual señala que el futuro es altamente promisorio para esta región.

¹⁹ [En línea]<http://www.lanueva.com/la-ciudad-impresa/788151/profertilseaprestaaponerenmarchaunagraninversion.html> [6 de junio 2015]

²⁰ La planta sufrió 19 interrupciones en el año 2007 y 15 en el año 2008.

En relación con esta perspectiva también en noviembre del año 2014 Miguel Galuccio²¹ -CEO de YPF- realizó una visita a las plantas de Profertil y Dow en el polo petroquímico, se reunió con el directorio de la Unión Industrial y dio una conferencia en la Universidad Nacional del Sur donde afirmó que...

“Bahía²² es una puerta de entrada a la Argentina y se verá beneficiada con el yacimiento de Vaca Muerta, porque la mayor producción de petróleo y gas termina acá...el yacimiento, sin dudas, traerá beneficios con el desarrollo de la economía que se produce a través de lo no convencional. Y a su vez no hay que olvidar que la producción de gas y petróleo, en la cadena de valor, concluye en la Petroquímica y el Polo Petroquímico, por lo que se puede pensar en nuevas inversiones...” (Galuccio, 2014).

Además, sostuvo que “Sabemos que tenemos recursos, pero hacen falta inversiones y años de conocer y desarrollar. Para conocer y desarrollar hace falta plata...”. En este sentido, afirmó también que la Argentina requerirá un período de al menos "cinco²³ a diez años..." para consolidar una política de autoabastecimiento energético y calificó como "muy buena..." la posibilidad de YPF de asociarse con empresas de origen estadounidense o que "...sean de cualquier lugar del mundo" para lograr estas inversiones.

Estuvo acompañado por el Ministro de la Producción de la provincia de Buenos Aires (ex - intendente de la Ciudad de Bahía Blanca) quien alentó aún más a la industria hablando inclusive de una tercera fundación de la industria bahiense al considerar que “...este proyecto es estratégico para Bahía. Es un presente. Hay que ver cómo podemos apoyar y traccionar la tercera fundación de la industria bahiense”.

De las afirmaciones anteriores se observa que tanto actores estatales a escala municipal o nacional, como actores privados tiene una visión optimista en relación con las posibilidades de desarrollo de la industria petroquímica que contrasta con la visión de la población quien percibe a las industrias como contaminantes y perjudiciales para la

²¹[En línea]<http://www.lanueva.com/la-ciudad/786395/para-el-titular-de-ypf-el-yacimiento-de-vaca-muerta-traera-muchos-beneficios-para-bahia.html>[6 de junio de 2015]

²²[En línea]<http://www.lanueva.com/la-ciudad/786408/galuccio--bahia-se-favorecera-con-vaca-muerta.html>[6 de junio de 2015]

²³[En línea]<http://www.lanacion.com.ar/1789848-galuccio-admite-que-se-requieren-entre-5-y-10-anos-para-lograr-el-autoabastecimiento-energetico>[6 de junio de 2015]

salud y el ambiente muchas veces sin contar con información rigurosa sobre la situación. En este sentido, el siguiente ítem desarrolla la cuestión ambiental.

7.4.2. La cuestión ambiental en la localidad de Bahía Blanca

Luego de analizar la situación de la industria desde el punto de vista socioeconómico cabe preguntarse de qué modo se controlan los impactos que estas industrias pueden producir sobre el ambiente. En el caso de Bahía Blanca se observan algunas cuestiones que favorecen el cuidado del ambiente, siempre que se apliquen las medidas de monitoreo y control así como las sanciones necesarias cuando no se cumplan.

En relación con el impacto ambiental que pueden provocar estas industrias los principales eventos detectados por el CGPBB se relacionan con: emisiones gaseosas, manipulación de sustancias peligrosas, ruidos, emisiones de efluentes líquidos, aparatos sometidos a presión y olores.

Para su seguimiento y control la Municipalidad de Bahía Blanca mediante la Ley 12.530, en su artículo 10, crea el **Comité Técnico Ejecutivo**²⁴ (CTE) que depende de la Subsecretaría de Gestión Ambiental. Esta tiene a su cargo la ejecución de aquellas tareas de control y monitoreo que permitan lograr los objetivos enunciados en la ley, siendo financiado a través de una tasa municipal a cargo de la industria.

El Comité Técnico Ejecutivo es un organismo consultivo y de asesoramiento integrado por diversos actores: Organizaciones No Gubernamentales, Sociedades de Fomento, Universidades, Organizaciones Ecologistas, Secretaría de Política Ambiental y la Municipalidad de Bahía Blanca y tiene a su cargo el monitoreo de emisiones líquidas y gaseosas, control de la calidad de los cuerpos receptores (ría, atmósfera), medición y control de las emisiones sonoras, inspecciones a empresas para verificar el cumplimiento de la legislación vigente. Además, se encarga de la capacitación de sus integrantes en los procesos productivos de las plantas involucradas y la confección de una base de datos de los monitoreos realizados. Según la Ley 12530 y los convenios establecidos, se determinan como ámbito de aplicación del CTE a todas las empresas del Polo Petroquímico y Área Portuaria.

²⁴[En línea] <http://www.rianet.com.ar/index.php/ambiente/comite-tecnico-ejecutivo>[7 de junio 2015]

Sin embargo, el CTE no puede aplicar sanciones ya que estas se concretan a través del Organismo Provincial para el Desarrollo Sostenible²⁵ (OPDS) a través de la Dirección Provincial de Controladores y la Dirección de Fiscalización de Industrias e Inspección General. Entre las acciones que puede realizar este organismo se encuentran:

1. Supervisar los equipos de fiscalización y controles ambientales derivados del poder de policía ambiental relacionado con las industrias conforme las leyes aplicables, en coordinación con los municipios;
2. Realizar el seguimiento de los procedimientos inherentes a las clausuras preventivas de actividades industriales conforme las leyes aplicables;
3. Realizar las acciones tendientes a monitorear la calidad de los recursos naturales y de los efluentes y emisiones generadas por las actividades industriales.

De este modo se observa cómo se superponen jurisdicciones y actores en el mismo espacio: el CGPBB como ente público no estatal a cargo de la administración y explotación del área portuaria; el CTE dependiente de la Municipalidad de Bahía Blanca encargado del monitoreo del área industrial y el OPDS dependiente de la provincia de Buenos Aires encargado de la aplicación de sanciones a las empresas.

A fin de mejorar el control sobre la zona, recientemente se inauguró una nueva plataforma de monitoreo ambiental²⁶ denominado Qué Pasa Bahía Blanca (QPBB) abierta a toda la comunidad a través de la red de Gobierno Abierto que permite el acceso a los datos obtenidos de las mediciones realizadas en el Polo Petroquímico, establecimientos industriales y sistemas de tratamiento de efluentes cloacales urbanos cuyo destino final es la ría de Bahía Blanca. En este sitio se pueden ver todas las mediciones históricas y en tiempo real de calidad del aire, efluentes líquidos, nivel de ruidos de origen industrial, así como información general de las diferentes industrias y empresas.

Cada dato que presenta el sitio QPBB, está estrictamente monitoreado por el Comité Técnico Ejecutivo del Municipio encargado del control ambiental en colaboración con

²⁵ En línea] <http://www.opds.gba.gov.ar/index.php/paginas/ver/DFisInInspg> [7 de junio 2015]

²⁶ [En línea]<http://www.quepasabahiablanca.gov.ar/empresas/polisur.html> [7 de junio 2015]

la Universidad Nacional del Sur, la Universidad Tecnológica Nacional y el Instituto Argentino de Oceanografía (IADO). La intención es que la apertura de estas mediciones tanto al Municipio como cualquier ciudadano permita crear estadísticas, software o aplicaciones móviles que informen sobre la contaminación sonora de la ciudad o la calidad del aire que se respira. Las cámaras en vivo muestran en tiempo real el área industrial y permiten monitorear los eventos medioambientales relativos a la actividad industrial.

En relación con la percepción de la población sobre la mala calidad del aire de la ciudad como consecuencia de la presencia de las industrias, las siguientes mediciones realizadas en el período 2010-2012 muestran de modo objetivo: el grado de contaminación del aire (considerado como la presencia en la atmósfera, de sustancias resultantes de la actividad humana o de procesos naturales) en concentración suficiente, durante un tiempo suficiente y en circunstancias tales como para afectar el confort, la salud o el bienestar de personas, o del ambiente.

Los elementos medidos en relación con los límites legales indicado por la **línea roja** en cada imagen son: ozono (límite legal 120 partes por billón (ppb), se mantiene en 50 ppb; monóxido de carbono (límite legal 35 partes por millón (ppm), en ningún caso llega a 5 ppm ; óxido de nitrógeno (límite legal 200 partes por billón (ppb), se acerca a este valor en algunas oportunidades); y material particulado en un período de 24 horas (límite legal 150 microgramos por metro cúbico, que periódicamente supera este valor (figura 79).

El análisis de los datos muestra en relación con la percepción de la población sobre el grado de contaminación del aire que el ozono, óxido de nitrógeno y monóxido de carbono más relacionado con las plantas del polo petroquímico **no superan los límites legales** (línea roja) y en general los valores se encuentran alejados de ellos mientras que el óxido de nitrógeno lo supera levemente en algunas ocasiones. Respecto al material particulado presente en el aire en su mayoría es producto de la actividad cerealera del puerto en una ciudad donde los vientos son una característica propia.

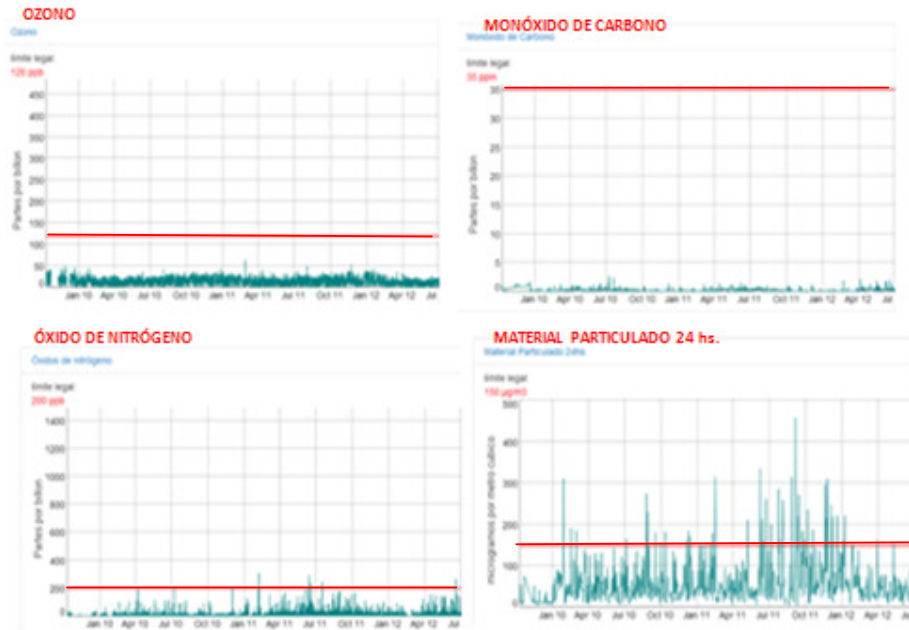


Figura 79. Medición de elementos contaminantes del aire. Fuente:

http://www.quepasabahiablanca.gov.ar/sensores/calidad_de_aire/

Estos datos son de actualización manual ya que requieren la validación previa de los datos por personal técnico del CTE. Sin embargo, desde 2012 no se realizaron actualizaciones de la información por ese motivo el Concejo Deliberante de Bahía Blanca ²⁷ aprobó un proyecto de resolución que convoca a diversas autoridades para que expliquen porque desde esa fecha no se realizan las auditorías del Programa Integral de Monitoreo a las industrias.

Las industrias como consecuencia de sus procesos productivos producen desechos industriales que pueden afectar también a la calidad de las aguas y los procesos de autodepuración natural de los cursos superficiales receptores (figura 80). Por ello, otro componente susceptible de medición es el control de los vertidos líquidos que se realiza para fiscalizar el cumplimiento de los límites admisibles para descargas, establecidos

²⁷ La Nueva Provincia, Demanda ambiental, 16 de junio de 2015:6.

por la resolución 336/2003 de la Autoridad del Agua (ADA)²⁸ Estos datos se encuentran disponibles desde 2010 y se actualizan automáticamente.



Figura 80. Planta TGS (General Cerri), Vista General del Puerto de Ingeniero White y Puerto Galván Acceso a Indupa y Termoeléctrica Luis Piedrabuena, Fuente: CTE, 2014

Los muestreos de efluentes líquidos²⁹ en las empresas del Polo Petroquímico y el Área Portuaria del distrito de Bahía Blanca se realizan en forma conjunta entre inspectores del CTE y de la ADA. Al identificarse un desvío a la legislación vigente, la ADA genera una única actuación con el aporte de los resultados de ambos organismos. Esta coordinación agilizó el juzgamiento y sanción de las infracciones detectadas.

En este sentido, uno de los problemas que afectó recientemente al área en relación con la cuestión ambiental fue el pedido presentado a la Justicia por el Fiscal Federal Alejandro Cantaro³⁰ para que se prohíba a varias empresas del Polo Petroquímico y a Aguas Bonaerenses S.A. (ABSA) -por el mal funcionamiento de la planta depuradora de líquidos cloacales- y por verter líquidos contaminantes al estuario de Bahía Blanca por

²⁸ El ADA es la Autoridad de Aplicación de la Provincia de Buenos Aires a efectos de control de los efluentes líquidos. Desde la vigencia de la Ley 14230/11, el CTE a los efectos de la aplicación del control de los efluentes líquidos tiene facultades concurrentes con el ADA.

²⁹ [En línea] http://www.quepasabahiablanca.gov.ar/sensores/efluentes_liquidos/ [7 de junio 2015]

³⁰ [En línea] <http://www.lanueva.com/la-ciudad/811930/contaminacion-en-la-ria--quieren-prohibir-que-las-empresas-del-polo-y-absa-tiren-liquidos-residuales.html> [12 de mayo de 2015]

"la magnitud de los daños que podrían suscitarle a la población de la ciudad y por la incertidumbre sobre las reales posibilidades de contaminación del producto de la pesca en la zona y consecuente contaminación de quienes de ello se alimentan" por ello pidió

“...la inmediata prohibición del vertido en la Ría de Bahía Blanca de los efluentes sólidos, gaseosos o líquidos, consecuencia del proceso industrial que las empresas imputadas vierten a través de ductos y canales, construidos y utilizados a tal fin o en arroyos de uso público” (Cantaro,2015)

El Fiscal Cantaro solicitó también que se convoque a una audiencia con las empresas denunciadas y se presente un plan inmediato de saneamiento de los vertidos. En este sentido, un estudio realizado por el Instituto Argentino de Oceanografía de Bahía Blanca demostró que había residuos de metales pesados (cadmio, zinc y mercurio) en varias especies de peces en cantidades que superan lo permitido por la ley.

Esta solicitud se ampara en lo establecido por la ley de pesca de la Provincia de Buenos Aires N° 11.477 que “prohíbe arrojar a las aguas en forma permanente o transitoria, sustancias nocivas para la biología marina”. En el documento presentado se remarcó que “...la zona interna del estuario tiene baja renovabilidad del agua y presenta alta vulnerabilidad. Se requiere optimizar el tratamiento, ya que se corre el riesgo de alterar irreversiblemente las condiciones”. Sin embargo, cabe acotar que no solo las industrias arrojan desechos sino también los efluentes cloacales de la ciudad se vierten en el estuario sin ningún tipo de tratamiento y no se ejerce control sobre los mismos.

En consecuencia, se desprende que tanto en relación con la calidad del aire como con el vertido de efluentes líquidos las industrias se encuentran monitoreadas a escala local a través de la Municipalidad, pero estas fiscalizaciones deben ir acompañadas por la sanción de las faltas que dependen de la provincia de Buenos Aires. Si esto se implementara correctamente permitiría el desarrollo industrial en la franja costera de la ciudad de forma controlada.

Asimismo, en relación con la cuestión ambiental y ante la posibilidad que surgiera algún evento en las plantas que no pudiera controlarse la Municipalidad de Bahía Blanca fue elegida en el año 1996 por Naciones Unidas como ciudad piloto en la Argentina para la

implementación del Proceso APELL³¹. En el siguiente plano se observa en amarillo el área de influencia y aplicación de este plan que comprende tanto el área costera como la Localidad de Ingeniero White, el polo petroquímico y el parque industria (figura 81).

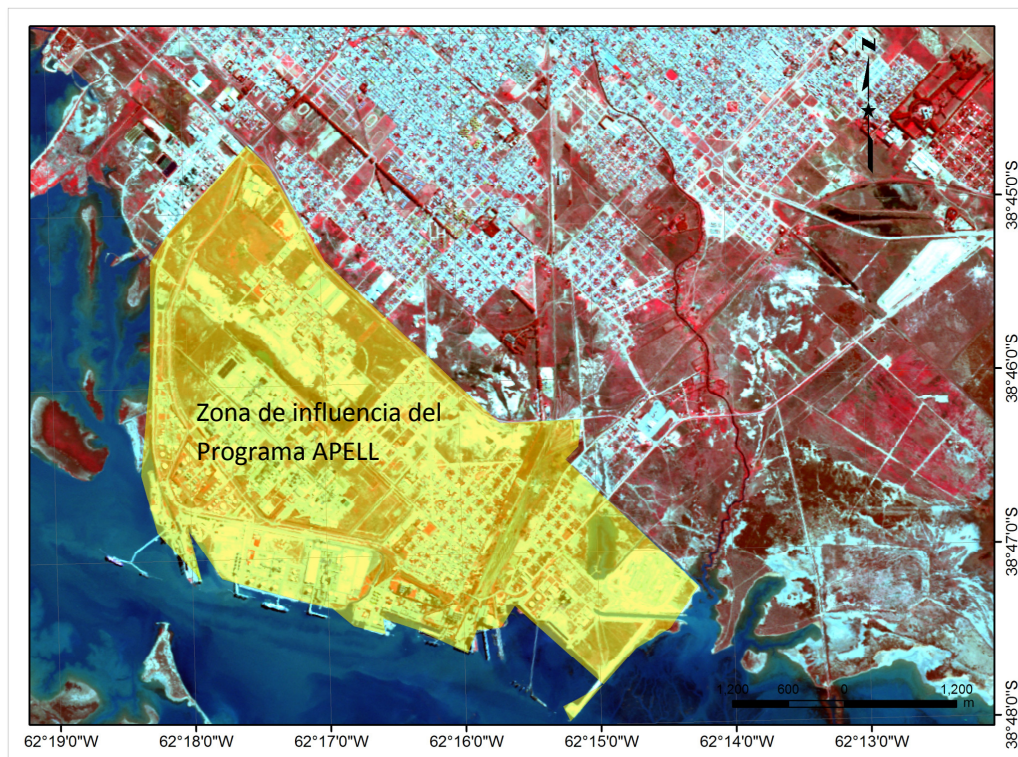


Figura 81. Zona de Influencia del Programa APELL. Fuente: Elaborado por Guerrero, 2014 sobre la base de información de la Municipalidad de Bahía Blanca.

Este programa como indica su sigla en inglés APELLL (*Awareness and Preparedness for Emergencies at the Local Level*) significa “Programa de Concientización y Preparación para Emergencias a Nivel Local” fue diseñado por el Programa de Naciones Unidas Para el Medio Ambiente (PNUMA) para identificar respuestas concretas y efectivas para prevenir y responder ante emergencias y desastres por medio de la concientización y preparación de empresas y comunidades que enfrenten riesgos naturales y tecnológicos. Específicamente su objetivo es...

“... proteger a la comunidad contra pérdidas humanas y materiales, así como evitar daños al medio ambiente, mediante la preparación de un plan coordinado de emergencia para

³¹[En línea] <http://www.bahia blanca.gov.ar/areas-de-gobierno/medio-ambiente/proceso-apell/>[7 de junio 2015]

manejar efectivamente los accidentes y evitar que se transformen en catástrofes, a la par de enseñar a la comunidad cómo reaccionar ante diversas situaciones de emergencias” (sitio web oficial de la Municipalidad de Bahía Blanca, 2011).

El programa funciona sobre la base de un Grupo de Coordinación del Proceso APELL de Bahía Blanca que aporta los recursos humanos necesarios a las subcomisiones de trabajo para cumplir los objetivos y plazos establecidos en el Proceso APELL. Está formado por tres Comisiones de Trabajo integradas por profesionales y técnicos de organismos públicos, universidades e industrias y vecinos.

- 1- Comisión de Evaluación y Análisis de Riesgos: tiene a su cargo los estudios de los riesgos potenciales, las áreas de vulnerabilidad y las posibles consecuencias ante una emergencia. El resultado de su trabajo es el material que la Comisión de Respuesta a Emergencias utiliza para desarrollar los distintos planes de acción.
- 2- Comisión de Respuesta a Emergencias: tiene la función de integrar a todos aquellos organismos e instituciones vinculados con la respuesta a la emergencia, a los efectos de coordinar las acciones de cada grupo: Cuerpos de Bomberos, Policía, Hospitales, responsables de seguridad de la industria, entre otros. Entre sus actividades propone capacitaciones para sus integrantes, identifica necesidades de equipamiento y organiza distintos tipos de simulacros. Este grupo es el responsable de realizar las revisiones a Manuales de Procedimientos para actuar en caso de emergencias tecnológicas como así también las mejoras del Plan de respuesta a emergencias (PRET) que se revisa en forma periódica.
- 3-Comisión de Concientización y Difusión Comunitaria: tiene como tarea fundamental llevar a la comunidad involucrada el conocimiento del Proceso APELL, su metodología y sus objetivos. Para ello elabora programas educativos para instituciones intermedias y escuelas, diseña folletería y recursos visuales para transmitir las medidas de autoprotección a la población, propone charlas, cursos y analiza la demanda de información de la comunidad, diseña planes de capacitación para aplicar en Establecimientos Educativos del área de influencia.

A pesar de la existencia de estas comisiones la coordinación de todas las acciones durante una emergencia es responsabilidad del gobierno municipal a través de Defensa Civil. Como complemento del programa se desarrollan dos programas específicos. El Programa APELL PUERTOS que incorpora particularidades propias de la actividad portuaria en las consideraciones metodológicas tanto de los análisis de riesgos como en la elaboración de los planes de Emergencias y el Programa Trans APELL que es una extensión del programa APELL cuyo alcance va más allá de los riesgos asociados con las instalaciones fijas y es aplicado en aquellas localidades donde circulan vehículos que realizan envíos, distribución y transporte de materiales peligrosos tanto sea por carretera, transporte ferroviario, vía marítima y fluvial o transporte aéreo.

Finalizando este capítulo se señala que a escala local el conjunto de las organizaciones analizadas muestra la presencia de diferentes actores de la comunidad tanto en el CGPBB, como en el CTE y el programa APELL, así como las posibilidades de seguimiento en tiempo real de la situación en las empresas del polo a través del sitio QPBB, lo cual implica que el monitoreo y control está bien organizado pero se observan deficiencias en cuanto a las medidas de aplicación de sanciones que dependen de otra jurisdicción de gobierno, mostrando de este modo las tensiones presentes entre diferentes territorialidades. Por lo tanto, “es en el campo de la política y de la gestión pública donde se debe indagar para entender las causa-no ambientales- de la problemática ambiental” como sostienen Bocero y Natenzon (2007:78).

A su vez, se resaltan también aspectos socioeconómicos y socioambientales como reflejo de las tensiones que se producen en el territorio entre la visión del mercado, que busca valorizar los recursos y que se reflejan en la palabra de los representantes de la industria y del gobierno que consideran su impacto como positivo para el crecimiento de la ciudad y la región, frente a la visión de la sociedad civil -a través de movimientos de vecinos autoconvocados- que critican esta visión “mercantilista” y procuran conservar los espacios naturales así como aquellos elementos que consideran dadores de identidad ajenos a la actual lógica de inserción en el mercado global de GNL o en el mercado petroquímico regional sudamericano.

Ambas visiones muestran la complejidad que emerge del uso social de los recursos en su proceso de valorización productiva. De este modo, coincidiendo con lo expresado por Quintero (2007)

“...territorialidades de diverso origen y escala pueden yuxtaponerse en forma contradictoria, provocando conflictos o disfuncionalidades o bien pueden institucionalizarse según normas y regulaciones estables o pueden mantenerse por relaciones de fuerza sin consenso social” *Quintero (2007:153)*.

En el caso del espacio costero del Complejo portuario de Bahía Blanca se observa una combinación de estas variables que generan tensiones territoriales entre los distintos actores puesto que por un lado están los conflictos entre distintas jurisdicciones de gobierno local y provincial por falta de aplicación de sanciones que muestran disfuncionalidades en procesos institucionalizados o por la imposición de actividades productivas desde la escala nacional. Por otro lado, -aún sin consenso social- se sigue adelante con la industria gasífera para satisfacer las necesidades de abastecimiento de gas de la sociedad - a escala nacional o regional sudamericana- ya sea en forma de GNL con la instalación de plantas regasificadoras o la obtención de subproductos del gas transformados por la industria petroquímica.

CONCLUSIONES

CONCLUSIONES FINALES

La visión geopolítica multiescalar propuesta por la investigación como perspectiva de análisis de la cuestión energética, desde el marco conceptual de referencia de la Nueva Geografía Política y de la Geopolítica de la Energía, permite enriquecer la comprensión de la realidad y visibilizar el carácter espacial de los procesos estudiados. En este marco, Espacio, Energía, Política y Poder constituyen elementos claves de la investigación.

La Nueva Geografía Política aporta su enfoque multiescalar y multidimensional al estudio de la cuestión energética en general y del recurso gas en particular, donde las redes que se conforman derivan tanto de la creciente especialización productiva de los territorios como de la diversificación de los flujos de intercambio entre espacios distantes. A su vez, desde la Geopolítica de la Energía se analizan y comprenden los conflictos que surgen en el uso de los recursos energéticos, principalmente petróleo y gas, en función de factores geográficos asociados a la disponibilidad de esos recursos; desarrollo de rutas de transporte marítimas; construcción de infraestructura para el transporte de energía-oleoductos y gasoductos- a los que se suman también factores políticos y económicos tales como: relaciones diplomáticas entre Estados definidas a través de acuerdos de comercio que otorgan seguridad jurídica a las inversiones (precio del recurso, tiempos de entrega y costos de transporte entre otros).

La unión entre ambos enfoques se produce cuando los espacios se articulan a partir de relaciones de interdependencia que solo pueden ser comprendidos y explicados a través de una visión holística de la realidad, producto de estas relaciones espacializadas de poder multiescalares y multidimensionales. Retomando las ideas expresadas por Castro (2001) y Lacoste (2005) en el marco conceptual, el análisis multiescalar a través de un conocimiento espiralado de la realidad, que parte del contexto global y va profundizando el conocimiento hasta llegar al estudio de la escala local, reconoce este carácter dinámico y complejo del territorio como una totalidad. Esta interrelación entre las diferentes escalas explica el proceso de construcción del territorio, contextualiza el análisis de la cuestión energética y demuestra como sostiene Lacoste (2005) que, “un

cambio en la escala implica no sólo cambios cuantitativos, sino también cambios cualitativos”.

En el mismo sentido, Castro (2001) remarca la necesidad de disociar el concepto de escala de la cartografía que considera sólo el tamaño, señalando que tan importante como saber que las cosas cambian con el tamaño, es conocer la forma en que cambian. En este marco, la investigación permite conocer y comprender cómo actúan estos cambios en el Sistema Energético global y regional, así como entrever la interacción local-global.

Recontextualización de la cuestión energética desde una perspectiva sudamericana de la Geopolítica de la Energía

La perspectiva geopolítica multiescalar de la investigación parte de analizar los cambios en el contexto global para comprender como influyen a escala regional sudamericana y luego profundizar en el estudio de caso a escala nacional en la Argentina y a escala local en Bahía Blanca, que es el lugar donde la dimensión subjetiva cobra centralidad a fin de comprender las acciones individuales y conocer como el hombre las entiende y valora.

De este modo, se pasa de la búsqueda de explicación a la comprensión de la realidad analizada -muchas veces condicionada por decisiones y acciones de actores que operan a escala global- y se recontextualiza el escenario energético de la región sudamericana. Así se logra una comprensión más amplia, completa y compleja del objeto de estudio mediante la interpretación de los datos generados por la investigación en relación con el marco teórico de referencia y se construye una explicación en relación con los cambios producidos en el área bajo estudio desde una perspectiva sudamericana de la Geopolítica de la Energía.

El resultado obtenido en la investigación permite identificar dinámicas territoriales de la energía en la región sudamericana en relación con las reservas del recurso gas que conforman un ciclo producido durante el período 2004-2014 dividido en seis breves ciclos caracterizado cada uno por cambios de localización -en el espacio y en el tiempo- de posibles centros de abastecimiento de gas a la región. Si bien a escala global el espacio se organiza en función de las lógicas dominantes y es ajeno a las particularidades

regionales, resulta necesaria una perspectiva sudamericana para comprender tanto cuáles son las acciones tomadas por los Estados a escala regional como cuáles son las causas de esas decisiones a fin de comprender el origen de los problemas de abastecimiento para cubrir el déficit de gas, inicialmente en la Argentina, pero que luego impacta en la región, a pesar de la existencia de reservas que permitirían el autoabastecimiento.

En el período 2004-2005, que coincide con el inicio de la crisis de abastecimiento de gas entre la Argentina y Chile, se identifican dos ciclos. **El primer ciclo con centro en la Argentina** se produce a partir del descubrimiento del yacimiento Loma de La Lata (Neuquén-Argentina) en la década del setenta, que opera como el principal abastecedor del recurso para la Argentina y Chile, hasta que su producción comienza a descender en 2004. Este descenso coincide con el descubrimiento de un importante yacimiento de gas en Camisea (Perú) que entra en producción en 2005 y surge como primera alternativa de solución a los problemas de abastecimiento de gas desde la Argentina hacia Chile.

El segundo ciclo con centro en Perú, necesita la construcción de un pequeño tramo de gasoducto, que sumado al ya existente entre Camisea y Pisco en la costa del océano Pacífico, permita conectar con Chile a fin de abastecerlo. Esta solución, en principio viable, es descartada porque resurgen conflictos geopolíticos previos entre Perú y Chile por la delimitación del mar territorial, que impiden la concreción del proyecto del Anillo Gasífero que también abastecería las necesidades de la Argentina. Luego, en el período comprendido entre los años 2006 y 2007 se presentan otras dos alternativas de solución, apoyadas en los principales centros de reservas de gas en la región: Bolivia y Venezuela.

El tercer ciclo con centro en Bolivia, se inicia en el año 2006 cuando frente a los problemas de abastecimiento interno la Argentina decide reiniciar las importaciones de gas desde ese país. Bolivia acuerda los envíos de gas a la Argentina con la cláusula que "...ni una molécula de gas puede ser enviada a Chile". Esto implica que -parcialmente- se solucione el problema de abastecimiento al mercado interno de la Argentina pero se mantiene el problema de abastecimiento a Chile, principal importador del recurso. Además, en el mismo año se produce la nacionalización de los recursos en Bolivia que

provoca nuevos conflictos entre los países de la región al afectar los intereses de Brasil en ese país.

El cuarto ciclo con centro en Venezuela se inicia en el año 2007, surge como una nueva alternativa de solución la propuesta de construcción del Gran Gasoducto del Sur, que partiendo desde Venezuela abastecería a la Argentina y Brasil. Sin embargo esta propuesta deja a Bolivia fuera del proyecto, con lo cual en lugar de integrar a escala regional las diferentes alternativas de abastecimiento, se torna en una competencia entre dos proveedores posibles: Bolivia o Venezuela. Además, es un proyecto de largo plazo que tampoco soluciona los problemas actuales de abastecimiento de gas a Chile y la Argentina.

Nuevamente aparecen conflictos de intereses entre los países de la región que en lugar de buscar soluciones a los problemas de abastecimiento regional, tienden a reforzar competencias por el liderazgo regional, principalmente entre Venezuela y Brasil, donde la energía opera como reflejo de las relaciones espacializadas de poder.

En síntesis, el escenario de la región sudamericana que se extiende durante los años 2004 al 2007, se caracteriza por la búsqueda de soluciones regionales a partir de recursos propios existentes en la región, la firma de acuerdos bilaterales y la propuesta de tendido de gasoductos que favorecen los procesos de integración energética regional como el Anillo Energético con centro en Perú o el Gran Gasoducto del Sur con centro en Venezuela. A pesar que las propuestas de solución intrarregionales son viables por la existencia de reservas, se ven limitadas en su aplicación por conflictos geopolíticos preexistentes que impiden su concreción y llevan al desarrollo de un nuevo ciclo, donde la búsqueda de solución a los problemas de abastecimiento se encuentra en el mercado global de la energía más allá de las diversas reservas de gas existentes en países de la región como Perú, Bolivia y Venezuela.

En este primer período entre 2004 y 2007 se confirma la primera hipótesis planteada “la existencia de conflictos geopolíticos aún irresueltos en la región sudamericana, incide en las decisiones actuales tomadas por los Estados en relación con el abastecimiento del recurso gas a la región”. Tal el caso de los conflictos por la pérdida de salida al mar entre Bolivia y Chile o por la delimitación del mar territorial entre Chile y Perú. Cómo

se demostró en relación con sus reservas y proximidad, tanto Bolivia como Perú podían solucionar los problemas de abastecimientos de gas a Chile -frente al incumplimiento de contratos de suministro de la Argentina- sin necesidad de recurrir a la importación de GNL.

Por una parte, Bolivia podría abastecerlo redireccionando parte de las exportaciones que envía hacia la Argentina utilizando los gasoductos ya construidos. Pero Bolivia incluyó una cláusula que establece que "...ni una molécula de gas de Bolivia podía redirigirse hacia Chile", por sus reclamos -históricos y actuales ante La Haya- para recuperar la salida al mar.

Por otra parte, la alternativa de Perú tampoco se concreta porque resurgen conflictos con Chile por la delimitación del mar territorial. Estos conflictos inciden además en el suministro de gas a la Argentina -al impedir la concreción del Anillo Energético con centro en Perú propuesto en 2005- para abastecerla mediante un redireccionamiento de los flujos de gas que irían desde Perú hacia Chile y luego desde allí hacia la Argentina utilizando los gasoductos existentes entre ambos países. Además, Bolivia también presenta una disminución de sus reservas y no puede cubrir simultáneamente la creciente demanda de Brasil y de la Argentina que se reinicia en el año 2006.

Se da la paradoja que en este contexto favorable a la integración y, en oposición al discurso integracionista dominante, a partir del año 2008 y hasta el año 2014, se inicia un segundo escenario que se caracteriza por la apertura al mercado global de la energía, compuesto por dos ciclos donde como consecuencia de la falta de soluciones regionales se favorece el ingreso de actores extraregionales y se incorpora como nuevo mercado emergente consumidor de gas natural licuado o como futuro exportador de nuevos recursos descubiertos en territorio sudamericano que por su volumen podrían abastecer tanto a la región como generar excedentes para exportación. En este sentido se confirma la segunda hipótesis que sostiene que "Las decisiones políticas tomadas por los Estados en la actualidad generan territorialidades multiescalares que explican tanto la localización, como la circulación y disponibilidad del recurso gas en la actualidad, ya sea en forma líquida o gaseosa." Estas características se reflejan en los siguientes ciclos:

El quinto ciclo con centro en Brasil se produce en el período comprendido entre los años 2008 y 2011, se apoya en los descubrimientos de hidrocarburos en el presal de Brasil. Además, los principales cambios en cuanto a la localización, circulación, disponibilidad del gas en la región se dan mediante la incorporación de un nuevo modo de transporte que no estaba presente antes en la región como es el transporte por vía marítima del GNL junto al desarrollo de varias plantas regasificadoras construidas y proyectadas en las costas de varios países de la región. Cabe destacar que, además de la compra del GNL la región depende también del alquiler de barcos metaneros para el transporte del recurso y, de barcos regasificadores para transformar el gas del estado líquido al gaseoso para inyectarlo en los gasoductos. Las excepciones son Chile que ya tiene plantas regasificadoras propias en tierra y Perú que suma una planta de licuefacción que exporta el recurso **fuera de la región**.

En este contexto, la región sudamericana se incorpora como mercado emergente al mercado global del GNL, con la posibilidad futura de pasar de importador a exportador si se desarrollan los nuevos recursos que son técnicamente recuperables pero que aún no son económicamente viables. Todas estas posibilidades afianzan la industria del gas natural en los países de la región, así como sus posibilidades de inserción en el mercado global de la energía. Como consecuencia se dejan de lado los proyectos de construcción de nuevos gasoductos propuestos en el escenario anterior y se cambia hacia una dependencia de la región del mercado externo a diferencia de los ciclos anteriores.

El sexto ciclo con centro en la Argentina se extiende entre 2012 - 2014 apoyado en el potencial desarrollo de recursos no convencionales en el país, mientras continúa la instalación de nuevas plantas regasificadoras en diversos países de la región. En 2013, la Argentina según un informe de ARI posee la segunda reserva de *shale gas* y la cuarta de *shale oil* a escala global completando un ciclo de una década donde, aparece nuevamente como posible centro de abastecimiento regional. En Brasil, a pesar de contar con recursos no convencionales el esfuerzo se concentra en la puesta en producción de los recursos del presal con desarrollo de tecnología propia e inversiones conjuntas de Petrobras con empresas extranjeras.

En suma, las dinámicas territoriales producidas en la década analizada 2004-2014 se dividen en ciclos cortos que marcan en el territorio las posibles alternativas de autoabastecimiento de gas para la región sudamericana, a partir de **reservas existentes**. La brevedad de los tiempos que comprende cada ciclo muestra la velocidad con que se producen los cambios a escala regional sudamericana, influenciados por los cambios a escala global. De este modo, se confirma como el componente geopolítico a escala regional, es uno de los principales determinantes del valor crítico del recurso gas natural, no por la escasez del recurso sino porque su distribución tiene bases inestables que dependen de decisiones políticas basadas en conflictos geopolíticos aún irresueltos, que definen el accionar de los Estados frente a decisiones concretas de abastecimiento del recurso a la región. Ello conduce a una dinámica territorial de incertidumbre e inestabilidad por la velocidad de los cambios que la alejan de la integración energética regional.

Este aumento de las discrepancias, explica la inestabilidad e incertidumbre regional, fruto de este doble juego de cooperación y conflicto al cual se suma la multiplicación de los actores intervinientes en la región. Se pasa de un escenario inicial, con presencia de liderazgos fuertes, a la actual situación de falta de liderazgo regional. De este modo, se genera un vacío en las relaciones de poder entre los países de la región, que facilita la penetración de actores extraregionales como Rusia, Estados Unidos, Irán y China quienes buscan asegurarse nuevos recursos apoyándose -en algunos casos- en afinidades ideológicas entre sus líderes como Rusia e Irán en sus relaciones con Venezuela, Bolivia y Argentina.

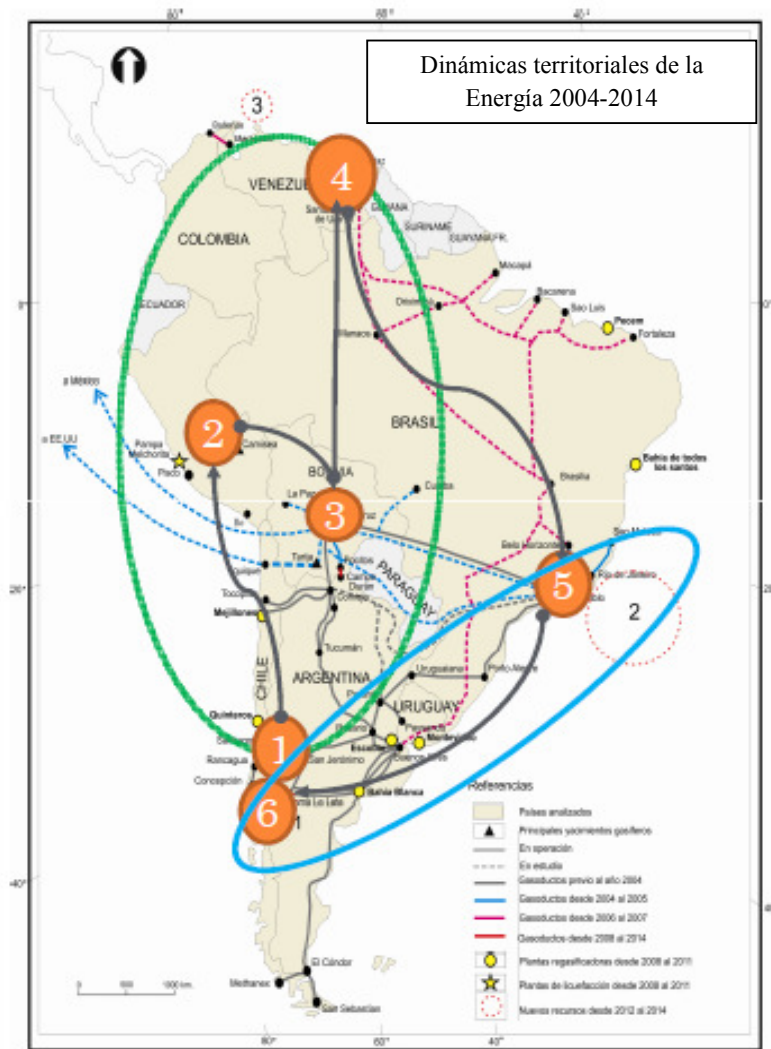
Finalmente, como resultado de ambas situaciones se verifica la tercera hipótesis que sostiene que “los obstáculos a la integración gasífera sudamericana durante el período 2004-2014 surgen tanto de conflictos geopolíticos aún irresueltos como de cambios actuales en la localización, circulación y disponibilidad del recurso gas en sus diversas formas”. En este sentido, desde una mirada global, la región en la década analizada se caracteriza por la estabilidad económica y política reflejada en la continuidad de gobiernos caracterizados como populistas, de fuerte contenido ideológico de izquierda y enfrentados tanto a Estados Unidos como Europa. Al mismo tiempo, estos países refuerzan sus alianzas con Rusia, China e Irán y realizan acciones concretas que llevan a

procesos de nacionalización de los recursos hidrocarburíferos a fin de recuperar la soberanía energética. A ello se suma el incremento de las reservas de la región.

Tanto el discurso como las acciones realizadas por los gobiernos llevarían a pensar que el logro de la integración energética regional es una realidad próxima concretarse. Sin embargo, los conflictos que se producen en la actualidad solo pueden ser comprendidos conociendo la trayectoria histórica del territorio y, desde una perspectiva geopolítica sudamericana. La complejización de la situación regional se torna visible al reconocer que cada vez son más los lazos de cooperación regional e interregional a la vez que, simultáneamente, se observa un mayor número de discrepancias en la región sudamericana por conflictos geopolíticos aún irresueltos ajenos a la cuestión energética, pero con efectos sobre la misma.

La importación del recurso gas gracias a la flexibilidad que permite el transporte por vía marítima del GNL aparece en el 2014 -momento de cierre de la investigación- como la solución hallada por los distintos Estados de la región sudamericana, frente a la rigidez de los plazos e inversiones en infraestructura que imponen los gasoductos. Se destaca entonces que, ante la imposibilidad de los países de la región de superar los conflictos históricos de origen geopolítico aún irresueltos, que dificultan el autoabastecimiento y la integración energética regional como soluciones posibles -a pesar del incremento de las reservas actuales y potenciales en la región- emerge la dependencia del mercado externo como consumidor de GNL y la fragmentación regional como resultado final de este ciclo de diez años de duración.

El siguiente mapa (figura 82) permite visibilizar estos dos escenarios clave en la relación entre los Estados. El primero entre 2004-2007 que favorece procesos de integración energética regional y un segundo escenario entre los años 2008 a 2014, caracterizado por la inserción de la región en el mercado global de la energía.





REFERENCIAS	
Posibles centros de abastecimiento regional	
1-2004 Loma de la Lata (Neuquén-Argentina).	4-2006/7 Gran Gasoducto del Sur (Venezuela).
2- 2005 Anillo Gasífero (Perú).	5- 2008 Descubrimientos en el Presal (Brasil).
3-2006 Reinicia la importación desde Bolivia.	Ingreso al mercado del GNL.
	6- 2012 Recursos No Convencionales (Vaca Muerta-Argentina).
Integración Regional 	
Inserción Global 	

Figura 82. Dinámicas Territoriales de la energía período 2004-2014. Fuente: Elaborado por Guerrero, 2015, sobre la base de la investigación realizada.

Complementando el mapa anterior, la figura 83 es una propuesta interpretativa que esquematiza de forma simultánea, la cadena de valor del gas natural junto a las transformaciones territoriales que genera el gas, que puede llevar a la integración o a la fragmentación territorial de acuerdo a las decisiones políticas y económicas adoptadas por los Estados en cuanto al modo de transporte del recurso gas. Estos resultados definen dos escenarios que dependen de la forma en que se estructura la cadena de valor del gas natural, principalmente, se identifica la importancia del segundo eslabón de la cadena en relación con el transporte como aquel capaz de generar procesos de territorialización o desterritorialización del recurso.

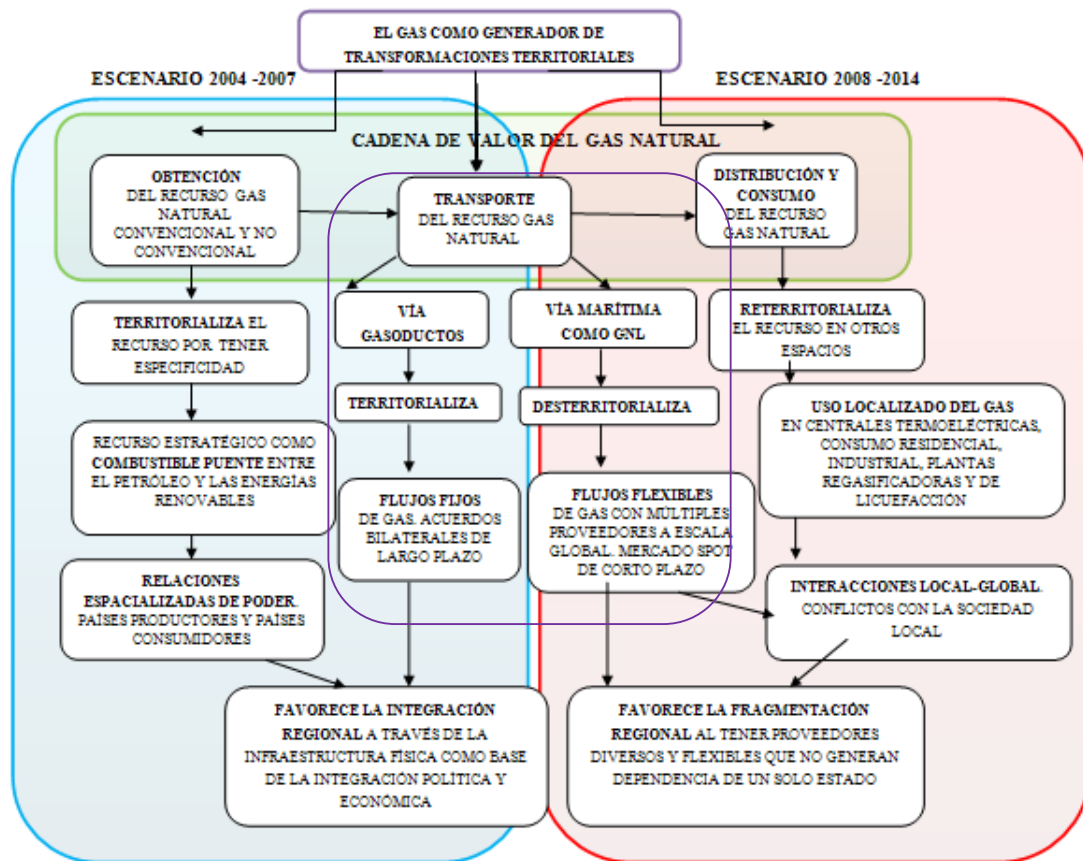


Figura 83. Propuesta interpretativa: El gas como generador de transformaciones territoriales.

Fuente: Elaborado por Guerrero, 2015

Este esquema permite profundizar en los aspectos territoriales de la cadena de valor del gas natural, en relación con las transformaciones territoriales que se originan a escala

regional sudamericana. Los eslabones que integran la cadena de valor del gas natural comprenden por un lado, actividades del proceso de exploración, desarrollo y producción denominado *upstream* y por otro lado, actividades del proceso de transformación, comercialización y distribución denominado *downstream*.

Este análisis que se realiza desde el punto de vista de la cadena de valor del gas natural permite identificar al segundo eslabón de la cadena como aquel que favorece o no los procesos de integración energética. Considerando el descenso de los precios del GNL y la tendencia hacia la formación de precios globales y no solo regionales como funciona hasta el momento el mercado del gas, es probable que se incremente esta tendencia de consumo del GNL en detrimento de la construcción de nuevos gasoductos. Como consecuencia de las decisiones políticas adoptadas actualmente se favorecen los procesos de fragmentación territorial que la alejan de la integración energética regional. Se generan así distintas relaciones entre los países según el modo de transporte de los flujos de gas, ya sea por gasoductos o por vía marítima transformado en GNL, que los Estados deben considerar al momento de tomar decisiones políticas de abastecimiento.

De este modo, desde el punto de vista de la Geopolítica de la Energía, se observa que en la región son escasos los corredores energéticos que la surcan, los que existen están concentrados internamente en la Argentina y entre Bolivia, Brasil y la Argentina a diferencia de lo que ocurre en otros territorios como por ejemplo el europeo. Esta falta de conexiones perjudica la integración física entre los países como base de la integración económica en general y energética en particular.

En este marco, los resultados de la investigación realizada permiten afirmar que el gas es generador de territorialidades multiescalares -producto de una construcción social colectiva- asociadas a la localización del recurso, pero también a su circulación y disponibilidad, lo cual refleja de modo integral el carácter dinámico y complejo del territorio como una totalidad, a partir del estudio de las tensiones y los flujos de poder multiescalares, transescalares y multidimensionales que expresan la relación entre poder y gas natural, reforzando su tratamiento desde una visión geopolítica multiescalar de la cuestión energética focalizada en el recurso gas, desde una perspectiva geopolítica sudamericana.

Como síntesis final del análisis geopolítico multiescalar se exponen los principales resultados obtenidos en cada una de las escalas analizadas:

Resultados a Escala Global

Del análisis dominante en el siglo XX, centrado en el petróleo como eje central de los estudios de la cuestión energética, con una demanda creciente frente a una oferta estancada, se pasa en el siglo XXI a lo que algunos autores denominan el **siglo del gas** caracterizado por una **nueva abundancia energética**, originada por la puesta en producción de recursos no convencionales que incrementan la oferta de hidrocarburos, en un contexto económico de caída de la demanda, luego de la crisis económica de 2008 sumada a la desaceleración del crecimiento en China.

En este marco, el análisis la cuestión energética focalizada en el recurso gas permite afirmar que en el siglo XXI existe una estrecha relación, en términos geopolíticos, entre el concepto de poder y la explotación del gas natural convencional y no convencional. Las transformaciones que se producen en el mercado mundial del gas natural en la segunda década de este siglo en torno a la obtención y transporte del recurso, son de alcance global y estructural con efectos en el corto, mediano y largo plazo. Se asientan en desarrollos tecnológicos que permiten tornar técnicamente recuperables y económicamente viables tanto los recursos no convencionales (*shale oil* y *shale gas*) en Estados Unidos, como los hidrocarburos descubiertos en aguas profundas y ultraprofundas del presal en el caso de Brasil. Estados Unidos logra en 2015 el autoabastecimiento gasífero y desplaza a Rusia del primer lugar histórico como productor de gas natural, sumado a la posibilidad de obtener en 2016 el autoabastecimiento petrolero a partir del *shale oil* y acercarse al logro de la independencia energética lo cual le permite depender menos de Medio Oriente.

La tecnología representa también un impulso para cambios en la circulación del recurso, al mejorar la capacidad de transporte del gas por vía marítima como GNL en barcos metaneros y para la instalación de barcos regasificadores con el desarrollo de tecnologías *ship to ship*, que facilitan la rápida instalación de plantas de regasificación flotantes a lo largo de la costa en nuevos mercados emergentes como el sudamericano favoreciendo la ampliación del mercado global de GNL.

Una segunda consecuencia a escala global del desarrollo de los recursos no convencionales en Estados Unidos, es su impacto sobre la Geopolítica de la Energía y el Orden Energético Global establecido en el siglo XX desde la creación de la OPEP que funciona como equilibrador de la oferta de hidrocarburos -en volumen y precio- en el mercado global. En este sentido, se afirma la existencia de una Nueva Geopolítica de la Energía en la segunda década del siglo XXI, puesto que la OPEP pierde su rol de equilibrador de los precios del mercado a partir del incremento de la oferta de hidrocarburos en países que no pertenecen a esta organización, como Estados Unidos y Brasil, lo cual provoca un descenso del precio del recurso que la OPEP no puede controlar.

A fines del año 2014 se produce un cambio en el sistema energético global cuando como consecuencia del exceso de oferta lleva a la baja el precio del petróleo que pasa de más de 100 dólares el barril a 47 dólares en el año 2015 y 37 dólares en el año 2016. Este cambio también afecta el precio del gas convencional y al precio del GNL que baja de 16 dólares a 6/7 dólares el millón de BTU, mejorando su posibilidad de competir con los precios de gas por gasoducto, situación que favorece a los países importadores del recurso. Estos procesos interdependientes muestran la importancia de analizar la cuestión energética de forma integral desde una visión geopolítica multiescalar

Resultados a Escala Regional

Los cambios que se producen a escala global tienen su correlato a escala regional. La región sudamericana en la década analizada muestra cambios de singular importancia en el mercado gasífero regional en cuanto a sus reservas de recursos hidrocarburíferos que -desde la oferta- la posicionan como potencial abastecedora de energía a escala global con un aumento potencial de sus reservas técnicamente recuperables que además, favorecen el autoabastecimiento regional mediante gasoductos existentes y acuerdos firmados.

El aumento de las reservas de hidrocarburos en la región sudamericana se apoya en tres grandes descubrimientos: el primero en Brasil, en aguas profundas y ultraprofundas del presal -en 2008 y aún continúan- que lo posicionan no sólo como un país que logro su autoabastecimiento energético sino también como un país superavitario en recursos

energéticos, a estas reservas se suma el potencial de explotación de recursos no convencionales presentes en su territorio continental. El segundo corresponde a la última certificación de reservas de petróleo en 2010 (recordando que en muchos casos está asociado con yacimientos de gas) que colocan al país en primer lugar, en relación con el volumen de sus reservas por encima de Arabia Saudita. Además se encuentran en Venezuela las mayores reservas de gas convencional de la región no utilizadas aún, que pueden incrementarse a partir de la exploración y explotación del recurso en el mar territorial. El tercero es cuando en 2013, se reconoce que la segunda reserva de *shale gas* y la cuarta de *shale oil* a escala global se encuentra en la Argentina.

Asimismo, la región cuenta con reservas de gas en Bolivia y Perú, ambas con potencialidad para incrementarse en el mediano plazo a partir de tareas de exploración y explotación que se están ejecutando. La suma de estas reservas lleva a que la región emerja a futuro como un mercado de mayor peso a escala global, a la vez que afianzan a la industria del gas natural en los países de la región.

Sin embargo, a partir del año 2008 al no encontrar solución a los problemas de abastecimiento por conflictos geopolíticos aún irresueltos y no por escasez de reservas, las decisiones políticas de suministro en varios países de la región se dirigen a cubrir el déficit de gas en el mercado interno mediante la instalación de plantas regasificadoras que reciben GNL, transportado por vía marítima desde el exterior, en lugar de abastecerse regionalmente. De este modo, la región sudamericana se incorpora como mercado emergente al mercado global del GNL.

El uso de nuevos recursos y los cambios en el transporte del gas por vía marítima, producen una reconfiguración geográfica de la circulación de la energía a escala regional a través de la conformación de nuevas redes de distribución que generan nuevas instalaciones y nuevos flujos de la energía (con distintos productores y consumidores), donde la producción de territorio se expresa, concretamente, en la construcción de infraestructura, en la materialización de inversiones y en la refuncionalización de algunas de las existentes. Esta situación expresa como frente a los desafíos que plantean las transiciones energéticas, el sistema energético reordena y

reorganiza los flujos de energía en función de los recursos y obstáculos que les plantea cada período histórico.

Resultados a Escala Nacional

Frente a la toma de decisiones de abastecimiento que realizan los gobiernos, deben conocer las consecuencias territoriales del modo de transporte del recurso gas. Se observa que, el transporte de gas mediante gasoductos genera **flujos fijos de gas** conectados a través de infraestructura física (gasoductos) reforzadas por la firma de acuerdos bilaterales de largo plazo, que fortalecen las relaciones espacializadas de poder entre Estados, que a su vez favorecen la integración energética. Cuando el transporte se realiza por vía marítima se generan **flujos flexibles de gas**, al establecer relaciones con múltiples proveedores dispersos en el mercado global del GNL, a través de acuerdos de corto plazo que pueden modificarse de acuerdo al contexto internacional. Este tipo de flujos desterritorializa el recurso al no generar dependencia de un solo proveedor y favorece procesos de fragmentación territorial que llevan a la inserción de la región sudamericana en el mercado global de la energía, con una mayor dependencia del mercado externo y simultáneamente, la alejan del logro de la integración gasífera regional.

Sin embargo, desde el punto de vista de la seguridad energética, a pesar que la región en su conjunto comienza a depender del mercado externo, se observan diferencias en las consecuencias que se producen en cada uno de los países incorporados al mercado del GNL entre el año 2008 y el año 2015.

Chile, la instalación de plantas regasificadoras le permite superar tanto la vulnerabilidad que le provocó la dependencia del inseguro abastecimiento de gas desde la Argentina como desde otros países de la región puesto que, conflictos geopolíticos históricos le impiden buscar soluciones en el abastecimiento desde Bolivia o Perú, a pesar de su proximidad.

Esta decisión a pesar de generar una dependencia física del recurso de actores extraregionales, lo convierte en un país dependiente pero no vulnerable puesto que tiene proveedores variados y confiables y el volumen de sus importaciones no afecta al PBI

del país. Además, también apostó a la eficiencia y a la diversificación de su matriz energética. Existe también la posibilidad de redireccionar los flujos de gas en los gasoductos existentes y exportar gas hacia la Argentina, pasando así de importador a exportador del recurso.

Brasil, su decisión de incorporarse al mercado del GNL es estratégica, en el sentido de diversificar sus proveedores y para ello efectúa la instalación de cuatro plantas regasificadoras en sus costas que lo incorporan al mercado global de la energía y le permite disminuir su dependencia del gas boliviano, además de desarrollar sus propios recursos. Logró el autoabastecimiento petrolero (2007) y con los posteriores descubrimientos de megayacimientos de hidrocarburos en aguas profundas y ultraprofundas del presal, explotados mediante el desarrollo de tecnología propia, lo convierten en un **país superavitario en recursos energéticos** provenientes tanto de fuentes renovables como no renovables.

Colombia, exporta gas a Venezuela aunque existe la posibilidad latente que este país deje de importar gas, comience a utilizar sus reservas e inclusive que exporte hacia Colombia. En el caso que cambie la dirección de los flujos de gas, Colombia está proyectando transformarse en exportador de gas con la instalación de una planta de licuefacción y en la actualidad puede autoabastecerse del recurso.

Venezuela, depende de la importación de gas desde Colombia a pesar de tener las mayores reservas de la región que aún no están en producción. La posibilidad de construir el Gran Gasoducto del Sur, que solucionaría los problemas de abastecimiento de gas a la región, fue dejada de lado porque por su extensión, problemas económicos y legales lo tornaba inviable. Sin embargo, no se debe descartar la posibilidad de **construcción de una planta de licuefacción que le permita exportar el recurso a la región o al mercado global**. En la actualidad, el país es vulnerable no por la escasez de recursos hidrocarburíferos, sino por la incidencia que tiene en su PBI los ingresos que genera esta actividad que se ve muy afectada por el marcado descenso del precio de los hidrocarburos.

Perú, resurgen conflictos geopolíticos históricos por la delimitación del mar territorial con Chile que impiden que este sea su principal mercado. Por ello, los recursos

procedentes del yacimiento de Camisea se exportan al mercado global del GNL, a través de la instalación de plantas de licuefacción en su territorio. A pesar del aumento del consumo interno puede autoabastecerse y tener excedentes para la exportación que no son determinantes de los ingresos de su país, por lo tanto no tiene condiciones de dependencia, ni de vulnerabilidad.

Bolivia, no se incorporó aún al mercado del GNL aunque potencialmente, podría hacerlo como exportador. **En la actualidad es el principal exportador de gas a la región** con gasoductos construidos y contratos de largo plazo firmados para abastecer de gas a la Argentina y a Brasil en mayor proporción. A pesar de la disminución de sus reservas está realizando tareas de exploración y explotación de nuevos recursos. Actualmente realiza tratativas con Perú y Brasil para exportar gas transformado en energía eléctrica. Tiene la ventaja de un bajo consumo en el mercado interno que le permite autoabastecerse y generar excedentes para exportación.

Argentina, pasó de ser un país exportador de gas a ser un país dependiente de las importaciones para cubrir las necesidades de su población, con una demanda creciente frente a una producción estancada por falta de inversiones en exploración. Luego del descenso de su producción en 2004, retomó las importaciones de gas por gasoducto desde Bolivia en 2006, que al no ser suficiente para cubrir la creciente demanda (estimulada por subsidios a la energía, con tarifas muy bajas que incentivan el consumo) la lleva a insertarse en el mercado global del GNL en 2008, como el primer país de la región en adquirir gas licuado transportado por vía marítima. Su demanda crece año a año y el volumen de gas importado impacta por su costo en la balanza de pagos.

La Argentina es uno de los países a escala global y regional que tiene mayor desarrollo en el uso del recurso gas natural con un mercado maduro de siete décadas de desarrollo. Se comportó como un país gasífero sin serlo exportando su producción principalmente a Chile e incentivando el consumo (mediante subsidios; centrales de ciclo combinado alimentadas a gas y uso de gas vehicular) lo cual generó un aumento de la demanda frente a una oferta estancada por falta de inversiones en exploración que se refleja en la disminución de la producción y en que sus reservas descendieron un 59 % en la década 2004-2014.

Los efectos de la crisis de abastecimiento de gas en la Argentina, iniciada como un problema coyuntural en 2004, tomaron carácter estructural a partir de 2010, momento de quiebre en el cual después de dos décadas de autoabastecimiento el país pasa de exportador de energía a importador. Además, rápidamente los problemas se trasladan al mercado eléctrico por la estrecha interdependencia de las dos cadenas productivas en la Argentina. Este escenario muestra la condición de dependencia energética del país, tanto desde el punto de vista de la dependencia física (porcentaje de las importaciones netas sobre el total de la energía primaria producida o consumida) como de la dependencia económica (valor de las importaciones energéticas). La Argentina es actualmente la mayor importadora de GNL del continente americano, desplazando incluso a Estados Unidos del primer lugar¹.

El país muestra potencialidad en cuanto al desarrollo de recursos no convencionales existentes en el yacimiento Vaca Muerta que podrían llenar los vacíos gasoductos, generar nuevos proyectos petroquímicos y expandirse a otras industrias que utilicen gas como parte de su proceso productivo, a la par de ampliar aún más el parque térmico de generación. Sin embargo aunque las reservas son técnicamente recuperables aún no tienen rentabilidad, por lo cual, no son económicamente viables en el corto plazo. Además, presentan limitaciones para el desarrollo en cuanto a: capacidades técnico-operativas; condiciones comerciales; capacidades de proveedores; capital y acceso al financiamiento.

En el corto plazo las alternativas posibles para el país consisten en el incremento de la importación de gas desde Bolivia -con una doble dependencia tanto de una mayor producción de gas en Bolivia como de un menor consumo de Brasil que genere excedentes par exportación- sumado a la importación del GNL por vía marítima o por gasoducto desde Chile en el caso que se concrete el redireccionamiento de los flujos de gas, utilizando los mismos gasoductos por lo que la Argentina exportaba gas a Chile.

¹ Mientras que la demanda argentina se incrementó un 16,5 %, alcanzando los 184 billones de pies cúbicos (BPC), Estados Unidos disminuyó su consumo en un 94 % (producto de la revolución del *shale gas*) con un consumo de 181 BPC. En tercer lugar se ubica México (170,7 BPC) y en cuarto y quinto puesto, se ubican Chile (145,5 BPC) y Brasil (136,4 BPC), respectivamente (Ríos Roca, 2015:90).

Esta situación plantea a su vez una doble encrucijada que debe enfrentar el país, por un lado la necesidad de garantizar el abastecimiento de gas al mercado interno y, al mismo tiempo, reducir su dependencia de este recurso mediante la diversificación de la matriz energética que en un 86% se apoya en el consumo de hidrocarburos.

Resultados a Escala Local

El análisis que se realiza a escala local permite visibilizar como los procesos globalizadores imprimen nuevas lógicas en el territorio local. Para ello es necesario reconocer que mientras a escala global el recurso agrega valor al territorio por el que circula y genera relaciones de poder entre los Estados productores y consumidores, es a escala local, donde su huella se torna visible y se puede identificar a través de infraestructuras diversas como: gasoductos; plantas termoeléctricas; plantas de regasificación o de licuefacción, como manifestación de esa territorialidad asociada a la producción y transformación de la materia prima en polos petroquímicos u otras empresas que tienen al gas y sus componentes como materia prima.

La decisión política tomada a escala nacional del desarrollo de un puerto de aguas profundas y un polo petroquímico en la localidad de Bahía Blanca como nodo energético a escala nacional, produce un proceso de especialización territorial del litoral marítimo que lo lleva a convertirse en escenario de cambios significativos a partir de tareas de dragado que transformaron el puerto de Bahía Blanca en el principal puerto de aguas profundas del país, favoreciendo así tanto su vinculación estratégica con el mundo como complejizando sus funciones a escala local.

En sus costas se instaló desde el año 2008 un barco regasificador que transforma el GNL proveniente del mercado global y lo incorpora a la red troncal de gasoductos que lo distribuye en el territorio nacional. De este modo, se remarca la importancia del Puerto de Bahía Blanca como nodo energético con una doble función de conexión y articulación: por un lado a través de gasoductos con el interior del país y por otro, la vinculación local-global a través del gas licuado recibido en el barco regasificador desde diferentes proveedores localizados en áreas diversas y distantes del mundo.

Se produce de este modo una articulación entre dos espacios distintos, uno que tiende a territorializar el recurso a partir de vinculaciones fijas a través de gasoductos y otro fragmentado, conectado a través de contratos flexibles de corto plazo con proveedores cambiantes en relación con un contexto global pleno de incertidumbres que también genera nuevas territorialidades y tensiones en el espacio local. Se observan tensiones territoriales entre los distintos actores puesto que por un lado están los conflictos entre distintas jurisdicciones de gobierno local y provincial por falta de aplicación de sanciones o por la imposición de actividades productivas desde la escala nacional para satisfacer las necesidades de abastecimiento de gas de la sociedad ya sea en forma de GNL con la instalación de plantas regasificadoras o la obtención de subproductos del gas transformados por la industria petroquímica.

Panorama actual y Perspectivas

Finalmente, desde una mirada integradora se identifican cambios significativos en el escenario geopolítico del gas en la región sudamericana durante el período 2004-2014 en relación: con las reservas; con el uso del gas natural; con el transporte y con las consecuencias territoriales de la explotación del recurso.

En relación con las reservas de gas natural se observa que se pasa de un escenario de descenso de las reservas en los dos principales países exportadores de gas de la región - Bolivia y Argentina- en los inicios del período analizado en 2004 a un cierre del período en 2014 con el reconocimiento que la Argentina posee las segundas reservas a escala global de shale gas, junto a un incremento de las inversiones en tareas de exploración en Bolivia. Además se destaca un incremento de las reservas de gas en países antes deficitarios como Brasil, Colombia y Perú. En el caso de Venezuela que posee las mayores reservas de gas convencional de la región - aún improductivas- se suma el potencial de reservas en el mar territorial todavía poco explorado. Además, la región tiene el potencial de incorporar nuevas reservas como los recursos no convencionales. La suma de estas reservas -técnicamente recuperables pero que aún no son económicamente viables- da a la región un panorama de abundancia de recursos que, potencialmente, permitiría asegurar no solo el autoabastecimiento y garantizar la

seguridad energética regional, sino también posicionarse como futura oferente de energía a escala global.

En relación con el uso del gas natural se observa en el período analizado un incremento en el consumo de gas en Perú, Colombia y Brasil motivo por el cual se puede afirmar que el gas adquirió mayor peso en la matriz energética regional. En Bolivia, a pesar del aumento del consumo interno, la brecha entre producción y consumo aún continúa siendo muy amplia. En el caso de la Argentina es donde se observa la mayor brecha entre una oferta estancada frente a un consumo creciente, motivo por el cual los problemas de abastecimiento al mercado interno y externo se inician en este país, que durante siete décadas se comportó como un país gasífero sin serlo. La puesta en producción de recursos no convencionales de *shale gas* en Vaca Muerta podría revertir esta situación e incluso, generar excedentes para exportación.

En relación con el transporte del gas natural, en los países sudamericanos el año 2008 marca un punto de quiebre entre el abastecimiento mediante gasoductos y las posibilidades de transporte por vía marítima del GNL. A partir de ese año se deja de lado la idea de construcción de gasoductos de integración, excepto la finalización del Gasoducto del Noreste Argentino (GNEA) en la Argentina que conectado mediante el gasoducto Juana Azurduy permite recibir mayores volúmenes de gas de Bolivia, pero aún su finalización está muy demorada.

La tendencia en la región se afirma hacia la creciente importación por vía marítima de gas natural licuado reflejada en el aumento del número de plantas regasificadoras construidas y en proyecto (en su mayoría flotantes a excepción de Chile que posee plantas en tierra). Aparece también de modo incipiente la posibilidad de exportación del recurso en plantas de licuefacción propuestas por Venezuela y Colombia pero, hasta el año 2015, solo funciona una planta de licuefacción en Perú.

En relación con las consecuencias territoriales de los cambios en el transporte y circulación del gas, la tendencia creciente al consumo de GNL, transportado por vía marítima, provoca que ya no sea necesario poseer el recurso para producirlo porque se puede traer el gas desde cualquier lugar del mundo por lo cual **desterritorializa al recurso**. Asimismo, la existencia de contratos de corto plazo para la compra del GNL

flexibiliza las relaciones entre países frente a los contratos de largo plazo de los gasoductos que fijan al territorio y favorecen relaciones entre los Estados firmantes de esos acuerdos.

Los Estados de la región deben comprender que la integración energética va más allá de la búsqueda de una integración económica, puesto que el bien que se comercializa es un recurso estratégico básico para el logro de la seguridad energética regional. Por ello, lograr la integración energética apunta a un triple propósito: evitar la dependencia del mercado externo; procurar que la solución a los problemas de abastecimiento surja a partir de relaciones de complementación entre los países de la región, que favorezcan la interdependencia y la integración energética regional y, finalmente, superar los conflictos geopolíticos que pesan en las decisiones actuales de suministro a la región.

Garantizar la Seguridad Energética es un deber del Estado, pero el reconocimiento que esta no se puede obtener en forma aislada lleva a afirmar la necesidad de garantizarla a partir de la firma de acuerdos interregionales **apoyados no en la dependencia sino en la interdependencia energética**. Sin embargo en 2014, las decisiones políticas tomadas por los gobiernos muestran que la tendencia en la región sudamericana se dirige más hacia una geopolítica de la fragmentación territorial que la búsqueda de soluciones comunes de largo plazo. Cada país busca solucionar sus necesidades en el corto plazo -mediante la inserción en el mercado global de la energía- dejando de lado soluciones comunes de largo plazo, a partir de las reservas existentes en la región, que lleven a una geopolítica de la integración que permita alcanzar el autoabastecimiento y la seguridad energética regional.

La suma de todos estos factores favorables para el logro de la integración energética haría suponer que este es un objetivo próximo a alcanzar. Sin embargo, la criticidad que genera el recurso gas a nivel regional se produce, no por la escasez relativa del recurso sino porque las decisiones políticas que definen el uso de los recursos que brinda el territorio, se basan en conflictos geopolíticos históricos aún irresueltos. Esta convivencia de situaciones contrapuestas remarca la complejidad geopolítica de la región.

En este sentido, la línea de razonamiento sostenida hasta el presente reafirma que más allá del discurso integracionista, se observa una ausencia de Políticas Energéticas Regionales, pensadas como Políticas de Estado que acompañen el desarrollo económico y definan los intereses nacionales comunes a los países de la región, a fin de diseñar políticas de largo plazo. Las acciones realizadas por los Estados en la década analizada se focalizan en la coyuntura y, en algunas ocasiones en el mediano plazo, a través de acuerdos bilaterales como los firmados por Bolivia con la Argentina y Brasil. Sin embargo, estos acuerdos se apoyan más en operaciones comerciales de las empresas, que en Políticas de Estado comunes que contengan una visión estratégica tendiente tanto al logro del bienestar de la población como a dar Seguridad Energética Regional.

Conociendo la existencia de significativas reservas de petróleo y gas en la región y, que el consumo interno entre los países sudamericanos difiere, es innegable la necesidad de diseñar una estrategia regional a efectos de gestionar inversiones en infraestructura y fuentes de financiamiento, las cuales necesitan un mayor grado de seguridad jurídica que garantice tanto la participación de organismos internacionales como de inversiones privadas para lograr el desarrollo de infraestructura necesario, que permita garantizar un abastecimiento energético fluido en la región para que ésta desarrolle su potencial y se posicione a escala global.

En conclusión, la aplicación de una visión geopolítica multiescalar con énfasis en la dimensión política del territorio -desde una perspectiva sudamericana- muestra su utilidad para analizar una realidad cambiante e interpretar la complejidad y dinámica de los procesos sociales, políticos y económicos existentes en la actualidad, así como para entender las incertidumbres y la posibilidad de emergencia de nuevas situaciones geopolíticas, en un espacio regional y global interdependiente, en el cual la realidad está siendo construida en la cotidianeidad. Tanto el mapa de las dinámicas territoriales de la energía como el gráfico que representa la cadena de valor del gas natural, permiten visibilizar el cambio del escenario energético regional apoyados en cambios en el modo de transporte del recurso así como en la explotación de nuevos recursos como los no convencionales y los hidrocarburos del presal que llevan a afirmar la existencia de una **Nueva Geopolítica de la Energía en la Región Sudamericana.**

BIBLIOGRAFÍA

A

- ADÚRIZ, R. et al. 2010. “Planta de regasificación de GNL”. Trabajo final de carrera. Docentes: Dra. Patricia Hoch, Ing. Roberto Echarte, Dr. Alberto Bandoni. Bahía Blanca. Universidad Nacional del Sur. Ingeniería Química.185pp.
- AGUIRRE, R. Apache la hija menor de YPF. Diario de Río Negro. Río Negro, 23/02/2014.[En línea] http://www.rionegro.com.ar/diario/apache-la-hija-menor-de-ypf-1617225-10948-notas_energia.aspx. [11 de marzo 2015]
- ALONSO SUÁREZ, A. 2012. *The expansion of Unconventional Production of Natural Gas (Tight gas, shale gas and coal bed methane)*. En: HAMID AL-MEGREN.2012. Advances in natural gas technology. Arabia Saudita: In Tech, pp.123-146.
- ALVARADO MERINO, G. et al . 2008. Gestión ambiental y conflicto social en América Latina. Buenos Aires: CLACSO, 272 pp.
- ALVES, F. 2013. “A dimensão espacial do poder: diálogos entre Foucault e a geografia”. *Geografia em Questão*. Marechal Cândido Rondon, Paraná, Brasil, vol.6, nº 01, pp. 231-245. ISSN 2178-0234
- ANGELES, G.; BENEDICTI, P.; MANCINELLI, G. y DIEZ, R. 2009. “Utilización de geotecnologías (TIG) en la planificación y gestión portuaria”. *Anales del 38º JAIIO-Simposio sobre la Sociedad de la Información (SSI 2009)*. Bahía Blanca, Departamento de Ingeniería Civil, Facultad Regional. Universidad Tecnológica Nacional, pp.20-39.
- ANGELETTI, R. Profertil se apresta a poner en marcha una gran inversión. Diario: La Nueva Provincia, sección La ciudad, Bahía Blanca, 23/11/14, p.5.
- ARIAS, J. 2006. Gas natural licuado, tecnología y mercado. Trabajo de investigación, Instituto Argentino de la Energía 52pp. [En línea] www.iae.org.ar/archivos/educ_gnl.pdf[3 de marzo 2013]
- ARLOTTI, R. 2003. Vocabulario Técnico y Científico de la Política. Buenos Aires: Dunken.424pp.
- ARRIAGADA HERRERA, G. 2006. “Petróleo y gas en América Latina. Un análisis político y de relaciones internacionales a partir de la política venezolana”. Documento de trabajo N° 20/2006. [En línea] http://www.realinstitutoelcano.org/documentos/256/256_Arriagada_gas_petroleo_America_Latina.pdfReal Instituto Elcano. España[5 de mayo 2007].pp.1-30
- ARROYO, A. y PERDRIEL, A. 2015. “Gobernanza del gas natural no convencional para el desarrollo sostenible de América Latina y el Caribe Experiencias generales y tendencias en la Argentina, el Brasil, Colombia y México”. CEPAL - Serie Recursos Naturales e Infraestructura N° 169. Publicación

Naciones Unidas. Chile [En línea] <http://www.cepal.org/es/publicaciones/37629-gobernanza-del-gas-natural-no-convencional-para-el-desarrollo-sostenible-de> [8 de julio 2015]

- ATENCIO, J. 1995. ¿Qué es la Geopolítica?. Buenos Aires: Pleamar, 314 pp.
- AYERRA, D. La medida le da oxígeno al Gobierno pero no favorece a las gasíferas 28/03/2014 [En línea] <http://www.cronista.com/economiapolitica/-La-medida-le-da-oxigeno-al-Gobierno-pero-no-favorece-a-las-gasiferas-20140328-0060.html>. [12 de abril de 2015]

B

- BALBOA, C. 2015. Setenta años de gas: éxito, penitencia y encrucijadas de una industria clave [En línea] <http://revista.petroquímica.com/secciones/gas-2/> [12 de marzo de 2015]
- BALLESTEROS MARTÍN, M. 2013. “¿Por qué un análisis geopolítico?”. En: Panorama Geopolítico de los conflictos 2012. Instituto Español de Estudios Estratégicos [En línea] http://www.ieee.es/Galerias/fichero/panoramas/Panorama_geopolitico_2012.pdf. [24 de marzo 2014] pp.10-23
- BARNETT, M. 2008. “Social Constructivism”. BAYLIS, J. SMITH, S. and OWENS, P. (comp.) The Globalization of World Politics. An Introduction to International Relations. Oxford: Oxford University Press [fourth edition]), pp. 160-173.
- BARRAGÁN MUÑOZ, J. “Las infraestructuras portuarias en la ordenación, planificación y gestión del espacio litoral”. En: *Boletín de la A.G.E.*, España, nº 19, 1994, pp. 5-16.
- BARREIRO, E. Director de *Society Petroleum Engineers* Entrevista *NATIONAL GEOGRAPHIC* en español. Edición especial, La evolución del combustible. Viaje al centro de Vaca Muerta, 2013: 62.
- BARRIOS, M. (Dir.) 2009. Diccionario latinoamericano de seguridad y geopolítica. Buenos Aires: Biblos, 390 pp.
- BARRIOS, M. 2011. Consejo Suramericano de Defensa: desafíos políticos y perspectivas continentales. Buenos Aires: Biblos, 113 pp.
- BENEDICTI, P., VELÁZQUEZ, D., ANGELES, G. y ESCUDERO, D. 2008. Planificación y gestión portuaria. Una visión multiescalar aplicando sistemas de información geográfica (SIG). Caso de estudio: complejo portuario de Bahía Blanca. Bahía Blanca. GIS DAY 2008.

- BERCOVICH, A. y REBOSSIO, A. 2015. Vaca Muerta, una investigación entre Texas y Neuquén. Buenos Aires: Planeta, 480 pp.
- BERNAL, F. 2005. Petróleo, Estado y Soberanía. Hacia la empresa multiestatal latinoamericana de hidrocarburos. Buenos Aires: Biblos, 350 pp.
- BERNAL, F., DE CICCIO, R. y FREDI, J. 2008. Cien años de Petróleo Argentino. Descubrimiento, saqueo y perspectivas. Buenos Aires: Capital intelectual, 109 pp.
- BERTENASCO, L. 2015. Gas natural en Argentina, historia y prospectiva. [En línea] <http://revistapetroquimica.com/wp-content/uploads/2015/07/grafico.jpg> [28 de julio de 2015]
- BIANCHI, A. 2014. “El Dorado a 3.000 metros bajo tierra Petróleo, dólares... y mujeres en el «desierto» de Vaca Muerta”. *Nueva Sociedad*, No 253, septiembre-octubre de 2014 [En línea] http://www.nuso.org/upload/articulos/4064_1.pdf [11 de marzo 2015] pp. 210 -222.
- BLANCO, J. 2007. *Espacio y territorio: elementos teóricos- conceptuales implicados en el análisis geográfico*. En: FERNÁNDEZ CASO, M.V. y GUREVICH, R. (coord.). 2007. Geografía nuevos temas, nuevas preguntas. Un temario para su enseñanza. Buenos Aires: Biblos, pp. 37-94.
- BOCERO, S. y NATENZON, C. 2007. *La dimensión ambiental del territorio en América Latina: aportes para su discusión*. En: FERNÁNDEZ CASO, M.V. y GUREVICH, R. (coord.). 2007. Geografía nuevos temas, nuevas preguntas. Un temario para su enseñanza. Buenos Aires: Biblos, pp. 65-96.
- BOERSNER, A. y HALUANI, M. 2013. “Convergencias y divergencias en la asociación estratégica ruso-venezolana y sus implicaciones hemisféricas”. *Cuadernos del CENDES* año 30, n° 82 tercera época enero-abril 2013. [En línea] <http://mcendesweb.cendes.ucv.ve/cendesphp/pdfs/revista82/p67.pdf> [3 de junio de 2014] pp. 67-107.
- BORDA, S. y TICKNER, A. 2011. “Introducción” (Introduction). En *Política Exterior y Relaciones Internacionales en Colombia (Foreign Policy and International Relations in Colombia)*. Bogotá: Ediciones Uniandes. Colección Ciencia Política 40 año, pp.21-48.
- BOUIELLE, D. 1994. “El Uso Racional de la Energía”. En: *Evaluación y Perspectivas, Desarrollo y Energía*, IDEE/FB, Argentina.
- BRIANO, J. 1972. Geopolítica y Geoestrategia Americana. Buenos Aires: Círculo Militar, 401pp.
- BRÓDOLO, M. et al. 1994. Geografía de Bahía Blanca. Bahía Blanca: Enciclopedia, 199 pp.

- BRÓNDOLO, M. y ZINGER, A. 1978 “Transportes, puertos y comunicaciones. En: WEINBERG, F. (eds.). *Manual de Historia de Bahía Blanca*. Buenos Aires: Plus Ultra, 288 pp.
- BUSTOS CARA, R. et al. 2000 “El espacio portuario y la espacialización de la complejidad”. *Revista Universitaria de Geografía*, Bahía Blanca: Departamento de Geografía, UNS, vol. 9, n° 2, pp. 163-169.
- BUSTOS CARA, R. 2004. “Patrimonialización de valores territoriales. Turismo, sistemas productivos y desarrollo local”. *Revista Aportes y Transferencias Tiempo Libre Turismo y Recreación*. Mar del Plata: Universidad Nacional de Mar del Plata, vol.2 n°8, pp. 11- 24.

C

- CAIRO CAROU, H. 2003. “Panregiones: viejas y nuevas ideas geopolíticas”. En *La integración regional de América Latina en una encrucijada histórica*, editado por ROCHA VALENCIA A. et ál. Guadalajara: Universidad de Guadalajara, pp. 31-48
- CAIRO CAROU, H. 2008. “Orden geopolítico - orden internacional”. En: *Diccionario de Relaciones Internacionales y Política Exterior*, PEREIRA J.C. Barcelona: Ariel, pp. 689-69.
- CAIRO CAROU, H. y LOIS, M. 2014. “Geografía política de las disputas de fronteras: cambios y continuidades en los discursos geopolíticos en América Latina (1990-2013)”. En *Cuadernos de Geografía*. Bogotá: Revista Colombiana de Geografía 23 (2), pp. 45-67.
- CÁMARA ARGENTINA DEL GAS NATURAL COMPRIMIDO. 2012. Estadísticas [En línea] <http://www.gnc.org.ar/>[23 de febrero de 2013]
- CARATORI, L. 2012. Informe: Evolución de las Reservas de Hidrocarburos en Argentina entre 2002 y 2011. (con datos de reservas al 31-12-2011). Instituto Argentino de la Energía “General Mosconi”. [En línea] http://www.iae.org.ar/especiales/informe_reservas_2011.pdf[14 de junio de 2012]
- CARATORI, L. 2014. Informe de tendencias del sector energético argentino, enero de 2014. Instituto Argentino de la Energía “General Mosconi”. [En línea] http://web.iae.org.ar/documentos-iae/informe-de-tendencias-del-sector-energetico-con-datos-al-mes-de-diciembre-de-2014/#.VebzWyV_Oko [6 de julio de 2014]
- CARATORI, L. 2014. Informe de tendencias del sector energético argentino, mayo de 2015. Instituto Argentino de la Energía “General Mosconi”. [En línea] http://web.iae.org.ar/documentos-iae/informe-de-tendencias-del-sector-energetico-con-datos-al-mes-de-mayo-de-2015/#.Veby3CV_Oko [3 de abril de 2015]
- CARAVACA, I., GONZÁLEZ, G. & SILVA, R. 2005. “Innovación, redes, recursos patrimoniales y desarrollo territorial”. *EURE*. Santiago de Chile vol. 31,

- n°94. [En línea] http://www.scielo.cl/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0250-71612005009400001&lng=es&tlng=es. 10.4067/S0250-71612005009400001[2 de septiembre de 2015] pp.5-24.
- CARDOZO, E. 2006. “La gobernabilidad democrática regional y el papel (des)integrador de la energía”. En: NUEVA SOCIEDAD 204.[En línea] <http://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=2380895>[4 de mayo de 2007] pp.136 - 149
 - CARRIZO, S. y VELUT, S. 2007. “La energía en el Mercosur. Redes transnacionales y lógicas nacionales”. *Revista Geográfica de Valparaíso* n° 39 [semestre 2 - 2007] [05] Valparaíso: Ediciones Universitarias de Valparaíso. Pontificia Universidad Católica de Valparaíso. pp. 7-19.
 - CARRIZO, S. y VELUT, S. 2010. “De las islas a los mosaicos energéticos: entre flexibilidad y vulnerabilidad en Europa y América del Sur”. *Revue Ensemble*, año 2, n°4. Paris, pp.1-15.
 - CARRIZO, S., JACINTO, G. y FORGET, M. 2014. “Redes de energía y cohesión territorial. Conformación de los sistemas de transporte de electricidad y gas en Argentina”. *Transporte y Territorio*. Buenos Aires: Instituto de Geografía “Dr. Romualdo Ardissonne” UBA, n°11, pp. 53-69.
 - CARUSO, N. 2003. Estudios Sectoriales: Componentes del Gas Natural y Derivados, Buenos Aires: CEPAL. 89 pp. [En línea] <http://www.gnc.org.ar/downloads/Nicolas%20Caruso%20informe%20gasnatural.pdf>[4 de julio de 2007].
 - CASTRO, I. 2001. *O problema da escala*. En: CASTRO, I., GOMES, P. y CORREÁ, R. (Orgs.) 2001. Geografía: conceitos e temas. 3° ed. Rio de Janeiro: Bertrand, pp. 117-140.
 - CASTRO, P. 2006. *Geografía y Geopolítica*. En LINDÓN, A. HIERNAUX, D. (Dirs.) Tratado de Geografía Humana, cáp.8. México: Antrophos pp. 187-199.
 - CECEÑA, A. 2003. *América Latina en la geopolítica del poder*. En Alternatives Sud: Les Dessous de L'ALCA, vol. X, n° 1.París: CETRI, L'Harmattan) pp. 35-54.
 - CÉLÉRIER, P. 1961. Geopolítica y Geoestrategia. Buenos Aires: Círculo Militar. vol. n° 508a.156 pp.
 - CLARÍN. Por primera vez en 20 años el país fue importador neto de combustibles. Buenos Aires, 23/01/11, Sección El país, p.20.
 - CLARÍN. El año que viene, se gastará el doble para importar gas por barco. Buenos Aires, 21/08/2011, Sección El país p.17.

- CLARÍN. YPF cerró la compra de Apache por US\$ 800 millones. Buenos Aires, 12/02/14, Sección El país p.18.
- CLARÍN. Una nueva OPEP está surgiendo: Estados Unidos. Buenos Aires, Sección Economía, 3/05/2015, p.7.
- CLARÍN. Daños colaterales del boom: los sismos. Buenos aires. The New York Times, especial para Clarín, 3/05/2015, pp. 6-7.
- CLAVAL, P. 1979. Espaço e Poder. Rio de Janeiro: Zahar, 248 pp.
- CONSORCIO DE GESTIÓN DEL PUERTO DE BAHÍA BLANCA. De un pequeño muelle metálico a Primer Puerto de aguas profundas del país. Bahía Blanca. [En línea] <http://www.puertobahiabanca.com/> [6 de mayo 2015]
- CORRADETTI, C. El presidente de YPF indicó sobre el acuerdo con Chevron: El escándalo sería no traer inversiones. Diario: La Nueva Provincia. Bahía Blanca, 11/11/2014, p.8.
- CHAMBI, F. 2013. Bolivia demandará a Chile ante La Haya en los próximos días. Diario: Los Tiempos, 23/03/2013. [En línea] http://www.lostiempos.com/diario/actualidad/nacional/20130323/bolivia-demandara-a-chile-ante-la-hayaen-los-proximos_206716_442833.html[3de mayo de 2013).
- CHECA-ARTASU, M. 2014. *Geografía, poder y petróleo en México*. Algunos ejemplos. En: XIII Coloquio Internacional de Geocrítica. Universidad Autónoma Metropolitana Barcelona, El control del espacio y los espacios de control. 5-10 de mayo de 2014.pp.15. pdf.

D

- DE CICCIO, R. 2006 2010, *¿Odisea energética? Petróleo y crisis*. Buenos Aires: Capital intelectual, 102 pp.
- DE CICCIO, R. 2013. *Avances del Plan Energético Nacional 2004-2019*. Buenos Aires marzo 2013.En: Centro Latinoamericano de Investigaciones Científicas y Técnicas (CLICET) pdf, pp. 86. Link: 140812_rad_arg PLAN ENERGETICO ARGENTINO 2004-2019.pdf.
- DE MEIRA MATTOS, C.2007. Geopolítica e modernidade. Rio de janeiro: Escola Superior de Guerra, pp. 55.
- DELAMER, G. 2005. Estrategia para la política, la empresa y la seguridad. Buenos Aires: Instituto de Publicaciones Navales, 283pp.

- DICHARA, R. 2002. "Impacto económico del polo petroquímico en la región y el país". En: IPA-AIQBB II Jornadas de Actualización Petroquímica. Bahía Blanca: 24 y 25 de octubre de 2002, pp.15
- DIARIO RIO NEGRO. YSUR: Es la primera vez que una empresa viene a contar lo que va a hacer. Río Negro, 05 /08/ 2014 [En línea] <http://sur54.com.ar/ysur-es-la-primeravez-que-una-empresa-viene-a-contar-lo-que-va-a-hacer> [12 de marzo de 2015]
- DIAS LEITE, A. 2009. *Towards a renewable energy dominated system. Chapter 4 Fossil Fuels*. En: Energy in Brazil. Londres: Earthscan, pp. 77 a 107.
- DÍAZ CASADO, R. 2008. *GNL un mercado global*. En: Anales de Mecánica y Electricidad / septiembre - octubre 2008. Madrid, Asociación de Ingenieros del ICAI, pp. 22-27.
- DÍAZ, D. 2013. Un pueblo en acción. Entrevista realizada al Intendente de la localidad de Añelo. En: *National Geographic* en español. Edición especial, La evolución del combustible. Viaje al centro de Vaca Muerta, pp. 43-47
- DIEZ, J. 2008. Desarrollo económico en Bahía Blanca: un análisis desde el enfoque de sistemas productivos locales. En: Revista Universitaria de Geografía, vol.17, N°1, Bahía Blanca, diciembre 2008, pp.125-163.
- DREW, N. 2012. Clean Energy Project Manager. Environmental Defense Fund. "Minimizing Environmental Impacts Across the Natural gas Value Chain". En: *Shale Gas World Argentina*, 2012, pdf.
- DUPUY, H. y MORGANTE, M. 2010. Mercosur Unasur. "Desafíos de la integración en el marco de la crisis financiera global". La Plata: Al Margen, 159 pp.

E

- ECONOMIDES, M. e OLIGNEY, R. 2000. "*The Color of OIL: The History, the Money and the Politics of the World's Biggest Business*". Katy, Texas: Round Oak Publishing, Inc. 203pp.
- EL INVERSOR ON LINE, 2012. YPF apura contra reloj la conformación de equipo para importar LNG. Sección Energía. [Enlínea] <http://elinversoronline.com/2012/07/la-argentina-incrementara-un-40-la-importacion-de-gas-desde-bolivia/> [12 de marzo de 2015]
- EL INVERSOR, ENERGÉTICO Y MINERO De cigüeñas y trépanos, N°89, Buenos Aires. 5/07/2014, p2

- EL UNIVERSAL .2014. Reuters *China y Rusia firman histórico acuerdo de suministro de gas*, México. [En línea] <http://archivo.eluniversal.com.mx/el-mundo/2014/china-rusia-acuerdo-1011870.html>[21/05/2014]
- ENAGAS. 2012. Evolución del mercado de GNL en el mundo. *mercadolng.pdf*
- ENARGAS. 2010. Informe Anual ENARGAS 2010. Enargas. Buenos Aires. [En línea] <http://www.enargas.gov.ar/Publicaciones/Informes>[3de mayo 2013] .
- ENARSA, [En línea] <http://www.enarsa.com.ar/index.php/es/comunicadosenarsa/116-46-cristina-kirchner-inauguro-junto-a-evo-morales-el-gasoducto-juana-azurduy> [12 de marzo de 2015]
- ENARSA, [En línea] <http://www.enarsa.com.ar/index.php/es/gasnatural/124-proyecto-gnl-escobar> [12 de marzo de 2015]
- ENARSA, [En línea]<http://www.enarsa.com.ar/index.php/es/gasnatural/111-proyecto-de-buque-regasificador> [12 de marzo de 2015]
- ENERGY INFORMATION AGENCY (EIA), “Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States” June 2013 (EIA, 2013) [En línea] <http://www.eia.gov> [13 de agosto de 2013]
- ENERGY INFORMATION AGENCY (EIA). 2014. Liquid Fuels and Natural Gas in the Americas. January 2014.US. [En línea] <http://www.eia.gov/beta/international/> [13 de agosto de 2015]
- ESSANDOH-YEDDU, J.2012. *Natural Gas Market*. En: HAMID AL-MEGREN.2012. Advances in natural gas technology. Arabia Saudita: In Tech, pp.304-338.
- ESCRIBANO FRANCÉS, G. 2006. Seguridad Energética: concepto, escenarios e implicaciones para España y la UE. Madrid: Real Instituto Elcano, Documento de trabajo N° 33/2006.
- ESCRIBANO FRANCÉS, G. 2008. Entre el mercado y la geopolítica: seguridad de abastecimiento y corredores energéticos en la UE. Madrid: ICE- ECONOMÍA DE LA ENERGÍA, Mayo-Junio 2008. N° 842.
- ESCRIBANO, G. 2009. *Geopolítica de la Seguridad energética: concepto, escenarios e implicaciones para España y la UE*. En: Energía del Siglo XXI: Perspectivas Europeas y Tendencias Globales ,2009. [En línea] URLhttp://www.academia.edu/1153577/Energia_del_Siglo_XXI_Perspectivas_Europeas_y_Tendencias_Globales[22/04/2014]

- ESCRIBANO, G. 2012. España y la nueva Geopolítica del gas. Informe Anual Sedigas 2012. España, pp. 3-6.
- ESCRIBANO, G. 2014. La seguridad energética española en un escenario en transición capítulo segundo. En: Cuadernos de Estrategia 166, Energía y Geoestrategia 2014. Instituto Español de Estudios Estratégicos, Comité Español del Consejo Mundial de la Energía Club Español de la Energía. Edición Ministerio de Defensa. Pp. 93-125. Pdf
- ETCHEVERRY, R. 2012. Gas y Petróleo de Neuquén. Buenos Aires. En: Shale Gas World 2012.pdf.

F

- FAGUNDES DE ALMEIDA, E. 2009. Dinámicas de las industrias de petróleo y gas. IEE-880. Instituto de Economía. UFRJ. Brasil.pdf.
- FERNÁNDEZ, M y CARRILLO, M. (coords.) . 2010. América Sumergida. Impactos de los nuevos proyectos hidroeléctricos en Latinoamérica y el Caribe. Barcelona: Icaria, pp.252.
- FERNÁNDEZ, V. 2010. *Desarrollo regional bajo transformaciones transescalares ¿Por qué y cómo recuperar la escala nacional* .En FERNÁNDEZ, V., BRANDAO, C., 2010. Escalas y políticas del desarrollo nacional. Desafíos para América Latina. Santa Fe: Miño y Dávila, Universidad Nacional del Litoral, Facultad de Ciencias Económicas, cap. 9, pp.301- 341.
- FOUQUET, R. 2009. A brief history of energy J. Evans, L.C. Hunt (Eds.), International Handbook of the Economics of Energy, Edward Elgar Publications, Cheltenham, UK, and Northampton, MA, USA.
- FOUQUET, R. 2012 a. Past and prospective energy transitions: insights from history. En: Energy Policy 50(2012) pp.1-7
- FOUQUET, R. 2012 b. Trends in income and price elasticities of transport demand. En: RUTTER, P., KEIRSTEAD, J., 2012. A brief history and the possible future of urban energy systems. Energy Policy, [En línea] <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2012.03.072>[2 de marzo de 2014]
- FRIEDMAN, G. 2009. Los próximos 100 años. Pronósticos para el Siglo XXI. México: Océano, 318 pp.
- FURLAN, A. 2010. “Actuar en la crisis: el sistema eléctrico en la perspectiva del desarrollo endógeno. Análisis de caso de la costa atlántica bonaerense, Argentina”. En: *Nadir* [En línea] Año2, nº2, julio-diciembre 2010, Talca, Universidad Autónoma de Chile. <http://revistanadir.yolasite.com/resources/Furlan.pdf>[4 de marzo 2013]

G

- GADANO, N. 2012. “Asegurar el abastecimiento pleno”. [En línea]Agenda Pública Presidencial Año 4 N° 5 CIPPEC Centro de Implementación de Políticas Públicas para la Equidad y el Crecimiento. <http://www.cippec.org> [5 de mayo 2014]
- GADANO, N. 2013. “YPF y el petróleo Latinoamericano”. En: *Nueva Sociedad*, N° 244, marzo-abril de 2013, pp.113-135.[En línea]www.nuso.org[15 de julio 2014]
- GALEANO, H. 2012. “La Política Exterior Colombiana; una Institución estancada en la historia”. *Revista de Economía del Caribe* No 9. Universidad del Norte, Barranquilla, pp.201-235.
- GALUCCIO, M. 2012. [En línea] <http://www.ypf.argentina.ar>[5 de mayo2014]
- GALLEGO, E. 2013. La inyección hidráulica o fracking. *NATIONAL GEOGRAPHIC* en español. Entrevista al geólogo y docente de la Universidad de Buenos Aires en Edición especial, La evolución del combustible. Viaje al centro de Vaca Muerta, 2013: 62.
- GANDINI, N.2015. Por la caída del crudo, las petroleras buscan ahora invertir en proyectos de gas [En línea] <http://revistapetroquimica.com/por-la-caida-del-crudo-las-petroleras-buscan-ahora-invertir-en-proyectos-de-gas/>[30 de octubre de 2015]
- GANDINI, N.2015. Galuccio: “En los costos de producción se debate el futuro de la industria petrolera” [En línea] <http://revistapetroquimica.com/galuccioen-los-costos-de-produccion-se-debate-el-futuro-de-la-industria-petrolera/>[30 de octubre de 2015]
- GANDOLFO, J. gerente general de YSUR “Las razones de una salida”, 22 de febrero de 2014 [En línea]http://www.rionegro.com.ar/diario/las-razones-de-una-salida-1617265-10948-notas_energia.aspx [12 de marzo de 2015]
- GANGAS GEISSE, M. y SANTIS ARENA, H. 1994. “The Bolivian Maritime Aspiration to Chilean Political Space. Towards a Non-territorial Solution”. En *The Americas*, editado por Pascal O. GIROT. Vol. 4 de *World Boundaries*. Londres: Routledge. pp.170-188
- GAROBY, J. 2014. Gerente de Recursos no Convencionales de YPF. Exposición *Shale Gas World, 2014, pdf*.
- GAS ENERGY. 2012. Actualidad y actividad futura y comercial del GNL en las regiones. Santa Cruz de la Sierra, Agosto de 2012. En: 5° Congreso Internacional Bolivia Gas y Energía 2012.Pdf.
- GAZPROM [en línea] <http://actualidad.rt.com/economia/view/128923-acuerdo-gas-rusia-china-sistema-financiero1>[23 de mayo de 2014]

- GOLDMAN SACHS Reporte de del 25 de febrero de 2013.
- GONZÁLEZ, G. 2014. Pan American Energy, ¿Cómo Pan American Energy plantea superar los desafíos en la cuenca neuquina en proyecto no convencionales?.En: *Shale Gas World* Argentina, 2014, pdf.
- GONZÁLEZ, L. 1996. Ambiente y Desarrollo. Ensayos. Reflexiones acerca de la relación entre los conceptos: ecosistema, cultura y desarrollo. IDEADE. Pontificia Universidad Javeriana. Bogotá. [En línea]
http://www.javeriana.edu.co/ear/d_des_rur/fgonzale/publicaciones.htm[3 de agosto de 2004]
- GONZÁLEZ, S. 2010 *Las narrativas escalares de la globalización. Neoliberalismo y ciudades competitivas*. En: FERNÁNDEZ V., BRANDAO, C., 2010. Escalas y políticas del desarrollo nacional. Desafíos para América Latina. Santa Fe: Miño y Dávila, Universidad Nacional del Litoral, Facultad de Ciencias Económicas, cap. 3, pp. 123-149.
- GORENSTEIN, S. 1989. Región del Sudoeste de la Provincia de Buenos Aires: Evolución y Perspectivas. Tesis de Magíster en Economía (inédito). Universidad Nacional del Sur, Departamento de Economía.
- GRIFFIN, P.2009. *Resource nationalism and the law*. En: 24th World Gas Conference 2009, The global energy challenge: reviewing the Strategies for Natural Gas. Panellist at Expert Forum: Future impact of Geopolitics and Globalization on Sustainable Gas Supply and Trade. 5 al 9 octubre de 2009. CD by IGU Committee Reports and Papers. 8 pp.
- GUDYNAS, E. 1992. “Los múltiples verdes del ambientalismo latinoamericano”. Nueva Sociedad n° 122. Montevideo. Noviembre- Diciembre 1992, pp. 104-115.
- GUERRERO, A. 2006a. *¿Hacia donde va la integración energética en el Cono Sur? Aportes desde una perspectiva geopolítica*. En: Simposio Internacional América Latina y el Caribe, 18, 19 y 20 de octubre de 2006. Publicado en CD. Facultad de Ciencias Económicas de la UBA.12 pp. ISBN 978-950-29-0981-3.
- GUERRERO, A. 2006b. El rol estratégico del gas como variable crítica del sistema energético nacional y regional. Tesis Maestría en Políticas y Estrategias. Bahía Blanca, Argentina. Universidad Nacional del Sur, Departamento de Economía, 254 pp.
- GUERRERO, A. 2008. *Seguridad energética sudamericana. Políticas y estrategias*. En: VIII Simposio y Primer Congreso Internacional, “Los procesos de integración en el ámbito regional y global. Una mirada desde la perspectiva de los tres continentes (América, Asia y Europa).análisis históricos y coyunturales” CEINLADI, Universidad de Buenos Aires. Facultad de Ciencias económicas, 15, 16 y 17 de octubre de 2008. Publicada en CD ISBN 978-950-1149-6. 22 páginas.

- GUERRERO, A. 2009a. *Aporte Geopolítico al análisis de los escenarios energéticos regionales. Nuevas tendencias, nuevos escenarios*. En 12° Encuentro de Geógrafos de América Latina del 3 al 7 de abril de 2009, Montevideo Uruguay .ISBN 978- 9974-8194-0-5, pp.1-15. publicado en la red,[En línea] www.egal2009[20 de junio de 2009]
- GUERRERO, A. 2009b. *Understanding Latin American Gas Crisis. A Geopolitical Approach*. En: 24th World Gas Conference 2009, The global energy challenge: reviewing the Strategies for Natural Gas. Panellist at Expert Forum: Future impact of Geopolitics and Globalization on Sustainable Gas Supply and Trade. 5 al 9 octubre de 2009. CD by IGU Committee Reports and Papers. 13 pp.
- GUERRERO, A. 2011. *Vulnerabilidad energética de los países de América Latina. Estudio de caso: El enfoque de la geopolítica crítica como herramienta de análisis de los nuevos escenarios de la energía centrados en la integración gasífera*. En: III Congreso Latinoamericano de Economía de la Energía; ELAEE2011.18 y 19 de Abril de 201, Buenos Aires, Argentina.20 pp.
- GUERRERO, A. 2012a. *Estado actual de la cuestión energética en la región sudamericana, en torno al uso del recurso gas. El sociograma de conflicto como herramienta de análisis de situaciones de conflictividad e inestabilidad regional*. En: 6° Coloquio Geográfico sobre América Latina, 14 al 17 de marzo. Universidad Autónoma de Entre Ríos, Facultad de Humanidades, Artes y Ciencias Sociales. CARNEL, G (comp.) CD, Paraná: Fundación La Hendija.10pp.
- GUERRERO, A. 2012b *Geopolitics of Gas in South America Chapter 3, Advances in Natural Gas Technology* ISBN 978-953-51-0507-7 Book edited by: Dr. Hamid Al-Megren, King Abdul-Aziz City for Science & Technology, Saudi Arabia.pp.57-78.[En línea] <http://www.intechopen.com/books/advances-in-natural-gas-technology/geopolitics-of-gas-in-south-america>[6 de abril 2013]
- GUERRERO, A. 2012c. *Relaciones internacionales, relaciones de poder. Nueva geopolítica de la energía en la región sudamericana*. ISBN 978-3-659-03508-1.Saarbrücken: Editorial Académica Española, 62 pp.
- GUERRERO, A. 2013. *Geopolítica y Seguridad Energética en la Región Sudamericana*. En: Conferencia Internacional de Latinoamericanistas, 27-28 de junio 2013, Escuela Superior Estatal de Europa Oriental de Przemyśl (PWSW) Przemyśl, Polonia. “América Latina frente a las transformaciones geopolíticas y las nuevas amenazas”. En: KRZYWICKA, K. y TREFLER, P.(coord.) *Przeobrażenia geopolityczne i nowe zagrożeniaw Ameryce Łacińskiej - Transformaciones geopolíticas y nuevas amenazas en América Latina*, Estudios Iberoamericanos de la UMCS, vol. IV, Lublin 2014, ISBN 978-83-7784-589-9.
- GUERRERO, A. y GALEANO, H. 2012. *Integración regional: Geopolítica y Relaciones de Poder. Estudio de caso: conflictos regionales Argentina-Colombia-*

- Brasil*. En: II Congreso Internacional y IX Simposio de América Latina y el Caribe. Facultad de Ciencias Económicas .Ceinladi, Buenos Aires.2012.15pp.
- GUERRERO, A. y CARRIZO, S. 2012. *Tendencias y conflictos en el sector del gas en Argentina. Interacciones regionales y globales*. En: II Congreso Internacional y IX Simposio de América Latina y el Caribe. Facultad de Ciencias Económicas. Ceinladi, Buenos Aires.13 pp.
 - GUERRERO, A. 2014 a. *Geopolítica del gas en Sudamérica*. En: Anuario Latinoamericano: Ciencias Políticas y Relaciones Internacionales. -ISSN 2392-0343 [107-127] Volumen 1 2014. Editor Facultad de Ciencias Políticas. Universidad Marie Curie- Skolodowska (UMCS). Lublin. Polonia. 2014. Pp.107-127.[En línea]<http://www.umcs.pl/pl/anuario-latinoamericano,5695.htm>[24 de marzo de 2015]
 - GUERRERO, A. 2014 b. *Seguridad Energética. Potencialidades de Argentina y Brasil en el escenario de la Nueva Geopolítica de la Energía*. En: IV Congreso Internacional y XI Simposio de América Latina y el Caribe “Análisis económicos, sociales y políticos de las perspectivas que plantea la integración Latinoamericana ante los nuevos ejes de poder global”. Universidad de Buenos Aires. Facultad de Ciencias Económicas. CEINLADI, 22, 23 y 24 de octubre de 2014.ISBN 978-950-29-1435-0.En CD.15 páginas.
 - GUERRERO, A. 2014c. *Transiciones energéticas en el siglo XXI. De la geopolítica del shale a la geopolítica de las energías renovables*. En 1º Congreso Argentino de Energías Sustentables.1, 2 y 3 de octubre 2014. Universidad Tecnológica Nacional, Universidad Nacional del Sur y Colegio de Ingenieros de la Provincia de Buenos Aires. Bahía Blanca. Anales del 1º Congreso de Energías Renovables. ISBN 978-987-1896-35-6 ISSN 2346-982X.pp.172-180.
 - GUERRERO, A. 2015. *El poder territorializador de la energía. Vaca Muerta: las imbricaciones globales y locales del shale en su interacción, Neuquén - Bahía Blanca*. En: V Congreso Nacional de las Universidades Públicas en Geografía, Neuquén, 22 al 25 de septiembre de 2015.pp.15.
 - GUTIÉRREZ, P. 1999. “El sociograma como instrumento que desvela la complejidad”. En: *EMPIRIA Revista de Metodología de las Ciencias Sociales*, N° 2 1999, Madrid: UNED, pp. 129-151.
- H**
- HERNÁNDEZ SAMPIERI, R. 2000. Metodología de la investigación. México: Mc Graw-Hill. 501 pp.
 - HERNÁNDEZ, N. 2013. El FPEG es otro cartel energético. Declaración de Moscú de la segunda Cumbre de Gas de los Jefes de Estados y de Gobiernos de los Países miembros de GECFO, 1 de julio de 2013. [En línea]

<http://www.soberania.org/2013/07/16/la-creacion-del-fpeg-gecf-es-extemporaneo/> [16 de julio de 2013]

- HONTY, G. 2006. “Energía en Sudamérica una interconexión que no integra”. Nueva Sociedad n° 204, pp. 119-135. [En línea]energía en Sudamérica.pdf [13 de diciembre de 2007]
- HOWITT, R.1998. “Scale as relation: musical metaphors of geographical scale”. *Área*, 30(1). Londres: Royal Geographical Society Area, pp. 49-58.
- HUTSCHENREUTER, A. 2008. “Las compuertas geopolíticas del siglo XX”. En: *Working paper 04*. Programa Geopolítica, pp.13.[En línea] Buenos Aires: Centro Argentino de Estudios Internacionales (CAEI<http://www.caei.com.ar/working-paper/las-compuertas-geopol%C3%ADticas-del-siglo-xx>) [12 de marzo 2012]

I

- INSTITUTO NACIONAL DE ESTADÍSTICAS Y CENSOS (INDEC).2005. Evolución de las principales formas secundarias de energía seleccionadas para el Indicador Sintético de Energía (ISE). Datos anuales 1993-2005 y mensuales desde 2003 en adelante. [En línea] <http://www.indec.mecon.ar/> [15 de mayo 2012]
- INSTITUTO NACIONAL DE ESTADÍSTICAS Y CENSOS (INDEC).2010. Censo Nacional de Población, Hogares y Viviendas 2010. Buenos Aires [En línea] <http://www.indec.mecon.ar/> [15 de mayo 2012]
- INSTITUTO DE ECONOMÍA ENERGÉTICA (Fundación Bariloche).1990. XX Curso Latinoamericano de Economía y Planificación Energética. Economía de la Energía. San Carlos de Bariloche 1990. 262 pp.
- ISBELL, P. 2006. “El gas: una cuestión conflictiva en América Latina”, documento de trabajo N° 48/2006, *Real Instituto Elcano*. España. [En línea] http://www.realinstitutoelcano.org/wps/portal/rielcano/contenido?WCM_GLOBAL_CONTEXT=/elcano/elcano_es/programas/geoestrategia+de+la+energ_a/publicaciones/escenario+regional/ari+48-2006 [5 de mayo 2008]
- ISBELL, P. 2008. “Energía y Geopolítica en América Latina”, documento de trabajo N° 12/2008, *Real Instituto Elcano*. España. [En línea] http://www.realinstitutoelcano.org/wps/portal/rielcano/contenido?WCM_GLOBAL_CONTEXT=/elcano/elcano_es/programas/geoestrategia+de+la+energ_a/publicaciones/escenario+regional/dt12-2008 [5 de mayo de 2008]
- ISBELL, P. 2014. Atlantic Energy and the Changing Global Energy Flow Map. CAF Energy Fellow Atlantic Basin Initiative (ABI), Center for Transatlantic Relations (CTR), Johns Hopkins University SAIS. [En línea] 338-ATLANTIC FUTURE_17_Energy.pdf [14 de octubre de 2014]

J

- JAFFE, A. y O'SULLIVAN, M. 2012. The Geopolitics of Energy Project. The Geopolitics of Natural Gas Report of Scenarios Workshop of Harvard University's Belfer Center and Rice University's Baker Institute Energy Forum. [En línea] Jaffe & O'Sullivan_geopolitics of naturalgas.pdf. [13 de noviembre de 2012]

K

- KAPLAN, R. 2009. "The revenge of geography", *Foreign Policy*, May/June, 2009, p. 9. [En línea] <http://foreignpolicy.com/2009/06/05/revenge-of-the-geographers/> [13 de julio 2010]
- KLARE, M. 2003. Guerras por los recursos. El futuro escenario del conflicto global. Barcelona: Urano, Tendencias. 345 pp.
- KLARE, M. 2006. "La geopolítica del gas natural" *Papeles* n° 93, pp. 49-57 [En línea] <http://www.aecid.es/galerias/descargas/revistas/sumarioPDF/papeles-93-2006> [12 de mayo 2007]
- KLARE, M. 2008. Planeta sediento, recursos menguantes. La Nueva Geopolítica de la Energía. Barcelona: Urano, 475 pp.
- KLARE, M. 2011. The new geopolitics of energy – the Five College Professor of Peace & World Security Studies – STANFORD UNIVERSITY. [En línea] Entrevista web [http://geopoliticaxxi.wordpress.com/2011/04/18/the-new-geopolitics-of-energy-mickael-klare/by Stanford University](http://geopoliticaxxi.wordpress.com/2011/04/18/the-new-geopolitics-of-energy-mickael-klare/by-Stanford-University). [12 de mayo 2012] Exposición completa con preguntas tiempo 58:08.
- KNECHT, W. 2012. "Understanding the Sweet Spot" Director de Recursos No convencionales de *Baker Hughes Center of Reservoir Excellence*. En: *Shale Gas World Argentina*, 2012.
- KOHELER ZANELLA, C. 2007. A Esperança energética na caixa de Pandora: oportunidade y potencialidades da integraçao gasífera na América do Sul. Disertação de Mestrando em integraçao Latino- Americana. Universidad Federal de Santa María, Brasil. 113 pp.
- KOUTOUDJIAN, A. 1999. Geopolítica tridimensional Argentina. Reflexiones para el siglo XXI, Buenos Aires: Eudeba, 305 pp.
- KOZULJ, R. 2004. La industria del Gas natural en América del Sur: Situación y posibilidades de integración de mercados. Serie Recursos Naturales e Infraestructura N° 77. [En línea] http://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/6447/S2004084_es.pdf?sequence=1 [15 de marzo 2007]

- KOZULJ, R. 2005. Crisis de la industria del gas natural en Argentina. CEPAL, Serie Recursos naturales e infraestructura n°88, Santiago de Chile, marzo del 2005, 111 pp. [En línea]
http://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/6279/S053153_es.pdf?sequence=1 [15 de marzo 2007]
- KOZULJ, R. 2006. “La integración Gasífera latinoamericana: una prospectiva cargada de incertidumbres”. *Nueva Sociedad*, n°204, pp. 104-118. [En línea] [integración gasífera AL 2006.pdf](#). [14 de octubre de 2008]
- KOZULJ, R. 2008. Situación y perspectivas del Gas natural Licuado en América del Sur. Serie Recursos Naturales e Infraestructura N° 132 CEPAL. Santiago de Chile. [En línea]
http://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/6330/S0800091_es.pdf?sequence=1 [10 de marzo 2009]
- KRASER, M. 2014. Tesis Doctora en Geografía. Recuperación y refuncionalización del patrimonio local en los espacios perdedores de la lógica global en el Partido de Bahía Blanca. Bahía Blanca, Argentina. Universidad Nacional del Sur, Departamento de Geografía y Turismo 2014, 359 pp.

L

- LA NUEVA PROVINCIA. La mayor producción de petróleo y gas terminará acá, dijo Miguel Galuccio. 10/11/2014. Bahía Blanca. La Ciudad, p.1-3.
- LA NUEVA PROVINCIA. Demanda ambiental. 16/06/2015, p.6.
- LACOSTE, I. 1990. Geografía un arma para la guerra. Barcelona: Anagrama, 160 pp.
- LESOURNE, J. 2011. Le changement du paysage géopolitique de l'énergie. En: Actuelles de l'Ifri [En línea] [Lesourne changement paysage energie.pdf](#) [12 de octubre de 2012].
- LINKOHR, R. 2006. “La política energética latinoamericana: entre el Estado y el mercado”. En: *Nueva Sociedad*, n°204, pp.90-103 [En línea] [política energética latinoamericana 2006.pdf](#) [13 de octubre de 2008]
- LÓPEZ ANADÓN, E. en entrevista de Carlos Balboa, Setenta años de gas: éxito, penitencia y encrucijadas de una industria clave. [En línea]
<http://revistapetroquimica.com/secciones/gas-2/> [12 de marzo 2015]
- LÓPEZ, R y ROMEGIALLI, M. 2004. La configuración de un espacio común sudamericano: su significado para Argentina y Brasil, en CD, VI Encuentro Internacional Humboldt, Córdoba, Argentina.

- LUCIANI, A. 2015. Un tren a Vaca Muerta pasará por Bahía Blanca. Diario: La Nueva Provincia. Bahía Blanca, 05/05/2015, La Ciudad, p.5.

M

- MARINI, J. 1985. El conocimiento geopolítico. Buenos Aires: Ediciones Círculo Militar. Vol. n° 720, 480 pp.
- MARTINEZ ALLIER, J. y ROCA JUSMET, J. 2000. Economía Política y Política Ambiental. Programa de las Naciones Unidas Para el Medio Ambiente y el Desarrollo, Méjico: Fondo de Cultura Económica.
- MARTÍNEZ MOSQUERA, M. 2013. Energy in the world. Tough decisions. En: Argentina Energética VII - IAE General Mosconi, Buenos Aires, pdf.
- MEDLOCK, K. 2012. U.S.LNG Exports: Truth and Consequence, James A. Baker III Institute for Public Policy. Houston: Rice University.
- MEIRA MATTOS, C. 2007. Geopolítica e modernidade. Rio de Janeiro: Escola Superior de Guerra.pp70.
- MÉNDEZ, R. 2006. *Geopolítica de los recursos naturales* En: NOGUÉ, J. y ROMERO, J. Las otras Geografías. 2006. Valencia: Tirant Lo Blanch, pp. 301-324.
- MÉNDEZ, R. 2011. “Tensiones y conflictos armados en el sistema mundial: una perspectiva Geopolítica”. En: *Investigaciones Geográficas*, n° 55, Alicante: Instituto Interuniversitario de Geografía, pp.19-37
- MINISTERIO DE RELACIONES EXTERIORES DE BOLIVIA. 2004. El Libro Azul: el problema marítimo boliviano. La Paz. 38 pp.
- MINISTERIO DE RELACIONES EXTERIORES DE COLOMBIA. 1993. Actuar en el mundo, la política exterior colombiana frente al siglo XXI. Bogotá: Publicaciones Cultural.
- MORALES, E. 2015. Bolivia comenzó la segunda etapa de su transformación energética[En línea] <http://revistapetroquimica.com/bolivia-comenzo-la-segunda-etapa-de-su-transformacion-energetica/>[30 de octubre de 2015]
- MORELLO, J. 1982. *Manejo integrado de los recursos naturales*, Centro Internacional de Formación en Ciencias Ambientales, Madrid: Cuadernos del CIFCA. pp17-28.
- MUNICIPALIDAD DE BAHÍA BLANCA. Comité Técnico Ejecutivo. [En línea] <http://www.bahiablanca.gov.ar/areas-de-gobierno/medio-ambiente/comite-tecnico-ejecutivo/> [12 de marzo 2014]

- MUNICIPALIDAD DE BAHÍA BLANCA. Proceso Apell. [En línea]
<http://www.bahiablanca.gov.ar/areas-de-gobierno/medio-ambiente/proceso-apell/>[12 de marzo 2014]
- MUNICIPALIDAD DE BAHÍA BLANCA. Gobierno abierto. [En línea]
<http://www.bahiablanca.gov.ar/areas-de-gobierno/gobierno-abierto/>[12 de marzo 2014]

N

- NAGEL, G. 2015. “En shale y tight, los proyectos de gas son más viables que los de petróleo”[En línea] <http://revistapetroquimica.com/en-shale-y-tight-los-proyectos-de-gas-son-mas-viables-que-los-de-petroleo/> [30 de octubre de 2015]
- NOGUÉ, J. Y ROMERO, J. (eds.) 2006. Las otras Geografías. Valencia: Tirant Lo Blanch. 557 pp.
- NOVARA, J. 1997. Precios internos y de exportación de Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo: ¿Diferenciación o discriminación de precios en el mercado interno?, Córdoba: Estudios Sectoriales. Serie trabajos de investigación. Documento de Trabajo nº5, 94pp.pdf.[En línea]
http://www.ieral.org/images_db/noticias_archivos/12-53883130.pdf [24 de septiembre 2004]

O

- OPPENHEIMER: El nuevo centro petrolero del mundo. NuevoHerald.com [En línea] <http://elnuevoherald.com/2011/09/28/v-print/1034152/oppenheimer-el-nuevo-ce...>[30 de septiembre de 2011]

P

- PAILLARD, C. (2006) “Géopolitique de l’énergie en Amérique latine Le temps des incertitudes”. *Desafíos*, Bogotá nº 14, pp. 239-303, semestre I de 2006 [En línea]Paillard_energy AL.pdf [12 de diciembre de 2012]
- PALAZUELOS, E. (Dir.) 2008. El petróleo y el gas en la geoestrategia mundial. Madrid: Akal, Serie Economía.558 pp.
- PEARSON, F. y ROCHESTER, J. 2000. Relaciones Internacionales. Situación global en el siglo XXI. Colombia: Mc Graw Hill.655 pp.
- PRECIADO CORONADO, J. 2011, *Repensar América Latina y el Caribe desde Sudamérica en el siglo XXI*. En Geopolítica(s), vol.2. pp.351-365.
- PIERRI, N. 2009. Historia del concepto de Desarrollo Sustentable. [En línea] www.ambiente.gov.ar/educacionambiental/biblioteca[3 de mayo de 2009.

- PRUDKIN, N. 1994. *Manejo integrado de recursos naturales a nivel urbano y regional*, Centro de Investigaciones Ambientales (CIAM), Facultad de Arquitectura, Mar del Plata: Universidad Nacional de Mar del Plata (sin paginar).

Q

- QUINTERO, S. 2007. *Territorio, gobierno y gestión: temas y conceptos de la nueva geografía política*. En: FERNÁNDEZ CASO, M. y GUREVICH, R. (coord.) Geografía. Nuevos temas, nuevas preguntas. Un temario para su enseñanza, Buenos Aires: Biblos, pp.147-170.

R

- RABINOVICH, G. 2012. The LNG Market: A Turning Point? Integration through LNG in South America. Instituto Argentino de la Energía “General Mosconi”. Rio de Janeiro [En línea] Rabinovich_OYG_GNL_2012.Pdf [12 de mayo 2013]
- RAMBORGER, M. 2009. Tesis Licenciatura en Geografía. Los cambios en el medio natural de la franja costera de la Bahía Blanca a través del tiempo. Bahía Blanca, Argentina. Universidad Nacional del Sur, Departamento de Geografía y Turismo 2009, 124 pp.
- REMY, G. “Los resultados que estamos viendo en Vaca Muerta superan nuestras expectativas”[En línea] <http://revistapetroquimica.com/los-resultados-que-estamos-viendo-en-vaca-muerta-superan-nuestras-expectativas/>[30 de octubre de 2015]
- RIFKIN, J. 2002. La Era del Hidrógeno. La creación de la red energética mundial y la redistribución del poder en la Tierra. Barcelona: Paidós, 324 pp.
- RIFKIN, J. 2011. La Tercera Revolución Industrial. Como el poder lateral está transformando la energía, la economía y el mundo. Barcelona: Paidós, 397 pp.
- RÍOS ROCA, A. 2014. *Drilling Info* “Ni siquiera el boom del shale gas detendrá la suba en el precio del LNG” en *Revista Petroquímica: Petróleo, Gas, Química & Energía.*, Sección Gas, Buenos Aires, Edición Latinoamericana, agosto 2014, n° 301, pp.86-90.
- RIVAROLA PUNTIGLIANO, A. 2012. *El retorno de la Geopolítica: una perspectiva sudamericana*. En Sarti I.et all (org.) Por uma integração ampliada da América do Sul no século XXI/. Río de Janeiro: Fórum Universitário Mercosul - FoMerco XIII Congresso Internacional, Vol. II, pp. 442-467.
- ROCA, M. 2008. “Gas Natural Licuado una alternativa viable”. DEF n° 35, Buenos Aires: TAEDA, julio 2008, pp. 44-46.
- ROCA, M. 2010. “Gas Natural Licuado. El GNL llegó para quedarse”. DEF n° 59, Buenos Aires: TAEDA, julio 2010, pp. 60-62.

- RODRIGUEZ, J. 2011. Operaciones de regasificación de GNL en Argentina. YPF, agosto 2011.pdf. [En línea] <http://www.iapg.org.ar/sectores/eventos/eventos/listados/presentacionesjornadas/21.pdf> [11 de abril de 2013]
- ROFMAN, A. 1999. Las economías regionales a fines del siglo XX, los circuitos del petróleo, del carbón y del azúcar. Buenos Aires: Ariel. 245 pp.
- ROMERO, J. 2007. *Globalización y Nuevo (Des) Orden Mundial*. En ROMERO, J Y NOGUÉ, J. (Coord.) Capítulo 4, Geografía Humana. Procesos, riesgos e incertidumbres en un mundo globalizado. Barcelona: Ariel, 2ª edición, pp. 105-172.
- RÜHL, C. 2012. “Economic development and the demand for energy: A historical perspective on the next 20 years”. En: *Energy Policy* nº50, pp.109–116. [En línea]Ruhl et al_ Economic development & demand for energy.pdf [15 de noviembre de 2013]
- RÜHL, C. 2014. La energía en 2013: haciendo balance BP Statistical Review of World Energy 2014. Londres.pdf.[En línea] http://www.bp.com/content/dam/bp-country/es_es/downloads/PDF/StatisticalReview2014.pdf[12 de mayo de 2015]

S

- SÁENZ, L. 2005. Crisis. Cuadernos Académicos Nº 2. Buenos Aires: Centro de Estudios Estratégicos de la Armada.
- SÁNCHEZ ALBAVERA, F. 2006. “América Latina y la búsqueda de un nuevo orden energético mundial”. *Nueva Sociedad*, nº 204 pp.38-49
- SÁNCHEZ, J. 1992. Geografía política. Madrid: Síntesis.224 pp.
- SCHUTTER, G. 2013. “Brasil: nuevo desarrollismo y petróleo de aguas profundas”. En: *Nueva Sociedad*, nº 244, pp. 122 a 133.[En línea] <http://library.fes.de/pdf-files/nuso/nuso-244.pdf>[15 de abril de 2014]
- SECRETARÍA DE ENERGÍA 2012. Balance energético 2010. Publicado septiembre 2012. Ministerio de planificación federal, inversión pública y servicios. [En línea] <http://www.energia.gov.ar>[10 de octubre de 2012]
- SIMONI, H. 2015. Entrevista con Hugo Simoni, gerente de la AIQBB [En línea] <http://revistapetroquimica.com/bahia-blanca-esta-destinada-a-ser-la-mayor-plaza-petroquimica-basada-en-el-gas/> [26 de mayo de 2015]
- SIMPSON, M. 1986. Guerra, Estrategia y poder marítimo. Buenos Aires: Instituto de Publicaciones Navales.410 pp.

- SOEDER, D. 2012. *Shale gas development in the United States*. En: HAMID AL-MEGREN. 2012. *Advances in natural gas technology*. Arabia Saudita: In Tech, pp.3-28.
- SORJ, B. y FAUSTO, S. (comp.) 2011. *América Latina: Transformaciones Geopolíticas y Democracia*. Buenos Aires: Siglo XXI Iberoamericana, 544 pp.
- SZOPLIK, J. 2012. *The Gas Transportation in a Pipeline Network*. En: HAMID AL-MEGREN. 2012. *Advances in natural gas technology*. Arabia Saudita: In Tech, pp.339-358.
- STANGANELLI, I. 2006. *Las Fuentes de Energía en el Cono Sur*. Colección Cono Sur .Mendoza. Editorial Caviar Bleu S.A.352 pp.
- SVAMPA, M. 2013. “El «Consenso de los Commodities» y lenguajes de valoración en América Latina”. *Nueva Sociedad*, No 244, marzo-abril de 2013, ISSN: 0251-3552, [En línea]www.nuso.org[15 de julio 2014] pp. 30-47.
- SWYNGEDOUW, E. 2003. *Scaled geographies: Nature, Place and the Politics of Scale*. En Sheppard, E. y McMaster, R. (eds.).*Scale &Geographic Inquiry: Nature, Society and Method*. Londres: Blackwell, pp. 129-152.

T

- TAVARES, M. 2012. Informe del Presidente del Consejo de Administración de Gas Energy SA, en el marco del 5to Congreso Bolivia Gas y Energía 2012 organizado por la Cámara Boliviana de Energía e Hidrocarburos.[En línea] <http://2012.boliviagasenergia.com/> [23 de agosto de 2014]
- TAYLOR, P. y FLINT, C. 2002. *Geografía política: economía-mundo, estado-nación y localidad*. 2ed. Madrid: Trama, pp.447.
- TOER, J. (2000) *Historias del gas en la Argentina*. Transportadora de Gas del Sur S.A. Toer Ediciones. 63 pp.
- TOKLATIÁN, J. 2004. *Hacia una nueva estrategia internacional. El desafío de Néstor Kirchner*. Buenos Aires: Norma, pp.216.
- TOKLATIAN, J. 2007. *Brasil y Sudáfrica. El impacto de las nuevas potencias*. Buenos Aires: Libros del Zorzal, pp.240.
- TUSSIE D. y TRUCCO P. (ed.).2010. *Nación y Región en América del Sur.los actores nacionales y la economía política de la integración sudamericana*. Buenos Aires: Teseo, pp. 596.

U

- URDIALES, M. 2007. “Geopolítica y Desigualdades”. En: *Colección Periferias*, N° 4. Universidad de Granada [En línea]
http://www.academia.edu/1153577/Energia_del_Siglo_XXI_Perspectivas_Europeas_y_Tendencias_Globales [22 de abril de 2014]
- URDIALES, M. 2008. Transición hacia un nuevo orden geopolítico mundial en el umbral del Siglo XXI. X Coloquio Internacional de Geocrítica. Barcelona [En línea] <http://www.ub.edu/geocrit/-xcol/262.htm> [22 de abril de 2014]

V

- VELUT, S. CARRIZO, S. y HEVIA, J. 201. “Le Nord du Chili: l’isolat énergétique d’un désert minier”. En: *Cybergeo : European Journal of Geography Espace, Société, Territoire*, document 567[En línea]<http://cybergeo.revues.org/24792> ; DOI : 10.4000/cybergeo.24792[12 de abril de 2012]
- VERDES-MONTENEGRO, F.2014. Amigos a la fuerza: las relaciones China-América Latina y el Caribe frente a los riesgos e interdependencias de una geoconomía en transformación. Instituto Español de Estudios Estratégicos (ieee.es), Documento de opinión 48/2014, 5 mayo de 2014. [En línea] http://www.ieee.es/Galerias/fichero/docs_opinion/2014/DIEEEO48-2014_China_AmericaLatina_Verdes_Montenegro.pdf [6 de junio de 2014]
- VERRASTRO, F.et al. 2010. The Geopolitics of Energy. Emerging trends, changing landscapes, uncertain times. Center for Strategy& International Studies [En línea] [Verrastro et al_Geopolitics of Energy.pdf](#)[13 de octubre de 2012]
- VICENTE, O. 2005. Escenario de la exploración y producción de petróleo y gas en la Argentina. Petrotecnia. El futuro de los hidrocarburos en Argentina, octubre 2005. IAPG. Buenos Aires.[En línea] <http://biblioteca.iapg.org.ar/ArchivosAdjuntos/Petrotecnia/2005-5/Escenario.pdf> [6 de abril de 2010]

W

- WALLERSTEIN, I. 2004. World Systems Analysis: An introduction. Duke University Press.124 pp.
- WALLERSTEIN, I. 2007. Entrevista realizada por BOSOER F. CLARÍN, Suplemento Zona. Buenos Aires. 23/09/2007, p.7-8.
- WHOLESALE GAS PRICE FORMATION.2013. [En línea] [Igu_GasPriceReport_2012_for the web.pdf](#) [13 de abril de 2013]

- WORLD LNG REPORT .2011. *International Gas Union* (IGU). [En línea] http://www.igu.org/sites/default/files/node-pagefield_file/LNG%20Report%202011.pdf[12 de agosto 2013]
- WORLD ENERGY COUNCIL 2008. *Europe's Vulnerability to Energy Crises*. [En línea] <https://www.worldenergy.org/publications/2008/europes-vulnerability-to-energy-crisis/>[5 de agosto de 2010]

Y

- YACIMIENTOS PETROLÍFEROS FISCALES BOLIVIA (YPFB) La Argentina y Brasil le compran más gas a Bolivia.[En línea] <http://revistapetroquimica.com/la-argentina-y-brasil-le-compran-mas-gas-a-bolivia/>[3 de agosto de 2015]
- YORLANO, M. 2011. Geopolítica de la Energía en el Mar Caspio. Posicionamiento estratégico de la Federación Rusa y de Estados Unidos durante la pos Guerra Fría (1991-2008). Alemania: Editorial Académica Española, 101 pp.

Z

- ZINGONI, J.1996. Arquitectura Industrial: Ferrocarriles y puertos. Bahía Blanca, 1880-1930. Bahía Blanca: Editorial de la Universidad Nacional del Sur, 147 pp.

PRINCIPALES FUENTES ESTADÍSTICAS

- ANNUAL ENERGY OUTLOOK (AEO 2005). 2005. *Energy Information Administration* (IEA). Departamento de Energía de Estados Unidos. (DoE/EIA, International Energy). [En línea]<http://www.eia.gov/forecasts/aeo/>[15 de noviembre de 2005]
- ANNUAL ENERGY OUTLOOK (AEO2007).2007. *Energy Information Administration* (IEA).Departamento de Energía de Estados Unidos (DoE/EIA, International Energy). [En línea] <http://www.eia.gov/forecasts/aeo/>[12 de noviembre de 2007]
- ANNUAL ENERGY OUTLOOK (AEO 2013). *Energy Information Administration* (IEA).Departamento de Energía de Estados Unidos. (DoE/EIA, International Energy). [En línea] <http://www.eia.gov/forecasts/aeo/>[12 de noviembre de 2013]
- ANNUAL ENERGY OUTLOOK (AEO 2015). *Energy Information Administration* (IEA).Departamento de Energía de Estados Unidos. (DoE/EIA, International Energy). [En línea] <http://www.eia.gov/forecasts/aeo/>[12 de octubre de 2015].
- BP STATISTICAL REVIEW OF WORLD ENERGY. *June 2004*. [En línea] [bp.com/Statistical Review](http://bp.com/Statistical%20Review)[12 de agosto de 2004]

- BP STATISTICAL REVIEW OF WORLD ENERGY. *June 2005*. [En línea] [bp.com/statistical review](http://bp.com/statistical-review) [12 de agosto de 2005]
- BP STATISTICAL REVIEW OF WORLD ENERGY. *June 2009*. [En línea] [bp.com/statistical review](http://bp.com/statistical-review) [12 de agosto de 2006]
- BP STATISTICAL REVIEW OF WORLD ENERGY. *June 2011* [En línea] [bp.com/statistical review](http://bp.com/statistical-review) [12 de agosto de 2011]
- BP STATISTICAL REVIEW OF WORLD ENERGY. *June 2012* [En línea] [bp.com/statistical review](http://bp.com/statistical-review) [12 de agosto de 2012]
- BP STATISTICAL REVIEW OF WORLD ENERGY. *June 2013* [En línea] [bp.com/statistical review](http://bp.com/statistical-review) [12 de agosto de 2013]
- BP STATISTICAL REVIEW OF WORLD ENERGY. *June 2014* [En línea] [bp.com/statistical review](http://bp.com/statistical-review) [12 de agosto de 2014]
- BP STATISTICAL REVIEW OF WORLD ENERGY. *June 2015* [En línea] [bp.com/statistical review](http://bp.com/statistical-review) [12 de agosto de 2015]
- BRITISH PETROLEUM [En línea] <http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/Energy-economics/statistical-review-2015/bp-statistical-review-of-world-energy-2015-full-report.pdf> [2 de agosto de 2015]
- BRITISH PETROLEUM [En línea] <http://www.bp.com/sectiongenericarticle.do?categoryId=3050032&contentId=3050057> [3 de agosto de 2015]
- ENAGAS. 2012. Evolución del mercado de GNL en el mundo. [mercadoIng.pdf](http://www.proyectogesport.com/descargas/bloque2/mercadoIng.pdf) [En línea] <http://www.proyectogesport.com/descargas/bloque2/mercadoIng.pdf> [2 de diciembre de 2013]
- ENARSA [En línea] <http://www.enarsa.com.ar/index.php/es/gasnatural/124-proyecto-gnl-escobar> [2 de julio de 2015]
- WHOLESAL GAS PRICE FORMATION. 2012 [En línea] [Igu_GasPriceReport_2012_for the web.pdf](http://www.wholesal.com/igu_gasprice/igu_GasPriceReport_2012_for%20the%20web.pdf) [7 de junio de 2013]
- WORLD ENERGY OUTLOOK 2007. International Energy Agency (IEA). París, 2007. [En línea] <http://www.worldenergyoutlook.org/> [2 de julio de 2008]
- WORLD ENERGY OUTLOOK 2012, *International Energy Agency*. Resumen ejecutivo. Londres, noviembre de 2012. [En línea] <http://www.worldenergyoutlook.org/> [2 de diciembre de 2012]

- WORLD LNG REPORT .2011. *International Gas Union (IGU)*.pdf. [En línea]http://www.igu.org/sites/default/files/node-page_field_file/LNG%20Report%202011.pdf [12 de Julio 2012]

PÁGINAS WEB Y PUBLICACIONES PERIÓDICAS

- [En línea] <http://www.bahiablanca.gov.ar/apell/index.html> [6 de mayo 2015]
- [En línea]<http://www.bahiablanca.gov.ar/cte/index.html>[6 de mayo 2015]
- [En línea]http://www.academia.edu/1153577/Energia_del_Siglo_XXI_Perspectivas_Europeas_y_Tendencias_Globales[22 de abril de 2014]
- [En línea] <http://www.tgs.com.ar/Servicios/Procesamiento/Capacidades-y-datos>[6 de mayo 2015]
- [En línea] http://www.thedialogue.org/map_list[6 de mayo 2015]
- [En línea] <http://www.ypf.com/ypfylaindustria/YPFTecnologia/Paginas/YPF-Tecnologia-SA.aspx>[12 de marzo 2015].
- [En línea]<http://www.eia.gov/countries/americas/> [13 de octubre de 2013]
- [En línea]<http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=BR> [13 de octubre de 2013]
- [En línea]<http://www.eia.gov/countries/country-data.cfm?fips=AR&trk=m#pet> [13 de octubre de 2013]
- [En línea]
http://www.enargas.gov.ar/Publicaciones/Informes/Anual/2010/Cap_2.pdf [14 de octubre de 2013]
- [En línea]<http://www.energia.gov.ar> [14 de octubre de 2013]
- [En línea]<http://www.iea.org/media/1ieahistory.pdf> [14 de octubre de 2013]
- [En línea]http://www.igu.org/sites/default/files/node-page_field_file/LNG%20Report%202011.pdf [20 de octubre de 2011]
- [En línea]http://www.opec.org/opec_web/en/about_us/25.htm [20 de octubre de 2011]
- [En línea] http://www.portalplanetasedna.com.ar/sistema_potitico.htm 20 de octubre de 2011]
- [En línea]http://www.repsol.com/imagenes/es_es/no_convencionales_597x540_06_esp_tcm7-607176.swf [12 de mayo de 2014]

- [En línea]<http://www.boletinoficial.gov.ar/Inicio/Index.castle?s=01&idAviso=4708792&IdRubro=24&f=20141031> [12 de mayo 2015]
- [En línea] <http://www.ypf.argentina.ar/dia-por-dia/06/06/2012> [12 de marzo 2015]
- [En línea]www.ypf.argentina.ar [11 de marzo 2015]
- [En línea] Gobierno neuquino viaja a EE.UU. por energía http://www.tecnail.com.ar/index.php?to=nota_diaria&id=10651[24 de enero de 2015]
- [En línea]http://www.tecnail.com.ar/index.php?to=nota_diaria&id=10659 Triplicarán la oferta de energía para Vaca Muerta[2 de junio de 2015]
- [En línea] http://www.tecnail.com.ar/index.php?to=nota_diaria&id=10686 YPF descubrió nuevo pozo no convencional en Vaca Muerta[8 de junio de 2015]
- [En línea] http://www.tecnail.com.ar/index.php?to=nota_diaria&id=10632 España principal destino del GNL en Europa [5 de mayo de 2013].
- [En línea] http://www.tecnail.com.ar/index.php?to=nota_diaria&id=10695 Angola envió el primer buque con GNL hacia Brasil [17 de junio de 2013].
- [En línea] http://www.tecnail.com.ar/index.php?to=nota_diaria&id=10702 Cortes de gas a la industria en Argentina [19 de junio de 2013].
- [En línea] http://www.tecnail.com.ar/index.php?to=nota_diaria&id=10080 Argentina YPF revela que planea perforar 250 pozos hasta el 2016 [24 de agosto de 2012].
- [En línea] http://www.tecnail.com.ar/index.php?to=nota_diaria&id=10080 Chevron planea 120 pozos en Neuquén [24 de agosto de 2012].
- [En línea] http://www.tecnail.com.ar/index.php?to=nota_diaria&id=10092 Chevron más cerca de un acuerdo con YPF [25 de agosto de 2012]
- [En línea]http://www.tecnail.com.ar/index.php?to=nota_diaria&id=10686 YPF descubrió nuevo pozo no convencional en Vaca Muerta [8 de junio de 2015]
- [En línea]http://www.tecnail.com.ar/index.php?to=nota_diaria&id=10651 Gobierno neuquino viaja a EE.UU por energía [1 de junio de 2015]
- [En línea]http://www.tecnail.com.ar/index.php?to=nota_diaria&id=10659 Triplicarán la oferta de energía para Vaca Muerta [2 de junio de 2015]
- [En línea]YPF descubrió nuevo pozo no convencional en Vaca Muerta http://www.tecnail.com.ar/index.php?to=nota_diaria&id=8868[8 de junio de 2014]

- [En línea]YPFB trabaja en contrato interrumpible de gas con Brasil
http://www.tecnol.com.ar/index.php?to=nota_diaria&id=8868[28 de julio de 2014]
- [En línea]<http://infoleg.gov.ar/infolegInternet/anexos/195000-199999/196894/norma.htm> [15 de marzo de 2015]
- [En línea]<http://sipan.inta.gob.ar/productos/ssd/vc/bariloche/ig/gas.htm> sistema transporte TGS [15 de marzo de 2015]
- [En línea]<http://www.petronews.net/noticia.php?ID=7ae3dd188b17dfe723693bef37477d67&r=12139>,[26 de mayo de 2015]
- [En línea]<http://revistapetroquimica.com/la-industria-petroquimica-acumulo-un-deficit-comercial-de-us-2-800-millones-en-la-ultima-decada/> [13 de mayo 2015]
- [En línea]<http://revistapetroquimica.com/paros-portuarios-restricciones-de-gas-y-falta-de-agua-complican-al-polo-petroquimico/>[1 de julio de 2012]
- [En línea] <http://revistapetroquimica.com/secciones/gas-2/>[12 de marzo 2015]
- [En línea]<http://www.eluniversal.com.mx/el-mundo/2014/china-rusia-acuerdo-1011870.html>[21 de mayo de 2014]
- [En línea]<http://elinversoronline.com/2015/05/ypf-intentara-mostrar-avances-en-la-exploracion-del-mar-antes-de-que-termine-el-gobierno/> [12 de mayo de 2015]
- [En línea]http://www.ieco.clarin.com/economia/YPF-compra-Apache-US-millones_0_1083492031.html[11 marzo 2015]
- [En línea]<http://informe21.com/bases-militares-eeuu-colombia/eeuu-mantendra-cercana-cooperacion-colombia-pese-al-cese-acuerdo-milit.> [30 de mayo 2014].
- [En línea]<http://www.lanueva.com/la-ciudad-impresa/788151/profertileaprestaaponerenmarchaunagraninversion.html>[30 de mayo 2015].
- [En línea] <http://www.lanueva.com/sociedad-impresa/351744/ratifican-a-bah-237-a-como-nodo-energ-233-tico.html>[20 de mayo de 2015]
- [En línea]<http://noticias.terra.com.ar/audiencia-publica-por-planta-regasificadora-en-puerto-cuatrerros,b0da86c27eca3310VgnVCM10000098f154d0RCRD.html> [15 de mayo 2015]
- [En línea]<http://www.lanacion.com.ar/ypf-t3059> [2 de mayo 2015]
- [En línea]<http://www.petronews.net/noticia.php?ID=7ae3dd188b17dfe723693bef37477d67&r=12139>,[26 de mayo de 2015]]

- [En línea]<http://www.ciamega.com.ar/plantas.htm>[5 de mayo 2015]
- [En línea]<http://www.dow.com/argentina/la/arg/es/about/locations/blanca.htm>[5 de mayo 2015]
- [En línea]<http://www.tgs.com.ar/Servicios/Procesamiento/Capacidades-y-datos> [5 de mayo 2015]
- [En línea]http://www.profertil.com.ar/quienes_somos.php?p=nuestra_historia[5 de mayo 2015]
- [En línea]http://www.aesa.com.ar/construccion_D02gnlbahiablanca.html[5 de mayo 2015]
- [En línea]<http://www.rianet.com.ar/index.php/industria/petroquimica/1999-pbbpolisur> [5]
- [En línea]<http://noticias.terra.com.ar/audiencia-publica-por-planta-regasificadora-en-puerto-cuatreros,b0da86c27eca3310VgnVCM10000098f154d0RCRD.html> [15 de mayo 2015]
- [En línea]<http://puertobahiablanca.com/sector-cangrejales.html>[15 de mayo 2015]
- [En línea]<http://sipan.inta.gob.ar/productos/ssd/vc/bariloche/ig/gas.htm> sistema transporte TGS[5 de mayo 2015]
- [En línea]<http://puertobahiablanca.com/descripcion-general.html> [6 de mayo 2015]
- [En línea]<http://puertobahíablanca.com/vinculacion-estrategica.html> [12 de mayo 2015]
- [En línea]<http://eleconomista.com.mx/industria-global/2014/02/18/venezuela-dejara-comprar-gas-colombia-agosto>[2 de junio de 2014]
- [En línea]<http://eleconomista.com.mx/industria-global/2014/02/19/colombia-pierde-venezuela-se-autoabastece-gas> [2 de junio de 2014]
- [En línea]<http://sp.ria.ru/news/20081201/118618360.html>. Rusia y Venezuela realizan ejercicios conjuntos en el Caribe, 01/12/2008[1 de junio de 2014]
- [En línea]http://www.aesa.com.ar/construccion_D02gnlbahiablanca.html[1 de junio de 2014]
- [En línea]http://www.asambleanacional.gob.ve/uploads/botones/bot_90998c61a54764da3be94c3715079a7e74416eba.pdf [2 de junio de 2014]

- [En línea]<http://www.dow.com/argentina/la/arg/es/about/locations/blanca.htm>[15 de junio de 2014]
- [En línea]http://www.naucher.com/es/actualidad/la-flota-mundial-de-metaneros-crecera-un-9-este-ano-y-un-10-en-2015/_n:2118/[30 de junio de 2015]
- [En línea]<http://www.petrolnews.net/noticia.php?ID=7ae3dd188b17dfe723693bef37477d67&r=12139> [26 de mayo de 2015]
- [En línea]<http://www.lanueva.com/la-ciudad-impresa/810750/un-tren-a-vaca-muerta-pasara-por-bahia-blanca.html> [15 de mayo de 2015]
- [En línea]<http://www.lanueva.com/la-ciudad-impresa/814647/vaca-muerta-y-una-opcion-de-revitalizar-al-puerto-de-white.html> la ciudad Vaca Muerta y una opción de revitalizar al puerto de White [31 de mayo de 2015]
- [En línea]<http://www.lanueva.com/opinion/815353/trenes-nuevos-vias-antiguas.html> Editorial Trenes nuevos, vías antiguas [5 de junio de 2015]
- [En línea]<http://noticias.terra.com.ar/audiencia-publica-por-planta-regasificadora-en-puerto-cuatros,b0da86c27eca3310VgnVCM10000098f154d0RCRD.html> [15 de mayo 2015]
- [En línea]<http://www.lanueva.com/la-ciudad/812265/ypf-buscara-petroleo-frente-a-las-costas-de-bahia-blanca.html> Luciani, 15/05/2015, la ciudad YPF buscará petróleo frente a las costas de Bahía Blanca[6 de junio2015]
- [En línea]<http://www.enarsa.com.ar/index.php/es/petroleo/132-actividades-off-shore> [6 de junio2015]
- [En línea]<http://revistapetroquimica.com/la-industria-petroquimica-acumulo-un-deficit-comercial-de-us-2-800-millones-en-la-ultima-decada/>[6 de junio 2015]
- [En línea]<http://www.lanueva.com/la-ciudad-impresa/788151/profertilseaprestaaponerenmarchaunagraninversion.html> [6 de junio 2015]
- [En línea]<http://www.lanueva.com/la-ciudad/786395/para-el-titular-de-ypf-el-yacimiento-de-vaca-muerta-traera-muchos-beneficios-para-bahia.html>[6 de junio de 2015]
- [En línea]<http://www.lanueva.com/la-ciudad/786408/galuccio--bahia-se-favorecera-con-vaca-muerta.html>[6 de junio de 2015]
- [En línea]<http://www.lanacion.com.ar/1789848-galuccio-admite-que-se-requieren-entre-5-y-10-anos-para-lograr-el-autoabastecimiento-energetico> [6 de junio de 2015]

- [En línea] <http://www.rianet.com.ar/index.php/ambiente/comite-tecnico-ejecutivo>[7 de junio 2015]
- [En línea] <http://www.opds.gba.gov.ar/index.php/paginas/ver/DFisInInspg> [7 de junio 2015]
- [En línea]<http://www.quepasabahiablanca.gov.ar/empresas/polisur.html> [7 de junio 2015]
- [En línea] http://www.quepasabahiablanca.gov.ar/sensores/efluentes_liquidos/ [7 de junio 2015]
- [En línea]<http://www.lanueva.com/la-ciudad/811930/contaminacion-en-la-ria--quieren-prohibir-que-las-empresas-del-polo-y-absa-tiren-liquidos-residuales.html> [12 de mayo de 2015]
- [En línea] <http://www.bahiablanca.gov.ar/areas-de-gobierno/medio-ambiente/proceso-apell/>[7 de junio 2015]
- [En línea] <http://sp.ria.ru/news/20081201/118618360.html>. Rusia y Venezuela realizan ejercicios conjuntos en el Caribe, 01/12/2008. [1º junio de 2014]
- [En línea] <http://informe21.com/bases-militares-eeuu-colombia/eeuu-mantendra-cercana-cooperacion-colombia-pese-al-cese-acuerdo-milit>. [30 de mayo de 2014]
- [En línea] <http://eleconomista.com.mx/industria-global/2014/02/18/venezuela-dejara-comprar-gas-colombia-agosto> [2 de junio de 2014]
- [En línea] <http://eleconomista.com.mx/industria-global/2014/02/19/colombia-pierde-venezuela-se-autoabastece-gas> [2 de junio de 2014]
- [En línea]línea]http://www.webislam.com/articulos/31144-paises_exportadores_de_gas_se_reunen_en_qatar.html WebIslam.com Nace la OPEP del gas 20/03/2007 - Autor: heraldo.es - Fuente: heraldo.es 09/04/2007 - Autor: Agencias - Fuente: IRNA [18 de mayo de 2014]
- [En línea]<http://www.lanacion.com.ar/ypf-t3059> [15 de abril de 2014]
- [En línea]<http://www.americaeconomia.com/negocios-industrias/ypfb-revela-que-requiere-invertir-us40670m-para-el-sector-hidrocarburos-hasta-2025> [1 de noviembre de 2013]
- [En línea]América Economía, diario digital, Colombia y Venezuela retoman agenda por oleoducto binacional[28 de marzo de 2012]
- [En línea]América Economía, diario digital, Colombia y Venezuela buscan producir petróleo en alianza [29 de marzo de 2012]

- [En línea]Department of Energy, www.energy.gov [12 de mayo 2014]
- [En línea]Energy Information Administration, www.eia.doe.gov [12 de mayo 2014]
- [En línea]Organización de Países Exportadores de Petróleo, www.opec.org [12 de mayo 2014]
- [En línea]Sistema de Información Energética (SIE), Secretaría de Energía: ssie_se.energia.gob.mx/ [16 de abril de 2014]
- [En línea] Country Analysis Briefs (EIA) <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/index.html>[12 de mayo 2014]