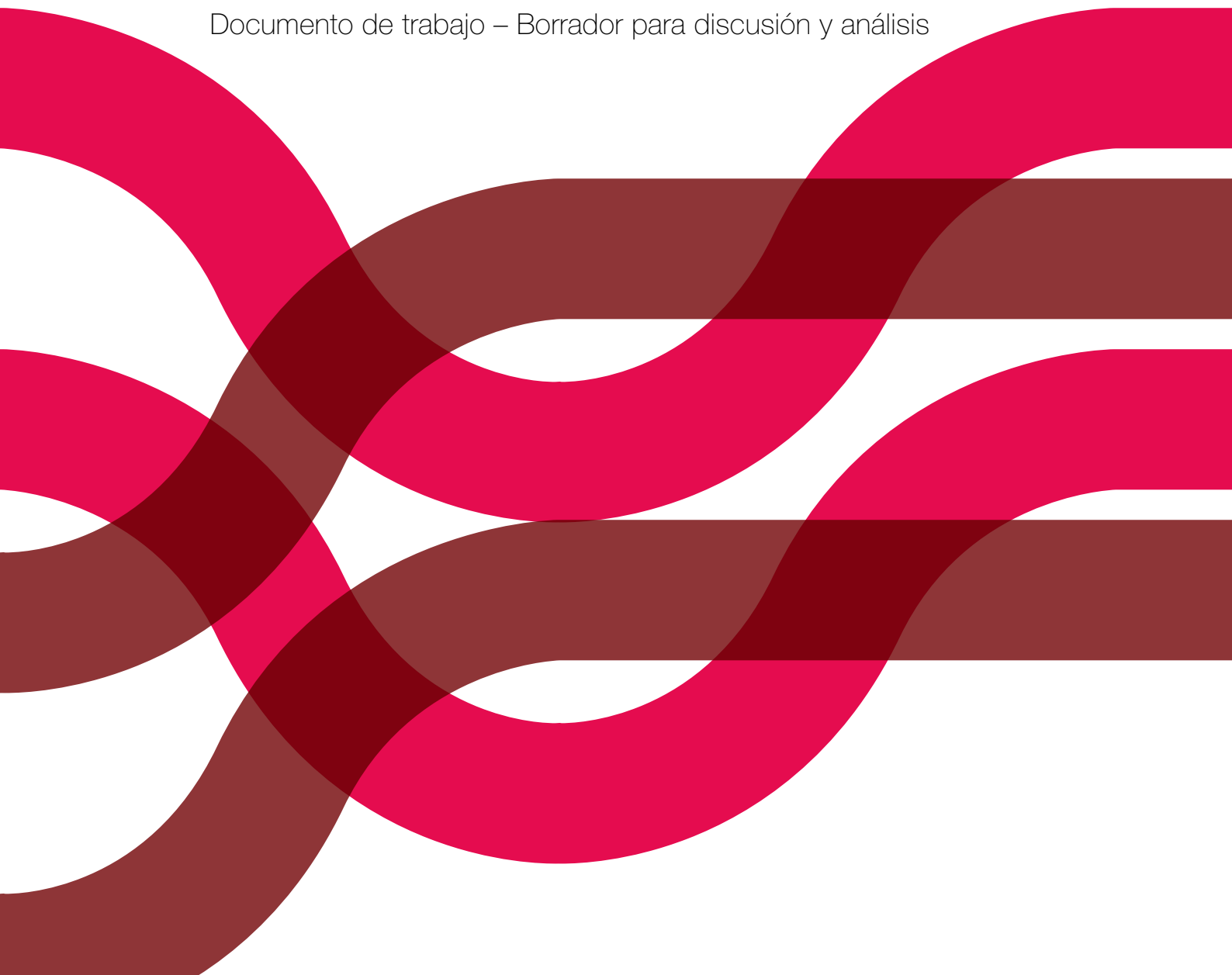


ENERGÍA: UNA VISIÓN SOBRE LOS RETOS Y OPORTUNIDADES EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE

MARCO INSTITUCIONAL Y ANÁLISIS DE LA REGULACIÓN

Documento de trabajo – Borrador para discusión y análisis



ENERGÍA: UNA VISIÓN SOBRE LOS RETOS Y OPORTUNIDADES EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE

MARCO INSTITUCIONAL Y ANÁLISIS DE LA REGULACIÓN

Documento de trabajo – Borrador para discusión y análisis



NACIONES UNIDAS



Organización de los
Estados Americanos

Vicepresidencia de Energía de CAF
Hamilton Moss, Vicepresidente Corporativo
Mauricio Garrón, Especialista senior. Coordinador general del estudio

Comisión técnica del estudio:

Roberto Franca y Verónica Miranda, ALADI
Amanda Pereira, ARPEL

Ignacio Fernández, Pablo Cisneros, Alvaro Atilano y Mauricio Garrón, CAF
Hugo Altomonte, Beno Ruchansky y Hugo Ventura, CEPAL

Hugo Rincón y Juan Carlos Belza, CIER

Juan Cruz Monticelli y Mark Lambrides, OEA

Gabriel Hernández, Pablo Garcés y Néstor Luna, OLADE

Gloria Piña, Marco Vera y Edwin Cruz, WEC-LAC

Los informes del Estudio Sectorial *Hacia Una Nueva Agenda Energética Para La Región* fueron realizados por la Fundación Bariloche (FB) con la colaboración del Instituto de Eletrotécnica e Energia (actualmente Instituto de Energía y Ambiente) de la Universidad de San Pablo (IEE-USP) para el análisis del caso de Brasil.

La elaboración de este informe estuvo a cargo del equipo de trabajo FB- IEE-USP que fue coordinado por Roberto Kozulj y estuvo integrado por Hilda Dubrovsky, Raúl Landaveri, Francisco Lallana, Daniel Bouille, Gustavo Nadal, Gonzalo Bravo, Nicolás Di Sbroiavacca, Osvaldo Girardin, Héctor Pistonesi, Víctor Bravo, Ildo Sauer, Julieta Puerto Rico, Juliana Ferrari Chade Ricosti, Larissa Araujo Rodrigues, Lizett Lopez Suarez, Luis Tadeo Siqueira y Sonia Seger Mercedes.

Se agradece la colaboración de los representantes de las empresas y países que participaron en los diferentes comités y reuniones de revisión del mismo. Igualmente se agradece la participación en la etapa inicial del estudio a José Félix García, ex Secretario Ejecutivo de Arpel; y Plinio Fonseca ex Secretario Ejecutivo de CIER.

Las ideas y planteamientos contenidos en la presente edición son de exclusiva responsabilidad de sus autores y no comprometen la posición oficial de CAF ni de las instituciones participantes. La versión digital de esta publicación se encuentra en publicaciones.caf.com

©2013 Corporación Andina de Fomento
Todos los derechos reservados

INDICE

	Pág.
1. Introducción General	1
2. Análisis del sector eléctrico	3
2.1. Introducción	3
2.2. Análisis de la Regulación	4
2.2.1. El Punto de partida.....	4
2.2.2. Los cambios regulatorios recientes	8
2.3. La evolución de las Tarifas.....	54
2.4. Tarifas Residenciales Sociales Y Subsidios	78
2.5. Introducción a cuestiones de regulación vinculados a la Integración Eléctrica Regional.....	84
El tema de la Integración continuará siendo tratado en el Informe IV.....	87
3. Análisis de los principales cambios en la normativa del sector de hidrocarburos	88
3.1. Introducción	88
3.2. Los principales cambios ocurridos en la industria de lo hidrocarburos según países productores	89
3.2.1. Argentina	89
3.2.2. Bolivia	102
3.2.3. Brasil	106
3.2.4. Colombia	123
3.2.5. Ecuador	140
3.2.6. Perú.....	147
3.2.7. Venezuela	152
3.2.8. México	160
3.3. Algunas reflexiones respecto a los cambios en el marco jurídico e institucional para el sector del Upstream en LAyC	170
4. Análisis de los principales cambios en la normativa del sector gas natural.	178
4.1. Argentina	178
4.2. Bolivia	187
4.3. Brasil.....	190
4.4. Colombia	194
4.5. Chile	200
4.6. Ecuador	204
4.7. Perú	205
4.8. Venezuela.....	213
4.9. Uruguay.....	218
4.10. Algunas reflexiones acerca del mercado de gas natural	219
Referencias	223
5. Renovables.....	224
5.1. Generación Eléctrica	225
5.2.Regulación y Promoción de Energía Renovables, panorama en la Región.....	235
5.3. Recomendaciones para la formulación/modificación de políticas vinculadas a las energías renovables	238
ANEXO I. Capítulo 5-Marco Legal y Esquemas promocionales	241
6. Biocombustibles	250
6.1. Marco legal, regulatorio e institucional.....	250
6.2. Diferencias regulatorias e institucionales que dificultan los procesos de integración	255
6.3. Problemas identificados y Recomendaciones	255
6.4. Síntesis de recomendaciones	258
Referencias	259
Anexo II. Aspectos regulatorios del sector eléctrico: anexo por país	261
Bibliografía.....	280

INDICE DE GRÁFICOS

Pág.

Gráfico 2.2.1.1. Trayectoria de la reformas de los Sectores Eléctricos LAC (punto de partida-1999).....	7
Gráfico 2.2.4.1. El Estado de la Transición de los modelos de regulación	52
Gráfico 2.3.1. Tarifas eléctricas Residenciales - Casos seleccionados.....	61
Gráfico 2.3.2. Precios Promedio Unitarios de la Electricidad Sector Residencial (Junio de 2011).....	62
Gráfico 2.3.3. Comparación de los Precios Promedio Unitarios de la Electricidad en Centroamérica. Sector Residencial.....	64
Gráfico 2.3.4. Precios promedio unitarios de la electricidad. Sector Comercial.....	65
Gráfico 2.3.5. Precios promedio unitarios de la electricidad. Sector Industrial	66
Gráfico 2.3.6. Comparación de tarifas eléctricas uso industrial BT: casos seleccionados	67
Gráfico 2.3.7. Costa Rica: Precios. Promedio, 1995-2010. (En dólares/kWh).....	68
Gráfico 2.3.9. Nicaragua: precios promedio, 1995-2010. (en dólares/kwh).....	69
Gráfico 2.3.10. Panamá: precios promedio, 1995-2010. (en dólares/kwh).....	69
Gráfico 2.3.11. Evolución de las tarifas residenciales e industriales en el período 1994 – 2007, expresados en dólares corrientes.....	70
Gráfico 2.3.12. Caso ICE-Costa Rica. (2000 – 2009).....	71
Gráfico 2.3.13. Evolución del Tiempo de Corte de UTE. (Horas).....	72
Gráfico 2.3.14. UTE. Cumplimiento de las metas de calidad de servicio. (En porcentajes)	72
Gráfico 2.3.15. Chile: precio medio de mercado.....	73
Gráfico 2.3.16. Evolución del Precio Promedio de La Energía Eléctrica al Usuario	74
Gráfico 2.3.17. México: Evolución de las tarifas medias de electricidad 2005-2010	75
Gráfico 2.3.18. Argentina: costos de generación en dólares por MWH.....	76
Gráfico 2.3.19. Argentina: evolución del precio monómico entre agosto de 2009 y agosto de 2010 según componentes. En AR\$ por MWH	77
Gráfico 2.3.20. Porcentaje del salario mínimo que se destina para la adquisición de 250 KWh de energía eléctrica para América Latina.....	78
Gráfico 2.4.1. Costos de generación y tarifa residencial en el caso de Argentina situación agosto de 2010	79
Gráfico 2.4.2. Evolución del fondo de estabilización del mercado eléctrico mayorista en Argentina.....	80
Gráfico 3.2.1.1. Evolución de los Pozos perforados en Argentina 1980-2011: pozos exploratorios, de producción y porcentaje de pozos exploratorios sobre total perforado incluyendo los de avanzada	97
Gráfico 3.2.1.2. Producción total de hidrocarburos líquidos y gaseosos en Argentina, producción incremental y relación de la producción incremental por pozo de producción. Valores en KBEP totales por año y KBEP pozo/año.....	98
Gráfico 3.2.1.3. Estimación de la productividad media de pozos petroleros en Barriles día por pozo.....	99
Gráfico 3.2.1.4. Inversiones comprometidas, realizadas y número de pozos totales entre 2005 y 2011	100
Gráfico 3.2.1.4. Estimación de la variación de ingresos y producción: el caso del crudo.....	101
Gráfico 3.2.2.1. Evolución de la producción de petróleo y gas en Bolivia	105
Gráfico 3.2.3.1. Evolución de las reservas de petróleo totales y probadas en tierra y mar, 1990-2010	109
Gráfico 3.2.3.1. Precio Final del gas City Gate y Henry Hub Spot – 2002-2010.....	122
Gráfico 3.2.4.1. Evolución del saldo exportaciones e importaciones de petróleo (En Kbl/año).....	124
Gráfico 3.2.4.3. Estimación de la variación de los ingresos fiscales bajo distintos escenarios de abastecimiento de crudo (upstream).....	126
Gráfico 3.2.4.4. Estimación de la variación de los ingresos por saldos exportables bajo distintos escenarios de abastecimiento de crudo (upstream).....	127
Gráfico 3.2.4.5. Evolución de los contratos de E&P y TEA en Colombia 1970-2010	133
Gráfico 3.2.4.6. Evolución de la IED en el sector petrolero de Colombia	134
Gráfico 3.2.4.6. Evolución de las reservas de crudo y gas de Colombia.....	134
Gráfico 3.2.4.7. Determinación de los potenciales de reservas.....	135
Gráfico 3.2.4.8. Hipótesis acerca del origen de la producción en el escenario base.....	136
Gráfico 3.2.4.9. Reservas por descubrir y esfuerzo exploratorio estimado	137
Gráfico 3.2.4.10. Escenarios de Oferta y Demanda de Gas Natural en KPC al año	138
Gráfico 3.2.4.11. Proyecciones de Oferta y Demanda de gas en los dos sistemas de oferta y demanda de gas en Colombia: Costa e Interior	139
Gráfico 3.2.5.1. Producción de Petróleo y Gas en Ecuador 1980-2009	147
Gráfico 3.2.6.1. Producción de Petróleo y Gas en Perú 1980-2009	149
Gráfico 3.2.6.2. Evolución de las inversiones en exploración y explotación 2002-2009.....	151
Gráfico 3.2.6.3. Evolución de la relación petróleo importado sobre oferta total de petróleo.....	151
Gráfico 3.2.7.1. Puntos de equilibrio para niveles de costos de producción y de suficiencia presupuestaria a nivel país.....	157
Gráfico 3.2.8.1. Síntesis de Resultados de PEMEX 2000-2010: rendimiento bruto y total de impuestos, derechos y aprovechamientos	166
Gráfico 3.2.8.2. Síntesis de Resultados en E&P de petróleo y gas: evolución de la producción y de las reservas de petróleo y gas natural	167

Gráfico 3.2.8.3. Síntesis de Resultados: indicadores base año 2000 = 100.....	168
Gráfico 4.8.1. Precios medios del gas al consumidor final en moneda local y en dólares (Bs/m ³ y u\$s MBTU). Período 2000-2006	214
Gráfico 5.1.1. Capacidad histórica de embalse y generación Eólica y Biomasa típica en Brasil.....	228

INDICE DE CUADROS

Pág.

Cuadro 2.2.2.4.1. Trayectorias de las regulaciones y formas organizativas de los sectores eléctricos de LAC	53
Cuadro 2.3.1. Estimación del valor de las tarifas residenciales en u\$s corrientes por MWH	55
Cuadro 2.3.2. Precio de la Electricidad a consumidores finales caso año 2009	58
Cuadro 2.3.3. Grupo de referencia	59
Cuadro 2.4.1. Esquema de subsidios aplicado en el Perú	82
Cuadro 2.4.2. Tarifas Mensuales de Clientes CIER Residenciales Sociales	83
Cuadro 2.4.3. Carga Impositiva en tarifas de la Región	84
Cuadro 3.2.1.1 Evolución de los resultados financieros e inversiones de Repsol-YPF 2003-2008 según localización en millones de euros	95
Cuadro 3.2.1.2. Evolución de los Pozos perforados en Argentina 1980-2011	97
Cuadro 3.2.2.1. Balance de Gas Natural en Bolivia 2007-2010	106
Cuadro 3.2.2.1. Producción de gas en Bolivia por operador	106
Cuadro 3.2.3.1. Organización industrial del sector de petróleo y gás natural y el papel de Petrobras: comparación entre la situación anterior y posterior a la creación de la Ley de Petróleo	113
Cuadro 3.2.3.2. Cambios recientes en la política de precios de Petrobrás para el Gas Nacional	121
Gráfico 3.2.4.2. Evolución de los precios de los derivados de petróleo en el período 1970-2004: Valores según base año 2000=100	125
Cuadro 3.2.4.1. Hipótesis acerca de incorporación de reservas	126
Cuadro 3.2.6.1. Resumen Ejecutivo de resultados de Perupetro 2002-2012	150
Cuadro 3.2.7.1. Evolución de Reservas Probadas y Desarrolladas de Petróleo y Gas 2006-2010	158
Cuadro 3.2.7.2. Evolución del número de pozos perforados por tipo 2006-2010	159
Cuadro 3.2.8.1. Síntesis de Resultados de PEMEX 2000-2010	164
Cuadro 3.2.8.2. Síntesis de Inversiones de PEMEX 2000-2010	165
Cuadro 4.1.1. Reseña de los principales instrumentos normativos que rigen en la industria del gas natural en Argentina	179
Cuadro 4.1.2. Precios y Tarifas del gas natural en u\$s por MBTU-Referencia Capital y Gran Buenos Aires	187
Cuadro 4.2.1. Precios y Tarifas del gas natural en u\$s por MBTU	189
Cuadro 4.3.1. Precios y Tarifas del gas natural en u\$s por MBTU-Referencia Río, Estado de Río y San Pablo	192
Cuadro 4.4.1. Precios y Tarifas del gas natural en u\$s por MBTU-Referencia Bogotá	199
Cuadro 4.4.2. Proyecciones de precios de Gas Natural y Combustibles Líquidos para generación eléctrica-October 2011	200
Cuadro 4.5.1. Precios y Tarifas del gas natural en u\$s por MBTU-Referencia Santiago	203
Cuadro 4.7.1. Estimación de los precios del gas en Boca de Pozo- En u\$s MBTU	211
Cuadro 4.7.2. Tarifas de gas en Lima-Calao según categorías a inicios de 2011. En U\$s/Mbtu	212
Cuadro 4.7.3. Precios y Tarifas del gas natural en u\$s por MBTU-Referencia Lima-Callao- Evolución Históricas	212
Cuadro 4.8.1. Precios medios del gas según consumidor final en moneda local y en dólares (Bs/m ³ y u\$s MBTU). Año 2006	215
Cuadro 4.8.2. Tarifas unitarias vigentes para el sector doméstico y comercial. Caso años 2010-2011. En U\$S MBTU	216
Cuadro 4.8.3 Tarifas unitarias vigentes para el sector Industrial. Caso años 2010-2011. En u\$s MBTU	217
Cuadro 4.8.4. Tarifas para el sector Petroquímico. Caso años 2010-2011. En u\$s MBTU	217
Cuadro 4.9.1. Precios y Tarifas del gas natural en u\$s por MBTU-Referencia Montevideo	219
Cuadro 4.10.1. Caracterización de los mercados de gas en América del Sur	220
Cuadro 5.1. Targets u objetivos para las energías renovables en la región	225
Cuadro N° 5.2.1. Instrumentos de Promoción de Energías Renovables (excluye biocombustibles)	237
Cuadro 6.1.1. Legislación sobre Biocombustibles en América Latina y el Caribe	250
Cuadro 6.1.2. Biodiesel – Alcance, metas y grado de desarrollo en América Latina y el Caribe	253
Cuadro 6.1.3. Bioetanol carburante – Alcance, metas y grado de desarrollo en América Latina y el Caribe	254

INDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 3.2.3.1. Estructura institucional del sector de petróleo, gas natural y biocombustibles en Brasil	112
Figura 3.2.3.2. Características generales del contrato de reparto	117
Figura 3.2.4.1. Identificación del posicionamiento de Colombia en el benchmarking de los modelos regulatorios de la industria de los hidrocarburos por países seleccionados	128
Figura 3.2.4.2. Enfoque de posicionamiento global de las CNP en relación a otro tipo de compañías petroleras	129
Figura 3.2.4.3. La Transición del esquema de ECOPETROL hacia fines mercantiles	130
Figura 3.2.4.4. Características de los nuevos contratos petroleros en Colombia	130
Figura 3.2.4.5. Duración y fases contractuales régimen de la ANH	131
Figura 3.2.4.6. Esquema de regalías escalonadas	132
Figura 3.3.1. Estructura institucional do setor de petróleo, gás natural e biocombustíveis	172
Figura 4.3.1. Objetivos de Petrobras para el sector de gas natural en Brasil	193
Figura 4.3.2. Escenario ideal para o funcionamento de laIGN brasileira	194
Figura 4.4.1. Evolución estructural del sector gas natural en Colombia	197
Figura 4.4.2. Interpretación del efecto buscado por el decreto 2100 de 2011	198

1. INTRODUCCIÓN GENERAL

En este informe se analizan las principales transformaciones de los marcos jurídicos e institucionales ocurridos en ALyC a partir de un análisis conjunto de los aspectos tratados en forma extensa en el Informe III de este estudio -que comprende 7 volúmenes destinados a realizar un diagnóstico inteligente de los aspectos de la oferta y demanda de energía-, esto es de interrelaciones básicas, entre la evolución de la Oferta y Demanda de energía en cada una de las cadenas energéticas, incluyendo un análisis de la sustentabilidad a nivel de cada país, sub-región y región, explicado junto a los cambios normativos e institucionales bajo una mirada que pretende integrar ambos temas y los enlaces entre cadenas y eslabones.

El trabajo de este informe II, no pretende de ningún modo ser una recopilación de la evolución de la normativa de cada país, ni tampoco identificar la estructura institucional de cada uno de ellos con respecto a las instituciones intervinientes en cada caso, para cada cadena, ni presentar una sucesión de los cambios institucionales, aún cuando a fines ilustrativos esta tarea se ha realizado en base a datos de algunos países.

El foco, tal como comprometido, ha sido identificar los principales cambios ocurridos en los espacios nacionales, lo que se explica tanto por los propios problemas que los desajustes entre oferta y demanda han ido provocando, como por los cambios de orientación política que se han dado en muchos países de la región, tanto en base a la percepción de dichos desajustes, como por cambios de visión política y geopolítica ocurridos de modo concurrente con la reconfiguración del orden mundial, de la producción, el comercio y el consumo, con su respectivo impacto en temas como seguridad de suministro, equidad socioeconómica, medioambiente, orientación político-ideológica, cambios en alianzas estratégicas y tantos otros.

Dado que estos cambios de orientación han tenido también sus impactos sobre el clima de negocios, los marcos normativos y el comportamiento de las inversiones, se ha procurado lograr una ilustración comentada de los mismos y una identificación de sus impactos sobre los problemas del sector visto como un todo, es decir como impacto sobre las matrices de energía, interrelaciones entre cadenas energéticas, sobre la seguridad energética, la formación de precios, el medioambiente y la equidad.

En síntesis se trata en parte de un relato histórico-analítico que pretende iluminar los aspectos más críticos hallados y que se han registrado bajo los más diversos marcos institucionales y jurídicos- y también de orientación socio-política-, a fin de extraer algunas recomendaciones e introducir nuevas reflexiones para abonar la futura Agenda Energética Latinamericana, necesidad imperiosa dada la disparidad entre la disponibilidad de recursos, su uso actual y las necesidades que impondrán nuevas estrategias de desarrollo en este mundo altamente dinámico y en plena reconfiguración a la fecha de este informe.

El análisis en este caso se realiza por cadena de energía (o sus principales eslabones) en lo que respecta básicamente a temas de oferta, los que sin duda se relacionan con inversiones en magnitud y tipo.

Es por esto que se parte de la cadena eléctrica, ya que de su evolución, como se ha visto, se han derivado importantes aspectos sobre las pautas de demanda de combustibles fósiles cuya oferta, potencial y destino han respondido a su vez a lógicas muy distintas en los países productores de hidrocarburos, y ha dado lugar a estrategias empresariales y gubernamentales de muy distinto tipo y resultado a lo largo de ALyC.

Por otra parte de la evolución de este sector también depende el futuro de las distintas fuentes renovables y la diversificación que induce -como nodo central- en el resto de la matriz energética.

Seguidamente se da lugar al desarrollo del análisis.

2. ANÁLISIS DEL SECTOR ELÉCTRICO

2.1. Introducción

En este Capítulo se realiza, en primer lugar, un análisis de la evolución reciente de la regulación y los principales aspectos organizacionales de los sectores eléctricos de LAyC.

Se presenta inicialmente, y en forma esquemática la evolución sectorial a partir de los inicios de las reformas¹. Posteriormente se presentan resumidamente los cambios regulatorios recientes detectados en algunos de los países, elegidos de tal manera de lograr una muestra representativa de las diversidades y/o puntos en común existentes sobre el tema en la Región.

Los análisis se orientan fundamentalmente a la forma organizativa del mercado de generación, y con menor profundidad se analizan las características regulatorias de los mercados de transmisión, y distribución.

A fin de enmarcar estos análisis se presentan también de modo resumido los principales indicadores sectoriales, los que son analizados en profundidad en el Informe de Oferta y Demanda de energía, Tomo II referido al sector eléctrico.

Se ha utilizado, como bibliografía, numerosas publicaciones de CIER y CAF. También se ha recurrido a información de los países proveniente de diferentes fuentes: organismos oficiales, empresas, etc. Si bien se analizó la evolución sectorial desde 1990 hasta el 2009, donde fue posible, se incorporaron comentarios de la actualidad de los sistemas nacionales. Finalmente se presentan breves conclusiones de los análisis realizados, y un cuadro cualitativo que sintetiza la evolución reciente de las formas de propiedad y organización de los sectores eléctricos a nivel de cada país.

En segundo lugar se realiza un breve análisis de la evolución tarifaria reciente, a nivel de país. En algunos casos se relacionó dicha evolución con diferentes factores como por ejemplo: aumento de los precios mayoristas, aumentos de los combustibles, mayor participación térmica en la oferta de generación, caída del margen de reserva, calidad de servicio, etc. Las fuentes de información han sido CIER y CEPAL.

En tercer lugar se presenta un breve análisis de los avances realizados en integración eléctrica, tanto a nivel los principales antecedentes regulatorios como de intercambios físicos. Las fuentes de información han sido CIER, CAF y CEPAL. Esta introducción del tema es sólo a fines preliminares en tanto en el Informe IV el tema de la Integración de Cadenas Energéticas en LAyC es tratado de manera específica.

¹ En base a Cepal/Fundación Bariloche. "Energía y Desarrollo Sustentable en América Latina y el Caribe: Guía para la Formulación de Políticas Energéticas". Santiago de Chile, 2002

2.2. Análisis de la Regulación

2.2.1. El Punto de partida

En las últimas dos décadas el sector eléctrico de LAC (salvo Paraguay, México y Costa Rica), ha sufrido importantes y diversos cambios a nivel institucional, regulatorio y de propiedad. Todos ellos en el marco de reformas nacidas en los 80², y que se basaron en la experiencia del Reino Unido y los EUA³.

Con esas reformas se intentaba lograr diferentes objetivos, entre ellos: mayor competencia en el eslabón de la generación, elevar la eficiencia sectorial a través de la eficiencia operativa lograda a partir de la organización de despachos centralizados y administrados con independencia, la disminución del rol empresario del Estado, regulación de transporte y distribución, para lograr la expansión equilibrada, desmonopolización de mercados y eliminación de esquemas de subsidios generalizados mediante el pago de los costos por parte de los usuarios (Vickers and Yarrow, 1988).

El fraccionamiento vertical de la cadena eléctrica o “*unbundling*”, mediante el seccionamiento de las actividades de generación, transmisión y distribución fue una de las principales herramientas que se propuso para lograr la eficiencia sectorial. También hubo fraccionamiento horizontal.

La mayoría de esos procesos iniciales fueron acompañados de privatizaciones, aunque no todos los países las incluyeron finalmente. En la industria del gas (y en otros servicios como agua, ferrocarriles, aviación, etc.), también se implementaron esquemas similares de reformas. Se buscó atraer inversiones privadas para liberar al sector público y poder destinar fondos hacia otras áreas más necesitadas y con menores posibilidades de financiamiento. Este esquema fue propuesto tempranamente en Chile y con la mayor profundidad en Argentina a inicios de la década de 1990.

En el área eléctrica, “se diseñó un nuevo contexto energético regional en el que el gas natural adquirió particular importancia como vector energético y al que concurrían una serie de factores que afectaban a los países de la región con distinta intensidad: retraso de inversiones en generación hidroeléctrica por restricciones de financiamiento en los 80; adelantos tecnológicos que introducen economías en la generación de electricidad (ciclo abierto y combinado con turbinas a gas) respecto a los sistemas térmicos convencionales de menor rendimiento; competencia entre gasoductos y transmisión de electricidad; y creciente competencia entre gas transportado por ductos y buques para GNL^{4 5}.”

La clasificación de las medidas que conforman los procesos de reforma es amplia ya que resume la inmensa variedad de elementos puestos en juego. Las medidas observadas pertenecen a más de una dimensión o guardan una interrelación lógica con las estrategias que determinaron la orientación del proceso de cambio. En Cepal, 2001⁶, se propuso el siguiente agrupamiento de medidas o elementos, que puede

² En realidad la primera reforma regulatoria del sector se inicia en los 80 en Chile.

³ Kozulj..cepal 2011

⁴ Procesos que contaron con el apoyo de la CIER, a través de Proyectos y numerosas jornadas dedicadas a analizar y facilitar la integración.

⁵ CIER 14

⁶ CEPAL. Energía y Desarrollo Sustentable en América Latina y el Caribe: Guía para la Formulación de Políticas Energéticas, 2001

mantenerse para analizar la trayectoria seguida hasta el presente. Dichas medidas o elementos pueden englobarse en tres grupos:

- Aquellos que afectan a la naturaleza jurídica de las empresas y/o a los derechos de **propiedad: Estatal, mixta o privada.**
- Los que introducen cambios la **organización** productiva del sector o de algunas de sus cadenas energéticas: **Monopólica e integrada, parcialmente integrada y monopólica, o verticalmente desintegrada con diferentes grados de partición horizontal y de concentración de la oferta.**
- Los que determinan las **funciones** de los actores y regulan el funcionamiento y desarrollo de los subsistemas productivos. **Instrucción y control directo, regulación negociada, regulación independiente y técnica (aplicable de manera general a una multiplicidad de actores).y competencia**

La combinación de los elementos de la tipificación presentada, permite cubrir, de manera aproximada, todas las situaciones que se observaron, y pueden observarse actualmente en las industrias energéticas de los países de la región de ALyC. Un aspecto relevante que surge de la combinación de estos elementos, es la **modalidad de coordinación, que** esencialmente se refiere a:

- **A las formas de organizar institucionalmente y/o coordinar las decisiones** de asignación de los recursos en el ámbito de cada cadena productiva y del sistema energético en su conjunto.
- **Al tipo de racionalidad que orienta a dichas decisiones**, es decir, a las finalidades principales que se pretenden alcanzar.
- **Al esquema utilizado para regular el funcionamiento de los mercados del sector.**

A tal efecto los tipos de modalidades serían:

Control Central: exclusividad del Estado en las decisiones, formuladas sobre base a una planificación centralizada de carácter normativo y una priorización política sobre su ejecución por parte de las empresas estatales.

Comprador único: tipifica a la situación en la que se permite la incorporación (dentro de una cadena productiva energética) de empresas privadas en calidad de terceros que se encargan de producir y entregar los energéticos a la empresa estatal integrada, que actúa como comprador único. Este esquema se conoce también como apertura parcial.

Estructura integrada regulada: se permite una mayor autonomía de las empresas de propiedad privada, mixta o de las entidades públicas de jurisdicción provincial o municipal. El Estado asume el papel de regulador, a través del cual puede dar prioridad a consideraciones técnicas y económicas, pero manteniendo siempre una dosis de criterio político. La característica de esa modalidad es la ausencia de

disputabilidad en los mercados. El Estado participa en las decisiones de inversión y en la formación de los precios de manera efectiva. En este caso, la regulación puede ser de carácter técnico o negociada y la racionalidad prevaleciente en el sistema estará guiada por la búsqueda de ganancia o predominantemente de fomento en función de la naturaleza institucional de las empresas. Sin embargo, aunque se trate de empresas de carácter público, es probable que su accionar tenga una orientación más comercial que en la etapa anterior.

Mercado Abierto: se trata de aprovechar los efectos de la competencia dentro de mercados. Para ello es necesario que los cambios en la organización productiva e institucional que se promueva y los principios regulatorios que se establezcan generen condiciones de disputabilidad. En caso de los energéticos transportados y distribuidos por redes, como electricidad y el gas natural, se requiere una estricta separación e incompatibilidad de funciones y la postulación del principio regulatorio de libre acceso a dichas instalaciones a fin de evitar discriminaciones. En algunos casos se permite el mantenimiento de la integración vertical, disponiendo una separación virtual (contable) y mecanismos licitatorios en las transacciones. Respecto a los eslabones que mantienen las características de monopolio natural (transporte, distribución) se establece una regulación basada en criterios técnico-económicos y con ciertas reglas que fomentan en lo posible la disputabilidad (*by pass* comercial, competencia por mercados, competencia por comparación o referencial)

El gráfico siguiente ilustra sobre la evolución en cuanto al esquema de propiedad, y de modalidad de coordinación que presentaron los mercados eléctricos de los diferentes países de LAyC entre el inicio de la aplicación de las reformas y la situación alcanzada hacia 1999. Las celdas que indican cruces de las diferentes modalidades tienen asignada una letra, que indica el estado del sistema eléctrico definido por la combinación de las diferentes variables puestas en juego.

Se puede observar una tendencia a privilegiar la introducción de los mecanismos de mercado (modalidad Mercado Abierto, con transferencia total o parcial de los activos al sector privado) o el mantenimiento de empresas públicas integradas (con mayor autonomía y una orientación más comercial), con apertura a los actores privados y con nuevos enfoques regulatorios (modalidad IR o de Comprador Único). *Se puede observar que no son muchas las situaciones en las que no se registraron cambios sustantivos en la modalidad de coordinación o en la propiedad de los activos*⁷.

⁷ Situaciones indicadas con un bucle en las casillas (a) y (g) indican que se mantienen en su punto de partida.

Gráfico 2.2.1.1. Trayectoria de la reformas de los Sectores Eléctricos LAC (punto de partida-1999)



Trayectorias futuras probables

(*) Con o sin desintegración vertical (incompatibilidad de funciones) estricta
 (**) Con alto de concentración técnica y económica
 (***) Con concentración técnica y económica intermedia o baja

Fuente: Energía y Desarrollo Sustentable en América Latina y el Caribe: Guía para la Formulación de Políticas Energéticas, Cepal.

Se detecta así una tendencia predominante al abandono de la Modalidad de Control Central. Desde el punto de vista de la normativa regulatoria, incluso en el caso de México se establecía la posibilidad del ingreso de generadores independientes, dejándose planteado a futuro que tanto este país como Cuba desplazarían sus sistemas eléctricos hacia la situación (c).

También se había indicado que para varios de los países que se encontraban en la situación (c), la apertura parcial implementada era un paso intermedio hacia una mayor participación privada e incluso un rol más significativo del mercado, aunque se destacaba que la disputabilidad en el ámbito de la generación, seguramente se vería limitada por el tamaño absoluto del mercado. El tránsito hacia la situación (e) en el caso de ese conjunto, solo era aplicable a los países de Centroamérica si se producía la integración de los sistemas eléctricos, con compatibilización de los marcos regulatorios.

En ese momento, y atendiendo a los marcos regulatorios promulgados, Venezuela, Brasil, Ecuador y Costa Rica debían ser ubicados en la situación (e). Sin embargo, aunque con diferencias de grado, como la transformación institucional no se había completado y la acción del mercado era aún poco significativa, mantenían en la posición (d). Es decir que la ubicación de los países en las diferentes celdas respondía predominantemente al criterio de la situación real hacia fines de 1999, dejando en dicha representación gráfica y necesariamente esquemática, que las flechas de líneas punteadas indicaran las trayectorias esperadas, de acuerdo con la normativa vigente a nivel regulatorio.

La diversidad que se indicaba en las casillas (e), (f) y (h) se vinculaba principalmente con el grado de disputabilidad introducido por las reformas, expresado en términos de la concreción o no de una segmentación vertical estricta, de una partición horizontal más o menos marcada y de la real transparencia en las transacciones.

2.2.2. Los cambios regulatorios recientes

En este punto se indican cuales han sido las principales reformas que han acompañado y/o definido los procesos acontecidos en los sectores eléctricos de LAyC y cuales han sido las modificaciones registradas y/o implementadas para hacer frente a las situaciones planteadas con posterioridad.

En consecuencia el objetivo de esta tarea se considera importante en cuanto a visualizar las características del nuevo estado de situación de la regulación sectorial, sobre el que en gran medida ya ha avanzado especialmente CIER. Sobre todo en lo que hace a las señales y/o decisiones adoptadas para garantizar el abastecimiento y la calidad del servicio, temas que se hallan en debate no sólo en la región, sino a nivel mundial. Se presentan ejemplos que respaldan dichas cuestiones así como un Cuadro cualitativo que refleja las trayectorias para tres años de corte (1990-1999 y 2009), que asumieron las distintas modalidades de propiedad y coordinación de los sectores eléctricos de la Región.

2.2.2.1. Una mirada de los cambios en la región

Según se mencionara, en la mayoría de los sectores eléctricos de LAC, se han incorporado modificaciones de distinto tenor a la normativa implementada como respaldo jurídico de las Reformas⁸.

En general se destaca que las modificaciones a las normativas han sido determinadas para otorgar respuesta a distintas cuestiones, entre las que se destacan:

- cambios políticos que exigen modificaciones en la lógica organizacional y de propiedad sectorial;
- altas tasas de crecimiento de la demanda;
- variabilidad del recurso hidroeléctrico con períodos de reincidentes sequías;

⁸ CIER, realiza hace varios años un seguimiento de la temática, y gran parte de los análisis aquí vertidos proviene de los materiales publicados por la institución. CAF y CEPAL, también ofrecen estudios al respecto, los que han sido también considerados.

- problemas e financiamiento y demoras en las inversiones (mantenimiento y nueva infraestructura);
- diferente disponibilidad del GN (y/o de su infraestructura) y de derivados;
- aumentos de los precios internos de la electricidad;
- aumentos de los precios internacionales de los combustibles importados y por ende también de los costos de los insumos para generación térmica *sea que los países los hayan o no internalizado en su política de precios internos*;
- tendencia a la incorporación de equipamiento térmico, aún con baja utilización de los recursos renovables disponibles;
- reclamos ambientalistas con demoras y/o suspensiones de obras;
- dificultades para avanzar en acuerdos de integración, aun en donde existe la infraestructura específica;

Todas estas situaciones, que para su correcta interpretación requieren considerar el cambio del contexto mundial producido desde 2001-2003 en adelante con su consiguiente impacto en: a) los precios del petróleo y otros energéticos; b) el marco de inserción de cada país en el comercio mundial y su efecto sobre el crecimiento de sus economías (Informe I), han exigido un esfuerzo institucional y de políticas a fin de garantizar la sostenibilidad de los sistemas eléctricos en el largo plazo.

A continuación se realiza un breve repaso de los cambios mencionados en algunos de los países de la Región, presentados a nivel subregional.

En la medida de lo posible, se intenta realizar un relevamiento a la actualidad (2009-2011), de los principales hitos observados en lo que hace a los siguientes aspectos:

- Resumen de la evolución de los principales indicadores sectoriales (según el SIEE⁹)
- Normas marco,
- Organizaciones participantes
- Definición de políticas nacionales
- Regulación de los servicios públicos
- Planificación de largo plazo del subsector eléctrico
- Centro de control y despacho de los Sistemas Interconectados Nacionales (SIN)
- Características del mercado de generación
- Características relevantes de la normativa de los mercados de transmisión y distribución

⁹ Ver en particular Tomo II-Informe III de este estudio.

2.2.2.2. Organización, regulación, y evolución de los sistemas eléctricos

En cuanto a la regulación, la situación institucional, **la planificación y la organización de los mercados de Generación**, se observan las siguientes situaciones a nivel de subregión, en algunos países de las subregiones:

En el **Área Andina**, se observan diversos procesos en lo que hace a las reformas sectoriales en sí, así como también a las diversas modalidades adoptadas posteriormente.

En **Bolivia**, a partir de 1993, se ejecutó la Reforma del Sector Eléctrico Boliviano. Se concretaron: La promulgación de la Ley de Electricidad N° 1604 de 21 de diciembre de 1994, la aprobación de sus Reglamentos mediante D.S. N° 24043 de 28 de junio de 1995, la transferencia de las empresas eléctricas de propiedad del Estado al sector privado a través de los procesos de capitalización y privatización, la desintegración vertical y horizontal de las empresas eléctricas en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), las mismas que deben estar desagregadas en empresas de Generación, Transmisión y Distribución y dedicadas exclusivamente a una sola de estas actividades, el establecimiento de la Superintendencia de Electricidad, que inició su actividad en enero de 1996. En ese año se crea e inicio el funcionamiento del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), como la entidad responsable de la coordinación de la operación técnica y administración del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), y en mayo de ese año, se conforma e inicia la operación del MEM.

Según el SIEE, en los últimos años, la demanda eléctrica de Bolivia ha crecido en su participación relativa en la subregión, alcanzando casi el 3% del total. El consumo por habitante creció un 1.7% a.a. entre 2000-2009, sin embargo es uno de los más bajos de la Región y representa el 30% de la media. El porcentaje de electrificación si bien ha crecido un 17% en los últimos 9 años alcanzando el 69% de la población total, que es uno de los porcentajes mas bajos de la Región. Mientras que los servicios y la industria casi han mantenido su participación en el mercado local, se observa una caída del sector residencial. El porcentaje de pérdidas ha caído en los últimos 5 años hasta alcanzar un 18%. Con respecto a la oferta se observa una tasa de crecimiento de la potencia instalada entre 2000 y 2009 del 1,4%a.a., siendo en especial de origen térmico (alcanzando el 67% de la potencia total), con un potencial hidroeléctrico utilizado en un 35%. Por otra parte las necesidades de generación crecieron al 4,9% a.a. En ese marco, la reserva de potencia fue cayendo aproximadamente un 40% (2000/2007), y el factor de utilización del parque creció en base a generación térmica nueva, hasta alcanzar el 47%. Acompañando esta evolución *se hicieron crecientes las demandas especialmente de GN de producción local*. Dentro de ese marco, la eficiencia térmica y los niveles de emisión, han mejorado debido a la incorporación de equipos más modernos, y quemando gas. Por su parte la autoproducción (predominantemente térmica), se ha incrementado, pasando a representar el 10% de la demanda total, posiblemente, debido a restricciones de oferta, detectadas en el SP

A partir del año 2006, se inicia un nuevo periodo de reforma del sector eléctrico y luego en concordancia con las reformas promulgadas por el Gobierno Nacional desde 2008, se introdujeron reformas que retoman la participación del estado en el sector eléctrico mediante la inclusión de la empresa estatal ENDE (accionaria no mayoritaria de los fondos de pensión que tenía el gobierno en las generadoras) participando en los tres sectores de la actividad de electricidad, según el Decreto Supremo N° 29224 de julio de 2008 que autoriza la formación de una Sociedad de Economía Mixta con ENDE, que tiene como objetivo y rol estratégico en la participación de toda la cadena productiva de la industria eléctrica, así como la importación y exportación de electricidad en forma sostenible con promoción del desarrollo social y económico del país.

El Gobierno nacionaliza las acciones correspondientes a las Empresas Generadoras Corani, Valle Hermoso, Guaracachi a favor de ENDE, estableciendo un escenario donde el Estado Boliviano participa con cerca del 72% del segmento de generación constituyéndose en gran medida como responsable de la seguridad del abastecimiento de la energía eléctrica. Luego mediante la promulgación de la Constitución Política del Estado (CPE) del año 2009, se modifican sustancialmente los objetivos del servicio eléctrico. El Decreto Supremo N° 29599 de Junio 2008 limitó la posibilidad de que el costo marginal, que determina el precio de energía, sea fijado por unidades operadas a diesel oil o con participación de diesel oil, lo cual también podría haber afectado, la remuneración de las inversiones en el sector¹⁰. También se han promulgado los Decretos Supremos¹¹ N° 29549 de fecha 8 de marzo de 2008, y N° 29624 de julio de 2008 con el fin de “Modificar y Complementar el Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico”, que cambian la estructura, funciones y organización del CNDC y le otorgan una nueva función, de participar de la Planificación Centralizada del SIN (Plan óptimo de expansión del SIN 2010-2018 del CNDC). Estos cambios han tenido el objeto de recuperar el rol estratégico del Estado Boliviano en el sector eléctrico y sus entidades, según los lineamientos del Plan Nacional de Desarrollo aprobado por D.S. 29272. Mediante el Decreto Supremo N° 0071 del 9 de Abril de 2009, queda extinguida la Superintendencia de Electricidad, derivando sus competencias y atribuciones a la creada Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad. Todas las normas mencionadas, son aplicables a todas las personas individuales o jurídicas, con participación privada. Es importante mencionar que para ejercer las actividades de generación y transporte, es necesario solicitar una Licencia al ente regulador, mientras que para la actividad de distribución es necesario solicitar se otorgue una zona de concesión.

Posteriormente: se recuperan para ENDE, las acciones de la Empresa Distribuidora ELFEC (mediante Decreto Supremo N° 494/2010); ingresan 104MW de la termoeléctrica Entre Ríos de ENDE ANDINA (junio de 2010); y se incorpora la demanda del departamento del Beni a través de la línea de transmisión Caranavi – Trinidad (agosto de 2010).

El mercado mayorista de Bolivia es un mercado de ofertas de precios spot (con precios regulados considerando los costos variables de producción, y una remuneración por capacidad. Los generadores realizan su oferta previa a diferentes costos y es el CNDC quien decide, en función a la necesidad de satisfacer la demanda, la oportunidad de ingreso al sistema de una unidad generadora (sistema Integrado regulado). Hay dos tipos de transacciones: por contrato y spot. Hay grandes consumidores (> 1MW) que pueden contratar o comprar en el Spot. Actualmente no hay contratos con distribuidores

En **Colombia**, se sancionó en 1994, la Ley 142 de “Servicios Públicos Domiciliarios” y de la Ley 143 de “Organización del Sector Eléctrico”, se organizan los sectores de

¹⁰ Los generadores realizan su oferta previa a diferentes costos y es el CNDC quien decide, en función a la necesidad de satisfacer la demanda, la oportunidad de ingreso al sistema de una unidad generadora, bajo el esquema de despacho seguro y de costo mínimo.

Un Generador que opera en el Mercado Spot es remunerado por su producción de energía inyectada al Sistema Troncal de Interconexión y por su potencia, (ya sea Potencia Firme, o Reserva Fría o Potencia de Punta Generada). La remuneración de su producción (MWh) permite cubrir los costos de operación, administración y mantenimiento, es decir los costos variables en general. Con el pago por potencia, se remunera la inversión de la unidad generadora, es decir los costos fijos.

Los precios son aprobados semestralmente por la Autoridad de Fiscalización y Control

¹¹ CIER, “ Señales Regulatorias para la Rentabilidad e Inversión en el Sector Eléctrico). Trabajo CIER 08. Regulación. Septiembre, 2011

gas y electricidad, en la que se decidió la apertura hacia la participación privada, asegurando el Estado la prestación eficiente del servicio público a todos los habitantes. Varias instituciones conforman el engranado institucional energético colombiano: MME (Ministerio de Minas y Energía), UPME (Unidad de Planeación Minero Energética, que Planifica el sector eléctrico 2010-2030), CREG (Comisión Reguladora de Energía y Gas), SSPD (Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios), ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos), XM (Administrador del Mercado), ECOGÁS (Empresa Colombiana de Gas, luego privatizada en 2006-2007, hoy TGI) y el Centro Nacional de Despacho (CND- que planifica la generación).

Según SIEE entre 2000-2009, la demanda eléctrica de Colombia ha decrecido su participación en la subregión en un 4% (es el 24%). El consumo per cápita ha crecido levemente (1,1% a.a.). Por su parte el nivel de electrificación se ha incrementado en casi un 8%, alcanzando casi el 95% de la población servida, lo que indica el esfuerzo realizado en la expansión del servicio. Acompañando esta situación se observa un fuerte aumento (7%) de la participación del consumo residencial, alcanzando el 40% del total. Con respecto al Servicio Público: El factor de carga permaneció casi estable, definido por un crecimiento de la demanda máxima (un tercio con respecto al período 1990-2000), así como los niveles de pérdidas (21% en 2009). Con respecto a la oferta, vale mencionar que la potencia instalada entre 2000/2009, creció con una tasa del 1 % a.a., incrementándose levemente la participación hidroeléctrica (66%), aunque la utilización del potencial disponible solamente alcanza el 9%. Con respecto a la generación total, se observa una tasa de crecimiento del 2,7%a.a. con un aumento del factor de utilización de casi el 6%, predominantemente térmico, quemando GN, hasta 2008 aunque con restricciones por deficiencias en la infraestructura de gasoductos ante la mayor demanda por el fenómeno del “El Niño”, y luego CM nacional. Como resultado de este proceso aumentó el factor de utilización del parque de generación sobre todo térmico, cayó el margen de reserva (1998/2008) en un 20%, y se debieron limitar las exportaciones, como porcentaje de la generación total. La eficiencia media del sector en kcal/kWh prácticamente se mantuvo constante, así como las emisiones específicas. No se observa un importante crecimiento de la demanda de autoproducción. La crisis de 2009-2010 vinculada con el fenómeno de “ El Niño”, trasladó a la cadena de gas los problemas de confiabilidad del sector eléctrico impactando en cambios en la normativa de gas natural

Dentro del marco mencionado, y debido a las características hidro-térmicas del parque, condujeron a la necesidad de modificar sucesivamente la regulación para garantizar firmeza, a la retención del gas por parte de los generadores eléctricos (creando escasez e incremento de precios del gas para otros usuarios), con dificultades para resolver la seguridad de abastecimiento como se mostró durante 2009 (Kozulj, 2010). Entre los **cambios destacables, debe citarse el procedimiento para la remuneración a los generadores de la capacidad de generación y las subasta para energía firme**. Antes se pagaba el Cargo por Capacidad, que se atribuía a cada central en función de su contribución en un despacho simulado en verano (condiciones hidráulicas más desfavorables). **Posteriormente, en 2006 se crearon las Obligaciones de Energía Firme (OEF), por las que se remunera en el largo plazo, un Cargo por Confiabilidad de la capacidad de generación firme durante condiciones críticas del sistema para toda la demanda libre y regulada**. Otras normas posteriores: Resolución CREG 051/2009 remuneración de costos de arranque y parada a térmicas en subasta diaria. Desde finales del 2009, hay cambios regulatorios (algunos permanentes y otros temporarios) para ajustarse al racionamiento del GN por mayor demanda por Niño (y problemas de capacidad de gasoductos). Dtos 2730 y 2807 de 2010 ajustes para el mercado del GN. La Resolución 180919/2010 el Ministerio de Minas y Energía determinó la implementación del Programa de Uso Racional de energía, con

metas en incorporación de FNCE para aislados e interconectados. En 2011 se produjo un nuevo cambio con el Decreto 2100 de junio de 2011 específico para la cadena de gas natural, pero con fuertes implicaciones respecto al gas con destino a las termoeléctricas.

En este país, el Mercado de Energía Mayorista es donde generadores y comercializadores públicos, privados y mixtos, venden y compran energía, dentro de un marco regulatorio establecido por la CREG. Existe un mercado de corto plazo (Bolsa de Energía) y uno de contratos, de largo plazo de carácter financiero más estable y menos volátil que los precios del spot. Los generadores H y T pueden vender la energía que quieran en contratos pero tiene que estar respaldado por garantías líquidas (garantizada hora a hora, precio y plazo). Son clientes libres >100 kW o > 55 MWH, no pueden comprar directamente en Bolsa o firmar contratos con un comercializador intermediario, el que a su vez compra en spot o con contratos bilaterales.

Colombia realiza intercambios con Ecuador de modo ocasional.

Se observa la existencia de empresas colombianas, que participan en otros mercados de LyAC: ISA, Empresas Públicas de Medellín (EPM) y parcialmente la EEB, son ejemplos de ello inscribiéndose dichas empresas en lo que en el lenguaje de la CEPAL se denomina Translatinas.

En mayo de 2008, se realizó la primera subasta de Energía Firme para el período 2012/13 por casi 66TWh, de los cuales más del 4% correspondió a nuevos proyectos (carboneros, térmicos con derivados e hidroeléctricos). Se estima que con estos contratos -y según las proyecciones de demanda- las Obligaciones en Firme cubrirían dichas demandas al menos hasta 2018. Las discusiones sobre la composición óptima del parque por tecnologías y si debía o no haber un sesgo hacia alguna de ellas en particular estuvo presente durante 2010, siendo en este sistema una cuestión central el tipo de respaldo térmico necesario y el papel del gas natural en el mismo. La cuestión de la captura de rentas inframarginales ha creado algunas disputas entre actores predominantemente hídricos y térmicos, quienes han visualizado de modo diverso el papel de las centrales hidráulicas en la OEF, en particular por la baja capacidad de embalse de dichas centrales y la rémora del costo político de las crisis eléctricas. Esta potencial crisis fue evitada en 2009-2010 debido a una fuerte intervención del Estado en tanto las señales de precios no dispararon de manera automática, como se creía las OEF, a pesar de que los indicadores de disponibilidad hidráulica lo venían haciendo. Este desacople entre el mercado físico y la señal regulatoria culminó en una intervención del MEM y en restricciones al suministro de gas a sectores industriales y de GNV revelando fallas de regulación en ambos mercados y el tipo de problemas potenciales de la ausencia una coordinación conjunta de ambas cadenas y la de sus segmentos con exceso de confianza en las señales regulatorias para inducir el comportamiento deseado de los actores a pesar de las tempranas advertencias que desde el organismo de planificación (UPME) se venían realizando. El conflicto básico de no generar señales adversas para la inversión privada y la necesidad de asegurar el abastecimiento según disponibilidad de los recursos y a costo mínimo mediante intervención del Estado se ha manifestado así en este caso siendo uno de los temas básicos que merecerían ser analizados en la agenda regional a partir de las lecciones aprendidas.

En **Ecuador**, en 1996 se sancionó la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE) que creó el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), con segmentación horizontal y vertical de la industria, y se abrió a la participación privada en cada segmento, y la generación a la competencia. En 1999 se da inicio al funcionamiento del MEM, (con el Centro Nacional de Control de Energía-CENACE como el encargado del despacho). Si bien la responsabilidad de la expansión era privada, el estado siguió protagonizando a través del Fondo de Solidaridad.

Según SIEE entre 2000-2009 la demanda eléctrica de Ecuador, presentó una participación estable en la subregión (7%). El consumo per capita creció con una tasa del 1,1%a.a., y el nivel de electrificación aumentó en un 12%, alcanzando el 90% de la población. Las pérdidas cayeron un 1% (24% en 2009). La estructura de la demanda se modificó debido al importante aumento del consumo propio de las centrales que pasó de un 1.5% a un 18.3%, acompañando la generación térmica. Con respecto al Servicio Público, se observa un incremento de la potencia instalada entre 2000/2009, con tasas del 3,1%a.a. en cuya estructura se observa una caída de la potencia hidroeléctrica de un 6%, aún con una utilización del 7% del potencial correspondiente. También se observan potenciales geotérmicos, no utilizados. Se observa una fuerte caída del margen de reserva (en un 36%), alcanzando el 43%. Con respecto a generación se observa una tasa de crecimiento (2000/09) del 4.5% a.a. , lo que determinó un aumento del factor de utilización sobre todo de las centrales térmicas (antiguas, con un 80% utilizando hidrocarburos líquidos, en parte importados). Para cubrir los déficit (Niño noviembre 2009 a febrero 2010) se contó con el aporte de 70 MW por la interconexión con el Perú, el cual representó en promedio un 2,5% a la demanda de energía. Dentro de ese marco, las kcal/kWh generado aumentaron, así como las emisiones específicas. Por otra parte se incrementó la autoproducción de electricidad, tanto en potencia, como en energía

Posteriormente, la nueva Constitución (2008) incorpora cambios respecto al rol de Estado en general, y en particular sobre el sector eléctrico el que pasa a tener **carácter estratégico, configurándolo como un servicio público**. En ese marco dispone que el Estado asuma el control total sobre los sectores estratégicos – administración, regulación, control y gestión- y la responsabilidad en la prestación de los servicios públicos a través de sus empresas. El mercado spot tiene un precio que es el de la máquina que margina. Es un mercado que ha quedado como resto para mínimas operaciones como por ejemplo las transacciones internacionales. En agosto 2009 se inició y completó la firma de contratos de todos generadores (estatales-inmediato, privado-negociación por precio) y distribuidores (demanda regulada). Los generadores privados futuros deben ser aceptados por selección y tendrán contratos obligados y regulados (remuneraciones con Regulación No. CONELEC – 013/) con distribuidoras (proporcionalmente a su demanda). Como excepción (2010), el Estado podría delegar a la iniciativa privada y a las empresas de economía popular y solidaria, el ejercicio de actividades dentro del sector eléctrico, en los casos que establece la Ley, por ejemplo cuando el Estado no pueda cubrir la oferta. En ese marco, se han realizado cambios significativos en la organización sectorial. En esa dirección, merece ser mencionado que se constituyó la Corporación Eléctrica del Ecuador, CELEC S.A., resultado de la fusión de empresas generadoras y transmisión. También se ha formado la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL), por la fusión de empresas estatales de distribución. *Así, dos empresas estatales pasaron a concentrar respectivamente la mayor parte de la generación y transmisión y la distribución. Las demoras en las inversiones fueron uno de los sustentos de los cambios implementados.* **El CONELEC, regula y planifica (Plan Maestro de Electrificación)**. Luego en 2011, y para definir los parámetros que se deben aplicar a la participación privada, el CONELEC, aprobó tres normas: Regulación 002/11 que norma la excepcionalidad de la iniciativa privada, la Regulación No. 3/11 que establece la metodología para el cálculo de los

precios y plazos de los proyectos ejecutados por la iniciativa privada y Regulación No.004/11 que establece un tratamiento preferente en caso que se utilicen recursos renovables. Las tres normas están vigentes desde el abril del 2011.

En **Perú** el sector eléctrico está normado por la Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Ley 25844 de 1992. El Ministerio de Energía y Minas, en representación del Estado, debe velar por el cumplimiento de la Ley. La Ley creó al Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG), responsable de fijar las tarifas, resolver cuestiones planteadas por terceros en temas tarifarios, imponer sanciones. Es un ente técnico e independiente con autonomía funcional, económica, técnica y administrativa. Además, la Ley obliga a concesionarios de generación y de transmisión, titulares de redes que forman el Sistema Principal de Transporte, a integrar un ente técnico para la operación del sistema denominado Comité de Operación Económica del Sistema (COES). Con posterioridad, se realizaron diversas modificaciones.

Según SIEE entre 2000-2009 la demanda eléctrica de Perú, presentó una participación creciente en la subregión, alcanzando el 14% del total. El consumo per capita se incrementó fuertemente con una tasa del 4,8%a.a., y el nivel de electrificación aumentó en casi un 5%, alcanzando gracias a la implementación de un Plan de Electrificación, el 78% de la población. Las pérdidas cayeron un 3% (9% en 2009). La estructura de la demanda se modificó debido al importante aumento del consumo del sector servicios, con aumento del factor de carga (80%). Con respecto al Servicio Público, se observa un incremento de la potencia instalada entre 2000/2009, con tasas del 3%a.a. en cuya estructura se observa un aumento de la potencia instalada térmica (al 53%), en detrimento de la potencia hidroeléctrica que cayó un 7%, aún con una utilización del 6% potencial correspondiente. Se observa una fuerte caída del margen de reserva (en un 56%), alcanzando el 43% (2008). Esto ha reducido la seguridad ante eventos desfavorables como indisponibilidad del gasoducto de Camisea, sequías, etc.) Con respecto a la generación se observa una tasa de crecimiento (2000/09) del 6 % a.a., lo que determinó un aumento (del 12%) del factor de utilización, sobre todo de las centrales térmicas, quemando fundamentalmente GN. Para cubrir los déficit de Ecuador, Perú le exportó energía a través de la interconexión, la cual representó en promedio un 0.2% a la demanda de energía. Dentro de ese marco, las kcal/kWh generado aumentaron con una tasa del 10,6% a.a. así como las emisiones específicas, que lo hicieron con una tasa del 7,7% a.a. A pesar de la situación planteada, se han detectado descensos en la participación de la autoproducción en el total e la demanda eléctrica.

En diciembre de 2004, el Congreso aprobó las modificaciones a la LCE. Las tarifas eran fijadas una vez al año (antes la fijación era semestral) y en segundo lugar, se utilizó un horizonte temporal de 2 años para proyectar la oferta y la demanda de energía (en comparación con los 4 años que se venían utilizando). Pero la modificación mas relevante fue la sanción de la Ley N° 28832 (2006), para asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación, que modificó la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) **pasando de precios regulados en los contratos entre las distribuidoras y los generados, a precios libres, aunque con topes.** Se estableció el régimen de licitaciones que deben realizarse con anticipación suficiente y plazos de contrato lo bastante largos como para permitir la entrada en el mercado de nuevas centrales. Los motivos de tal decisión estaban asociados a modificar las señales desfavorables que otorgaban los altos costos variables de las centrales menos eficientes y de reserva del sistema, y la volatilidad de los precios de los combustibles. El precio del mercado spot se había mantenido por encima del precio regulado, y de esa manera las distribuidoras no recibieron ofertas de los generadores para contratar. En cuanto a la planificación de la generación, existe un

Plan Referencial del Ministerio de Energía y Minas¹². Posteriormente el Decreto de Urgencia que asegura la continuidad en la prestación del servicio eléctrico (mediante D.U.N°049-2008 vigente desde el 1ro. de enero de 2009 al 31 de diciembre de 2011). Mediante este decreto se establece que los retiros de potencia y energía del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) que efectúen las empresas distribuidoras de electricidad para atender la demanda de los usuarios regulados y que no cuenten con los contratos de suministro, serán asignados a las empresas generadoras de electricidad y serán valorizados a precio en barra del mercado regulado. También se ha sancionado la Ley Antimonopolio y Antioligopolio en el Sector Eléctrico, que establece que las concentraciones verticales iguales o mayores al 5% u horizontales iguales o mayores al 15%, en las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica estarán sujetos a un procedimiento de autorización previa a fin de evitar concentraciones que afecten la libre competencia.

En realidad se ha presentado aquí otro caso de falta de coordinación entre las cadenas eléctricas y de gas natural y entre distintos eslabones de ambas cadenas. Por una parte el carácter incipiente del mercado de gas natural con la llegada del gas de Camisea a Lima en 2004, y la necesidad de asegurar el rápido desarrollo del mercado de gas indujo a una serie de incentivos al uso del gas que implicaron: a) muy bajo precio del gas; b) provisiones de la ampliación de la capacidad de transporte por tramos en un gasoducto único y de características telescópicas por tener tramos con capacidades decrecientes hasta el punto de entrega del gas con capacidades iniciales ociosas. Estas características propias de un mercado en desarrollo, condujo a una creciente demanda de gas en condiciones de interrumpible por parte de numerosos generadores eléctricos que optaron por instalar máquinas de ciclo abierto de baja eficiencia en muchos casos y a las puertas de Lima. Esta situación, inducida por el conjunto de señales de la regulación, tuvo que enfrentarse a una demanda que fue creciente y muy por encima de la proyectada debido al alto impacto que tuvo para el Perú la bonanza minera derivada del cambio de contexto internacional. Las consecuencias fueron una insuficiencia relativa de la oferta de gas con grandes dificultades para obtener contratos adicionales firmes y una congestión de líneas de transmisión derivadas de una localización espacial del parque de generación que respondió a criterios microeconómicos de optimización económico-financiera, no coincidentes con una racionalidad global respecto del uso de los recursos potenciales y ceterior técnicos vinculados con los potenciales problemas de despacho. De hecho esta situación derivó en una crisis de abastecimiento y perspectivas del desarrollo del mercado de gas natural aún hoy presente. Por otra parte el contexto de precios de referencia del gas a nivel internacional comenzó a cambiar casi simultáneamente con la llegada del gas a Lima, basada en incentivos como los contratos iniciales a bajo costo y sin una garantía simultánea de firmeza entre productor y transportista para los distintos contratos cuya opción libre por parte de los generadores no estimuló dicha firmeza.

Respecto al tema de la generación futura existen incentivos dirigidos a fomentar el desarrollo de proyectos hidroeléctricos, y de energías renovables. Con respecto a los primeros, pese a que esas disposiciones tuvieron como objetivo promover la implementación de los proyectos hidroeléctricos, en la práctica la ejecución de

¹² Si bien, no hay una normativa específica al respecto, plan elaborado por el Ministerio cada 2 años, es una planificación indicativa.

algunos proyectos se ha dilatado y, según CIER¹³, *el derecho adquirido para la construcción se ha considerado como un medio especulativo para obtener un beneficio económico por su venta posterior a terceros (caso detectado también en Colombia)*. En cuanto a los proyectos de energías renovables, existe el Decreto Legislativo N° 1002, Ley de Promoción que promueve el aprovechamiento en la generación de electricidad de los Recursos Energéticos Renovables (RER) tales como: biomasa, eólico, solar, geotérmico, mareomotriz y energía hidráulica, cuya capacidad instalada no sobrepase de 20 MW. En esa dirección se realizó con éxito la primera subasta que concluyó con la adjudicación de tres parques eólicos (142 MW), dos centrales de biomasa (27 MW), cuatro bosques solares (80 MW) y 18 pequeñas centrales hidroeléctricas (180 MW), haciendo un total de 429 MW. El mayor respaldo de largo plazo lo constituirían centrales de pasada en el Amazonas con destino a la exportación a Brasil primero y más adelante para consumo interno. Este tema ha dado lugar a discusiones sobre la racionalidad de exportar recursos energéticos como medio de valorizar recursos naturales (al igual que en el caso del gas natural), sin tener una clara perspectiva de la mejor opción de utilización de recursos para el suministro interno. Cabe destacar que el mayor potencial hidroeléctrico de Perú se halla precisamente en la Amazonía donde el tema del licenciamiento ambiental, la capacidad financiera y el dominio de la tecnología son barreras para un desarrollo propio de estos recursos, lo que a su vez genera una oportunidad de integración con Brasil

En **Venezuela**, en el pasado, el país contaba con una Ley Orgánica del Servicio Eléctrico (aprobada en 1999 y reformada en 2001), posteriormente se sancionó la Ley Orgánica del Servicio y Sistema Eléctrico en 2010. El Ministerio de Energía Eléctrica (creado en marzo de 2011) es el encargado de la formulación, adopción, seguimiento y evaluación de las políticas y planes dirigidos a garantizar la optimización de la prestación del servicio eléctrico. Es el ente encargado de regular al sector eléctrico (y planificar su expansión en el Plan de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional). En 2007, se aprobó el Decreto del poder Ejecutivo, por el cual se reorganiza el sector y crea la Corporación Eléctrica Nacional SA (CEN), empresa estatal¹⁴ integrada verticalmente que opera y presta el servicio, pasó a concentrar la propiedad de las empresas eléctricas (el capital estaría compuesto por un 75% del MENE, y un 25% por PDVSA). En 2010, terminaron de fusionarse todas las empresas en la CEN.

En esta caso se ha detectado un considerable retraso de inversiones de respaldo termoeléctrico el que se hizo manifiesto en 2009-2010 con el período de sequías originadas por el fenómeno de El Niño, lo que condujo simultáneamente a una insuficiencia hidráulica en Venezuela y Colombia, dejando el supuesto respaldo del sistema en situación de fragilidad. Los problemas ya mencionados de falta de coordinación entre cadenas de gas y electricidad en Colombia, junto al insuficiente desarrollo de abastecimiento de gas en Venezuela (obstaculizado en parte por la

¹³ CIER, Señales Regulatorias para la Rentabilidad e Inversión en el Sector Eléctrico. Generación, Transmisión y Distribución. Septiembre de 2011

¹⁴ Al respecto debe mencionarse que el Artículo 36 de la Ley, indica que el Estado fomentará la participación activa, protagónica y corresponsable del Poder Popular en el sector eléctrico, a través de los consejos comunales, mesas técnicas de energía, **cooperativas**, instituciones de educación superior, centros de investigación, y trabajadores. Por otra parte, en el "Proyecto del Reglamento de la Ley Orgánica del Sistema y Servicio Eléctrico", LOSSE, se hace referencia a la posibilidad de la existencia de Empresas Mixtas, las que serán Empresas de Estado con capital mixto y se constituirán bajo la aprobación y tutela del Ministerio del Poder Popular en materia de Energía Eléctrica", aunque parecerían que no estarían destinadas a la prestación del servicio eléctrico, sino a abastecerle de insumos.
<http://www.mpp.gov.ve/inicio/ministerio/leyes/proyecto-reglamento-losse>

magnitud de disponibilidad de petróleo y derivados, que ha generado una visión inadecuada de la potencialidad del gas en Venezuela) ponen de manifiesto por una parte la complejidad del desafío de la regulación, de la adecuación de los marcos jurídicos y de los problemas específicos de vulnerabilidad de sistemas básicamente hidráulicos, que requieren de complementación termoeléctrica con factores inciertos de utilización ante posibles variaciones de pautas climáticas extremas.

Según SIEE entre 2000-2009 la demanda eléctrica de Venezuela, presentó una participación levemente creciente en la subregión, alcanzando el 52% del total. El consumo per capita se incrementó con una tasa del 2,8% a.a., alcanzando uno de los niveles más altos de la Región. El nivel de electrificación aumentó hasta alcanzar, el 97% de la población. Las pérdidas cayeron un 4% (22% en 2009). La estructura de la demanda se modificó debido al importante aumento del consumo del sector industrial y del consumo propio. Con respecto al Servicio Público, se observa un incremento de la demanda máxima de potencia a más de 17 GW, con una tasa del 4.2% a.a entre 2000/2009. Por su parte la oferta de potencia instalada creció con una tasa del 1.7% a.a. alcanzando casi los 24 GW, en los que si bien predomina la potencia hidroeléctrica (62%), se observa un crecimiento leve de la oferta térmica. En función de las tasas mencionadas, se observa una fuerte caída del margen de reserva (en un 50%), alcanzando el 35% (2008). Esta situación, ya ha generado cortes, y se ha reducido la seguridad ante eventos desfavorables como sequías, fuertes aumentos de la demanda, limitaciones en la expansión del transporte, y del mantenimiento del sistema. Con respecto a la generación se observa una tasa de crecimiento (2000/09) del 4.3 % a.a., lo que determinó un aumento (del 12%) del factor de utilización. Se observa un aumento importante del consumo de derivados. Para cubrir los déficit de oferta y limitaciones en transmisión, Venezuela ha incrementado importaciones desde Colombia, y se prevén ampliaciones de las interconexiones con Brasil. Dentro de ese marco, las kcal/kWh generado aumentaron con una tasa del 2,5% a.a. así como las emisiones específicas, que lo hicieron con una tasa relevante del 3,5% a.a. Asociado a la situación planteada, se han detectado aumentos en la autoproducción (potencia y energía generada).

Cabe decir retomando la descripción de los cambios institucionales recientes, que la CNE, recibió del Centro Nacional de Gestión del Sistema Eléctrico (CNGSE)¹⁵ la responsabilidad del control, supervisión, y coordinación de la operación integrada de los recursos de Generación y Transmisión del Sistema Eléctrico Nacional, así como la administración del Mercado Mayorista de Electricidad. A su vez el CNGSE reemplazó a la actual OPSIS, que era la encargada de la coordinación del Sistema Interconectado Nacional.

En el **Area Sur** se han implementado reformas importantes en sus sectores eléctricos. Desde la década de los ochenta cuando ya Chile, había iniciado ese proceso en forma pionera.

En **Argentina**, se inicia la reforma sectorial en 1992, con la sanción de la Ley 24065, que junto con el Decreto N° 634/991, constituyen los pilares normativos de la transformación. Se lanzó así la división vertical del sector y horizontal de la cadena eléctrica, y la privatización de gran parte de las empresas estatales. La Generación se abrió a la competencia y se creó en ese marco, el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), administrado por CAMMESA cuyas funciones son las de administrador y encargado del despacho, siendo una empresa sin fines de lucro. También se crearon organismos reguladores para los sectores eléctricos (ENRE-nacional y provinciales), y de gas natural, con el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS). Del mismo modo se cambió el rol del Consejo Federal de Energía (creado en 1960), y se le otorgó la misión de asesorar a la Secretaría de Energía y Gobiernos

¹⁵ http://www.soberania.org/Articulos/articulo_6258.htm

provinciales, y de administrar fondos específicos del sector eléctrico, en particular el Fondo Nacional de Electricidad, destinado a financiar los subsidios regionales.

Según SIEE la evolución reciente de los principales indicadores (2000-2009) sectoriales en Argentina, indica que el porcentaje de participación de la demanda del país en la subregión prácticamente se mantuvo en la última década. El consumo per cápita creció con un 3% a.a. hasta alcanzar más de 2600 kWh/hab. El porcentaje de electrificación ha alcanzado al 95% de la población, y el de pérdidas ha ido disminuyendo hasta alcanzar el 16%. En su estructura de consumo, los sectores: residencial y servicios, y consumo propio, aumentaron su participación, en detrimento de la industria. El factor de carga del SIN descendió 1%. Mientras que la demanda máxima de potencia creció con una tasa del 4% a.a., la potencia instalada ha crecido a un ritmo menor, con un 1,8 % a.a., siendo preponderantemente térmica, aunque con potenciales utilizados hidroeléctricos del 25%. Dentro de ese marco, el margen de reserva cayó sensiblemente hasta alcanzar el 40 % de la demanda. La generación ha crecido al 3,2% a.a.. Así el factor de utilización del parque aumentó, y en particular el del parque térmico ascendió un 6% alcanzando el 45%. Por su parte la generación térmica en el total, es de un 66%, quemando en forma creciente combustibles líquidos como el FO y el DO en parte importados, así como parte del GN consumido. A pesar de estos factores, se observa una mejora en la eficiencia media del sector, (debido al ingreso de centrales más eficientes), y las emisiones específicas, permanecieron prácticamente estables. Dentro de este marco de la evolución del SP, se registró un aumento de la autoproducción: en potencia su crecimiento preponderantemente térmica, fue del 9 % a.a. (00-09), mientras que la generación total aumentó en un 6,9 %a.a.

Luego, la crisis política y económica de 2001 que derivó en la caída de la convertibilidad, y en la declaración de la emergencia económica, generaron la base de numerosos cambios hacia el interior de la economía en su conjunto y hacia el sector eléctrico en particular. La racionalidad sectorial hacia ese momento estaba basada en mecanismos competitivos liberados a la iniciativa privada la que se hallaba vinculada estrictamente al funcionamiento de la cadena del GN, cuyas señales de escasez se pondrían de manifiesto tres años después de modo concomitante con el cambio en el escenario de precios internacionales del petróleo y otros energéticos. Desde ese momento tanto el rol ejecutivo del estado (que ha pasado a ser el principal inversor sectorial), como el normativo han sido diferentes. Se han implementado cambios regulatorios, como por ejemplo interviniendo en la remuneración a los generadores térmicos, en la definición de los precios spot, en la de los estacionales transferibles a los usuarios regulados y en las tarifas a usuarios finales de las empresas federales. Ello ha generado una serie de distorsiones acumuladas que se han ido salvando parcialmente mediante diferentes mecanismos (capitalización de acreencias, fideicomisos, subsidios tarifarios, etc.) que hoy continúan vigentes y constituyen un fuerte dilema para el nuevo mandato presidencial en tanto implican erogaciones del tesoro nacional y generan una fuente de tensión respecto al equilibrio fiscal, en especial porque se suman pagos por sobrecostos transitorios de despacho y otras remuneraciones que involucran a otras cadenas de suministro de combustibles en valores que fueron incrementándose de modo severo después de 2008. El Poder Ejecutivo ha lanzado un plan de obras estratégicas en generación entre las que se encuentra la terminación de una central nuclear y el desarrollo de proyectos hidroeléctricos. El Estado a través de diferentes mecanismos normativos y ejecutivos ha adoptado un rol relevante en la expansión de la generación eléctrica. Existe una serie de mecanismos administrados por el gobierno para la expansión del sistema. Ejemplos de esos mecanismos son, entre otros: Compra de energía a generadores privados, compra e instalación de centrales, capitalización de acreencias, llamado para renovables (GENREN), etc.

Existe un mercado spot (ofertas a precios regulados, con costos variables de producción) y un mercado de contratos. Las distribuidoras compran energía al precio spot estabilizado estacional. Existe un fondo de estabilización (pesificado) destinado a evitar que las fluctuaciones del precio spot se trasladen íntegramente y de inmediato a las tarifas. Según Resolución 652/2009 con precios diferenciales por tipo de usuario, que no alcanzan a cubrir los costos reales de generación y que son cubiertos por fondos del tesoro.

En **Brasil**, a inicios de los 90', el sector enfrentaba crisis de desabastecimiento (lo que ocasionó apagones en los años de 1984, 1985, 1992, 1996, 1997 y el más grave en 1999 (FERNANDES, 2009 ¹⁶), las concesionarias públicas se encontraban en situación de default, y había incapacidad por parte del Estado de garantizar las inversiones necesarias para la expansión del sector. Para hacer frente ante tal situación, así como en otros países de la Región se justificó una reforma sectorial, iniciada en 1993, impulsada por los organismos multilaterales¹⁷. Con su implementación se pasó de un modelo en el que el Estado era el principal agente coordinador y operador, a un modelo marcado por la apertura a la iniciativa privada. Posteriormente en los años 2000, y luego de atravesar algunas crisis como el apagón de 2001, se implantaron nuevos cambios formando el modelo actual del sector. Si bien mantiene algunas características de la reforma, por otro lado devolvió al Estado las responsabilidades del planeamiento y coordinación del sector. Los principales aspectos que han cambiado con las reformas del sector eléctrico que se llevaron a cabo en los 1990 y 2000 se resumen en la tabla a continuación. Por otra parte, los principales instrumentos jurídicos del marco regulatorio e institucional del sector en los últimos años hasta la actualidad se presentan en la tabla siguiente.

¹⁶ FERNANDES, B (2009). Clima é justificativa "furada" para apagão, diz Ildo Sauer. Entrevista com Ildo Luis Sauer. Terra Magazine, 11 de noviembre de 2009. Disponible en: <<http://terramagazine.terra.com.br/interna/0,,OI4094854-EI6578,00-clima+e+justificativa+furada+para+apagao+diz+exPetrobras.html>>. Acceso en: 14 de octubre de 2011.

¹⁷ Sin embargo, recién partir de 1996, fue implementado el Proyecto de Reestructuración del Sector Eléctrico Brasileiro, coordinado por el Ministerio de Minas y Energía (MME) para definir el modelo que debería ser adoptado (CCEE, 2011).

Los Modelos Adoptados en el Sector Eléctrico

	Modelo hasta 1995	Modelo 1995 – 2003	Modelo desde 2004
Financiamiento	recursos públicos	recursos públicos y privados	recursos públicos y privados
Estructura de las empresas	empresas verticales	fraccionadas en segmentos de generación, transmisión, distribución y comercialización	fraccionadas en segmentos de generación, transmisión, distribución, comercialización, importación y exportación
Propiedad de las empresas	sobre todo estatales	énfasis a las privatizaciones	empresas estatales y privadas
Organización del mercado	monopolios	competencia en la generación y comercialización	competencia en la generación y comercialización
Tarifas	reguladas en todos los segmentos	negociación libre de precios en la generación y comercialización	<u>Ambiente libre:</u> negociación libre de precios en la generación y comercialización; <u>Ambiente regulado:</u> subastas y licitaciones por tarifa más baja
Comercialización	mercado regulado	mercado libre	mercados libre y regulado
Consumidores	consumidores cautivos	consumidores libres y cautivos	consumidores libres y cautivos
Contrataciones mercado cautivo	100% del Mercado	85% del mercado (hasta 2003) y 95% del mercado (hasta 2004)	100% del mercado + reserva
Planeamiento	planeamiento determinativo Grupo Coordinador Planeamiento de los Sistemas Eléctricos (GCPS)	planeamiento indicativo Consejo Nacional de Política Energética (CNPE)	planeamiento por la Empresa de Investigación Energética (EPE)

Fuente: Elaboración propia con base en CCEE, 2011.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (2011). Disponible en: <www.ccee.org.br>. Acceso en: 5 de octubre de 2011.

Marco Normativo del Sector Eléctrico

Año	Ley	Contenido
1988	Constitución Federal	Artículo 175: es del sector público la responsabilidad por la prestación de servicios a través de concesiones o permisiones. Artículo 176: los yacimientos, recursos minerales y potenciales hídricos son propiedad del Estado.
1971	Ley 5.655	Remuneración de las inversiones de los concesionarios de servicios públicos de energía eléctrica.
1993	Ley 8.631	Fija los niveles de las tarifas de energía eléctrica y la extinción del régimen de remuneración garantizada.
1995	Ley 8.987	Ley de las Concesiones de los Servicios Públicos, de acuerdo al artículo 175 de la Constitución Federal
	Ley 9.074	Establece normas para la otorga y prorrogaciones de las concesiones y permisiones de servicios públicos.
1996	Ley 9.427	Creación de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) y reglamentos sobre el régimen de concesiones de servicios públicos de energía eléctrica
1997	Ley 9.433	Instituye la Política Nacional de Recursos Hídricos.
	Ley 9.478	Creación del Consejo Nacional de Política Energética (CNPE).
1998	Ley 9.640	Creación del Operador Nacional del Sistema (ONS).
	Ley 9.648	Reestructuración de la Eletrobras.
2000	Ley 9.991	Establece las inversiones en investigación y desarrollo y en eficiencia energética por las empresas concesionarias, permisionarias y autorizadas del sector de energía eléctrica.
2002	Ley 10.433	Creación del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (MAE).
	Ley 10.438	Define la expansión de la oferta de energía eléctrica de emergencia y la Reconstrucción Tarifaria Extraordinaria (RTE); establece el Programa de Incentivo a las Fuentes Alternativas de Energía Eléctrica (PROINFA), la Cuenta de Desarrollo Energético (CDE) y la Tarifa Social de Energía Eléctrica para los usuarios de bajos ingresos; dispone sobre la universalización del servicio público de energía eléctrica, entre otros.
	Ley 10.604	Dispone sobre los recursos para la subvención a los consumidores de energía eléctrica con bajos ingresos, entre otros.
2003	Ley 10.762	Establece el Programa de Emergencia y Excepcional de Apoyo a las Concesionarias de Servicios Públicos de Distribución de Energía Eléctrica, entre otros.
2004	Ley 10.847	Establece la Empresa de Pesquisa Energética (EPE).
	Ley 10.848	Constituye el nuevo modelo para el sector eléctrico; dispone sobre la comercialización de energía eléctrica y establece la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE).
		Se crea el Comité de Monitoreo del Sector Eléctrico (CMSE)
2009	Ley 12.111	Dispone sobre los servicios de energía eléctrica en los Sistemas Aislados.
2010	Ley 12.212	Dispone sobre la tarifa social de energía eléctrica.

Fuente: Elaboración propia.

A continuación se describen brevemente algunos de los principales aspectos de la organización institucional y de la normativa presentada, así como algunos resultados de su implementación.

Una de las principales instituciones que conforman el sector eléctrico es la empresa Eletrobrás, creada en 1962 para coordinar el sector eléctrico, pieza clave en la expansión del suministro de electricidad en el país (ANEEL, 2008b, Eletrobras, 2011,

MME, 2011¹⁸). Con la Promulgación de la Ley 9648, se autorizó su reestructuración, con vistas a su privatización. Actualmente es una sociedad de economía mixta, que cotiza en bolsa y vinculada al MME. El gobierno posee el 52% de las acciones ordinarias de la empresa¹⁹, y por lo tanto, es su controlador. La empresa apoya a los programas estratégicos del gobierno, tales como el Programa de Incentivos a las Fuentes Alternativas de Energía (Proinfa), el Programa Nacional de Universalización del Acceso y Uso de Energía Eléctrica (Luz para Todos) y el Programa Nacional de Conservación de Energía Eléctrica (Procel) (Eletrobras, 2011).

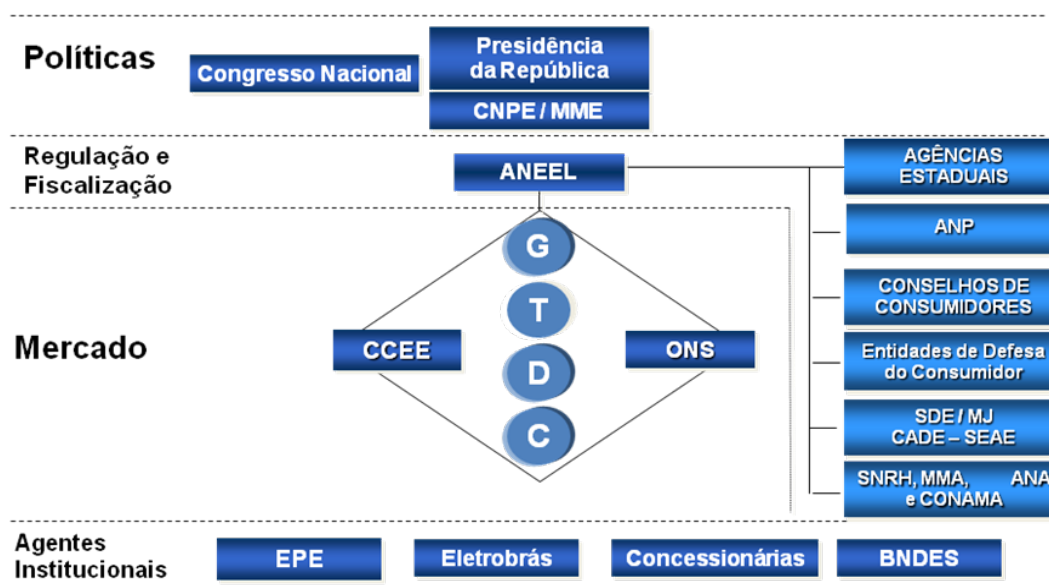
A lo largo de los últimos años, se han creado organismos, que conforman el engranaje institucional del sector eléctrico: El Consejo Nacional de Política Energética (CNPE), el Ministerio de Minas y Energía (MME), la Empresa de Planificación Energética (EPE-2004), el Comité de Monitoreo del Sector Eléctrico (CMSE), el Operador Nacional del Sistema (ONS), la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL-1996), la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE), y BNDES²⁰, son los principales. La ANEEL es el ente regulador, supervisor y fiscalizador del sector eléctrico. Entre sus atribuciones puede otorgar concesiones para el uso de potenciales hídricos por orden del MME, autorizaciones para generación térmica de energía eléctrica y de fuentes alternativas, etc. autorizar las actividades del ONS, que es un agente privado, que realiza el despacho físico del sistema. Por su parte la CCEE fue creada por la Ley 10.848, de 2004, para reemplazar al antiguo MAE (Mercado Mayorista de Energía). Es una Asociación civil, sin fines de lucro, integrada por los agentes de las categorías de generación, de distribución y de comercialización de energía eléctrica. En la figura siguiente se presenta la estructura pueden identificar las instituciones que actualmente conforman el sector eléctrico brasileño, así como las relaciones jerárquicas entre ellas.

¹⁸ ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica (2008b). Relatório ANEEL 10 Anos. Brasília: ANEEL, 2008b; ELETROBRAS (2011). Disponible en: <www.eletrobras.com>. Acceso en: 5 de octubre de 2011; y MME – Ministério de Minas e Energia (2011). Disponible en: <www.mme.gov.br>. Acceso en: 5 de octubre de 2011.

¹⁹ Posee 29 centrales hidroeléctricas, 15 termoeléctricas y 2 termonucleares, lo que le da una capacidad de generación de alrededor de 39,4 GW, lo que corresponde a aproximadamente el 38% del total nacional (Eletrobras, 2011, MME, 2011). Vale mencionarse que el Estado Federal mantiene una participación relevante en las principales empresas de generación hidráulica, ya que le pertenece un 80% de la generación total.

²⁰ BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. O BNDES é um banco público federal fundado em 1952. El representa el principal instrumento de financiamiento de largo plazo para inversiones en todos los segmentos de la economía (BNDES, 2011). Con relación al sector eléctrico, el BNDES ofrece financiamiento para todos los eslabones de la cadena y para proyectos de eficiencia energética. En ese marco, BNDES ha apoyado diversos proyectos con largo período de maduración y elevados volúmenes de inversión, como, por ejemplo, Belo Monte, en el Rio Xingú. Entre 2003 y 2011 financió más de 350 proyectos con préstamos por un valor de 44,5 billones de dólares, y representaron un total de inversiones por 90 billones. Fuente: BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (2011). Disponible en: <www.bndes.gov.br>. Acceso en: 5 de octubre de 2011.

Estructura Institucional del Sector Eléctrico Brasileño



Fuente: ANEEL, 2006.

En 1995, con la promulgación de la Ley 9.074, se creó la figura del Productor Independiente de Energía y el concepto del Consumidor Libre. Ese año, con la Ley 8.987 (Lei das Concessões), pasó a ser obligatoria la licitación para las concesiones de generación, transmisión y distribución de electricidad y así la base para a transferencia de la responsabilidad del sector privado (ANEEL, 2008b; CCEE, 2011).

Según el SIEE entre 2000 y 2009, la participación de Brasil en la demanda subregional ha decrecido en la última década cayendo del 73% al 70% del total en 2009. El nivel de electrificación es muy alto, encontrándose en casi el 99% (según el Decreto 7520, en 2014 se espera con el Proyecto Luz para Todos, cubrir el 100% de la población). El consumo per cápita es medio, entre los valores de la subregión (casi 2500 kWh/hab) y adicionalmente fue el que mostró menor crecimiento, empeorando la última década. La participación de la industria en la demanda eléctrica ha decrecido 2 puntos porcentuales los últimos 9 años (alcanzando en 2010 el 23% del total), en tanto el consumo propio, ubicado alrededor del 4% aumentó levemente en los últimos años. La demanda máxima ha crecido hacia el final de la década a un ritmo cercano al 3% a.a., superando los 68 GW, el factor de carga ha alcanzado un valor del 81%. La evolución de la potencia instalada (que en 2010, alcanzó los 112 GW, cuyo 90% pertenece al SIN) y la generación (que en 2010, alcanzó los casi 545 TWh, cuyo 90% pertenece al SIN), muestra un crecimiento parejo en la última década (2,6 % a.a.) en contraposición a lo ocurrido en los años '90 donde la generación superó en más de un 1% a.a. a la incorporación de capacidad. En términos de generación por fuente es insoslayable el peso de la hidroenergía a pesar de su sostenido decrecimiento en los últimos años llegando aproximadamente 81% de la generación total (en 2010, el 88% de la generación del SIN, fue hidroeléctrico), cediendo participación a la energía nuclear (con previsiones de expansión futura), a la generación térmica con GN. De igual modo, el carbón mineral muestra un retroceso con una tasa del -11,2% a.a., entre 2000 y 2009. El consumo específico es extremadamente bajo (del orden de 250 kcal/kWh) y muestra una tendencia levemente creciente debido a la disminución de la participación hidroeléctrica (partiendo de valores cercanos a 100 kcal/kWh en 1990). Las emisiones, son levemente decrecientes observando todo el período, presentan un máximo entre 2000-2001, explicadas en la crisis energética que sufrió el país en dichos años. A partir de allí la tendencia es decreciente a pesar de la disminución de la hidroelectricidad, debido principalmente al reemplazo de carbón mineral por gas natural (proveniente de Bolivia) y energía nuclear, llegándose en 2009 a valores muy próximos a los de 1990 (40 kg CO₂/MWh), emisiones bajísimas a nivel mundial. Finalmente la autoproducción muestra una tendencia fuertemente creciente, incrementándose con mayor dinamismo los últimos años, alcanzando el 12% de la demanda total. La participación de fuentes en la AP mostró una mayor

utilización de residuos de caña y otras primarias así como la introducción de gas natural, simultáneamente a una reducción en valores absolutos de los líquidos derivados de petróleo.

Años más tarde surgieron problemas de abastecimiento, culminando en una Crisis (“crise do apagão” en 2001) y la implementación de un Plan de racionamiento. Los expertos indican que las verdaderas fallas fueron la ausencia de Planeamiento y las demoras en las inversiones para el aumento de la potencia instalada y para la expansión de los sistemas de transmisión²¹. También se indica que la gran concentración de propiedad en manos de Eletrobrás, indujo a efectos indeseables en el manejo de la reserva hidráulica, lo que con la sequía del año 2000 pusieron de manifiesto la verdadera situación del sector. Las tarifas se incrementaron, y el Estado nacional tuvo que realizar erogaciones en compensación por pérdidas a las distribuidoras (Sauer, I. 2004). La oferta mediante las subastas²², sumada al financiamiento, mostró ser un medio para superar las deficiencias del anterior método de remuneración por costos marginales en cuanto a la expansión. Para ello se creó en 2004 el “Ambiente de Comercialización Regulado”. Allí los distribuidores realizan contratos de largo plazo por las mejores ofertas de generadores, en el marco de “leilões” (licitaciones o subastas) organizadas por las autoridades públicas. Por su parte la Empresa de Pesquisa Energetica (EPE) creada por Ley 10487/2004 y reglamentada por Dto 5184/2004, realiza una planificación centralizada, y determina qué centrales hidroeléctricas serán concedidas en las subastas a los oferentes que requieran un menor precio por la energía generada.

La primera subasta (térmica e hidro) fue en el 2005²³, y la exclusiva para fuentes alternativas de energía, que involucró a las pequeñas centrales hidroeléctricas y las termoeléctricas con bagazo de caña y biomasa de aves, fue en 2007. Desde entonces, otras subastas se dedicaron exclusivamente a las fuentes renovables (ANEEL, 2008). En el caso de la generación térmica con biomasa se firmaron contratos por 15 años por 2400 MW (83 U\$/MWh. En 2009 se subastó generación eólica (por 753 MW medios ó 1805 MW instalados) a 20 años (81 U\$/Mwh) Luego en 2010, la contratación energía eólica fue por US\$ 74/Mwh para los mejores proyectos; y finalmente en agosto de 2011, ese valor descendió a US\$ 64/Mwh, así se tornó esta energía en una fuente competitiva, frente a la generación hídrica de medio porte, alcanzando los 7000 MW contratados. Los proyectos estratégicos son definidos por el CNPE, son incluidos en subastas y son ejecutados por los que ofrecen la energía mas barata. Para las hidroeléctricas grandes las subastadas indicaron precios de entre 39 y 43 U\$/MWh con contratos a 30 años

Los proyectos (o fuentes) estratégicos son definidos por el CNPE, son incluidos en las subastas, y son ejecutados por los que ofrecen la energía mas barata.

Con respecto a las cuestiones ambientales, existe un órgano regulador ambiental, el Consejo Nacional de Medio Ambiente (CONAMA), cuyas atribuciones incluyen establecer normas para la realización de estudios de impacto ambiental en obras e

²¹ En el año 2009 el país atravesó otro “apagón”, por fallas en el sistema de transmisión. El problema abarcó cerca de 18 estados del país, y según indican expertos (Fernández, 2009) fue ocasionado por problemas de gestión y mantenimiento del sistema de transporte (así como del resto del sector), demostrado por la falta de vigilancia y monitoreo..

²² Las subastas tienen una denominación que indica el año en que las centrales de generación ganadoras deben empezar a entregar la energía al distribuidor. Las subastas A-5, indican que el suministro de energía comenzará cinco años después de la subasta.

²³ Se subastaron 49 usinas, 20 eran nuevas, siendo once hidroeléctricas (95 U\$/MWh) y nueve termoléctricas (101 U\$/MWh).

instalaciones del sector (en especial asociados a centrales hidroeléctricas). Hay también otros organismos de carácter social que tienen cada vez más peso en la opinión pública. Belo Monte (11 GW), cuya construcción ya fue aprobada e iniciada, presenta fuerte oposición por parte de movimientos indigenistas y otros grupos de peso social, de opinión adversa a la Obra.

En **Chile**, se llevó a cabo una reforma a comienzos de los años 80, por la cual se creó el Mercado Eléctrico Mayorista²⁴. La reforma del sector fue establecida en 1982 por la Ley DFL N° 1, del Ministerio de Minas, su reglamento y otras disposiciones complementarias. Posteriormente, el sector se privatizó completamente en 1995. El principal organismo del Estado que participa en la regulación del sector eléctrico en Chile es la Comisión Nacional de Energía (CNE), quien se encarga de elaborar y coordinar los planes, y políticas. Otros organismos que participan en el sector eléctrico son: los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC), El Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), la Comisión Nacional del Medioambiente (CONAMA), la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS), las municipalidades y los organismos de defensa de la competencia. En 2004 se aprobó una modificación a la Ley introduciendo la planificación en la transmisión y las licitaciones y contratos obligados para asegurar el suministro de las distribuidoras.

Según SIEE la evolución reciente de los principales indicadores (2000-2009), del sector eléctrico de Chile, indica lo siguiente: Creció en un 2% su participación en la demanda subregional. Creció fuertemente la electrificación, hasta alcanzar el 99% de la población. Creció el consumo per cápita, a una tasa del 3,4% a.a. Las pérdidas disminuyeron hasta representar el 9% de la oferta interna de electricidad. Mientras que la demanda máxima de potencia creció al 6,7% a.a., la oferta de potencia instalada entre 2000/2009 creció al 5,6 %a.a. Se observa entonces una caída del 36% del margen reserva. Fuerte crecimiento térmico de la potencia instalada en SP (aún con un potencial hidroeléctrico del 79%, sin utilizar), y generación con hidrocarburos (derivados y CM), con caída de la participación del GN. Con creciente importación de combustibles para generar. Pérdida de eficiencia total, por caída de participación de la hidroelectricidad, con aumento de las emisiones específicas. La crisis del gas en Argentina 2004, puso al descubierto la fuerte dependencia de las importaciones. En 2009 se construyó la planta de regasificación de GNL para el SIC. Los derechos de agua están casi todos concedidos, pero los proyectos hidroeléctricos grandes (también algunos térmicos), están cuestionados ambientalmente y socialmente, por lo que la situación sectorial se complica a futuro.

Básicamente se modificaron, los procedimientos **de licitaciones (que deben ser públicas y aprobadas por la CNE, quien sigue realizando planificación indicativa)** que utilizan los distribuidores para obtener nuevos contratos (por el 100% de la demanda) de abastecimiento con los generadores. Se ha pasado de precios regulados a precios determinados libremente, aunque sujetos a topes superiores regulados. Se adjudican los contratos al que ofrece menor precio de nudo de largo plazo, el que es traspasado a las tarifas reguladas. Como existe una remuneración de la potencia firme en los precios de los contratos, que incentivan la inversión en generación²⁵. En las licitaciones se autoriza el passthrough.

Clientes libres de > de 2MW deben contratar (no regulados) su suministro con generadores o distribuidores, no pueden comprar en el spot ni en el mercado de

²⁴ CIER. INFORME SECTORIAL ENERGÉTICO Informaciones de los Sectores Electricidad y Gas Natural en la Región. Edición 2007

²⁵ CIER, "Señales Regulatorias ...Op. Cit. 2011

transferencias de potencias. Los consumidores de entre 0.5 y 2MW tienen opción de contratar su tarifa a precio libre por un período de 4 años, y deben informar al distribuidor un año antes. Los distribuidores no están obligados a suministrar energía a los consumidores de > 2MW (libres).

Vale mencionar que Chile aplica desde enero del 2011 (hasta abril de 2012) un plan preventivo de racionamiento eléctrico que busca evitar cortes de luz durante el año ante la compleja situación energética que vive ese país en gran parte asociada al atraso de las tres centrales térmicas que inyectarían cerca de 1.000 MW al SIC, a que los niveles de los embalses se han mantenido bajos durante dos períodos.

La experiencia sufrida por Chile respecto a la pérdida de respaldo de gas desde Argentina ha debilitado los procesos de integración y ha mostrado como aún acuerdos entre actores privados pueden sufrir riesgos de ruptura ante la falta de un marco planificado de expansión conjunta de cadenas de gas y electricidad y como una política basada en señales de costos de oportunidad puede no ser suficiente garantía de expansión y confiabilidad de los sistemas obligando a readaptaciones costosas para evitar costos hundidos de activos con vida útil muy baja.

En otro ángulo, con respecto a los países de la Subregión se encuentran **Uruguay y Paraguay** manteniendo el esquema original de empresa estatal integrada verticalmente. En ambos casos está abierta existe la posibilidad de participación privada. En el caso de **Uruguay** se ha avanzado con la normativa de: la promoción de generación distribuida, ya que se ha autorizado a UTE a contratar energía a precios prefijados; y a **licitar la compra de energía procedente de fuentes primarias de biomasa, eólica y pequeñas centrales hidroeléctricas (ER), con ciertos límites de contratación**. Ya se ha avanzado en la concreción de proyectos encuadrados en la nueva normativa.

Según SIEE la evolución reciente de los principales indicadores (2000-2009) el sector eléctrico de Uruguay indica diferentes aspectos característicos, entre los que se destacan: la caída de la participación de la demanda en la total subregional; un elevado porcentaje de participación del 98%, un aumento bajo del consumo per cápita en la última década (1,2% a.a.), y de las pérdidas totales (19% en 2009; mientras que todos los sectores disminuyen su participación, el consumo final sigue aumentando debido a la creciente participación térmica. La oferta de potencia instalada creció entre 2000-09 con una tasa del 1,5%a.a., concentrándose en oferta térmica y en renovables (eólicas-biomasa). La generación por su parte decreció al -0,4 %a.a., decreciendo así el factor de utilización total del equipamiento. Se observan aumentos del consumo específico en kcal/kWh, y de las emisiones por unidad generada, asociados a la generación térmica con derivados de petróleo (crecientemente dependiente de las importaciones), y nulo consumo de GN. Los intercambios netos de electricidad han sido de importación, y crecientes Por su parte, la autoproducción creció su participación en la demanda total, alcanzando el 9%.

Vale recordar, que en el año 1997, se aprobó la Ley de Marco Regulatorio del Sector Eléctrico (Ley 16.832 del 17 de junio de 1997), que definió la separación de las distintas etapas del negocio eléctrico, eliminando el carácter de servicio público de la generación y declarándola actividad libre. Se mantuvo el carácter de servicio público de la transmisión y distribución. La ley creó el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, administrado por la Administración del Mercado Eléctrico (ADME) y estableció el libre acceso a las redes de transmisión y distribución. El Poder Ejecutivo es responsable de fijar las normas, políticas y las condiciones del funcionamiento del sistema, y la regulación del mismo está a cargo de la Unidad Reguladora de Energía Eléctrica (UREE), posteriormente suprimida y sustituida por la Unidad Reguladora de los Servicios de Energía y Agua (URSEA).

La ley N° 16.832 fue complementada y reglamentada por varias normas y decretos posteriores. En 2002, se creó la Unidad Reguladora de los Servicios de Energía y Agua (URSEA), en 2003, se conformó la ADME, en 2006, se aprueba por parte de la URSEA el Reglamento de Calidad de Servicio de Distribución y Comercial, el Decreto 389, destinado a la promoción de la generación distribuida y en cuyo marco se autoriza a UTE a contratar energía a precios prefijados, el Decreto 77/06, que habilita a UTE a licitar la compra de energía procedente de fuentes primarias de biomasa, eólica y pequeñas centrales hidroeléctricas (ER), con ciertos límites de contratación; y la Firma de un Memorando de Entendimiento entre Uruguay y Brasil para la construcción de un proyecto de interconexión de gran porte. En 2007 se aprueban: la fijación de las remuneraciones para el Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica (500 kV y 150 kV) y de la metodología de cálculo de los cargos de Transmisión; se fija el tope para el valor del precio spot de la energía en 250 USD/MWh, el Decreto 397/007 que complementa al Decreto 77/06 de compra de energía de ER, y modifica límites de contratación. En 2008, se firma el Contrato ADME-UTE por el arrendamiento de los servicios del DNC de UTE, se aprueba el Reglamento del Suministro de Información Contable, y comienza a regir el Nuevo Régimen de Tasas de Conexión. En 2010, con el Dto PE N° 176/010, se fijan las Condiciones relativas a la microgeneración en base a energías renovables (eólica, solar, microturbinas) conectada en baja tensión.

Vale mencionar que se encuentra operativa la generación asociada, correspondiente a contratos firmados entre UTE e independientes, que han sido establecidos en el marco de las políticas mencionadas, destinadas a la promoción de energías renovables. También existe un contrato entre UTE y UPM, por sus excedentes. Con respecto a los proyectos que venden toda la energía inyectada al spot, se puede señalar que en 2008 entró en servicio un proyecto de generación distribuida con gas natural de 3.72 MW, a fines del 2009 entró en servicio una central eólica de 6 MW que amplió su potencia instalada a 9 MW en el primer semestre de 2011 y en el primer semestre de 2010 entraron en operación 5 MW de Biomasa.

Con respecto al **Paraguay**, prácticamente, no ha sido modificado su marco regulatorio original. Los actores relevantes son: la Administración Nacional de Electricidad (ANDE), que desde 1964, presta el servicio público de electricidad a todo el territorio nacional, y es una empresa verticalmente integrada, que desarrolla las tres actividades del sector. ANDE tiene un Plan Maestro de expansión del sistema eléctrico. Vale mencionarse que Paraguay dispone de una capacidad instalada de generación que excede largamente sus necesidades como resultado de la construcción de centrales binacionales con Brasil y Argentina²⁶. Sin embargo, a fines del año 2006 se promulgó la Ley de la Producción y Transporte Independiente de Energía Eléctrica PTIEE. En esa norma legisla: 1) la producción independiente de energía eléctrica, con base en el gas natural o formas de energía no convencional, destinada a la exportación, 2) la Cogeneración y autogeneración para consumo interno o para exportación; 3) El riesgo compartido entre la ANDE y un productor independiente para generación eléctrica a partir de recursos hidráulicos, en plantas mayores a 2 MW, mediante Licitación Pública Internacional llevada a cabo por la ANDE, y 4) la generación hidráulica menor (< 2MW) para atender sistemas aislados o a conectarse al Sistema Interconectado Nacional.

²⁶ Los entes binacionales de ambas obras, las administran independientemente de la ANDE

En **Mesoamérica**, se han implementado reformas importantes en sus sectores eléctricos. Desde la década de los noventa la reestructuración eléctrica sustituyó el control centralizado de las empresas estatales verticalmente integradas por mercados liberalizados, particularmente en la actividad de generación²⁷.

En Guatemala, El Salvador, Nicaragua y Panamá se hicieron profundos cambios en relativamente poco tiempo, en los segmentos de generación, transmisión y distribución, mientras que en México, Honduras y Costa Rica, la apertura se dio en forma limitada y sólo en el segmento de generación.

En los cuatro países que reestructuraron su sector, funciona un mercado de generación. En Honduras, se creó un modelo de comprador único y en Costa Rica se abrió la participación privada para el desarrollo de fuentes renovables en plantas de capacidad limitada.

El Tratado Marco del Mercado Eléctrico Centroamericano está concebido para crear un nuevo mercado, que convive superpuesto a los mercados internos particulares de cada país, y que respeta las diferencias que entre ellos existen.

A continuación se analiza la situación regulatoria, institucional, de propiedad y tarifaria, de cada país de la subregión.

Costa Rica

Los actores relevantes son: Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y Dirección Sectorial de Energía (DSE) del Ministerio de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones (MINAET).

Según el SIEE, se observan en el sector eléctrico de Costa Rica, los siguientes aspectos relevantes: La demanda interna respecto de la demanda subregional ha experimentado un leve aumento en participación ganando un punto porcentual, llegando a casi 4%. El nivel de electrificación es muy alto, llegando a 99%. El consumo per cápita es el mayor de la subregión (1800 kWh/hab) y presenta un crecimiento de 2,4% a.a. en la última década. Mientras que la participación de la industria en el consumo ha decrecido (20%), el sector servicios a aumentado su participación en un 7% entre 2000 y 2009. El consumo propio es de los más bajos de la región, mostrando un leve aumento pero no superando el 1%. Los niveles de pérdidas han aumentado y representan el 11% de la oferta interna. La demanda máxima presentó un crecimiento del 3,3% a.a. en la última década, alcanzando los 1500 MW, así mismo el factor de carga del sistema ha aumentado constantemente llegando a 71%. En la última década, la potencia instalada ha crecido al 4% a.a. (especialmente térmica y geotérmica), mientras que la generación lo ha hecho al 3,3%, (es de los pocos países de la subregión en los que la evolución de la potencia supera a la de la generación), simultáneamente el factor de utilización térmico ha decrecido fuertemente y el margen de reserva ha decrecido, aunque manteniéndose por encima del 41%. La generación del servicio público mostró una mantenida disminución de la participación hidroeléctrica (la cual igual permanece como predominante) acompañada de un aumento de la generación geotérmica y en menor medida de la generación con derivados. Tanto la fuerte participación hidroeléctrica como geotérmica determina un muy bajo (aunque creciente) consumo específico (que no supera las 200 kcal/kWh), así como unas emisiones muy reducidas, del orden de 100 kg CO₂/MWh. Finalmente, la autoproducción representa un valor muy pequeño de la demanda total de energía eléctrica.

En 1990, se sancionó la Ley 7200 de Electricidad, que otorgó autorización a la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela, abriendo así la posibilidad a inversores

²⁷ Plan Expansión de la generación de Costa Rica (2010-2021), ICE 2009

privados de construir y operar centrales para vender energía eléctrica al ICE²⁸. En 1996, por Ley 7593, se crea la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), competente al Suministro de Energía Eléctrica en las etapas de Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización²⁹. En 2009, se sancionó la Ley No. 8723 del 7-5-09, que permite otorgar concesiones de fuerza hidráulica, siendo el MINAE el órgano competente para otorgarlas.

El subsector eléctrico además se encuentra enmarcado en el Sector Energía, cuyas principales instituciones son: el Ministerio de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones (MINAET), que fija políticas y estrategias para el desarrollo del sector (elabora el **Plan** Nacional de Energía); el Consejo Subsectorial de Energía, constituido varios Ministros y cuya Secretaría Técnica del Consejo es la Dirección Sectorial de Energía, y la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP - ente regulador) tiene carácter autónomo.

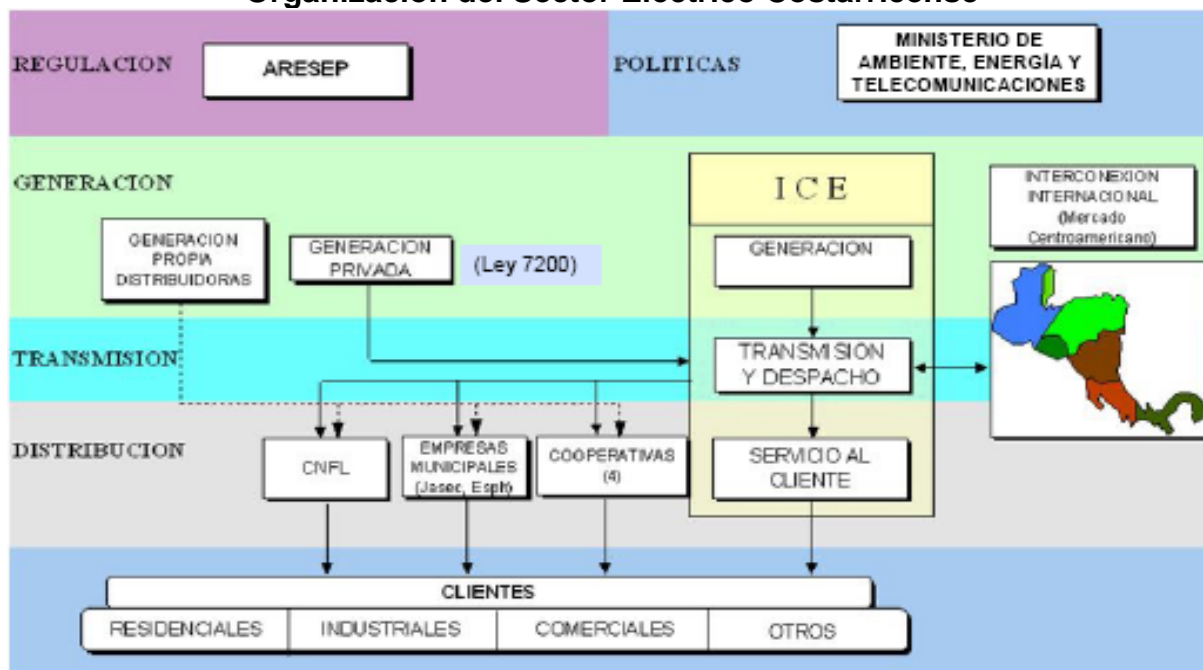
Vale mencionar que el ICE posee y opera 17 plantas hidroeléctricas, 8 plantas termoeléctricas, 4 plantas geotérmicas y una planta eólica. Estas plantas suman una capacidad instalada de 1 938 MW, un 77% de la capacidad total instalada del país. La empresa estatal, CNFL posee 96.50 MW de capacidad instalada en 9 plantas hidroeléctricas. Las Cooperativas de Electrificación Rural, las empresas municipales y los generadores privados son responsables por el resto de la capacidad instalada de generación.

A los generadores privados se les permite conectar al sistema plantas que no excedan 50 MW cada una. El ICE es propietario del 99.9% de las líneas de transmisión. El ICE (conjuntamente con la CNFL), posee el 73% de las líneas de distribución de Costa Rica. Las cooperativas y las empresas municipales poseen el resto y reciben apoyo técnico por parte del ICE.

²⁸ Hasta 20 MW por proyecto: BOO Build-Operate-Own (Construye-Opera-es Propietario), y hasta 50 MW por proyecto: BOT (buil operate transfer)

²⁹ Existe un proyecto de Ley General de Electricidad para facilitar la inversión privada, se propone entre otras medidas: la implementación del mecanismo de subastas, el otorgamiento de concesiones; y la creación de varias entidades e instituciones que no existen actualmente como: la Autoridad Administradora del Mercado (AAM), la Superintendencia de Energía (SUEN), y el Centro de Control Nacional (CECON); etc.

Organización del Sector Eléctrico Costarricense



Fuente: El Sector Eléctrico en Costa Rica. Principales características. Ing. Ulises Zúñiga Blanco. Representante ICE – Costa Rica

El mercado Costarricense es abierto, y constituido por un solo comprador, el ICE. Un sistema con precios regulados bajo el principio de servicio al costo (costos más un rédito para el desarrollo del sistema para cubrir la demanda futura). Costo Marginal para privados. A su vez ICE tiene el control de la Generación y la Transmisión. No hay comercializador

En **El Salvador**: las principales normas que rigen la actividad eléctrica son: la Ley General de Electricidad (LGE) fue sancionada mediante Decreto Legislativo N° 843 del 10 de octubre de 1996, y posteriormente modificada en 2003, 2004, 2006 y 2007. La LGE, norma las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica. Sus disposiciones son aplicables a todas las entidades de naturaleza pública, mixta o privada. Entre las principales instituciones que participan, se encuentran: la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET – ente regulador) está facultada para regular, velar por la defensa de la competencia y determinar la existencia de condiciones que garanticen la competencia de los precios ofertados en el Mercado Regulador del Sistema; la Unidad de Transacciones (UT) es responsable de la operación, seguridad y calidad del Sistema de Transmisión, además de operar y administrar el Mercado Mayorista. La UT es un ente privado, sus accionistas son los generadores (con un mínimo de capacidad nominal), transmisores (cuyas instalaciones pertenezcan al sistema), distribuidores (con un mínimo de capacidad nominal total conectada al sistema de transmisión), comercializadores (que cumplan ciertas características de antigüedad y volumen transado) y usuarios finales (con determinada capacidad nominal).

Según el SIEE, la participación de la demanda eléctrica de Costa Rica en el total subregional ha permanecido constante representando alrededor del 2%. El nivel de electrificación es alto, llegando al 95% con un importantísimo aumento en las últimas dos décadas (principalmente en el período 90-00)

partiendo de 54%. El consumo per cápita es bajo (730 kWh/hab) y su crecimiento se ha reducido en forma importante la última década. La industria, en la última década ha disminuido su participación hasta estabilizarse en un 47% de la demanda total, al igual que el consumo propio el cual ronda el 4%. La demanda máxima ha crecido a una tasa de 2% a.a., llegando a 900 MW, junto con un aumento del factor de carga el cual ronda el 65%. La potencia instalada ha crecido al 1,7% a.a en la última década (térmico y geotérmico), mientras la generación creció al 4,7% a.a., presentándose el mayor desfase de la subregión. Si bien no se ha evidenciado un aumento del factor de utilización térmico, sí se manifestó una disminución en el margen de reserva. De igual manera que en Costa Rica, se apreció un importante aumento en la generación geotérmica en reemplazo de derivados, restando cierta participación de la hidroelectricidad. El consumo específico presenta valores bajos y en descenso, así como las emisiones, por el aumento de la geotermia, rondando las 500 kcal/kWh y 200 kg CO₂/MWh respectivamente. Finalmente el aporte de la autoproducción representa un 10% respecto a la demanda de energía habiendo mostrado un crecimiento importante la última década y media, principalmente a partir de residuos de caña y algo de diesel oil.

Con la nueva Ley de 2007 se aprobó la creación del Consejo Nacional de Energía, encarada de fijar la política y las estrategias energéticas. Se dispuso adicionalmente, regular otros servicios adicionales por parte de las empresas distribuidoras, y los costos de conexión y reconexión, y licitaciones reguladas para el ingreso de nueva generación. Para generar con recursos hidráulicos o geotérmicos, es necesario solicitar una concesión al ente regulador, mientras que para ejercer la actividad de distribución y comercialización de energía eléctrica, se debe realizar la inscripción correspondiente en el Registro de Operadores del Sector

En 2009, se aprueba Reglamento de Operación del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción, y el Reglamento de Operaciones del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista (ROSTMM). El precio del MRS irá hacia la tarificación marginalista, según los costos variables de generación determinados inicialmente por declaración de los generadores y posteriormente verificados mediante auditoría. Se remunerará la potencia a todos los generadores. El precio de la potencia según el último acuerdo de SIGET es de 6.74 us\$/kw-mes.

El mercado mayorista se desarrolla mediante dos tipos de mercados, el primero de ellos es el Mercado de Contratos (MC) en el cual los participantes realizan pactos de compra-venta de energía de manera libre (Acuerdos Bilaterales entre los PM), y el segundo es llamado Mercado Regulador del Sistema (MRS) en el cual se saldan las desviaciones entre los contratos declarados, los retiros e inyecciones que se dan en tiempo real, de tal manera que se pueda dar un equilibrio entre la oferta y la demanda. Actualmente el MRS está basado en un sistema de ofertas de precios, sin embargo en el año 2011 se dará la transición a un sistema basado en costos de producción³⁰.

La composición de Propiedad es Mixta con 68% potencia instalada privada. Existe un Mercado de contratos bilaterales, y otros Transferibles a tarifas

En **Guatemala**, las principales normas que rigen las actividades del sector son: la LGE, su reglamento (RLGE, Acuerdo Gubernativo No. 256-97), el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista (RAMM -Acuerdo Gubernativo No. 299-9, las reformas al RLGE y al RAMM por Acuerdos Gubernativos 68-2007 y 69-2007) y las Resoluciones técnicas aprobadas por la CNEE (mas de 15 desde 2008). la Ley General de Electricidad (LGE), sancionada por Decreto No. 93-96, determina los aspectos vinculados a la dirección, operación, regulación y coordinación comercial

³⁰ http://www.cne.gob.sv/index.php?option=com_content&view=article&id=150&Itemid=189

de las actividades del sub-sector eléctrico y les otorga un marco institucional conformado por tres entidades: el Ministerio de Energía y Minas, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) y el Administrador del Mercado Mayorista. El MEM, es el órgano del Estado que es responsable de formular y coordinar las políticas, planes del Estado, programas indicativos relativos al Subsector Eléctrico y aplicar esta Ley y su Reglamento. Las funciones regulatorias y normativas son funciones de la CNEE, que es un órgano técnico del Ministerio de Energía y Minas (MEM) con independencia funcional. La CNEE, determina los precios y calidad de la prestación de los servicios de transporte y distribución sujetos autorizaciones y debe asegurar las condiciones del MEM. Hacia 1997, comienza el proceso de creación y organización del mercado mayorista, así como la privatización de la distribución con la asignación de la responsabilidad de expansión de la cobertura eléctrica.

Según el SIEE, la participación en la demanda sub regional ha alcanzado en 2009, el 3,5% del total. El nivel de electrificación es medio, ubicándose en 83% pero con una tendencia creciente importante en los últimos años. El consumo per cápita está entre los más bajos de la subregión (530 kWh/hab) pero presenta, así mismo, el mayor crecimiento de la subregión (5,1% a.a.). La participación de la industria en el consumo ha mostrado un importante aumento de 13 puntos alcanzando el 39%, por su parte el consumo propio también ha crecido aumentando a una tasa del 20.1%a.a. La demanda máxima ronda los 1500 MW presentando un importante dinamismo (4,2% a.a. la década siguiente), conjuntamente con un aumento del factor de carga que alcanzó el 68% (2009). La potencia instalada, en la última década, ha crecido al 3,3% a.a., un poco por debajo de la generación que lo hizo al 3,9% a.a, lo que es acompañado de un constante aumento del factor de utilización del parque térmico así como de un sostenido decrecimiento del margen de reserva. La generación hidroeléctrica presentó un importante retroceso en términos de participación (desde un 70%) en los últimos años de la década de los '90 para luego permanecer relativamente constante en 45%, en la última década, en la que sobresale la introducción del carbón (importado) el cual llega a representar el 15% así como un aumento en la geotermia y productos de caña los que en conjunto superan el 20%. El consumo específico muestra una tendencia creciente, llegando a las 2000 kcal/kWh, valor en que se encuentra estable en los últimos años. Del igual modo, las emisiones fueron constantemente crecientes llegando a 750 kg CO₂/MWh. La autoproducción muestra un aumento, llegando a representar el 8% de la demanda en 2009. Su generación está basada principalmente en residuos de caña y fuel oil.

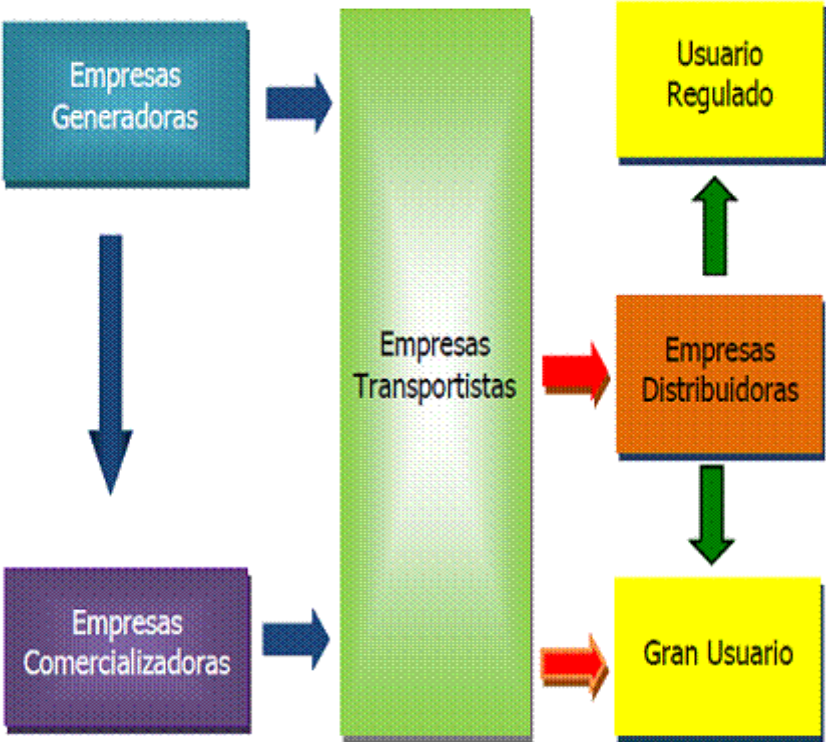
Con la Reforma se privatizó la mayoría de la distribución y en forma parcial la generación (en 2010 el 77% de la potencia instalada es privada). Por el lado de la oferta (producción) la apertura es total, mientras que por el lado de la demanda (consumidores) la apertura está limitada a los grandes usuarios (>100 kW). El AMM es un organismo privado (sin fines de lucro), que coordina las transacciones entre los participantes del mercado mayorista de electricidad. Los productos y servicios que se compran y se venden en el Mercado Mayorista son Potencia Eléctrica, Energía Eléctrica, Servicios de Transporte de Energía Eléctrica y Servicios Complementarios para el buen funcionamiento y calidad del Sistema Eléctrico. Según la LGE, la generación, el transporte y la distribución privada de energía eléctrica, son libres, tanto como los precios de la prestación del servicio de energía eléctrica. La figura del comercializador es relevante. Los agentes tienen libertad de adquirir sus requerimientos de potencia y energía (o la colocación de su producción) con todos los otros agentes. Las distribuidoras deben garantizar su demanda en el Mercado a Término. Está sujeto a autorización: el transporte de electricidad que implique la utilización de bienes de dominio público y el servicio de distribución final de electricidad. También están reguladas las transferencias de energía entre los diferentes actores del mercado mayorista: generadores, comercializadores, importadores y exportadores. La Propiedad es mixta, aunque predomina la

participación privada. El MM, está compuesto por un mercado de Contratos a Término (o de futuros), y el Mercado de Oportunidad o spot. En ambos se paga la capacidad (contratos de potencia para cubrir demanda firme). Hay licitaciones para el ingreso de nueva capacidad.

Organización del Mercado mayorista Eléctrico de Guatemala

ESQUEMA DEL MERCADO MAYORISTA

Figura 3. Mercado Mayorista



Fuente: Guía del Inversionista 2011 del Ministerio de Energía y Minas

Figura 2. Mercado de Energía



Fuente: Guía del Inversionista 2011 del Ministerio de Energía y Minas

El promedio anual (2009), del precio de oportunidad de la energía del Mercado Mayorista fue de 103.24 US\$/MWh, que representa una disminución del 16.69% respecto al año anterior. Por su parte, el promedio anual del precio de oportunidad de la energía del MER (en el nodo frontera Guatemala - El Salvador) fue de 89.13 US\$/MWh, representando esto una disminución del 2.27% respecto al año anterior.

En **Honduras** en 1994 se promulga la Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico (Decreto-Ley N° 158-94). Así se implementó un nuevo marco institucional para el sector. Se creó el Gabinete Energético y la Comisión Nacional de Energía, y la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), comenzó a elaborar los programas de expansión del Sistema Interconectado Nacional (SIN)³¹, a llevar a cabo la operación económica el despacho de energía y a celebrar contratos (con exclusividad) de importación y exportación. Se introdujo la posibilidad de la participación de generación por parte del sector privado a través de la figura de productores independientes, que venden su producción a la ENEE ³² ³³, y que al 2010,

³¹ Plan de Expansión de Generación 2008-2022, en base al modelo SUPER OLADE-BID y como herramienta auxiliar el modelo SDDP, y que considera que la expansión del sistema se hará principalmente mediante la participación del sector privado.

³² Ejemplo de ello lo constituye el proceso mencionado en el documento Estadísticas Del Mercado Eléctrico En Honduras. Enee, 2010, correspondiente a la licitación internacional numero 100-1293/2009 en el que fueron aprobados 39 de los 47 contratos de energía renovable adjudicados por la ENEE, en septiembre del 2010, en la que la empresa compró 250 MW, de los 700 megavatios que dichos proyectos generaran. El precio de venta a la ENEE será entre 9.90 y 10.78 centavos de dólar en KWH.

³³ Actualmente se encuentra en debate el contrato para la compra de 100 megavatios de energía térmica a la empresa Wartsila, aprobado por el Congreso Nacional (CN).

<http://www.latribuna.hn/2011/11/26/empresarios-y-enee-debaten-por-16-anos-de-duracion-de-contrato-termico/>

representaban el 63% de la potencia instalada total con centrales térmicas, Hidro y con Biomasa

Según el SIEE entre 2000 y 2009, la participación en la demanda de Honduras, en la subregional, ha permanecido constante, representando el 2%. La electrificación se encuentra en un 75% pero con una tendencia creciente, siendo el país de la región con mayor dinamismo regional de este indicador. El consumo per cápita es bajo (670 kWh/hab) con un crecimiento del 3% a.a. La demanda industrial ha decrecido un 4% en términos de participación en el consumo, los consumos residencial y servicios crecen, y el consumo propio creció. Honduras ha presentado el mayor crecimiento de la región en demanda máxima, con una tasa del 6,2% a.a. en la última década, llegando a 1200 MW. El factor de carga ha disminuido algunos puntos porcentuales ubicándose en 61% en 2009. La potencia instalada ha crecido a una tasa del 5,8% a.a., en la última década, mientras que la energía generada a 6,6% a.a., evolución acompañada de un aumento del factor de utilización térmico, mientras que la reserva se mantuvo relativamente constante aunque con oscilaciones. En términos de generación se ha manifestado un reemplazo de la participación hidroeléctrica por generación térmica (pasando del 65% al 35%), tendencia que se revierte parcialmente los últimos años de la década (llegando al 50%). A partir del año 2004 aproximadamente se introducen productos de caña en la generación alcanzando el 10% de la misma. El consumo específico es creciente llegando a las 1500 kcal/kWh al igual que las emisiones que alcanzan los 500 kg CO₂/MWh. Respecto a la autoproducción, no se tienen suficientes datos para un análisis profundo, pero se observa generación con residuos de caña consignan los balances.

El Gabinete Energético es el órgano de dirección superior y de definición y formulación de las políticas del sector eléctrico hondureño. La Comisión Nacional de Energía, es el regulador, y actúa como un organismo descentralizado de la Secretaría de Comunicaciones, Obras Públicas y Transporte (SECOPT). El Mercado mayorista de generación es de comprador único (ENEE) mediante licitaciones de proyectos con precios a contratar por kWh a generar, por plazos tiempo definido. En el mercado hay un costo³⁴ Marginal de corto plazo (para un año para estación seca y lluviosa, y bloque horario), obtenido por la ENEE (y aprobado por la Comisión Nacional de Energía), en base a la simulación del despacho. El CMCP, está conformado por los Costos Marginales de Potencia y Energía (7.38 y 97.96 U\$/MWh respectivamente en 2010)

En **México**, la reforma de la industria eléctrica se concretó en 1992, y los cambios regulatorios más importantes realizados con posterioridad a esa fecha, han estado en su mayoría orientados hacia la apertura de la generación independiente, la autoproducción, y cogeneración. También se abrió la posibilidad de exportar y/o importar (para consumo propio) con permiso de la Secretaría de Energía. En la misma se permitió la participación de privados (empresas nacionales e internacionales), que vendieron la energía producida a la Comisión Federal de Electricidad (CFE). Esa apertura se concretó a gran escala a partir de 1994, y luego con la crisis del tequila se profundizó definitivamente. Se alcanzó así con el esquema de Productor Independiente de Energía (PIE), en 2010, casi el 23 % de la capacidad instalada correspondiendo a 22 centrales de Ciclo Combinado, construidas con capital privado, en su mayoría de origen internacional, destacándose entre ellas Tamazunchale, de Iberdrola con 1135 MW, que consumen GN, en su mayoría de origen importado³⁵. Cabe destacar que para el abastecimiento de gas de los PIE, PEMEX, a través de su Dirección de Gas incrementó a partir de

³⁴ Ver, Tegucigalpa, 15 de Enero 2010. Acuerdo N° 206-2010 de la Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente

³⁵ Si bien los hidrocarburos están en manos de la estatal Pemex, las compañías internacionales son las responsables de abastecerlo. Por ejemplo Repsol YPF, tiene un contrato de distribuir gas procedente de Camisea. Esta dependencia genera situaciones de potenciales aumentos de precios internos. Un antecedente de ello se produjo en 2000-2001, en que los precios del GN, subieron a 11U\$/millar de pies cúbicos. Ante esas circunstancias los industriales presionaron para la baja de los precios, logrando un subsidio estatal.

2004 la oferta de gas nacional conduciendo a un cuantioso programa de inversiones para explotación de gas que no tuvo un correlato con el incremento de reservas creando una situación a futuro sumamente delicada.

En ese esquema se autorizó a que toda generación (excepto la cogeneración), superior a 20 MW destinada para Servicio, debe estar sujeta a un proceso de licitación, y los excedentes menores o iguales a 20 MW pueden vender a la CFE a pedido del desarrollador. La organización institucional del sector está conformada fundamentalmente por la Secretaría de Energía, la Comisión Reguladora de Energía (CRE, creada en 1995 y subordinada a la Secretaría), y la Secretaría de Hacienda. La primera se dedica a la definición de la política energética, y la CRE regula (no fija tarifas), las actividades de electricidad y gas (distribución), y evalúa la participación privada en la electricidad. La Secretaría de Hacienda fija las tarifas de electricidad, según indicaciones de la CFE. La CFE es una empresa estatal que genera, transmite, distribuye y comercializa la energía eléctrica. También es responsable de la operación del sistema, que se lleva a cabo según el esquema de monopolio total. La CFE es además la entidad encargada del planeamiento del sistema eléctrico nacional, plasmado en el Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE), en generación y transmisión a diez años (actualizada anualmente). La CFE es un organismo público descentralizado, con personalidad jurídica y patrimonio propio. Propiedad Mixta, con Control Central y comprador único. Se ha conformado un Mercado Eléctrico Mayorista, un administrador de dicho mercado (CENACE-Centro Nacional de Control de Energía) garantizando mínimo costo y de manera eficiente.

La participación porcentual de la demanda de México en el total subregional, ha decrecido 2 puntos porcentuales los últimos años ubicándose en 85%. El peso relativo de México en la subregión es inigualable. La electrificación es alta ubicándose en 97%, habiendo disminuido su crecimiento en la última década en comparación de la anterior. El consumo per cápita es alto en términos regionales (1600 kWh/hab) pero ha presentado una importante desaceleración en la última década, ubicándose por debajo del consumo de Costa Rica. La participación residencial en el consumo ha crecido 4%, la industria ha disminuido 3%, mientras que el consumo propio ha aumentado más del 1,5%. La demanda máxima ha crecido a tasas superiores al 2,5% a.a. los últimos 20 años y el factor de carga presenta los valores más elevados de la región superando el 75%. Si bien durante la última década la potencia instalada del servicio público creció sólo al 1,1% a.a. (valor más bajo de la subregión), la energía generada decreció al -2,2% a.a., situación que se explica por el fuerte impulso de la autoproducción en la generación eléctrica, hecho acompañado de una constante disminución del factor de utilización de las centrales y una leve disminución del margen de reserva, aunque con oscilaciones. La generación muestra una firme tendencia en el reemplazo de derivados por gas natural, el cual se constituye como la principal fuente de generación a partir de 2007. Adicionalmente es creciente la participación del carbón, la hidroenergía y la geotermia lográndose de este modo una reducción de la generación con derivados desde un valor superior al 50% a mediados de los 90' hasta un guarismo levemente superior al 20% en 2009. El consumo específico se mantiene constante alrededor de las 2000 kcal/kWh, siendo el más elevado de la subregión, tendencia que comparte con las emisiones que rondan los 550 kg CO₂/MWh. La autoproducción ha mostrado un crecimiento importantísimo la última década alcanzando valores del orden de 30% de la demanda eléctrica, autoproducción basada principalmente el uso de gas natural.

El estado actual del esquema regulatorio sectorial es como de transición, ya que faltan completar aspectos vinculados a la organización técnica y comercial de la operación del sistema, y manejos accionarios de empresas.

La Ley determina las actividades del sector público y privado que se encuentran sujetas a regulación. Las actividades reguladas definidas en la Ley de la CRE son las siguientes:

- El suministro y venta de energía eléctrica a los usuarios del servicio público;
- La generación, exportación e importación de energía que realicen los particulares;
- La adquisición de energía eléctrica para el servicio público;
- Los servicios de conducción, transformación y entrega de energía entre entidades que tienen a su cargo el servicio público, y entre éstas y los particulares;
- Las ventas de primera mano de gas natural y gas licuado de petróleo;
- El transporte y almacenamiento de gas natural que no estén relacionados con la explotación, producción o procesamiento;
- La distribución de gas natural, y
- El transporte y distribución de gas licuado de petróleo mediante ductos.

En **Nicaragua**, se consolida la reforma sectorial iniciada en 1993, con la publicación de la nueva Ley de Electricidad (Ley N° 272). La ley estableció: la creación del Mercado Eléctrico Mayorista con acceso abierto a las redes de transmisión y distribución; se constituye la Empresa Nicaraguense de Electricidad (ENEL), que tenía dentro de sus objetivos generar, transmitir, distribuir y comercializar la energía eléctrica del Estado de Nicaragua. Mediante el Decreto Legislativo No. 46-94 se separan de INE y se adscriben a ENEL las funciones empresariales del subsector de energía eléctrica y se mantienen en el INE las funciones en materia de planificación, formulación de políticas, y regulación de las actividades del Sector Energía. Así el Instituto Nicaragüense de Energía (INE) pasó a ser el organismo regulador del sector (el cual es financiado mediante un cargo en la tarifa final). La LIE en su Arto. 135 ordenó la segmentación de ENEL en Sociedades Anónimas regidas por el Derecho Privado, con el objetivo de facilitar su privatización. Asimismo, la LIE en su Arto. 137 ordenó al Poder Ejecutivo realizar las acciones que permitiesen de forma expedita y mediante Licitación Pública, la privatización de determinadas áreas de servicios de ENEL, mediante la incorporación del sector privado en los agentes económicos resultantes de su segmentación. En este período se produjo la privatización de las Planta Nicaragua y Chinandega, las que pasaron a integrar la Generadora Eléctrica Occidental, S.A. (GEOSA) y da a ORMAT, mediante Contrato de Asociación por participación, la explotación del Campo Geotérmico y planta Momotombo. La Ley No. 440 "Ley de Suspensión de Concesiones de Uso de Aguas" publicada en La Gaceta, Diario Oficial No. 1150 del 11 de Agosto del 2003, revirtió e el proceso de privatización de HIDROGESA y La Ley No. 494 "Ley de Reforma y Adición al artículo 135 de la Ley No. 272, Ley de la Industria Eléctrica", estableció una reforma al Arto. 135 mandando que HIDROGESA estuviera adscrita a (ENEL).

Según el SIEE, entre 2000 y 2009, la participación en la demanda subregional se ha mantenido constante en los últimos 20 años significando el 1% del total. El nivel de electrificación se encuentra en 63% mostrando un aumento sostenido en las últimas décadas, de menor magnitud, sin embargo, que el presentado en Honduras. El consumo per cápita y su dinamismo, es el menor de la subregión (400 kWh/hab, siendo de los más bajos del continente entero) no obstante se observa un importante cambio de pendiente en la última década. La participación industrial en el consumo ha decrecido sistemáticamente descendiendo de 29% a 21% en las últimas dos décadas mientras que el consumo propio ha aumentado fuertemente llegando a 9%. La demanda máxima ha crecido al 3% a.a en la última década (mostrando una desaceleración respecto a la década previa en que creció al 4,6%) alcanzando los 1150 MW y el factor de carga mejoró constantemente llegando al 68%. En la última década, la potencia instalada del servicio público presentó un crecimiento del 3,7% a.a. mientras que la generación lo hizo al 3,9% a.a., estas evoluciones estuvieron acompañadas con una tendencia levemente creciente del factor de utilización (con una caída los últimos años por incorporación de potencia) así como por un decrecimiento del margen de reserva, el cual también se revierte en los últimos años. En términos de participación de fuentes para la generación, la situación es muy estable,

notándose una leve disminución de la elevada participación de los derivados (del orden de 80%) en los últimos años por aumento de la hidroelectricidad. El consumo específico ha crecido hasta alcanzar más de 1900 kcal/kWh, al igual que las emisiones, estas últimas en 600 kg CO₂/MWh. La autoproducción ha manifestado un importante crecimiento la última década superando el 11% de la demanda, la misma está basada principalmente en productos de caña con una participación menor de la leña en segunda instancia.

La LIE, también estableció la Comisión Nacional de Energía (CNE) a partir de 2007, perteneciente al Ministerio de Energía y Minas (MEM), como la responsable de la formulación de políticas y de la planificación; y al Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC) como el organismo encargado de la operación del Sistema Interconectado Nacional, y la coordinación y supervisión del Mercado Mayorista de electricidad está a cargo de una dependencia especializada de la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL), creada en 2007. Las actividades del sector de energía eléctrica se rigen actualmente por ³⁶ la Ley 272 de la Industria Eléctrica y su reglamento (Decreto 42-98), a la Ley Orgánica del INE (Decreto 87-85) y a la Ley 271 de Reforma de la Ley Orgánica del INE, a un conjunto de normas técnicas (Normativa de Operación, Normativa de Tarifas, Normativa de Transporte, Normativa de Calidad, y Normativa del Sector Eléctrico) que reglamentan el desarrollo de las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad aprobadas por el INE. No obstante lo anterior, el 3 de noviembre de 2005, la Asamblea Nacional nicaragüense sancionó la **Ley Nº 554 de Estabilidad Energética, por la cual se declaró la crisis energética en todo el país con vigencia mientras los precios internacionales del crudo WTI USG, sobrepasen los cincuenta dólares el barril o, se mantenga por arriba del 50 % el nivel del uso del petróleo para la generación** de energía eléctrica en el país. Para el sector eléctrico las medidas de la ley incluyen, exoneración de impuestos a generadores, subsidios tarifarios a clientes domiciliarios, compensación de los desvíos de las distribuidoras con sus deudas a las generadoras, intervención del mercado de ocasión, entre otras. Posteriormente se dictaron diferentes disposiciones transitorias a la Ley Nº 554, en las que se consideró diferente problemática del sector, en particular dificultades en el abastecimiento, por el cual se comprometió la instalación de generación, se autorizaron importaciones, se facilitó la instalación de generación con energías renovables, etc. Posteriormente, mediante Ley No. 612, Ley de Reforma y Adición a la Ley No. 290 "Ley de Organización, Competencia y Procedimientos del Poder Ejecutivo", publicada en La Gaceta No. 20 del 29 de Enero del 2007, se crea el Ministerio de Energía y Minas, designándole funciones y atribuciones en materia energética y se adscribe a ENEL a dicho Ministerio. Mercado con Propiedad Mixta (78% potencia instalada es privada). Mercado mayorista de ofertas Spot a precios regulados (costos variables), con pago de capacidad. Con comprador único (INE). Para ser un agente del MEM, se debe suscribir un contrato de concesión o licencia con el INE, según requisitos de la Ley No. 272, Ley de la Industria Eléctrica, y si es un Gran Consumidor presentar la demanda mínima, y contar con un Contrato de Suministro con un Productor (que deberá cubrir su demanda).

En **Panamá**, a través de lo dispuesto por la Ley Nº 6 (1997), se estableció la reestructuración del régimen del funcionamiento y organización de las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. En 1998, se aprueba el Decreto 22, por el cual se reglamenta la Ley 6. La Ley dio lugar a que en 1999, se

³⁶ CIER, 2007.

creara el Mercado Mayorista Eléctrico (MME) panameño, también consagró el acceso abierto (“open access”) a las redes de transmisión y distribución, y marcó la división horizontal y vertical de las actividades del sector. La Autoridad Nacional de Servicios Públicos (ASEP), es el organismo regulador, de seguimiento y control del funcionamiento del Mercado. Existe un Comité Operativo que aprueba los procedimientos de trabajo del despacho y cálculo de precios y la operación realizada. Otros actores relevantes son: la Secretaría de Energía (fija políticas), la Empresa de Transmisión Eléctrica Sociedad Anónima (ETESA), y su Centro Nacional de Despacho (CND) .

Posteriormente se implementaron cambios regulatorios al esquema inicial, aunque no alterando significativamente los postulados de la Ley Marco. En lo que hace a la organización del mercado de generación en 2006, se **aprobaron** las Reglas que definen la administración comercial del MME (spot) y las Metodologías de detalle para la operación del sistema y la administración del MME. **También se aprobó el Reglamento de Operación para la definición del planeamiento, la coordinación y la operación del SIN. En 2007, se establecieron normas por las cuales las demandas reguladas deben convocar a licitaciones, modificándose las condiciones de los contratos de los distribuidores quienes deben contratar toda su demanda.**

Según el SIEE, la participación en la demanda subregional ha crecido levemente, principalmente en la década 00-09 llegando a representar 2,5% del total. El nivel de electrificación es medio, ubicándose en 83%. El consumo per cápita es alto en términos subregionales (1700 kWh/hab) y presenta un crecimiento importante aunque morigerado levemente la última década. La participación de la industria en el consumo ha decrecido llegando a un 10%, siendo el país de la subregión en que la misma posee el menor peso relativo. El consumo propio ha acompañado dicha tendencia llegando a valores del 1%. La demanda máxima ha crecido al 4,5% a.a. la última década (mostrando una pequeña desaceleración respecto a la década previa) llegando a 1150 MW mientras que el factor de carga ha presentado una mejora en los '90 y un retroceso en los '00 llegando a un 66%, valor inferior al presentado en 1990. La última década muestra un importante desfasaje entre el crecimiento de la potencia instalada, evolucionando al 3,1% a.a., y la generación que lo hizo a 5,2% a.a., evoluciones acompañadas por un monótono aumento del factor de utilización térmico y una constante disminución del margen de reserva. En lo relativo a la generación por fuente energética, se aprecia una sostenida, aunque leve, disminución de la participación hidroeléctrica por aumento del uso de derivados (importados), tendencia que parece comenzar a revertirse a partir de 2006. El consumo específico presenta importantes oscilaciones por la variabilidad hidrológica, encontrándose entre valores de 600 y 1000 kcal/kWh, al igual que las emisiones específicas en un rango entre 200 y 300 kg CO₂/MWh. Si bien el aumento de la participación térmica insinuaría un aumento del valor medio del consumo específico (sobre las que se montarían las fluctuaciones) la incorporación de tecnologías más eficientes ha mantenido prácticamente constante dicho valor. La autoproducción ha mostrado una tendencia decreciente bajando del 4% que presentaba en los '90 hacia valores cercanos al 1%, modificando simultáneamente su estructura de generación al ser reemplazado el diesel oil por productos de caña.

En el mercado eléctrico panameño, hay generadores, autogeneradores y cogeneradores. El mercado se basa en la competencia entre empresas generadoras, y tiene como objetivo incrementar la calidad del suministro, la protección del ambiente y lograr que los precios se autorregulen en un mercado libre. La generación no está regulada, y la inversión en generación es decisión de intereses particulares dependiendo de la oferta y demanda que pueda darse. Es de acceso libre. Concesión (hidro, 50 años) o licencia (térmica) sujetas a requerimientos mínimos de tipo técnico y ambiental. Los generadores pueden ofrecer potencia (firme, por un año) y/o energía (generada o comprada a otro generador) en licitaciones; realizar transacciones de compra/venta de potencia y energía entre

agentes productores (Contratos de Reserva); vender en el Mercado Ocasional sus excedentes de energía; negociar libremente suministros de energía a grandes clientes (precios acordados); exportar al mercado regional. ETESA realiza la planificación con aprobación del regulador (ASEP). El plan de expansión de generación es referencial y no mandatario.

El tipo, tamaño y ubicación de las plantas generadoras son decididos por los inversionistas. El Estado, a través de la ASEP, otorga licencias y concesiones a los proyectos.

El Estado sólo puede construir plantas de generación y redes de distribución para garantizar el servicio público de electricidad en las áreas no rentables, rurales no servidas y no concesionadas para asegurar la cobertura del servicio, e intervenir para proteger al medio ambiente.

El Mercado Mayorista de Electricidad es un Mercado de Costos, donde la programación del despacho se hace en función del orden de mérito de los costos Variables declarados por unidades térmicas y el valor del agua de las hidroeléctricas se ordena en forma ascendente, obteniendo, un costo marginal que es el precio de energía en el mercado ocasional (spot).

En la subregión **Caribe**, en la **República Dominicana**, se promulgó la Ley No. 141, de Reforma de la Empresa Pública en el año 1997. Con ese marco legal, la empresa estatal se dividió en las siguientes unidades de negocio: i) Tres empresas de distribución, ii) Dos empresas de generación térmica, iii) una empresa de transmisión y iv) Una empresa de generación hidráulica. Se permitió la participación de hasta un 50% de privados en distribución y de generación térmica, y se permitió la instalación de empresas de generación completamente privadas. En 2001, con la promulgación de la Ley General de Electricidad No. 125-01, se estableció el marco normativo de operación del mercado dominicano.

Según SIEE la evolución reciente de los principales indicadores (2000-2009), indica que República Dominicana, creció su participación en la demanda subregional, hasta alcanzar el 30% de la misma. Por su parte se observa un crecimiento del porcentaje de electrificación que alcanza casi el 96% de la población total. El consumo per cápita ha sido creciente con una tasa del 7,4% a.a. alcanzando más de 1300 kWh/habitante en 2009. Las pérdidas alcanzan un 15% de la generación. La estructura de la demanda se fue modificando al incrementar la participación del sector industrial. La demanda máxima de potencia ha decrecido, y la oferta de potencia instalada creció al 1% a.a. Se observa que ha caído la participación térmica (alcanzando el 83%), en detrimento de la hidráulica que se incrementó en un 2%, alcanzando el 17% de la potencia instalada total, que representa el 25% de la utilización del recurso total. Por su parte la generación creció en mayores proporciones que la potencia, ello está avalado por el mayor factor de utilización del parque, que pasó de un 24% en 2000, a un 44% en 2009 (6,9 % a.a.) en especial el de origen térmico con combustible importado. Como resultado de lo expresado, la reserva de potencia de servicio público descendió en los últimos años. Hubo un fuerte déficit operacional con cortes frecuentes y prolongados. Como consecuencia de estos factores la autoproducción creció sostenidamente. La eficiencia media ha bajado y las emisiones de CO2 equivalentes han aumentado.

En el mismo se establecieron los siguientes principios fundamentales que debían regir el subsector eléctrico: i) La promoción de la participación privada, ii) La promoción de una sana competencia en las actividades que se desarrollen en régimen de competencia y iii) Regulación de las actividades de carácter monopólica que permitan remunerar adecuadamente al concesionario, al tiempo de aplicar

tarifas razonables al usuario final. El Estado se reorientó hacia la planificación y la regulación, se creó la Comisión Nacional de Energía (políticas energéticas), No se contempla la intervención activa por parte del Estado en la planificación, solamente indica pautas dentro de las cuales deben encaminarse las políticas de promoción e incentivo de la inversión privada. La Comisión Nacional de Energía debe elaborar el Plan Energético Nacional, el cual incluye los planes indicativos de desarrollo de la generación, transmisión y distribución, aunque merece mencionarse que no se contempla la intervención activa por parte del Estado en la planificación, solamente indica pautas dentro de las cuales deben encaminarse las políticas de promoción e incentivo de la inversión privada. La Superintendencia de Electricidad es el organismo que actúa como regulador del subsector eléctrico, el Organismo Coordinador encargado de planificar la operación del sistema eléctrico y calcular las transacciones comerciales y el Centro Control de Energía que opera en tiempo real el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado. En 2007, con la Ley 186-2007 (se fue bajando el límite para usuarios libres), y se sancionó la Ley de Incentivo a las Energías Renovables y sus Regímenes Especiales No. 57-07. El principal mecanismo de atracción de inversión en generación que se diseñó en este proceso de reforma fue el de la firma de contratos por cinco años entre distribuidoras y generadoras con precios de energía reales. Estos contratos fueron renegociados en 2001, y extendidos hasta 2015. Así gran parte de la demanda total quedó comprometida en ese horizonte. La crisis económica que afectó la República Dominicana durante los años 2003 y 2004 incidió negativamente en la capacidad operativa de las empresas distribuidoras, produciéndose una ruptura de la cadena de pagos del sector y la acumulación de deudas con las empresas generadoras. En esa compleja situación el gobierno decidió re-estatizar las empresas distribuidoras. A partir de 2005 se dicta un Plan de Recuperación del sector Eléctrico con tres pilares: Incremento del ingreso tarifario 30%, Racionamiento del Suministro 30%, Incremento de las cobranzas y reducción pérdidas.

En **Haití** el sector eléctrico está atendido por la empresa estatal Electricidad de Haití, (EDH), que fue creada en 1971. EDH, es un organismo autónomo estatal, y planifica, opera y suministra el servicio público. Define las políticas y la regulación el Ministerio de Trabajos Públicos Transportes y Telecomunicaciones (MTPT). El servicio eléctrico de Haití se encuentra en estado de crisis debido a las grandes pérdidas técnicas y no técnicas que presenta EDH (57%), sumado a sus dificultades para cubrir sus costos. Dada la magnitud de la catástrofe natural ocurrida a comienzos de 2010, en la actualidad, cerca de 70 por ciento de la población carece de acceso a la electricidad. En las zonas con cobertura, el servicio promedia 10 horas diarias pero con frecuentes apagones. La capacidad de generación disponible es menor a un tercio de la demanda estimada en 500 MW. En julio de 2011 El Banco Interamericano de Desarrollo aprobó una donación de US\$35 millones para apoyar los esfuerzos de Haití por modernizar su sector energético y mejorar la gestión financiera y operativa de la empresa estatal Eléctricité d'Haïti (EDH).

En **Trinidad y Tobago**³⁷, hasta 1994 el sector eléctrico fue operado por la Comisión Eléctrica de Trinidad y Tobago (Trinidad and Tobago Electricity Comisión, T&TEC) que era un monopolio estatal verticalmente integrado.

³⁷ Proyecto OLADE, Universidad de Calgary: Competencia en mercados Energéticos, Experiencias de la Operación de mercados Energéticos en Latinoamérica y el Caribe: Lecciones aprendidas. Fecha: abril 2008

En el período en que la economía redujo su crecimiento y se produjeron ajustes estructurales en los 80s. El servicio era de baja calidad. Se adoptó desde el Gobierno, la iniciativa de privatización y desmonopolización del sector, el objetivo explícito fue la necesidad de reducir la carga del Estado, antes que por introducir competencia en los mercados. En 1994, se vendieron parcialmente acciones de la empresa. Así la Compañía de Generación Eléctrica (Power Generation Company, Powergen), un consorcio extranjero/local comenzó sus operaciones. La formación de Powergen fue con el 49% de las acciones de T&TEC, con el compromiso de invertir adicionalmente para la modernización de las centrales y el mantenimiento de las mismas. A su vez firmó un contrato de venta a T&TEC por 15 años. Powergen tiene tres accionistas T&TEC con 51%, Mirant Corporation con 39% y BPTT con 10%. La capacidad instalada total es de 1178 MW en 3 centrales. Posteriormente en 1999, Trinity Power (InnCogen), un productor extranjero independiente (IPP), comenzó sus operaciones y firmó un contrato de venta de energía a T&TEC por 30 años. Este productor es de propiedad de un consorcio de empresas de Estados Unidos donde Power Management Co. mantiene el control. Su capacidad instalada es de 225 MW .

Por su parte T&TEC mantuvo la transmisión y distribución. La regulación del sector la asume la Comisión de Industrias Reguladas (Regulated Industries Comisión, RIC), que opera desde junio de 2000 y que tiene como misión la supervisión, control y regulación de las industrias energéticas y minerales. Fija tarifas, que se ajustan según los cambios en los combustibles y la inflación, y asegura que se provean servicios de calidad, eficientes a precios justos y razonables. El Ministerio de Energía e Industrias Energéticas, es responsable de definir las políticas e implementarlas. Sin embargo, la instancia de decisión más importante es el Comité Permanente del Gabinete en Energía. Este comité ad-hoc está compuesto de 10 ministros del Gobierno pertenecientes a los Ministerios de Energía e Industrias Energéticas, Finanzas, Planeamiento, el director y ejecutivos de las empresas energéticas estatales, incluyendo NGC, NEC, Petrotrin y T&TEC.

Finalmente, el subsector eléctrico comprende una empresa de transmisión y distribución, que es T&TEC, y dos generadoras, Powergen (con participación de T&TEC) y Trinity Power. T&TEC compra en bloque la energía eléctrica de los productores independientes para la reventa a sus clientes. Los precios para la generación eléctrica son determinados por el Gobierno en base a objetivos sociales y macroeconómicos y tienen cargos de capacidad y potencia. El pequeño tamaño del mercado no presentaría opciones para su segmentación. T&TEC es también responsable de obtener el gas natural para los productores independientes, a través de un contrato con NGC. El gas natural que se emplea como el principal combustible para la generación eléctrica permanece controlado por el Estado, en su abastecimiento y precio. Con excepción de los precios para la industria liviana y el comercio, los precios del gas se tratan como confidenciales entre las partes. El precio del gas mantiene tiene una gran ventaja sobre los combustibles alternativos a pesar que también están subsidiados.

Por su parte T&TEC sirve a más de 350,000 clientes domésticos, comerciales e industriales. Mas del 97% de la población tiene acceso a la electricidad y las pérdidas se estiman en el rango de 8 a 10%. T&TEC suministra energía a Tobago a través de un cable submarino y tiene una central diesel de 11 MW como respaldo. La tasa de crecimiento de las ventas de electricidad han crecido al 5.5% anual. El

sector industrial representa el 65% del consumo. El crecimiento pronosticado para la generación de energía eléctrica, en los próximos 5 años es importante debido a la rápida industrialización, crecimiento de la población y los programas habitacionales, para lo que se requiere expansión de la capacidad de los productores independientes (IPPs) ó el establecimiento de nuevos productores.

Se han observado mejoras en la confiabilidad del servicio debido a los programas de mantenimiento sistemático realizado por los IPPs, que están sujetos a estándares de operación predeterminados. Por ejemplo, Powergen ha mejorado la disponibilidad de 65% en los 90s al 82% actual y mantiene un estándar de menos de 5% de paradas no programadas T&TEC a recibido dividendos por su participación de acciones en Powergen. Se observan mejoras en la misma t&TEC como resultado de su concentración en transmisión y distribución y es así que, en el período 1999 a 2003 la confiabilidad del suministro para los segmentos de transmisión y distribución ha ido mejorando. El número de fallas por cada 10 km de líneas de distribución se ha reducido de 4.10 en 1996 a 2.20 en el 2001. El número de fallas por cada 20 km de líneas de transmisión se redujo 9.36 en 1996 a 4.80 en 2001. Las interrupciones no restauradas dentro de 4 horas disminuyeron del 54% en 1996 al 9% en 2001. Las interrupciones no restauradas dentro de 12 horas decrecieron del 10% en 1996 al 1.3% en 2001.

2.2.2.3 Regulación de la transmisión

Con respecto a la *regulación de la transmisión*, la mayoría de los países de la región presenta procedimientos de planificación centralizada para la decisión de las expansiones.

Por ejemplo en Argentina las expansiones se impulsaron desde el Gobierno por Res SEE 1/2003 de Readaptación del Sistema de Transporte y Planes Federales (I y II) para la construcción de nuevas Líneas de transmisión, y la Res. 821/2006 por la cual las provincias solicitan ampliaciones y financian 30% obra. En el caso de Colombia, la UPME planifica el Sistema de Transmisión Nacional y debe identificar los refuerzos y ampliaciones del sistema. En el caso de Ecuador es un monopolio estatal CELEC, que planifica (por 10 años) la expansión y la aprueba el CONELEC. En el caso de Chile, el regulador (CNE), solicita a la empresa licenciataria estudios de ampliaciones que a su vez son evaluados y aprobados por la propia CNE. La empresa ejecuta las obras con licitación. Las líneas nuevas las licita el CDEC. En México sigue planificando la expansión la CFE. En Panamá la planificación es de la transportista ETESA (100% estatal), que prepara el plan de expansión del SIN según políticas de la SEE. El Plan es aprobado por el regulador (ASEP) y luego lo ejecuta ETESA, que lo lleva adelante con recursos propios. En Uruguay, UTE planifica Expansión sujeto a la aprobación de la URSEA. En esta planificación se estudia: la red de beneficio general que resulta de la expansión óptima del sistema; las expansiones por requerimiento de particulares, las Interconexiones internacionales, y Ampliaciones menores, etc. En Perú La Ley N° 28832 (2006), establece que el Comité de Operación Económica del Sistema (COES) tiene a su cargo la elaboración de la propuesta del Plan de Transmisión para su aprobación por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM), que tiene carácter vinculante para las decisiones de inversión que se adopten durante su vigencia.

La determinación del monto total de los ingresos regulados y reconocidos a los transportistas, en general se calcula en base a remuneraciones específicas para los activos y para los costos de operación, mantenimiento y administración (c a, oym). En la mayoría de los casos para retribuir las inversiones preexistentes se emplea una anualidad a VNR, estimada con una tasa regulada.

En Perú, la remuneración de los sistemas de transmisión (es diferenciada según cada tipo de conexión) es a través de las tarifas reguladas, e incluyen la anualidad de los costos de inversión, y costos estándares de operación y mantenimiento correspondientes a un Sistema Económicamente Adaptado (SEA). Los activos de la transmisión eléctrica se remuneran a través de la anualidad del valor nuevo de reemplazo (VNR) del “sistema económicamente adaptado” a la demanda, que corresponde al costo de abastecer la demanda de transporte al menor costo de mercado. La anualidad del VNR se calcula considerando una vida útil de 30 años y la tasa de actualización fijada en la Ley de Concesiones Eléctricas (12%).

En 2009, se detectaron problemas de congestión en algunas líneas del SEIN. En particular, la línea de transmisión eléctrica Mantaro – Socabaya en 220 kV, que sirve para interconectar los sistemas eléctricos centro-norte y sur del país. Se tenía previsto su ampliación de capacidad a 500 MW.

En Ecuador, la remuneración tarifaria está definida de tal manera que la transportista estatal cubra los costos de depreciación del capital, y no existe una tasa de retorno por los activos. Sin embargo como contrapartida, el costo de las expansiones de la red es asumido por el presupuesto general del Estado.

En Paraguay no existe una remuneración separada de la fijación de las tarifas a los consumidores finales que abarcan en su conjunto todos los servicios eléctricos. Se establece el criterio por el cual las tarifas deben cubrir los costos de operación y mantenimiento, depreciación de inversiones y una remuneración adecuada de la Inversión Inmovilizada. El Ingreso Neto anual debe generar una rentabilidad no inferior al ocho por ciento (8%) ni superior al diez por ciento (10%) de la inversión inmovilizada vigente durante el ejercicio. ANDE declara que existe un desfase entre el costo y la tarifa, siendo esta última de menor monto. Iguales consideraciones son aplicables al segmento de distribución.

En Uruguay hay distintos mecanismos para remunerar las instalaciones existentes, a la puesta en funcionamiento del mercado y las instalaciones con entrada posterior a esa fecha. Para las existentes: se le remunera al transportista la suma de: anualidad a Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de existentes, calculada con una vida útil de 30 años, a la tasa de retorno regulada en transmisión que se calcula mediante el método WACC, y debe ser aprobada por el Poder Ejecutivo. Los costos de a, oym se estiman como % de los VNR, por benchmarking. Para nuevas líneas y durante el período de amortización (no mas de 15 años), se le reconoce a UTE (y sus subcontratistas una remuneración que depende del papel respectivo que hayan cumplido según sean generadores o cargas. En Brasil, no se recurre a una anualidad aunque se utiliza un proceso similar pero la retribución de las inversiones se calcula a partir de la cuota de depreciación más una tasa de retorno.

Como las economías de escala introducen elementos particulares al negocio de la transmisión ya que impiden la tarificación a costo marginal. No permiten alcanzar la rentabilidad esperada. En realidad no se ha garantizado un método eficiente y eficaz que asegure cubrir los costos de O&M y menos aún asegurar la expansión de los sistemas. Entonces en general se ha recurrido a buscar un complemento en los

usuarios de la red. En esa dirección existen diversos tratamientos de los peajes que deben abonar los usuarios de las líneas, que son de beneficio general y de uso común.

Los criterios remuneratorios adoptados, son diferenciados por país. En general, un esquema remuneratorio posible, es el constituido por una parte “variable” en función de las pérdidas marginales de la red, del grado de confiabilidad de las líneas y de los precios de la energía. Esta parte se calcula “ex – ante” para dar certidumbre de ingresos a los transportistas. A esta se le suma una parte “fija” en función de la disponibilidad y uso de las instalaciones (líneas, EE.TT): Cargos de Conexión (uso de EE.TT; número de salidas) y de Capacidad (líneas – cargo por kilómetro), se calcula en base a Areas de influencia. Este esquema remuneratorio no tiene relación directa con los costos. Los transportistas tienen costos fijos que debe ser cubierto con la remuneración, pero en algunos sistemas (Bolivia, Chile, Argentina) las diferencias entre remuneración pretendida e ingreso real se cubre con un Cargo Complementario.

Otro esquema remuneratorio, es el Cargo “Estampilla” que es un ingreso regulado. Se garantiza un ingreso sobre los activos de transmisión y se variabilizan para toda la demanda del país. De tal forma que todos los usuarios independientemente de su distancia o posición en la red pagan el mismo cargo. En Colombia se utiliza este método.

A su vez existen diferencias en cuanto a la participación de los actores en la remuneración estableciéndose una relación fija entre generadores y cargas en el pago esos peajes. En el caso de Colombia y Ecuador el 100% es pagado por las cargas. En Perú pagan el 100% los generadores, pero en forma proporcional a las cargas suministradas por contratos. En Chile los generadores pagan (en proporción a su uso esperado), y según el área de uso de la red. En Bolivia la remuneración de la Transmisión considera la aplicación de un precio de Peaje (determinado a partir de la diferencia entre el costo anual de transmisión y el Ingreso tarifario). El Ingreso Tarifario se obtiene de la diferencia entre los retiros e inyecciones valorizados de energía y Potencia de Punta. El generador paga el 25% del peaje de transmisión total y los consumidores el 75% restante. Es indexado cada 6 meses sobre una simulación de cada 4 años. El peaje aprobado semestralmente por la AE es aplicado a las transacciones mensuales, previa la actualización con el Índice de Precios al Consumidor, el tipo de cambio del dólar y la tasa arancelaria.

En Brasil, las remuneraciones que pagan los usuarios de las líneas se llaman: TUST, a partir de 2004 se calculan por modelo “sistema nodal”, y por prorratio de cargas; y a partir de 2007 las generaciones nuevas pagan un diferente TUST. Las pch, alternativas (solar, biomasa, eol y cogen) con pot <30 MW tienen derecho a un descuento de al menos el 50% por la energía comercializada. Adicionalmente se paga un complemento de ajuste, que es igual para todos los agentes por unidad de potencia, para complementar el peaje, de modo de cubrir el ingreso total reconocido a los transportistas. En Uruguay existen peajes de localización y peajes de potencia. Los primeros son pagados por generadores e importaciones, y los segundos que deben pagar las demandas y exportaciones, según su potencia máxima.

En El Salvador sólo existe una Empresa Transmisora de El Salvador S.A. de C.V. (ETESAL), que es estatal y elabora la planeación y ejecución de la expansión (aprobado por regulador), del sistema de transmisión nacional, y mantiene al sistema de transmisión. Los Ingresos, están atados a las tarifas que son aprobadas por el

regulador con base a los gastos de la empresa y al plan de expansión aprobado. Los ingresos son obtenidos a través del cobro de un cargo a las inyecciones de energía al Mercado Mayorista

2.2.2.3 Regulación de la distribución

En cuanto a **la regulación de la distribución**, el sistema aplicado en Chile, Perú, Colombia, Brasil, es el modelo de “regulación por incentivos”, o sea la fijación de ingresos o tarifas con un trayectoria temporal de 4 o 5 años. Entre sus variantes, se destaca el “Price- cap”, que es la determinación de un ingreso máximo permitido al distribuidor, por unidad de potencia o energía distribuidas y por nivel de tensión, en cuya fijación se toma como referencia un estándar de eficiencia, tanto para las inversiones como para los costos operativos. No es el caso de Ecuador.

En Panamá para determinar el Ingreso Máximo Permitido se realiza un análisis de eficiencia de las empresas, aplicando una metodología de Análisis de las Fronteras de Eficiencia. En tal análisis se han integrado tanto a las empresas comparadoras posibles como a las tres empresas distribuidoras panameñas a fin de determinar su real situación actual.

Las revisiones tarifarias para definir el ingreso estándar varían en los países de la región entre tres y cinco años. Son para determinar las inversiones estándar a remunerar. Para ello es necesario el diseño teórico de redes óptimas capaces de suministrar la carga distribuida realmente por la empresa, cuyo costo es la base tarifaria de activos a remunerar en el estándar de eficiencia.

Entre los métodos para calcular los costos de operación y mantenimiento, se encuentran: el Modelo econométrico basado en variables explicativas (Bolivia, Guatemala, Panamá); Benchmark o porcentaje sobre inversión en instalaciones (Argentina, Colombia, Ecuador); Empresa modelo (Brasil y El Salvador), y Empresa modelo en sectores típicos (Chile, y Perú).

En Brasil, las revisiones tarifarias se realizan cada 4 años para el segundo ciclo 2007/2010 se define el VNR a precios de mercado. La tasa de retorno según WACC por benchmarking (9.95% después de impuestos). Los costos de operación, mantenimiento y otros se definen, según una empresa de referencia. En Colombia los períodos tarifarios son de 5 años, y se revisan todas las componentes. El método para fijar la tasa de retorno es el WACC (tasa de retorno de activos, promedio 13.5%). El WACC también es utilizado en Argentina, Brasil, y Guatemala. Mientras que en Chile, El Salvador, Panamá y Perú la tasa de retorno está fijada en la Ley.

En Ecuador para el cálculo del VAD se toma la anualidad de los costos de comercialización, oym, el Valor de Reposición, ambos auditados y calculados en base a costos standart y a estudios anteriores. No hay reducción de remuneración por eficiencia. La expansión es asumida por el estado. La tasa de retorno es nula, así se cubre únicamente la amortización.

Con respecto a los mecanismos aplicados en la adquisición de la energía por parte del distribuidor/comercializador y el traspaso a las tarifas a usuario final se encuentran, entre otros, los siguientes: Contratos de potencia y energía en licitaciones reguladas, y traspaso del precio de los contratos, o de la energía comprada en el spot (Brasil, y Panamá); Traspaso del precio estabilizado en el spot

(Argentina); Obligación de contratar un porcentaje, con Contratación con generadores a medio y largo plazo, y Traspaso precio de los contratos o del precio de barra (Chile, Perú)

En la mayor parte de los países se han realizado las revisiones tarifarias acordadas por Ley. En un grupo importante de países se han incorporado cambios esquema tarifario, entre ellos, merecen especial mención los asociados a los siguientes temas: Niveles de gastos de explotación, tasa de retorno, base de capital, pérdidas no técnicas, revisión del esquema de contabilidad regulatoria, señales de eficiencia, señales de equidad, etc. son algunos de los mas discutidos.

A futuro los nuevos esquemas tarifarios deberían incorporar inevitablemente cuestiones como: las señales hacia la eficiencia, la Calidad de Servicio - Inversiones – Costo de falla; el Análisis de la suficiencia financiera y sustentabilidad del sector; y la disminución de Pérdidas, necesidades de subsidios y niveles de rentabilidad

2.2.2.4. Resumen regulatorio

En general se observa que el Estado se ha permitido la incursión (avalado por la normativa, o no) en los diferentes eslabones de las cadenas eléctricas, incorporando herramientas y soluciones de distinto tenor y alcance, para resolver las distorsiones y/o problemas observados. A su vez se visualiza que a futuro esa participación, va a permanecer, o se va a profundizar, según explícitas declaraciones o lanzamientos de planes de expansión (indicativos, de referencia, por eslabón, etc.). En cada país dicha incursión ha tenido enfoques diferentes, adaptados, con mayor o menor profundización, en relación a los lineamientos de políticas nacionales. Las demandas hacia el papel mas activo del Estado han estado relacionadas a su rol de regulador, y/o de planificador, y/o de administrador; y/o de empresario partícipe del plantel de actores.

En esta última dirección en algunos países, se destaca la introducción de normativa orientada a conformar nuevamente empresas estatales (en algunos casos integradas), y/o estatizar privadas existentes. Bolivia, Ecuador, y Venezuela, se han orientado hacia esos cambios. En Argentina, si bien continúa vigente el marco regulatorio que reformó sustancialmente el sector, el mismo ha ido perdiendo consistencia a fin de adaptarlo al esquema de los diferentes subsidios impartidos desde el Estado.

En otros países, también el Estado ha intervenido en la modificación de la normativa asociada a la organización y funcionamiento de los mercados de generación a fin de corregir distorsiones al esquema de mercados competitivos con participación privada o mixta. Entre esos países se encuentran por ejemplo: Colombia, Brasil, Chile, Perú, Panamá.

En los cambios regulatorios recientes se observan los siguientes aspectos característicos, sin un orden de mérito en especial:

1. La mayoría de los sectores eléctricos de LAC, han incorporado modificaciones de distinto tenor a la normativa implementada como respaldo jurídico de las Reformas ³⁸. Entre los motivos: se tiene los cambios políticos

³⁸ CIER, realiza hace varios años un seguimiento de la temática, y gran parte de los análisis aquí vertidos proviene de los materiales publicados por la institución. CAF y CEPAL, también ofrecen estudios al respecto, los que han sido también considerados.

que exigen modificaciones en la lógica organizacional y de propiedad sectorial; altas tasas de crecimiento de la demanda; variabilidad del recurso hidroeléctrico con períodos reincidentes de sequías; demoras en las inversiones; crecimiento de diferentes situaciones de disponibilidad del GN (y/o de su infraestructura) y de derivados; aumentos de los precios internos de la electricidad; aumentos de los precios internacionales de los combustibles importados; tendencia a la incorporación térmica, aún con baja utilización de los recursos renovables disponibles; reclamos ambientalistas con demoras y/o suspensiones de obras; dificultades para avanzar en acuerdos de integración, aun en donde existe la infraestructura específica; etc. Todas estas situaciones que han exigido un esfuerzo institucional y de políticas que permitan garantizar la sostenibilidad de los sistemas eléctricos en el largo plazo.

2. En general se observa, como se ha dicho, que el Estado ha debido incursionar (avalado por la normativa, o no), en los diferentes eslabones de las cadenas eléctricas, incorporando herramientas y soluciones de destinto tenor y alcance, para resolver las distorsiones observadas.
3. A su vez se infiere del análisis de contexto, que en el futuro esa participación, podría permanecer o se va a profundizar, según explícitas declaraciones o lanzamientos de planes de expansión (indicativos, de referencia, por eslabón, etc.). Las demandas hacia el papel más activo del Estado han estado relacionadas con su rol de regulador, y/o de planificador, y/o de administrador; y/o de empresario partícipe del plantel de actores. En esta última dirección en algunos países, se observa la introducción de normativa orientada a conformar nuevamente empresas estatales, y en algunos casos integradas. Bolivia, Ecuador, y Venezuela. Otra modalidad de incursión se da a partir de la incorporación de la planificación del sector o de algún eslabón. Ejemplo de ello lo constituye en Brasil la Empresa de Pesquisa Energetica (EPE), que realiza una planificación centralizada, y determina qué centrales hidroeléctricas serán concedidas en las subastas¹. Se observa que el Estado en todos estos casos ha resuelto (con diferente nivel de compromiso), permanecer atento ante demoras en las inversiones, y/o tendencias que orienten de forma inconveniente la estructura de la matriz de generación (por ejemplo con planes de obra- México, Argentina, Ecuador, Guatemala), y/o generen opiniones adversas en cuanto al impacto ambiental de las decisiones adoptadas.
4. Cabe destacar que no pocas de estas intervenciones han tenido lugar a partir de la constatación de una clara falta de coordinación entre la expansión de la oferta de gas natural y las decisiones previas vinculadas a incentivos naturales para la instalación de termoeléctricas, basadas en los esquemas de regulación con generadores independientes “en mercados de competencia” donde frente a las barreras para continuar aprovechando fuentes renovables, los bajos costos de capital de los equipos termoeléctricos, junto a escenarios de gas supuestamente abundante y a precios bajos acorde a la situación del mercado energético internacional previa a 2003-2004, condujo a una pérdida de confiabilidad toda vez que el respaldo de tal sistema debía contar como

correlato con una política de reposición de reservas e inversiones en exploración que no se verificó por distintas razones, las que son abordadas en el análisis de la cadena de hidrocarburos.

5. Asimismo, la separación entre actividades, como las de transporte, pusieron de manifiesto que el predominio de las señales de regulación por incentivos de tarifas no resultaron suficientes para coordinar anticipadamente las obras que aseguraran la confiabilidad conjunta de las cadenas energéticas sin las cuales tampoco la de la electricidad podía ser reforzada, planificada u otorgar señales de localización de equipos de generación enmarcadas en un contexto de diversificación de fuentes, conexión a potenciales renovables o proyectos de potencial integración eléctrica.
6. Con respecto a la extensión de los servicios eléctricos, la CAF³⁹, indica que “los porcentajes de cobertura han alcanzado valores elevados en áreas urbanas. Sin embargo la conexión de la población rural que aún carece del servicio en algunos países es elevada, su cobertura es más costosa, y seguramente requerirá la utilización combinada de soluciones de conexión a la red y extra-red. Los proyectos en general se cofinancian entre el Estado, actores privados y los usuarios. Se observa una tendencia a la creación de instituciones estatales específicas para desarrollar los proyectos de electrificación rural, en respuesta a la falta de interés demostrado por las distribuidoras. Con frecuencia, la creación de la institución se acompaña con la de un fondo destinado a electrificación rural, que es administrado por esa misma
7. Por otra parte, para atraer inversiones, asegurar expansión, estabilizar precios y/o disminuirlos, se han implementados diferentes mecanismos, por ejemplo: En Uruguay se ha autorizado a UTE a contratar energía a precios prefijados; y a licitar la compra de energía procedente de fuentes primarias de biomasa, eólica y pequeñas centrales hidroeléctricas (ER), con ciertos límites de contratación. Otros países que han avanzado en ventas anticipadas de energía y potencia y/o la firma de contratos de suministro son: Colombia, Brasil (subastas centralizadas para convencionales y para renovables), Chile (precios libres de contratos con topes), Perú, Panamá. Chile y Perú con passthrough de precios de contratos. Se han incorporado también, señales de remuneración como por ejemplo en Colombia, se incorporó el **Cargo por Confiabilidad** Posteriormente, en 2006 se crearon las Obligaciones de Energía Firme (OEF), por las que se remunera en el largo plazo, un Cargo por Confiabilidad de la capacidad de generación firme durante condiciones críticas del sistema para toda la demanda libre y regulada.
8. También se observan cambios en los porcentajes de contratación obligada por las distribuidoras (Chile, Perú, etc.) y en los niveles de consumo requeridos para clientes libres
9. Según la CAF: “en la transmisión, el rol de la planificación ha demostrado ser crucial para su expansión, más aún ante el desarrollo de fuentes no convencionales. La implementación de la expansión muestra una diversidad de modelos de asociación público privada, que en muchos casos han logrado atraer inversores y reducir los costos”. Por su parte la distribución es, en

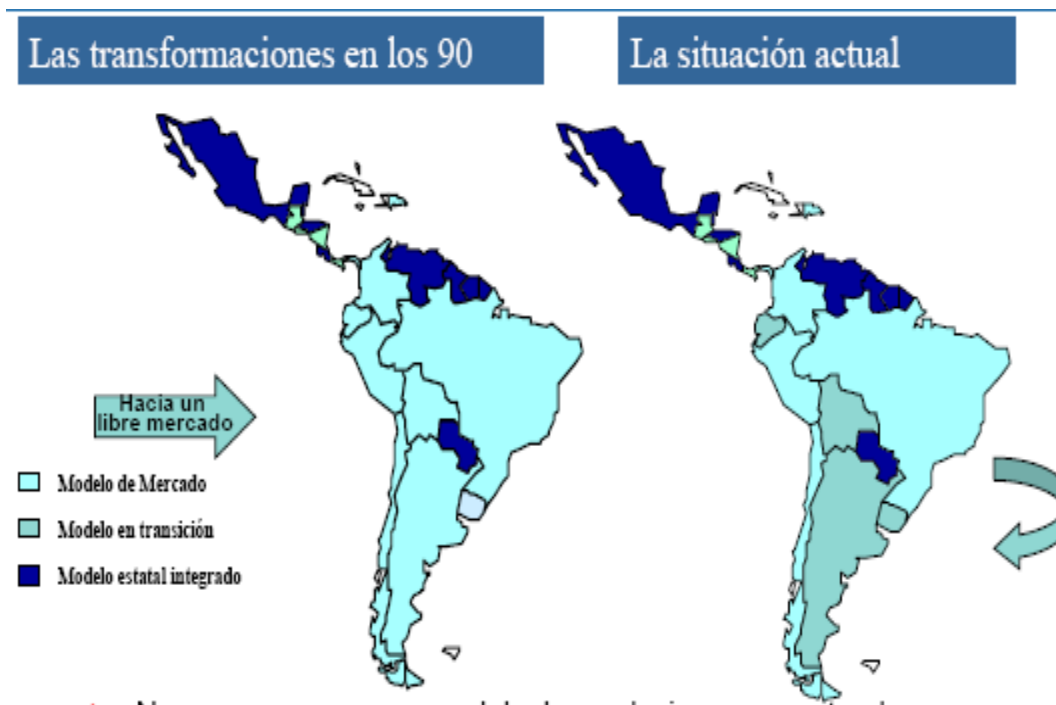
³⁹ CAF, “La infraestructura en el desarrollo integral de América Latina. Diagnóstico estratégico y propuestas para una agenda prioritaria. 2011

general, responsabilidad de empresas privadas, aunque con importantes excepciones; la retribución a sus servicios –vinculada con los cuadros tarifarios y con políticas sociales que atiendan a la capacidad de pago de los usuarios y a las importantes externalidades que justifican la universalización del servicio – es relevante para asegurar la calidad y extensión del suministro. El diseño de subsidios que incluya consumidores con ingresos relativamente altos puede desviar recursos necesarios para el desarrollo del sistema y el avance de la cobertura”.

10. Parecería que el modelo que se ha ido gestando está asociado a la necesidad de flexibilizar las normas o los modelos imperantes a fin de poder hacer frente a situaciones estructurales (largo plazo) o coyunturales (corto plazo) como por ejemplo: aprovechamiento de los potenciales de recursos, sin olvidar alternativas mas económicas y flexibles disponibles; lograr estabilidad de precios (con contratos razonables, fondos anticrisis, etc.); evitar subsidios cruzados injustificados; conocer los verdaderos costos; cubrir con cargos por confiabilidad para remunerar la potencia firme; planificación estable, bajo similares criterios metodológicos, consensuada y contemplando la participación privada. La CAF, indica que: “en la región hay una fuerte tendencia a incorporar fuentes renovables no convencionales para reducir la dependencia de los combustibles fósiles y las emisiones de gases de efecto invernadero, en particular la generación eólica. Hacerlo ha requerido de apoyo estatal, el cual ha creado condiciones para el desarrollo que la propia dinámica de los mercados energéticos no alcanza a lograr. Las acciones de promoción han sido más importantes cuanto mayor ha sido la brecha entre el costo de mercado del abastecimiento energético con fuentes tradicionales y el costo de desarrollo de las tecnologías renovables. Los elevados precios internacionales de combustibles líquidos, experimentados hace pocos años, han sido un motivador adicional para el desarrollo de energías renovables al reducir sustancialmente esa brecha. En los últimos años diversos países de América Latina han comenzado a promover el desarrollo de tecnologías de energía renovables no tradicionales a escalas mayores, para las que la región cuenta con abundantes recursos”. Cabe decir aquí que el análisis de Oferta y Demanda de Energía realizado en el Informe III-Tomo II avalaría en principio esta aseveración sobre la base de la identificación de problemas que también se han volcado en las conclusiones de dicho informe III en su tomo VII.

Finalmente, como resultado de los cambios observados, ya descritos los cuales se reflejan en parte en el Gráfico 2.2.2.4.1 se tiene el cuadro siguiente donde se resume la situación actual de los mercados derivada de las transformaciones sectoriales relatadas en este capítulo.

Gráfico 2.2.2.4.1. El Estado de la Transición de los modelos de regulación



Fuente: Ramón Sanz; "Panorama regulatorio general del mercado latino americano de energía eléctrica" Marzo 2009

Cuadro 2.2.2.4.1. Trayectorias de las regulaciones y formas organizativas de los sectores eléctricos de LAC

	Propiedad Privada						Propiedad Mixta participación privada parcial	Propiedad Estatal exclusiva			Control Central			Integrada Regulada			Comprador Unico			Mercado Abierto					
	Segregación vertical incompatibilidad de función			Integración vertical permitida				1990	1999	2009	1990	1999	2009	1990	1999	2009	1990	1999	2009	1990	1999	2009	1990	1999	2009
	1990	1999	2009	1990	1999	2009		1990	1999	2009	1990	1999	2009	1990	1999	2009	1990	1999	2009	1990	1999	2009	1990	1999	2009
Argentina		x	x						x	x			x											x	
Barbados				x	x	s/d										x	x	s/d							
Bolivia		x							x	x			x					x						x	
Brasil									x	x	x		x				x	x							
Chile					x	x	x												x					x	x
Colombia							x	x	x				x											x	x
Costa Rica							x	x	x				x				x	x							
Cuba										x	x	x	x	x	x										
Ecuador						x		x		x		x					x				x				
El Salvador					x				x	x			x					x						x	
Grenada				x	x	s/d										x	x	s/d							
Guatemala		x	x							x			x											x	x
Guyana										x	x		x								x				
Haití										x	x	x	x				x	x							
Honduras									x	x	x		x	x							x	x			
Jamaica									x	x	x		x								x	x			
Mexico										x	x	x	x	x	x									x	
Nicaragua									x	x	x		x								x	x			
Panamá									x	x	x		x											x	x
Paraguay									x	x	x		x				x	x							
Perú			x		x					x			x											x	x
R. Dominicana									x	x	x		x								x	x			
Surinam										x	x	s/d	x								x	s/d			
T&Tobago									x	x	x		x								x	x			
Uruguay									x	x	x		x				x	x							
Venezuela							x	x					x			x								x	

2.3. La evolución de las Tarifas

En este apartado se realiza un breve análisis de las tarifas eléctricas altamente incompleto debido a la ausencia de información sistemática de series de largo plazo calculadas bajo criterios homogéneos y subdivididas por tramos de la cadena (generación, transporte, distribución, etc.). Hubiera sido deseable poder establecer dicha evolución con diferentes factores como por ejemplo: aumento de los precios mayoristas, aumentos de los combustibles, mayor participación térmica en la oferta de generación, caída del margen de reserva, calidad de servicio, etc. Este análisis no resulta factible de ser realizado debido a las limitaciones halladas en la información disponible o accesible y al alcance de este estudio. Sólo es posible entonces tomar algunos casos y ni siquiera ello de modo completo debido a la ausencia de información homogénea y ponderada a nivel país.

Por otra parte en casos donde los mayores costos de generación no se han trasladado a tarifas (ej. Argentina), este análisis sólo revelaría mecanismos generalizados de subsidios pero su cuantificación sólo podría ser aproximada debido a la elevada dispersión de casos.

Aún la comparación de tarifas finales en distintos puntos del tiempo se dificulta por el hecho de que las tarifas registradas en distintas publicaciones que dan cuenta de su nivel por ejemplo en el año 2000 y en la situación posterior a 2004-2007 pueden no hallarse referidas ni a una misma categoría de consumo, ni a un grupo homogéneo de empresas, con lo cual todo análisis carece, por el momento⁴⁰, de la rigurosidad que se requiere y se deseaba alcanzar.

Los datos de series históricas de la base del SIEE-OLADE, presenta discontinuidades importantes para demasiados países y sus valores pueden o no coincidir con la de los pliegos de tarifas de las principales distribuidoras de cada país, lo que se infiere del análisis del archivo sistematizado en excel que se anexa a este informe como aporte del proyecto -y que evita transcribir la situación de cada caso en cada país y subregión y para cada categoría de usuarios.(ver archivos 05 - Precios.xls).

Los datos de CIER que se publicaban en las Síntesis Informativas de CIER hasta 2007 para algunas empresas distribuidoras bajo criterios de presentación homogénea -y para el grupo de países que lo componen-, permiten sólo aproximaciones hasta tiempos recientes para el caso de usuarios residenciales, dado que luego, por ejemplo para el caso de usuarios industriales, los consumos representativos cambian, con lo cual siquiera se puede establecer una comparación interanual entre años extremos (ej 2000-2011).

Un ejemplo de esta situación, cuando se desea además vincular los datos con un país en particular, se limita porque la referencia a empresas puede variar de un año

⁴⁰ La superación de esta situación sólo sería posible a largo plazo con la construcción de una base de datos de precios creada de manera conceptualmente rigurosa y con el aporte de información de cada actor en cada país, lo que es una tarea extremadamente desafiante y aunque necesaria y recomendable difícil de implementar. De hecho muchos países no publican estos datos y menos aún en forma de series históricas. OLADE recopila la información, pero depende de que los países se la suministren y además de un seguimiento riguroso de análisis de consistencia para cada punto en el tiempo, lo que retrospectivamente ya no sería factible o demandaría un gigantesco esfuerzo de recursos humanos y económicos. En el caso de los datos de CIER sería deseable obtener las series en excel que dieron lugar a los reportes de síntesis e intentar empalmar series aunque sea para las principales distribuidoras.

a otro, lo que obligaría a considerar tan sólo la evolución de tarifas para una sola distribuidora de cada país de los reportados por CIER.

Un ejemplo de tal situación se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro 2.3.1. Estimación del valor de las tarifas residenciales en u\$s corrientes por MWh

	RESIDENCIALES					Variación 2000-2009
	Energía (kWh/mes)					
	2000	2003	2005	2007	2009	
Argentina	113	36	41	43	40	-64%
Desvest	31	11	13	15	15	-50%
% de variabilidad	27%	31%	33%	35%	38%	41%
Caso GBA (Edenor y Edesur)	79	27	28	27	22	-72%
Bolivia	65	sd	sd	sd	77	18%
Desvest	8	sd	sd	sd	6	-33%
% de variabilidad	13%	sd	sd	sd	7%	-44%
Brasil	84	90	125	184	193	131%
Desvest	11	11	23	35	25	137%
% de variabilidad	13%	13%	18%	19%	13%	3%
Casos (SP o RJ)	69	74	90	169	181	162%
Chile	81	100	129	190	204	151%
Desvest	9	16	10	25	23	176%
% de variabilidad	10%	17%	8%	13%	11%	10%
Caso Santiago	sd	sd	sd	193	174	sd
Colombia	66	60	88	130	167	152%
Desvest	21	8	4	27	19	-11%
% de variabilidad	32%	13%	5%	20%	11%	-65%
Caso Bogotá	64	69	91	118	146	128%
Ecuador	54	107	106	102	91	70%
Desvest	8	15	17	15	9	17%
% de variabilidad	15%	14%	16%	15%	10%	-31%
Caso Quito						
Paraguay	58	57	63	71	74	28%
Perú	108	105	115	125	125	15%
Desvest	19	9	21	25	13	-36%
% de variabilidad	18%	8%	18%	20%	10%	-44%
Caso Lima	92	91	100	107	112	22%
Uruguay	112	83	116	143	217	94%
Venezuela	47	19	13	44	36	-24%
Desvest	3	18	13	19	9	209%
% de variabilidad	6%	94%	103%	44%	24%	306%
Caso Caracas	49	6	4	30	31	-37%

Fuente: elaboración propia basada en datos transcritos de las síntesis informativas CIER.

Nota: los datos corresponden a consumos de 200 kwh mes en dólares corrientes al tipo de cambio vigente en el momento de la publicación. Los promedios simples de datos reportados, el desvío estándar y los, porcentajes de variabilidad se calculan con base a las tarifas del grupo de distribuidoras que figura para cada país para cada uno de los años. Es por esto que se identifican valores de distribución en las ciudades indicadas para cada país.

Como se puede observar estos datos promedio presentan distintos desvíos estándar para cada país y año lo que es producto de: a) la variación del número de distribuidoras en cada país en distintos años; b) la propia variación de tarifas entre distintas empresas. Por esta razón los valores promedio de, en este caso la tarifa

residencial de hasta 200 kwh/mes, solo indican una muy gruesa tendencia que en cada caso se corresponde con las variaciones en la regulación descritas en el punto anterior y además con otros factores como el costo de generación influenciado por el costo de combustibles, variación de hidráulidad, composición del parque de generación, el grado de traspaso de dicho costo al usuario final, etc.

Para subsanar esta dispersión se puede tomar el valor de las tarifas de una sola distribuidora, por ejemplo la que atiende los mayores centros poblados de cada país y analizar su comportamiento entre los años de la serie para verificar la tendencia.

Por otra parte si bien los valores absolutos de las tarifas entre países no se pueden comparar debido a la heterogeneidad de situaciones, dichos valores sí indican, de modo muy aproximado los distintos niveles que rigen en la región y que corresponden no sólo a diferencias de tamaños de mercado, parque de generación, y otras situaciones disímiles, sino también concepciones radicalmente opuestas respecto al traslado de costos de generación a usuarios finales, márgenes de distribución aplicados, etc.

Del análisis limitado de los datos del cuadro 2.3.1, se puede inferir lo siguiente:

- En Argentina la disminución observada de tarifas se ha debido al congelamiento de tarifas tras la devaluación de 2002 y una política de subsidios generalizados donde los costos de generación reconocidos e inferiores a los reales de generación ha sido absorbida con fondos públicos.
- En Bolivia se estima que las tarifas apenas si variaron entre 2000 y 2009, hecho coincidente con la aplicación de precios del gas en el mercado interno que han permanecido también casi invariables como se ha visto en el Informe III-Tomo 3, correspondiente al análisis de la cadena del gas natural.
- En Brasil los incrementos que se han registrado obedecen a la insuficiencia demostrada por el sistema previo a 2003 para inducir a expansión tras la llamada crisis del apagón y el reflejo también de la política de precios aplicada a los combustibles como el gas, a lo que se suma una política de expansión de generación por subastas a precios futuros determinados y un traslado de estos mayores costos a los usuarios finales.
- En Chile los mayores costos se presume también reflejan los mayores costos de generación debidos al precio de los combustibles como causa principal.
- En Colombia a pesar de la elevada variabilidad del uso de las plantas térmicas puede ser afirmado que existe una correlación clara entre los incrementos de los precios de bolsa en el mercado mayorista y los costos del gas para generación térmica con puntos de apartamiento que se corresponden con importantes variaciones del aporte hidráulico. A su vez se presume que el grueso de la variación de las tarifas finales es producto de este mayor costo de generación junto a las revisiones de cargos de distribución realizados por el regulador.
- En Ecuador la variación se produce entre 2000 y 2003 pero las tarifas quedan prácticamente congeladas después de 2003 concomitante con el cambio de orientación política en ese país.
- En Paraguay se produjo un ajuste progresivo y leve de las tarifas a usuarios finales que se hallan entre las más bajas de la región.

- En Perú los ajustes también han sido leves en tanto el gas para generación tuvo particulares circunstancias desde su desarrollo en 2004 cuando ingresa el de Camisea y la matriz se orienta hacia una mayor participación relativa de la termoelectricidad.
- En Uruguay los incrementos en 2005 y 2009 reflejan los mayores costos de generación debido a que es importador de combustibles y su expansión hidroeléctrica se halla limitada a los recursos disponibles.
- En Venezuela la tarifas experimentan un descenso que reflejan la política general de ese país respecto al precio de todos los energéticos en el mercado interno y que en el caso eléctrico lo ubican entre los más bajos de región junto con Argentina aunque por motivos muy distintos y con una estructura institucional y marco de actores totalmente disímiles.

Otros casos posibles de analizar sobre la base de otras fuentes de información revelan que:

- En México, según los datos del SIEE-OLADE la categoría usuarios residenciales muestra incrementos continuos entre 1999 y 2008 que llegan a representar casi un 100% y se presume se halla vinculado con el impacto de la entrada de los PIE y el incremento en los precios del gas.
- En Centroamérica, como se verá mas adelante, en casi todos los casos se han registrado incrementos en las tarifas residenciales, aunque las tarifas medias calculadas por la CEPAL reflejan un aumento moderado en Costa Rica y Honduras y mas importante en Guatemala, El Salvador, Panamá y Nicaragua a partir de 2004 y hasta 2006, sin disponer de una serie mayor de equivalente método de estimación ni idéntica fuente. Es de presumir en base al SIEE -OLADE que en República Dominicana no se han trasladado a tarifas los mayores costos de generación eléctrica, que como en toda esa región dependen de importaciones

Es así necesario que se realice un estudio específico respecto a las tarifas eléctricas en cada país bajo criterios que permitan diferenciar los determinantes clave de la variación de precios y detectar de modo fehaciente los esquemas de subsidios y su costo para los presupuestos públicos, como así también los casos donde no existen tales subsidios.

Una de las fuentes de información más relevantes y actualizada es CIER (Grupo de Trabajo CIER – Precios de la Energía y Tarifas Eléctricas para algunos países), que realiza un seguimiento de la evolución de las tarifas eléctricas (precios promedio) en distribución considerando una muestra de 12 empresas latinoamericanas y 6 clientes típicos de los sectores residencial, comercial e industrial. La comparabilidad actual de estos datos en forma de series es muy limitada dado lo reciente de la aplicación de esta metodología que restringe el análisis de la variación de precios al período 2009-2011 ⁴¹.

CIER, también realiza un informe anual de Tarifas Eléctricas en Distribución, el cual contiene datos sobre niveles tarifarios para más de 20 clientes típicos, así como la aplicación de impuestos, existencia de tarifas sociales y categorización de clientes

⁴¹Según información solicitada a CIER respecto a información sobre precios de la electricidad a nivel de generación y transmisión en alta o muy alta tensión, se ha recabado directamente en la fuente citada la no disponibilidad de la misma.

Informe Sectorial Hacia una Nueva Agenda Energética para la región: Análisis de la Oferta y Demanda de Energía

libres en más de 60 empresas latinoamericanas el cual también sufre limitaciones como las antes mencionadas para establecer un diagnóstico retrospectivo, aunque en ambos casos esta información ahora debería permitir un seguimiento futuro muy preciso y es útil para establecer una fotografía actual del sector .

Cuadro 2.3.2. Precio de la Electricidad a consumidores finales caso año 2009

Carga máx. (kW)	Energía (KWh/mes)	CLIENTES																	
		RESIDENCIALES						INDUSTRIALES						COMERCIALES					
		Min. Admitida		7,7		1.600		30		10.000		10		200		50.000			
Empresa / Zona de Concesión	sin imp.	o/imp. excepto IVA	o/imp. incluido IVA	sin imp.	o/imp. excepto IVA	o/imp. incluido IVA	sin imp.	o/imp. excepto IVA	o/imp. incluido IVA	sin imp.	o/imp. excepto IVA	o/imp. incluido IVA	sin imp.	o/imp. excepto IVA	o/imp. incluido IVA				
ARGENTINA 1 \$US = 3,4586 \$/m/h																			
EDLAP, La Plata	24	29	34	71	87	102	62	67	84	34	36	46	58	63	78	41	45	56	
EDENOR, Cap. Fed.	24	26	31	71	76	91	63	67	84	34	36	45	59	63	78	42	44	56	
EDESUR, Cap. Fed.	24	26	31	72	77	92	64	68	85	34	36	45	59	63	79	42	45	56	
EPESF, Santa Fe	74	79	94	115	122	146	84	90	113	36	39	48	92	98	122	51	55	69	
BOLIVIA 1 \$US = 6,97 \$/m/h																			
ORE, Área Intep.	72	76	87	72	75	86	58	61	70	46	48	55	136	143	163	90	95	109	
ELFED, Cbbe.	80	84	96	88	93	106	55	58	66	40	42	48	111	117	134	84	89	101	
BRASIL 1 \$US = 2,3395 \$/m/h																			
CEEE-D,	137	146	192	132	140	167	132	139	168	81	85	103	133	141	188	112	119	158	
CEMIG, M. Gerais	154	171	244	154	171	244	151	161	188	109	117	137	151	161	188	180	192	225	
COPEL, Paraná	120	120	171	113	113	164	105	105	162	65	65	100	106	106	156	93	93	137	
CHILE 1 \$US = 641,2749 \$/m/h																			
COE Dist., Rancagua	187	187	223	180	180	214	162	162	193	124	124	148	202	202	240	156	156	185	
CHILECTRA, Santiago	174	174	207	190	190	227	157	157	186	129	129	153	151	151	179	152	152	181	
CONAFE, V. del Mar	162	162	192	155	155	185	168	168	200	95	95	113	157	157	187	133	133	158	
COLOMBIA 1 \$US = 2,2437 \$/m/h																			
CODENSA, Bogotá	126	126	126	126	126	126	151	151	151	115	115	115	151	151	151	125	125	125	
EPN, Medellín	120	120	120	120	120	120	144	144	144	72	72	72	144	144	144	120	120	120	
EBR, Santander	148	148	148	148	148	148	178	178	178	98	98	98	178	178	178	148	148	148	
OSTA RICA 1 \$US = 550,08 \$/m/h																			
ENEL, San José	82	82	82	131	131	137	170	170	192	s/d	s/d	s/d	144	144	163	198	198	224	
ICE, Nacional	107	107	107	221	221	232	227	227	257	104	104	117	197	197	223	215	215	243	
ECUADOR 1 \$US = 1,0 \$/m/h																			
CENTROBUR, Azuay	112	112	112	117	117	117	78	78	78	64	64	64	97	97	97	92	92	92	
EEASA, Ambato	118	118	118	125	125	125	126	126	126	62	62	62	109	109	109	83	83	83	
EEQSA, Pichincha	86	86	86	94	94	94	99	99	99	60	60	60	88	88	88	79	79	79	
EL SALVADOR 1 \$US = 1,0 \$/m/h																			
AEB OLESA, Occ.	201	201	227	203	203	230	277	277	313	s/d	s/d	s/d	189	189	214	184	184	208	
CAESA, Central	182	182	206	186	186	210	232	232	263	s/d	s/d	s/d	182	182	205	161	161	182	
DELBUR, El Salvador	155	155	175	158	158	178	250	250	283	s/d	s/d	s/d	140	140	158	143	143	162	
PARAGUAY 1 \$US = 4,850 \$/m/h																			
ANDE, Nacional	70	70	77	74	74	81	59	59	65	26	26	28	79	79	87	57	57	62	
PERU 1 \$US = 2,98 \$/m/h																			
ELBE, Cusco	148	148	176	139	139	166	175	175	208	s/d	s/d	s/d	137	137	164	91	91	108	
ELBM, Ica	133	133	158	126	126	150	162	162	192	s/d	s/d	s/d	124	124	148	79	79	94	
LUZ DEL BUR, Lima	116	116	138	110	110	131	133	133	158	62	62	73	109	109	129	78	78	93	
REP. DOMINICANA 1 \$US = 35,28 \$/m/h																			
ED E Est. Rep. Este	104	104	104	208	208	208	229	229	229	171	171	171	233	233	233	257	257	257	
URUGUAY 1 \$US = 21,41 \$/m/h																			
UTE, Nacional	145	145	177	122	122	148	117	117	143	58	58	71	115	115	140	87	87	106	
VENEZUELA 1 \$US = 2,15 \$/m/h																			
CADAFE, Nacional	31	31	31	57	57	57	48	48	52	20	20	22	46	46	50	34	34	37	
EDC, Distrito Capital	44	44	44	68	68	68	52	52	56	34	34	37	60	60	66	44	44	48	
ENELVEN, Zulia	43	43	43	33	33	33	42	42	46	22	22	24	38	38	42	29	29	32	

s/d: Sin datos. Dado que son clientes en AT, varias empresas no disponen de clientes con estas características.

Fuente: CIER, Síntesis Informativa año 2009.

Otra fuente relevante la constituye la CEPAL⁴², que realiza anualmente el seguimiento de los sectores eléctricos de Centroamérica, en el que se incluyen detalles de las tarifas medias aplicadas recientemente, así como de las estructuras tarifarias para diferentes tipos de usuarios.

También se ha recopilado información de diferentes fuentes oficiales y/o especializadas.

En el cuadro siguiente se indican las principales características de las 12 empresas referidas para el caso de los datos de CIER, y la zona de concesión correspondiente a la tarifa utilizada.

Cuadro 2.3.3. Grupo de referencia

Empresa	País	Cantidad de Clientes (Diciembre/ 2010)	Densidad (clientes/km ²) (Diciembre/2010)	Zona de Concesión
EDENOR	Argentina	2.679.000	578	Gran Buenos Aires - Capital Federal
COPEL	Brasil	3.759.000	19	Paraná
CHILECTRA	Chile	1.610.000	760	Santiago
CODENSA	Colombia	2.429.000	172	Bogotá
CNFL	Costa Rica	496.000	549	San José
EEQSA	Ecuador	849.000	57	Quito
CAESS	El Salvador	530.000	116	San Salvador - Central
ANDE	Paraguay	1.191.000	3	Todo el país
LUZ DEL SUR	Perú	860.000	311	Lima Metropolitana – Zona Sur
EDE Este	Rep. Dominicana	395.000	34	Santo Domingo – Región Este
UTE	Uruguay	1.307.000	7	Todo el país
EDC	Venezuela	1.157.000	223	Caracas – Distrito Capital

	Cliente	Potencia	Consumo	Tensión
Residencial	Rd	Mínima Admitida	200 kWh/mes	BT
	Re	Mínima Admitida	400 kWh/mes	BT
Comercial	Cd	10 kW	1.000 kWh/mes	BT
	Cef	10 kW	2.000 kWh/mes	BT
Industrial	Ie	100 kW	25.000 kWh/mes	MT
	If	300 kW	50.000 kWh/mes	MT

Fuente: “Evolución de las tarifas eléctricas en distribución. Análisis trimestral con base en un grupo de referencia de empresas. Sudamérica, América Central y El Caribe”. N° 5, Marzo de 2011.

En lo que refiere a los comparativos tarifarios respecto de otras empresas de la región, si bien estos datos aportan información valiosa y de utilidad, se debe tener cierto cuidado con las conclusiones que se extraen, en particular aquellas vinculadas al desempeño de las empresas o de los sistemas eléctricos. Aspectos tales como los que se detallan a continuación inciden fuertemente en los valores que se presentan en los cuadros tarifarios:

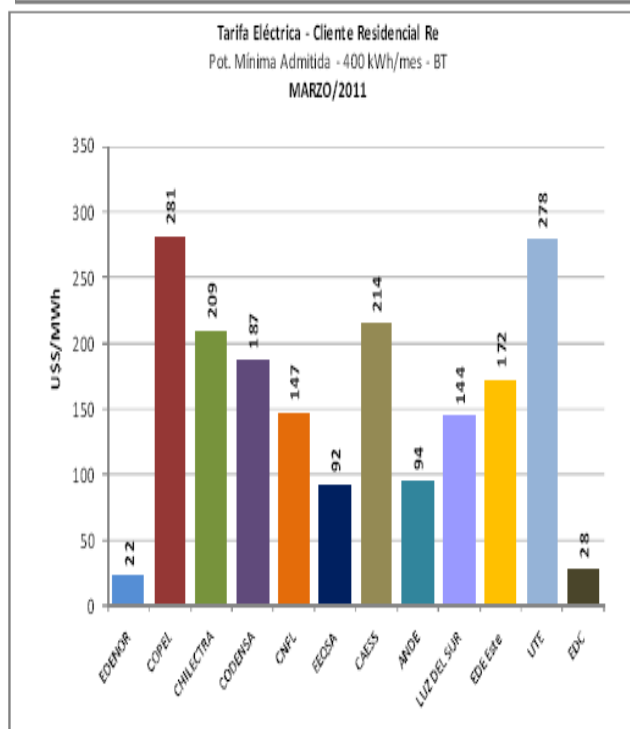
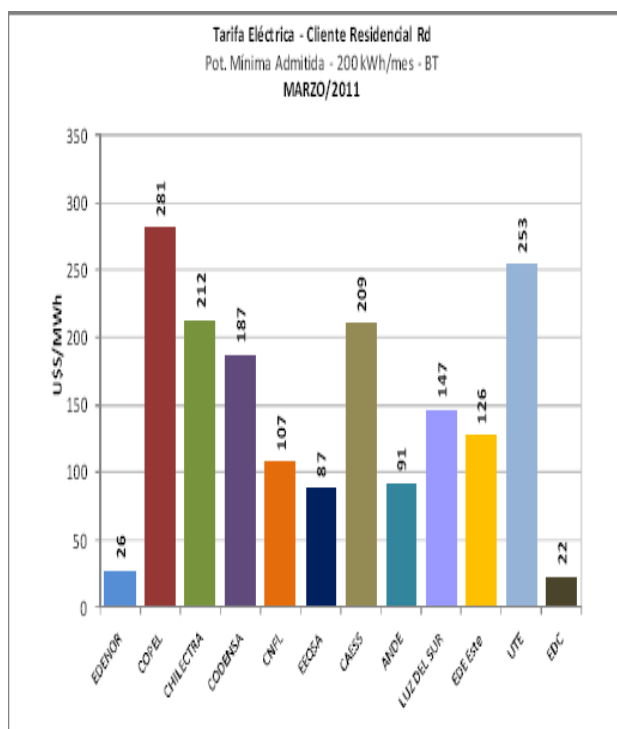
- Diferencias de densidad y dispersión de los clientes. Los costos de la distribución eléctrica están fuertemente influidos por dichos parámetros (km de red/MVA, kWh/km², kWh/cliente, etc.).

⁴² CEPAL, Regional México. “Centroamérica: Estadísticas del Subsector Eléctrico, 2010”, 2011

- Diferencias en la calidad del servicio.
- Diferencias en la estructura de clientes de las empresas. La participación en el consumo de las diferentes categorías de usuarios incide directamente en los costos y por ende en los niveles tarifarios de aplicación.
- Particularidades del comportamiento de los clientes. La curva de demanda de una determinada categoría tarifaria puede variar significativamente de un país a otro. Esto podría estar influenciado por el clima, los energéticos empleados para los distintos usos, etc.
- Aspectos de la política económica y social implementada por los países (políticas cambiarias, antinflacionarias, promocionales, sociales),
- Dotación de recursos naturales para la generación eléctrica.

Todos estos son factores inciden en forma determinante en la estructura de costos empresaria, así como también en los niveles de calidad de servicio, y en la tarifa media a usuario final. Por ello, las comparaciones entre empresas deben ser consideradas como de tipo muy aproximado.

Gráfico 2.3.1. Tarifas eléctricas Residenciales - Casos seleccionados



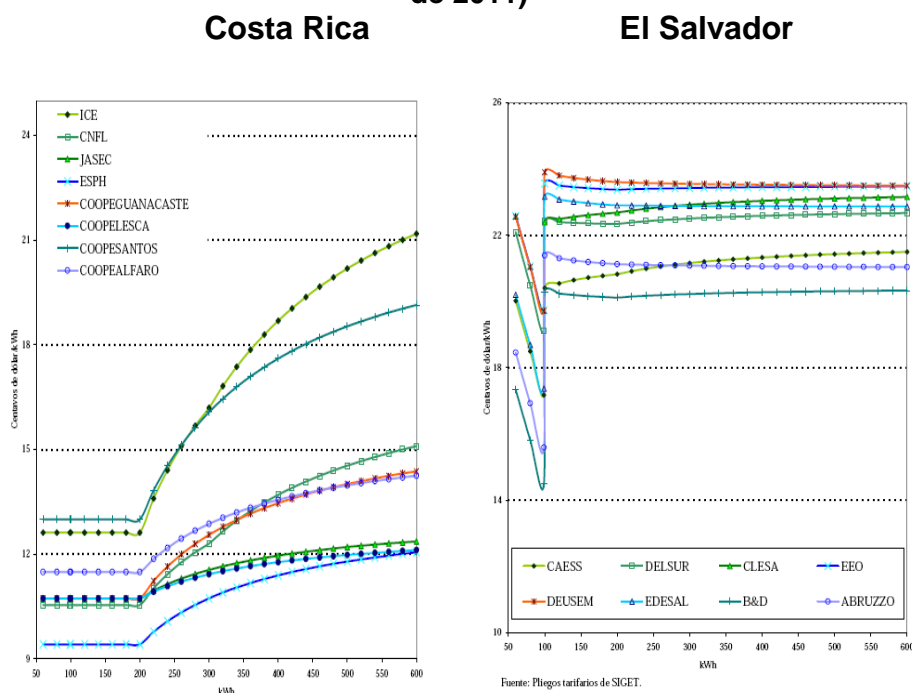
Fuente: “Evolución de las tarifas eléctricas en distribución. Análisis trimestral con base en un grupo de referencia de empresas. Sudamérica, América Central y El Caribe”. N° 5, Marzo de 2011.

Si se analizan los gráficos correspondientes al sector residencial de bajo consumo, se observa que EDC y EDENOR, presentan en ese orden, las tarifas marcadamente más bajas de la muestra con valores que representan 8 y 9% respectivamente de la tarifa más alta (COPEL. Sin embargo al cambiar de categoría (con aumento de consumo), las posiciones se invierten, quedando EDENOR por debajo de EDC. Ello

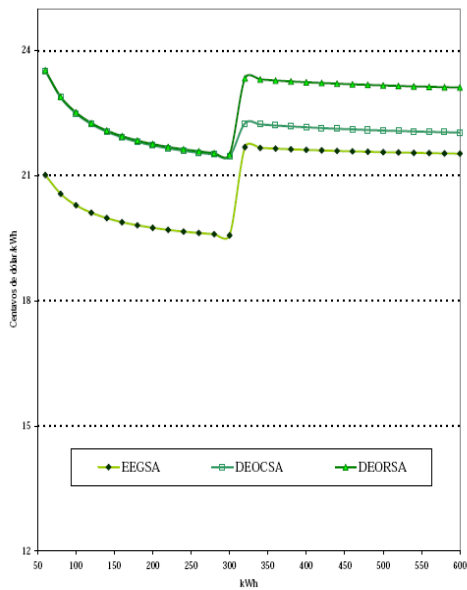
está asociado a la aplicación en el caso de EDENOR, de tarifas decrecientes con el consumo, ello podría estar indicando inequidades sociales y/o señales favorables al uso irracional de la energía. Chilectra y Luz del Sur, presentan también un esquema similar a EDENOR. Por el contrario, el resto de las empresas parecería presentar un esquema diferente: constante ó creciente con el aumento del consumo. Vale mencionar que recientemente en Argentina se ha decidido cambiar esas señales, mediante la eliminación paulatina de subsidios a los grandes consumos.). Las tarifas promedio son de 144 y 156 U\$/MWh, para ambos niveles de consumo respectivamente. Cabe decir que la ausencia de información precisa sobre tarifas impide realizar un análisis pormenorizado.

En los gráficos siguientes se presentan los esquemas tarifarios de países de Centroamérica. En el caso de Costa Rica, Honduras y Nicaragua, se observa, que aún para diferentes empresas y/o cooperativas se aplica en el mismo esquema tarifario creciente con el consumo, aunque con diferentes valores absolutos. En el caso de El Salvador, Guatemala y Panamá, se observan también iguales esquemas tarifarios entre empresas, con escasos/nulos cambios por nivel de consumo, y con menor dispersión en valores absolutos entre empresas.

Gráfico 2.3.2. Precios Promedio Unitarios de la Electricidad Sector Residencial (Junio de 2011)

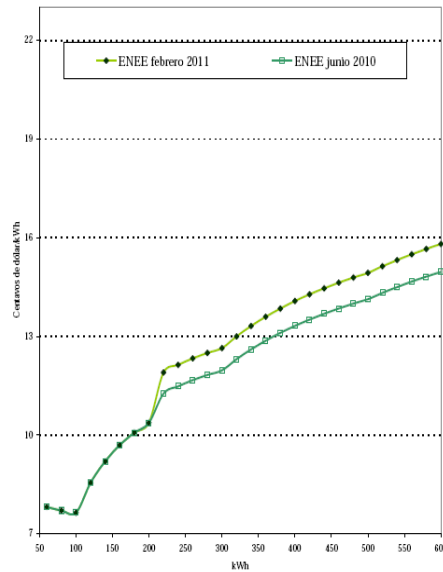


Guatemala



Fuente: Pliegos tarifarios de la CNEE

Honduras

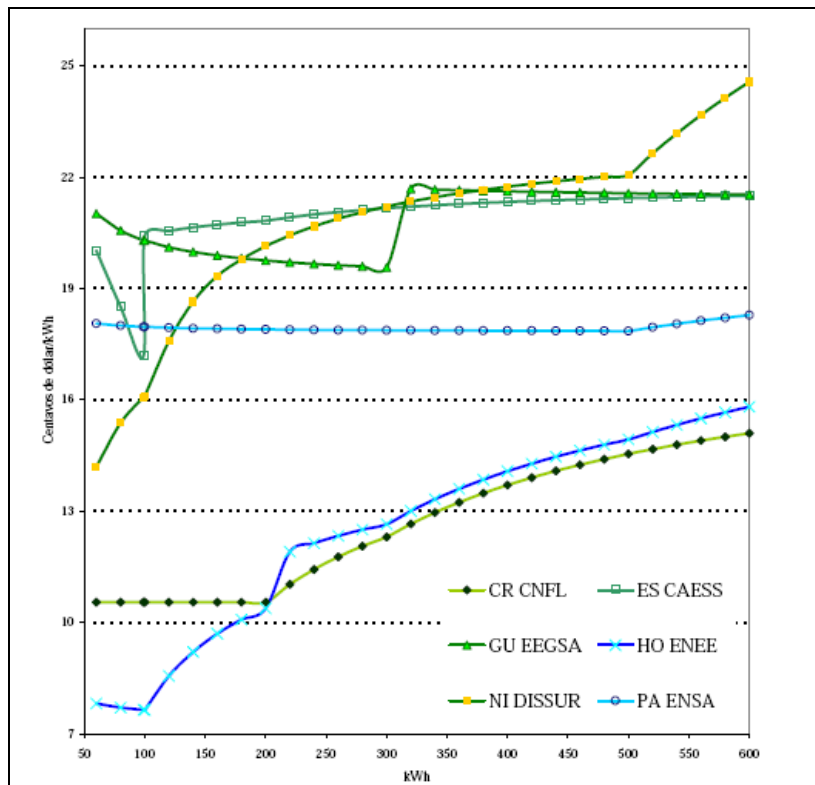


Fuente: Comisión Nacional de Energía.

:

El gráfico siguiente superpone las tarifas residenciales de las principales empresas eléctricas de cada país de Centroamérica. Se observa, según se adelantara, que todas las estructuras tarifarias son crecientes o estables con el crecimiento del consumo. Se destaca que en general esta estructura ha sido adoptada luego de las revisiones tarifarias realizadas en la mayoría de los países de la región.

Gráfico 2.3.3. Comparación de los Precios Promedio Unitarios de la Electricidad en Centroamérica. Sector Residencial

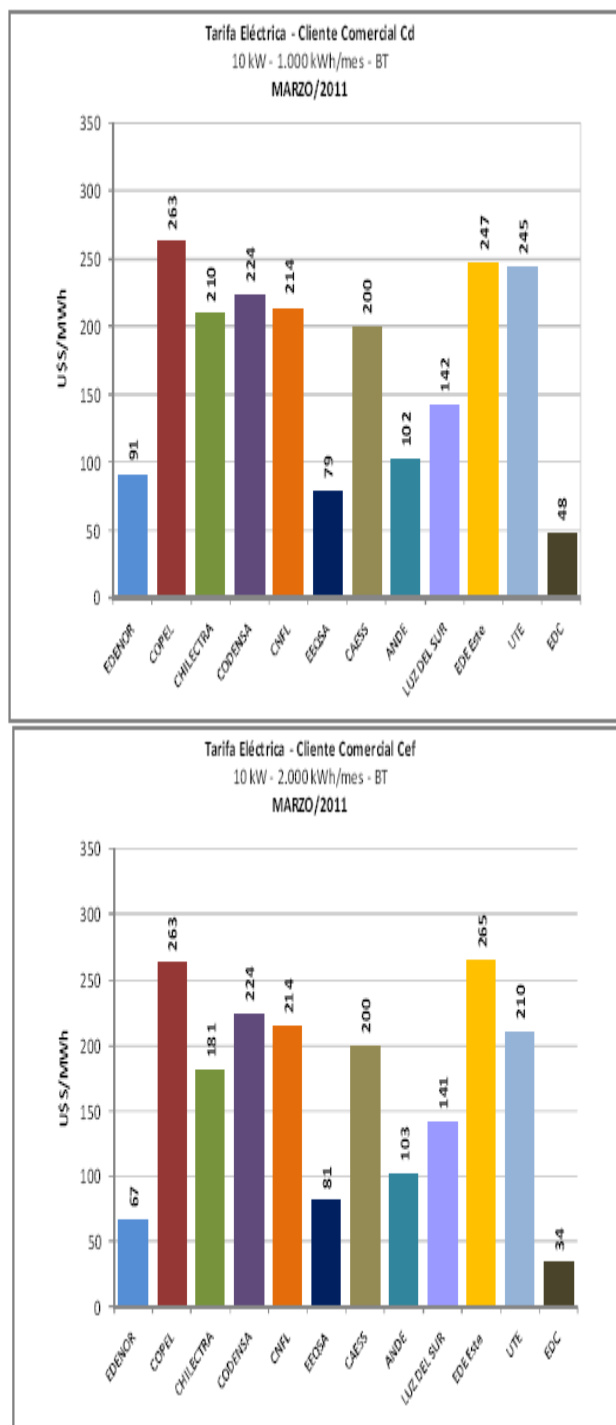


Fuente: Pliegos tarifarios de ARESEP de Costa Rica, SIGET de El Salvador, CNEE de Guatemala, CNE de Honduras, INE de Nicaragua y ASEP de Panamá.
Nota: Para Honduras corresponde a febrero de 2011.

Edenor de Argentina, ha sido una de las empresas, en las que no se ha podido revisar esta situación.

Si se analizan los gráficos correspondientes al sector comercial de consumo mas bajo, se observa nuevamente que EDC y EDENOR, presentan en ese orden, las tarifas mas bajas de la muestra, y representan el 18 y 35% respectivamente de la tarifa mas alta (COPEL con 263 U\$/MWh). Se observa que al cambiar de categoría (con el aumento de consumo), la tarifa mas baja sigue siendo la de EDC. Todas las empresas, salvo EDE Este, decrecen sus tarifas con el aumento del consumo. Las tarifas promedio son de 172 y 165 U\$/MWh respectivamente para cada nivel de consumo.

Gráfico 2.3.4. Precios promedio unitarios de la electricidad. Sector Comercial

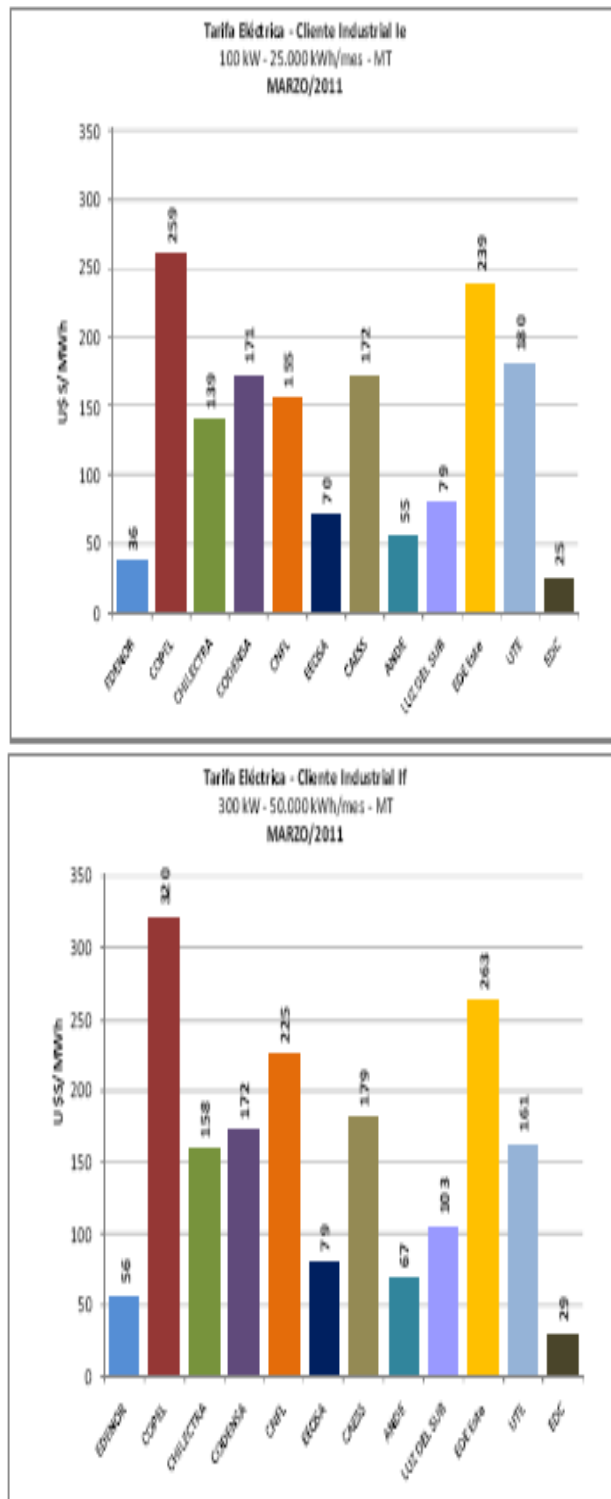


Fuente: “Evolución de las tarifas eléctricas en distribución. Análisis trimestral con base en un grupo de referencia de empresas. Sudamérica, América Central y El Caribe”. N° 5, Marzo de 2011.

En las tarifas correspondientes al sector industrial se observa que también EDC y EDENOR, presentan los valores mas bajos de la muestra, y representan el 9.7 y 14% respectivamente de la tarifa mas alta (COPEL con 259 U\$S/MWh). En general se observa que en este sector los valores tarifarios son crecientes /o iguales con el aumento del consumo.

Las tarifas promedio son de 132 y 149 U\$/MWh respectivamente para cada nivel de consumo.

Gráfico 2.3.5. Precios promedio unitarios de la electricidad. Sector Industrial

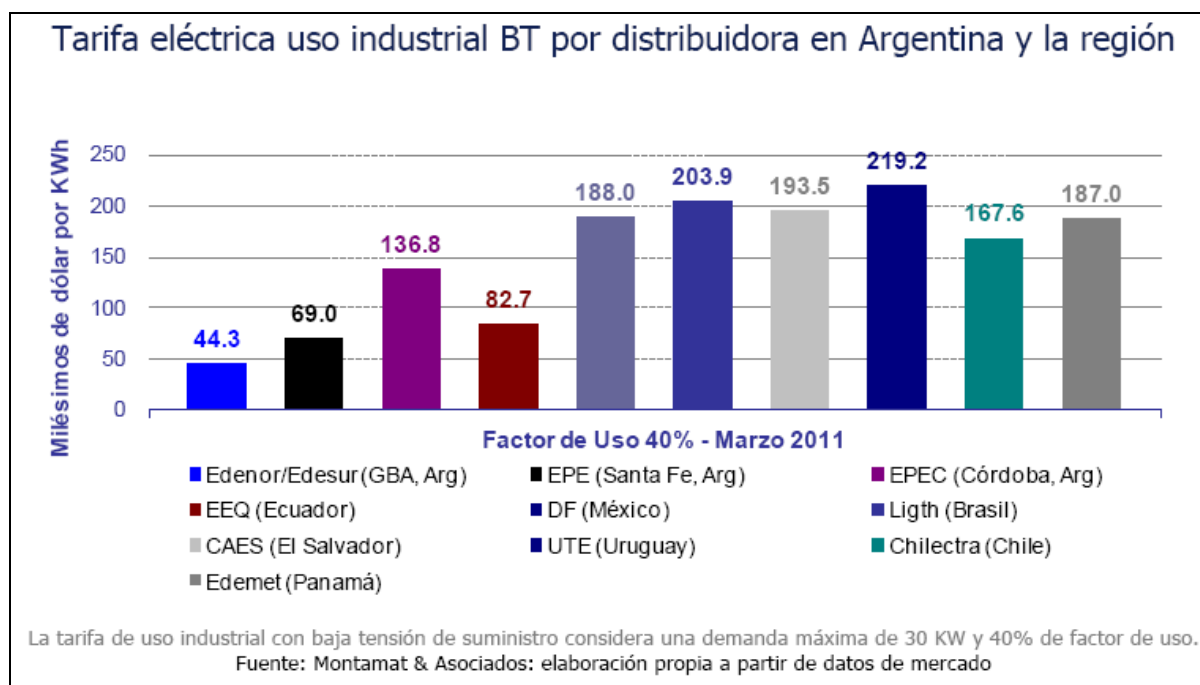


Fuente: "Evolución de las tarifas eléctricas en distribución. Análisis trimestral con base en un grupo de referencia de empresas. Sudamérica, América Central y El Caribe". N° 5, Marzo de 2011.

Una visión simplificada de los gráficos presentados, indica que las tarifas promedio más altas son para los usuarios comerciales (aunque decrecientes con el aumento del consumo), le siguen los residenciales y finalmente la industria con los valores promedios más bajos, aunque este esquema puede modificarse para algunas empresas como por ejemplo UTE, que presenta la tarifa mas alta para los grandes consumidores residenciales, y las mas bajas para los grandes industriales, conformando señales claras hacia los sectores mencionados.

Para todos los tipos de usuarios EDC y EDENOR, presentan las tarifas más bajas y COPEL las más altas. Salvo ANDE y UTE, estos niveles tarifarios no deberían definirse como representativos de cada país, ya que hacia su interior, se observan algunas marcadas diferencias, como por ejemplo en Argentina, donde existe una fuerte diversidad en los niveles tarifariaps, según se observa en el gráfico siguiente.

Gráfico 2.3.6. Comparación de tarifas eléctricas uso industrial BT: casos seleccionados



En cuanto a las evoluciones recientes, se dispone en el caso de CIER, de series de índices de tres trimestres en las que en general no se perciben cambios importantes en la posición relativa entre empresas. Es marcada la tendencia decreciente de las tarifas de EDC, en todos los sectores de consumo. En el caso de las tarifas residenciales tanto para bajos como para altos consumos se observan en general tendencias decrecientes, salvo en CAESS (El Salvador) con variaciones, estacionales.

En el caso de las tarifas comerciales e industriales se observan en general tendencias constantes salvo en COPEL (mas marcado); CNFL, y CODENSA, que presentan tendencias crecientes.

En el caso de la subregión de Mesoamérica, se dispone de series más largas, que permiten detectar algunas tendencias importantes. Por ejemplo, se observa en general, precios crecientes hasta 2010, salvo Panamá y Nicaragua que en el 2008, presentan algunas caídas. En particular en Costa Rica se observa un incremento tarifario importante desde 2003 hasta 2010, además de una igualación entre la tarifa media de consumidores residenciales e industriales.

Gráfico 2.3.7. Costa Rica: Precios. Promedio, 1995-2010. (En dólares/kWh)

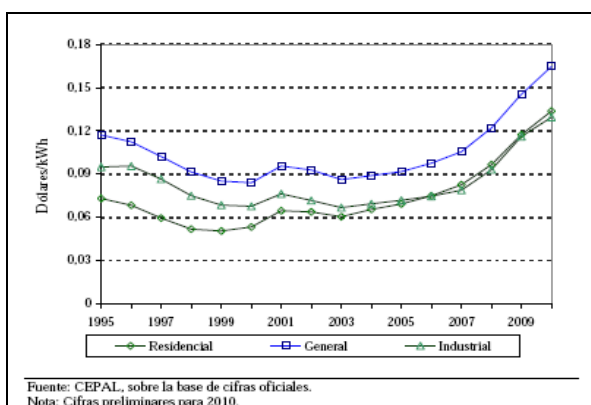


Gráfico 2.3.8. Honduras: precios promedio, 1995-2010. (en dólares/kwh)

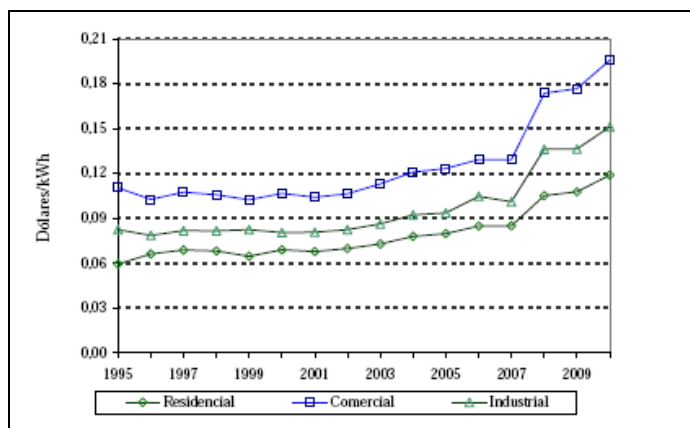
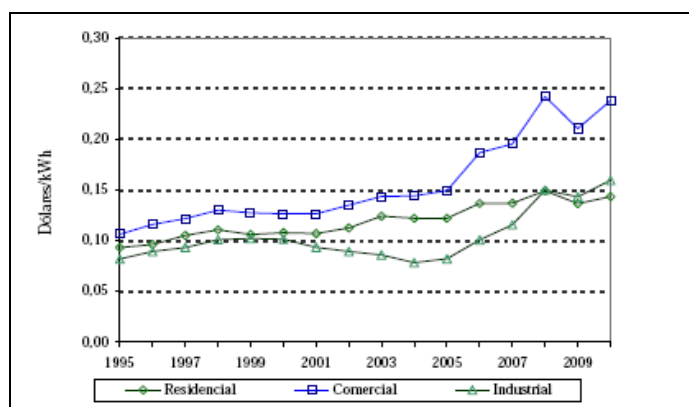
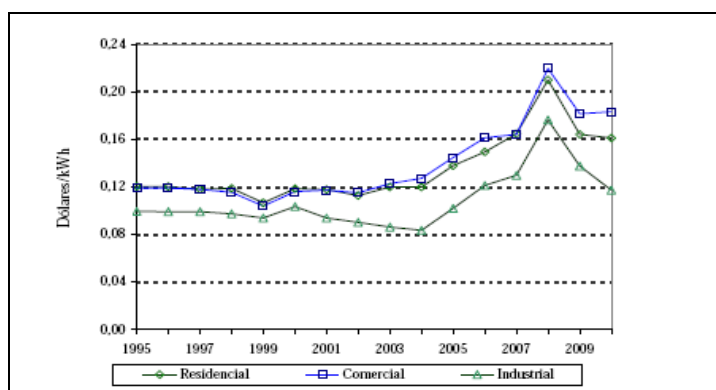


Gráfico 2.3.9. Nicaragua: precios promedio, 1995-2010. (en dólares/kwh)



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.
Nota: Cifras preliminares para 2010.

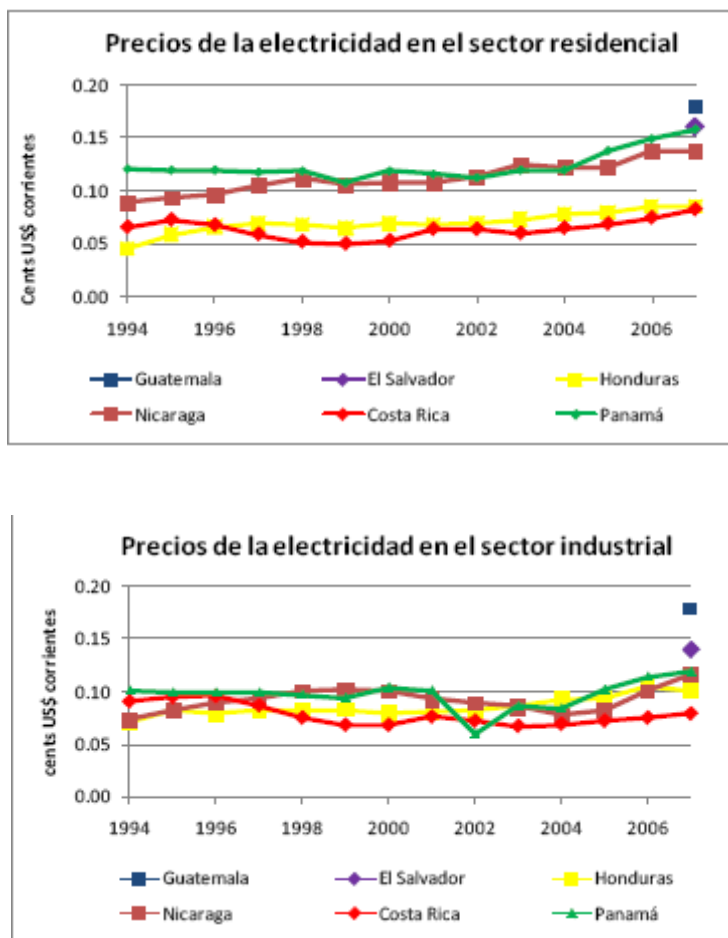
Gráfico 2.3.10. Panamá: precios promedio, 1995-2010. (en dólares/kwh)



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.
Nota: Cifras preliminares para 2010.

Sin embargo un análisis de la evolución de los valores medios tarifarios por sector para Centroamérica indica que Costa Rica en general presenta tarifas mas bajas que el resto de los países. Durante los procesos de apertura de los mercados eléctricos en Centro América, el valor real (ajustado por inflación) del precio medio anual de la energía para clientes regulados aumentó desde 1990, con la única excepción de Panamá, cuyas tarifas triplicaban la de sus vecinos y paulatinamente fueron bajando. En ese mismo período las tarifas en Costa Rica se mantuvieron prácticamente constantes. En las Figuras siguientes se grafican los precios promedios sectoriales de la energía publicados por la CEPAL

Gráfico 2.3.11. Evolución de las tarifas residenciales e industriales en el período 1994 – 2007, expresados en dólares corrientes



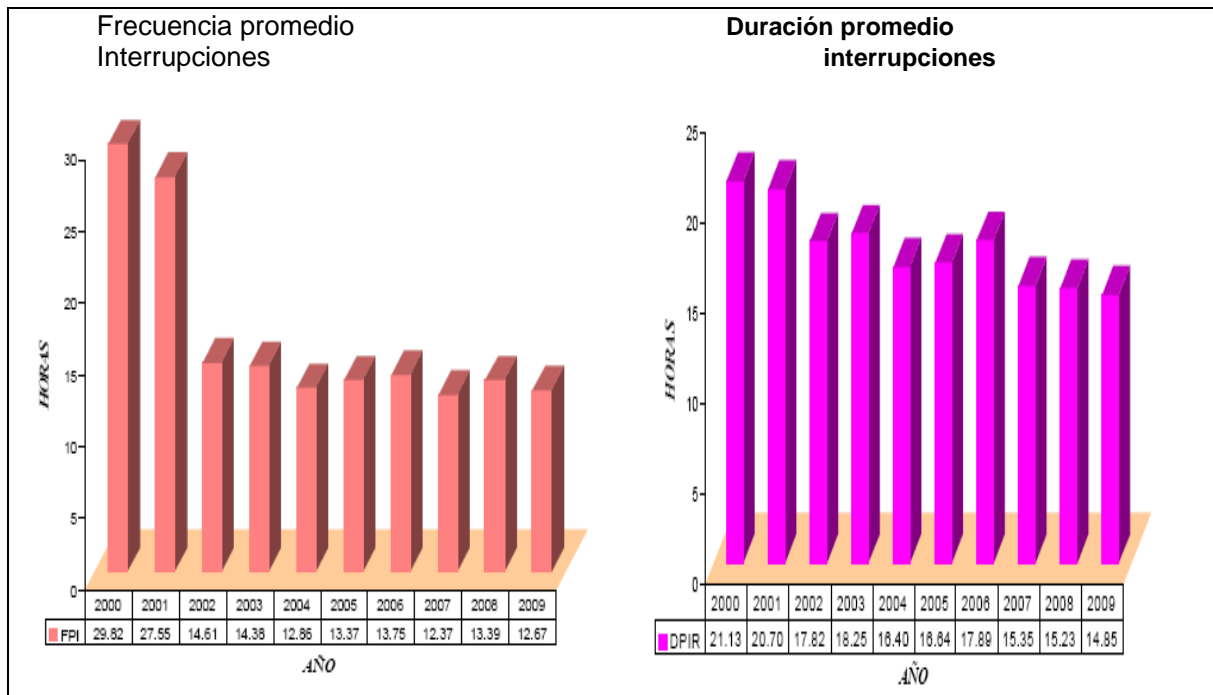
Fuente: ICE.

Entre los motivos preliminares que explicarían estas tendencias crecientes para los países de la subregión de Mesoamérica estarían: las altas tasas de crecimiento de la demanda, ciertas demoras en la incorporación de equipamiento hidroeléctrico, así como un crecimiento de la oferta de equipos diesel quemando FO, de origen importado, y TV quemando Caña (o geotérmicas, en Costa Rica mas costosas que las térmicas tradicionales, aunque con valores operativos, e impactos en la balanza comercial muy bajos).

Un factor adicional a las tarifas crecientes, estaría relacionado con las inversiones destinadas a mejorar la calidad del servicio, como por ejemplo en Costa Rica, cuya evoluciones favorables de los indicadores se presentan a continuación.

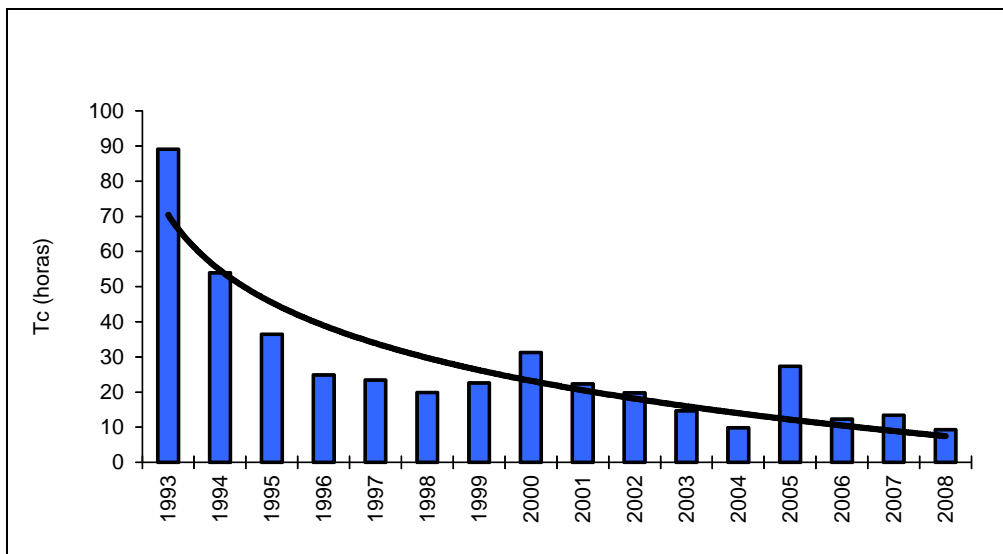
El Gráfico siguiente ilustra sobre la Frecuencia promedio y la evolución de la duración promedio de las interrupciones correspondientes a la Empresa ICE de Costa Rica. Se observan valores decrecientes en ambos indicadores.

Gráfico 2.3.12. Caso ICE-Costa Rica. (2000 – 2009)



Iguals apreciaciones que en Costa Rica merecen realizarse para UTE en la subregión Area Sur, con respecto al nivel tarifario (elevado y creciente dentro de la muestra de CIER), y a la calidad de servicio eléctrico. En el Gráfico siguiente se presenta la evolución del Tc en el período 1993- 2008). En él se refleja una tendencia a la mejora en la calidad del servicio.

Gráfico 2.3.13. Evolución del Tiempo de Corte de UTE. (Horas)

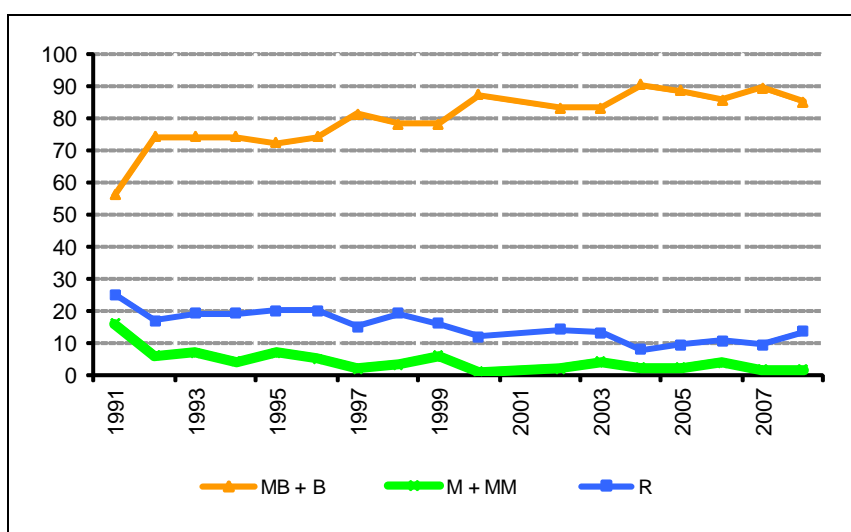


Fuente: Memorias UTE.

Nota: Los valores de los años 2000 y 2005 están afectados por eventos climáticos excepcionalmente adversos.

Corresponde señalar que una vez alcanzado un buen nivel de calidad de servicio, las mejoras incrementales requieren de grandes esfuerzos suplementarios. Con respecto al buen desempeño que empezó a experimentar UTE, desde mediados de los 90', fue acompañado por un flujo significativo de inversiones, lo que ha permitido alcanzar y mantener la calidad del servicio ya mencionada y dar satisfacción de las necesidades de expansión del suministro. Esta situación se vio reflejada en la buena imagen que tiene la población respecto del desempeño de la empresa. El gráfico siguiente ilustra sobre esta evolución.

Gráfico 2.3.14. UTE. Cumplimiento de las metas de calidad de servicio. (En porcentajes)



Fuente: Memorias UTE.

Otra de las cuestiones que están relacionadas con la evolución de los niveles tarifarios están asociada a los períodos de sequías, a la indisponibilidad de combustibles, a la incorporación de energías renovables, etc. Ejemplos de esta situación pueden observarse en Chile. En el gráfico adjunto, puede verse la evolución de los precios desde 1995 en los sistemas interconectados chilenos, con precios promedio de cada mercado, ajustados en moneda de esta fecha. En el caso del sistema minero del Norte, SING, derivado de su carencia hidroeléctrica, ha presentado históricamente mayores precios que en el sistema central SIC, pero convergiendo hacia los del SIC en la época de aplicación de grandes contratos basados en gas natural argentino, cuya restricción implicó reemplazo por diesel en ambos sistemas, así se evidenciaron precios récord en 2008, asociadas a las renegociaciones de grandes contratos derivadas de las restricciones señaladas.

En su parte final de la gráfica, esto es 2010, se puede notar claramente el efecto de la sequía que desde hace un año aqueja al SIC, que se refleja inmediatamente en un alza de los precios medios de mercado derivada de muchos contratos con precios indexados en el costo marginal del sistema, entre ellos contratos importantes de empresas distribuidoras, esta vez a precio libre cuyo abastecimiento sólo estuvieron dispuestos a satisfacer los generadores si reflejaban dichos costos.

Finalmente, elementos que también han contribuido al alza del nivel general de precios es el mayor costo de los sistemas de transporte de electricidad y la incorporación de las tecnologías de energías renovables de mayor costo.

Gráfico 2.3.15. Chile: precio medio de mercado

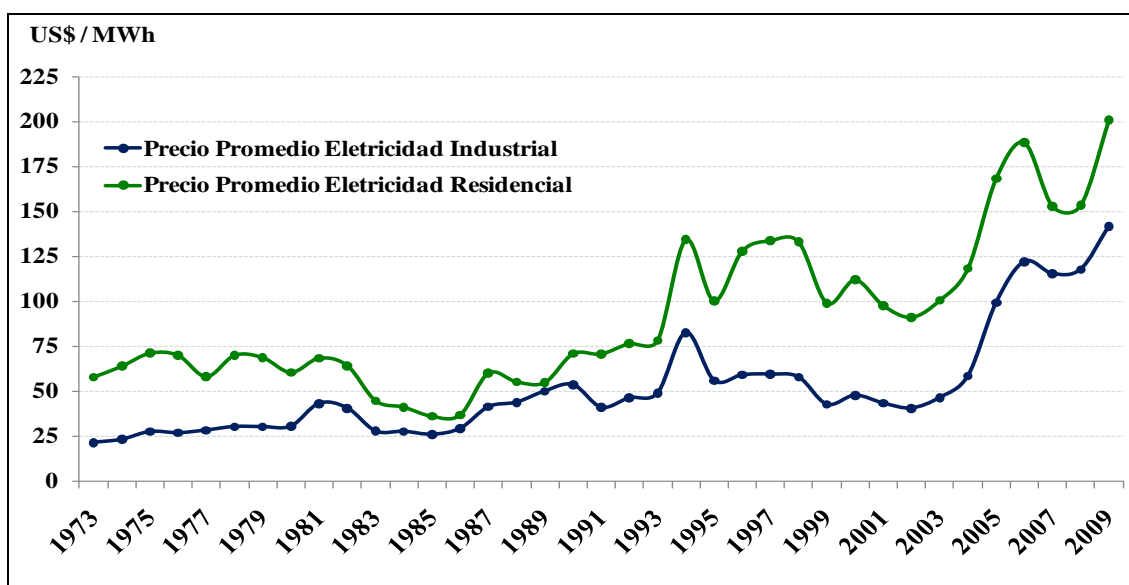


Fuente: CNE.

Otro de los factores que ha influido en los niveles tarifarios está asociado a las decisiones de inversión, estrategias de expansión, niveles y plazos (demoras) de incorporación, los que son determinantes. En Brasil, destacan los expertos (SAUER

et al, 2003, p.18). que con la implementación de las reformas y del retiro del Estado en las decisiones de expansión, se verificó un aumento sustancial de las tarifas, sobre todo para la clase residencial ⁴³. La elevación de las tarifas se verificó a niveles superiores a la inflación. En el gráfico siguiente se presenta la evolución de la tarifa eléctrica promedio cobrada a los usuarios finales, incluidos los impuestos, con los valores expresados en dólares por MW/h, para lo cual se utilizó el cambio promedio anual en Brasil. Vale mencionar que se observan unos de los niveles más altos del mundo, y que, según expertos no reflejan el precio que debería ser pagado en un sistema de generación basado en la energía hidráulica, con bajos costos (SAUER et al, 2011).

Gráfico 2.3.16. Evolución del Precio Promedio de La Energía Eléctrica al Usuario



Fuente: Elaboración propia con datos de EPE, 2011.

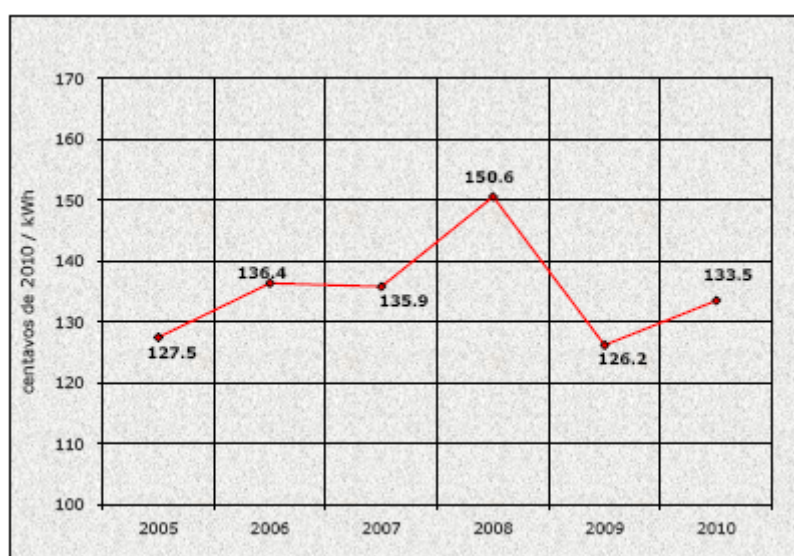
En cuanto a otros factores de impacto en las tarifas, se pueden mencionar la inflación y los costos de los combustibles considerados en México como variables de ajuste. En el Anuario 2010 de CFE, se indica: “que en conformidad con las disposiciones tarifarias de la SHCP, las tarifas domésticas, agrícolas y de servicios municipales se deben ajustar con factores fijos. El resto de las tarifas se ajustaron con la cláusula de los ajustes por las variaciones de los precios de los combustibles y la inflación nacional. En 2010, las tarifas sujetas a dicha cláusula presentaron un incremento en sus precios medios nominales de 8.6 por ciento, 13.2 por ciento y 15.1 por ciento en baja, media y alta tensión, respectivamente. En términos reales, estos crecimientos representaron el 4.3 por ciento en baja tensión, el 8.7 por ciento en media y el 10.5 por ciento en alta. Fue el movimiento de los precios de los combustibles considerados en la cláusula de los ajustes el principal impulso para el crecimiento de los precios de la energía eléctrica, ya que estos tuvieron en conjunto un crecimiento 20.5 por ciento con relación a los precios promedio de 2009, medido

⁴³ Por ese motivo se implementó a nivel tarifario la subclase residencial (B-1) en la que están incluidos los consumidores que se benefician de la Tarifa Social de Energía Eléctrica creada en 2002, a través de la Ley 10.438 para subvencionar los consumos menores a 220 kWh. A su vez, los usuarios que consumen hasta 30 kWh/mes poseen un descuento de 65%; los que consumen entre 31 y 100 kWh/mes reciben un descuento de 40%; y los que consumen entre 101 y 220 kWh/mes reciben un descuento de 10% (Ley 12.212/2010).

a partir del índice de costos de los combustibles (ICC) de la fórmula de ajuste. Los crecimientos particulares de cada uno de los combustibles fueron: el precio nominal del combustóleo nacional se incrementó 34.8 por ciento, el gas natural 10.0 por ciento, el diesel 15.3 por ciento y el carbón importado 6.6 por ciento. El carbón nacional fue el único combustible que mantuvo su precio estable con relación al 2009. Por el lado de la inflación el crecimiento fue de 3.2 por ciento. Como resultado del comportamiento de los componentes de la fórmula de ajuste y la aplicación de los factores fijos en las tarifas domésticas, de riego agrícola y de servicios municipales; el precio medio global de las ventas a todos los usuarios finales del país creció 5.8 por ciento en términos reales en el año.

El gráfico siguiente ilustra sobre la evolución reciente de los precios medios influenciados por los factores mencionados.

Gráfico 2.3.17. México: Evolución de las tarifas medias de electricidad 2005-2010

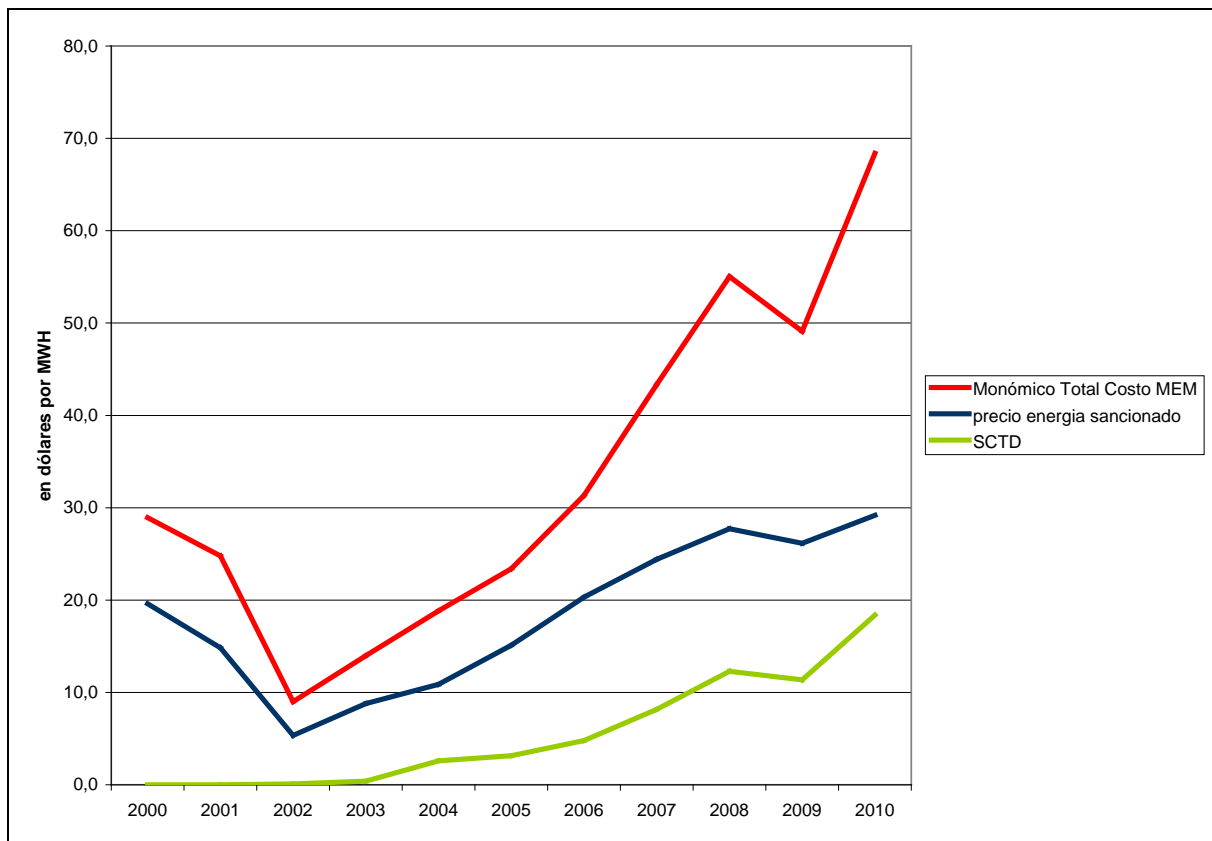


Fuente: CFE, Anuario 2010.

Nota: Se considera la energía eléctrica vendida a todos los usuarios del país. No incluye impuesto al valor agregado (IVA). El precio está deflactado con el Índice Nacional de Precios al Consumidor (INPC).

En el caso de Argentina, a pesar de la política de subsidios consistente en no trasladar a todos los usuarios el costo de la generación, los precios del mercado mayorista también han sufrido un fuerte incremento, lo que se refleja en la evolución del precio monómico, del costo variable sancionado y de los sobrecostos transitorios de despacho.

Gráfico 2.3.18. Argentina: costos de generación en dólares por MWH

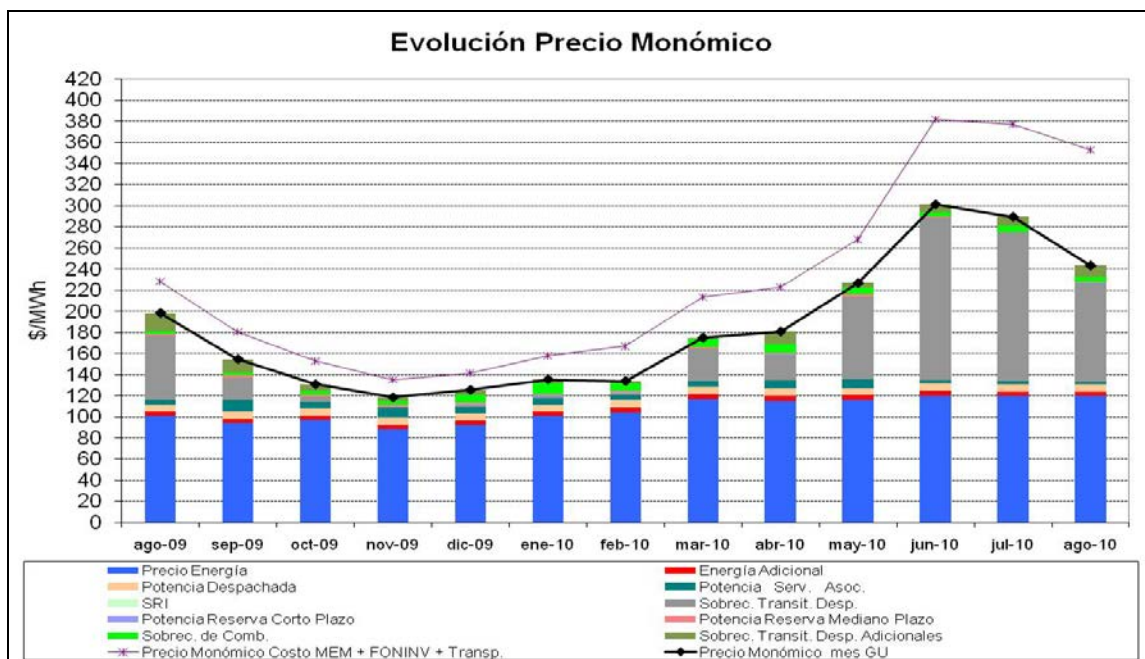


Fuente: estimaciones del proyecto con datos de CAMMESA.

Estos mayores costos se derivan, en gran medida de la evolución de los precios del gas para generadores, del de los combustibles importados, pero también de las distintas remuneraciones de costos de capital a pesar de que los generadores hidráulicos no han capturado rentas inframarginales.

La evolución del precio monómico trasladado en parte a los grandes usuarios para 2009-2010 se ilustran a continuación:

Gráfico 2.319. Argentina: evolución del precio monómico entre agosto de 2009 y agosto de 2010 según componentes. En AR\$ por MWh



Fuente: CAMMESA.

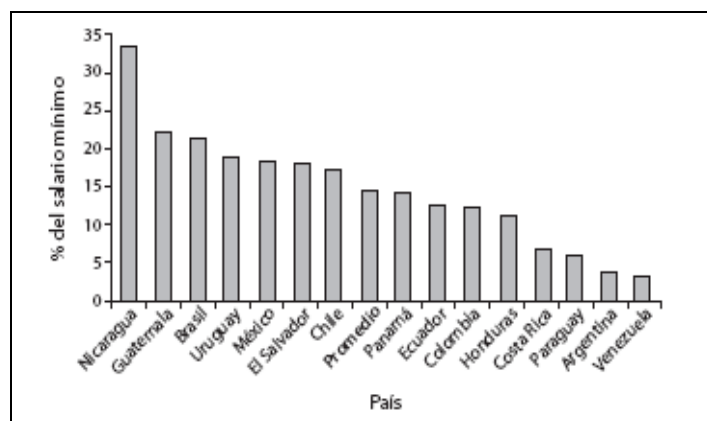
Tipo de cambio promedio 2009= AR\$; 3,73; 2010 = AR\$;3.91

Hasta aquí se ha mostrado la gran dispersión de tarifas existentes, la dificultad de su comparación y aún la de establecer tendencias de evolución histórica atendiendo a tal multiplicidad de situaciones que dificultan el análisis. A pesar de ello al menos algunas afirmaciones generales de no poca relevancia podrían ser sometidas a discusión:

- Los mayores costos de generación derivados del uso de combustibles parecen haber impactado en la mayor parte de los sistemas a pesar de la diversidad de composición hidro-térmica del parque.
- Cuando estos mayores costos no se han trasladado a tarifas han implicado erogaciones del Estado con implicaciones diversas para la macroeconomía de cada país.
- Las señales de precios al consumidor son muy disímiles con respecto al ahorro de energía, permaneciendo aún criterios muy disímiles respecto a tarifas crecientes o decrecientes con respecto al nivel del consumo en el sector residencial y en las relaciones de precios entre tarifas industriales y residenciales.
- Los países que se han visualizado como exportadores de energía (Ej. Venezuela, Bolivia, Ecuador y Argentina) han fijado sus tarifas en niveles bajos respecto a los costos no siempre con una justificación social de respaldo.
- Las subastas por cantidades de energía se han realizado a precios muy superiores a los previos al del aumento de los precios internacionales del petróleo y otros energéticos, lo que disminuye la brecha para la entrada de las fuentes renovables en términos competitivos.

Finalmente, y a fin de ilustrar sobre un ordenamiento que realmente permite hacer una comparación razonable de los niveles tarifarios correspondientes a los bajos consumos residenciales, se presenta: a) el gráfico siguiente con el porcentaje del salario mínimo que se destina para la adquisición de 250 KWh de energía eléctrica para América Latina; b) una breve descripción del tema de la introducción de “tarifas sociales”.

Gráfico 2.3.20. Porcentaje del salario mínimo que se destina para la adquisición de 250 KWh de energía eléctrica para América Latina



Fuente: Sector eléctrico de Costa Rica: aplicación del Análisis Estructural para definir variables claves de una reforma neoclásica. Roberto Jiménez Gómez. Centro Nacional de Planificación Eléctrica, Instituto Costarricense de Electricidad. VII-2010OLADE

2.4. Tarifas Residenciales Sociales Y Subsidios⁴⁴

Acompañando los procesos de ajuste y cambios, posteriores a la implementación de las reformas sectoriales, en muchos países de la Región se comenzaron a implementar Tarifas Sociales o subsidios a las tarifas residenciales, destinados a los clientes de más bajos recursos, ubicados en zonas carenciadas o incluidos en planes de asistencia social. Estos usuarios -y en general los bajos consumidores-, no habían sido considerados en las tarifas decrecientes (con el nivel del consumo-enfoque marginalista) propuestos por las reformas, y pagaban tarifas unitarias que representaban en algunos casos hasta 10 veces las abonadas por los grandes consumidores residenciales.

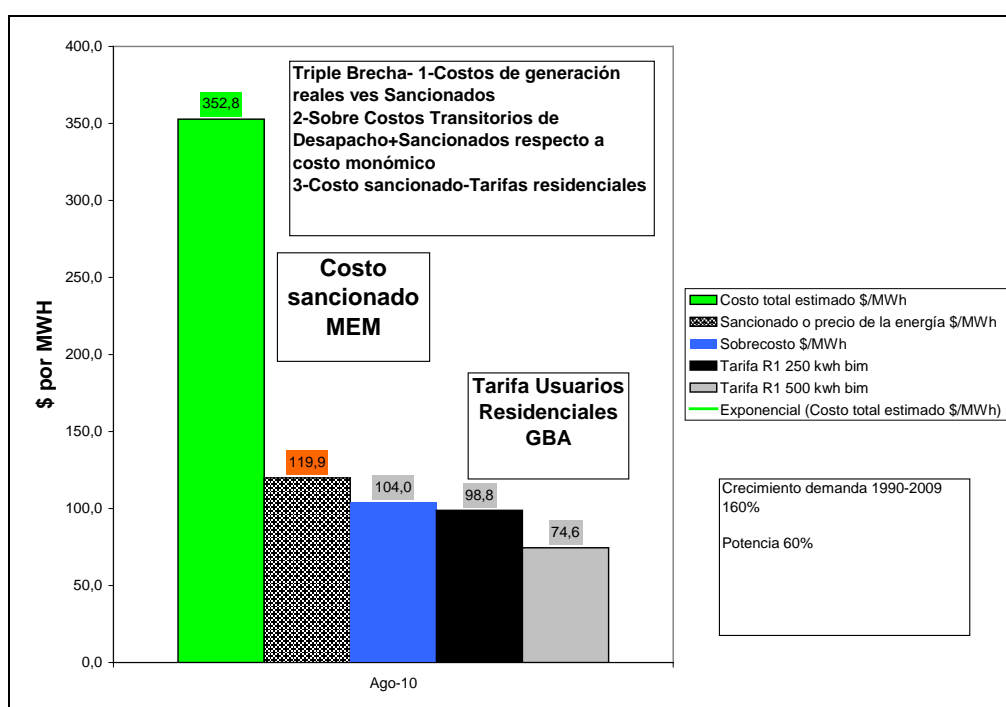
A continuación se indica para varios países de la Región, la existencia (o no) de este tipo de tarifas o subsidios, y los principales criterios de aplicación.

En **Argentina**, la situación varía según la Provincia, y la Empresa. Existen desde 2002 subsidios para todos los usuarios del país, ya que no perciben los verdaderos costos de la generación eléctrica, situación especialmente clara después de 2004 cuando junto al efecto de la devaluación de 2002, se comienzan a reflejar los mayores costos de combustibles.

⁴⁴ Realizado en base al estudio “Tarifas Eléctricas en Distribución Sudamérica, América Central y El Caribe”. CIER Enero/2011

Adicionalmente, las tarifas de la Capital y el Gran Buenos Aires (EDELAP, EDENOR, EDESUR), no ha sido revisadas integralmente a fin de determinar los verdaderos costos de distribución, según indican los contratos de concesión, por lo que las empresas consideran que están subsidiando a los usuarios. Según anuncios oficiales, todos estos subsidios irán desapareciendo paulatinamente, durante 2012. Para comprender la magnitud de esta brecha se presenta el siguiente gráfico donde se tiene: a) el costo de generación real; el costo de generación sancionado en el MEM; c) los sobrecostos transitorios de despacho (o la parte reconocida al generador por el uso de combustibles mas caros que el precio sanciondo del gas natural utilizado como referencia); d) el valor de las tarifas residenciales sin impuestos que pagaba el usuario residencial

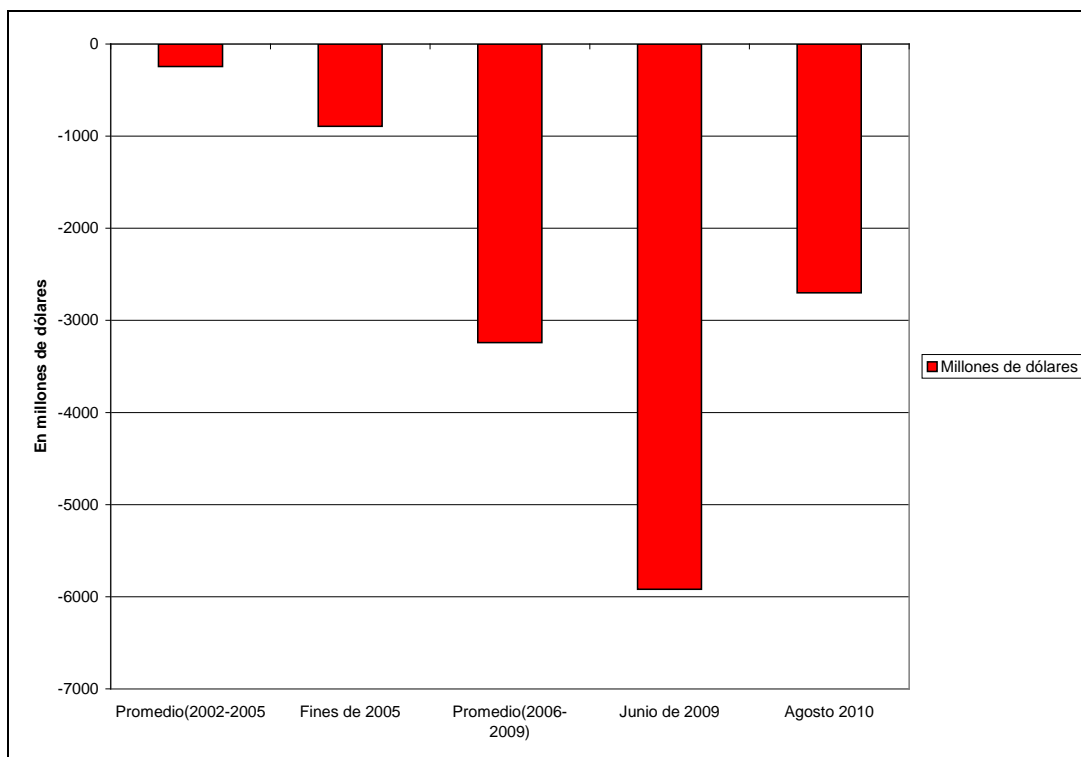
Gráfico 2.4.1. Costos de generación y tarifa residencial en el caso de Argentina situación agosto de 2010



Fuente: estimaciones propias del proyecto con datos de CAMMESA. Valores en pesos argentinos: tipo de cambio 2010 AR\$ 3.83 por u\$s.

El costo de esta brecha y su evolución en el tiempo se puede observar en el gráfico 2.4.2

Gráfico 2.4.2. Evolución del fondo de estabilización del mercado eléctrico mayorista en Argentina



Fuente: estimaciones propias del proyecto con datos de CAMMESA.

Dentro de se marco de subsidios generalizados, no existe una tarifa social a nivel de las empresas del ámbito Federal (EDELAP, EDENOR, EDESUR). En algunas jurisdicciones provinciales existen subsidios a determinados grupos de clientes de bajos consumos, jubilados, ex combatientes. En la Encuesta CIER, las empresas indicaron, el siguiente detalle: En EPEC (Córdoba), en su pliego tarifario existe una categoría “Carenciados”; en EDEN (Norte Prov. Bs.As), aplica la Tarifa de Interés Social - TIS (Ley 12.698) para consumos hasta 150 kWh/mes, bonificando con un 40% de la tarifa residencial (TR1). Se aplica IVA y quedan exentos de cargas provinciales. En ENERSA (Entre Ríos), se aplica un subsidio equivalente a los primeros 100 kWh mensuales (Decreto 5611/2008 GOB - Tarifa Eléctrica Social). En EDES (Sur de Prov. Bs. As), se aplica una Tarifa Social a consumidores con demanda menor a 10 kW y consumo menor o igual a 100 kWh/mes. El cargo por energía corresponde al cargo por energía de la tarifa residencial plena (T1R1) con una bonificación del 40%.

Cabe sintetizar entonces que en Argentina el mayor subsidio se deriva tanto de los costos de generación no trasladados a tarifas como del desajuste de los cargos por distribución.

En **Bolivia**, la tarifa Dignidad creada por el Decreto Supremo 28653/2006, beneficia con un descuento del 25% a los usuarios residenciales de distribuidoras del SIN (en el MEM) con consumos hasta 70 kWh/mes, y para usuarios residenciales de otras empresas de Distribución del SIN y de Sistemas Aislados con consumos hasta 30 kWh/mes. Posteriormente el Decreto Supremo N° 0465 / Marzo 2010, dio

continuidad a la Tarifa Dignidad en favor de las familias de menores recursos económicos de la categoría domiciliaria a ser aplicada en todo el país y ampliando la cobertura en el área rural.

En Brasil, la Tarifa Social de Energía Eléctrica – TSEE, definida por la Ley 10.438 / 02 para consumidores integrantes de la subclase “Residencial Baixa Renda”⁴⁵ destinada a los consumos < 80 kWh/mes o aquellos cuyo consumo estuviera situado entre 80 y 220 kWh/mes y estuvieran inscriptos en el “Cadastro Único de Programas Sociais do Governo Federal”. Tenía descuentos escalonados en relación a la tarifa plena, con Límites Regionales (consumo máximo para aplicación de descuentos) establecidos por cada distribuidora. Por encima del Límite Regional, se facturaba al precio de la tarifa residencial plena. Luego la Ley 12.212 reglamentada en Julio/2010, incorporó modificaciones (requisitos y límites de consumos). Los porcentajes de descuento son: 0 – 30 kWh: 65%; 31 – 100 kWh: 40%; 101 – 220 kWh: 10%, y Mayor a 220 kWh: sin descuento. Las familias indígenas tienen derecho a un descuento del 100% hasta un límite de consumo de 50 kWh/mes.

En Colombia los subsidios (cruzados) se definen por Estratos y se aplican según un Consumo de Subsistencia (CS) según la Resolución UPME 0355/04), asociado a la altura local, a la estratificación socioeconómica, y al nivel del consumo. - Altura del cliente \geq 1000 m.s.n.m.: CS=130 kWh/mes; y altura del cliente < 1000 m.s.n.m.: CS=173 kWh/mes. Los usuarios de los estratos bajos (1, 2 y 3) reciben subsidios (60%, 50%, y 15%, respectivamente). Este descuento se compensa con un subsidio solidario consistente en un incremento del 10% por consumo a los usuarios de mayor consumo.

El FOES es un Fondo especial que se conforma a partir de las rentas de congestión calculadas por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC), producto de las exportaciones de energía eléctrica a los países vecinos dentro de los Convenios de la CAN. Se utiliza para cubrir parte de la energía eléctrica consumida por usuarios regulados ubicados en zonas de difícil gestión, áreas rurales de menor desarrollo y en zonas subnormales urbanas definidas por el Gobierno Nacional, y se reajusta anualmente según el IPC.

En **Ecuador**, se aplican subsidios cruzados en base a la tarifa residencial plena. Los consumos más bajos, son beneficiados con descuentos en dólares, que se compensan con un subsidio solidario consistente en un incremento del 10% a los usuarios de mayor consumo.

En 2007, por Decreto 451 A /2007, se crea la Tarifa Dignidad que se aplica a los clientes de bajos consumos, según se ubiquen en la Sierra (< 110 kWh), y en la Costa (< 130 kWh). Estos clientes pagan un menor costo de comercialización y del precio del kWh. El Gobierno Nacional, cubre el subsidio.

En **El Salvador**, no existe una tarifa social en el Pliego Tarifario, pero se aplica un subsidio del Gobierno a consumidores residenciales con consumos de < 99 kWh/mes. El subsidio se obtiene de restar de la tarifa plena el 89.5% de la diferencia entre la tarifa plena menos una tarifa máxima (subsidiada) definida de la siguiente

⁴⁵ El Salario Mínimo Nacional en Brasil a diciembre/2010 era de R\$ 540, aproximadamente U\$S 320.

manera: - Precio máximo para consumos de 1-49 kWh = 0,063543 US\$/kWh, y para consumos de 50-99 kWh= 0,067086 US\$/kWh

En el **Paraguay** se aplica un subsidio para consumos de hasta 300 kWh/mes con fines sociales, y de uso racional de la energía. Los subsidios se definen de la siguiente forma: Consumos entre 0 y 100 kWh/mes: 75%; Consumos entre 101 kWh y 200 kWh/mes: 50%; Consumos entre 201 kWh y 300 kWh/mes: 25%.

En **Panamá**, se aplican dos tipos de subsidios: uno cruzado con beneficios (20%) para clientes de < 100 kWh). Este subsidio se cubre con aportes de hasta el 0,6% de los clientes del sector eléctrico que consumen más de 500 kWh/mes; t otro a partir de la constitución del Fondo de Estabilización Tarifaria – FET, a fin de mitigar el aumento tarifario de los clientes finales (todos). Luego el beneficio se modificó y se destinó solamente a los clientes residenciales con consumos menores a 500 kWh.

En **Perú**, no existe una tarifa social diferenciada, sino un subsidio cruzado entre los usuarios de < y > de 100 kWh/mes. A tal fin la Ley 27.510/2001 (y luego la Ley 28.304/2004) creó el Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE), financiado por recargos (2 a 3%) a la facturación de los usuarios de >100 kWh/mes, y administrado por el OSINERG.

Los subsidios son diferenciados según: la localización de los usuarios (SIN, o dentro de sistemas aislados), si son urbanos, suburbanos o rurales; y si el nivel de consumo es < de 30 kWh/mes o > 30 hasta 100 kWh/mes. El cuadro siguiente detalla los subsidios correspondientes a cada tipo de usuario.

Cuadro 2.4.1. Esquema de subsidios aplicado en el Perú

Usuarios	Sector típico	Reducción Tarifaria para consumos ≤ 30 kWh/mes	Reducción Tarifaria para consumos > 30 kWh/mes hasta 100 kWh/mes
Sistema Interconectado	Urbano	25% del cargo de energía	7,5 kWh/mes por cargo de energía
	Urbano-Rural y Rural	50% del cargo de energía	15 kWh/mes por cargo de energía
Sistemas Aislados	Urbano	50% del cargo de energía	15 kWh/mes por cargo de energía
	Urbano-Rural y Rural	62,5% del cargo de energía	18,75 kWh/mes por cargo de energía

En **Uruguay** no existe en el pliego tarifario una tarifa social. Sin embargo existe un Convenio UTE- MIDES (Ministerio de Desarrollo Social), por el cual se aplican descuentos a aquellos clientes residenciales que lo soliciten, siempre y cuando tengan una potencia contratada de 2,2 kW y que el titular del suministro pertenezca al PANES (Plan de Atención Nacional a la Emergencia Social). Los descuentos que se aplican a los precios de la tarifa residencial simple son: un 80% sobre el cargo fijo y la potencia; y un 20% sobre los primeros 100 kWh.

En **Venezuela** se aplica una Tarifa de Servicio Residencial General con diferente alcance según la empresa distribuidora que preste el servicio (consumos 100, 200 ó 300 kWh/mes).

A continuación a título ilustrativo se presenta el Cuadro resumen elaborado por CIER, en base a Tarifas Mensuales de Clientes CIER Residenciales Sociales.

Cuadro 2.4.2. Tarifas Mensuales de Clientes CIER Residenciales Sociales

N° Empresa	Cliente típico Ra Potencia=Mínima Admitida / Consumo: 30 kWh/mes / BT			Cliente típico Rb Potencia=Mínima Admitida / Consumo: 50 kWh/mes / BT		
	Tarifa Media /U\$\$/MWh)			Tarifa Media /U\$\$/MWh)		
	Sin impuestos	Con impuestos excepto IVA	Con impuestos incluido IVA	Sin impuestos	Con impuestos excepto IVA	Con impuestos incluido IVA
2	38	41	52	33	35	44
3	49	49	60	41	41	50
5	48	59	69	40	49	57
9(*)	0	0	0	0	0	1
10	18	20	23	18	20	23
12	70	74	85	63	66	75
13	47	49	56	43	45	52
14	74	78	78	95	100	100
15	59	62	62	76	82	115
16	63	67	67	81	86	86
27	83	83	83	83	83	83
28	81	81	81	81	81	81
29	94	94	94	94	94	94
30	82	82	82	82	82	82
31	104	104	104	104	104	104
32	65	65	65	65	65	65
33	164	164	164	164	164	164
34	70	70	70	70	70	70
35	69	69	69	69	69	69
36	96	96	96	96	96	96
39	63	63	63	54	54	54
40	64	64	64	54	54	54
41	82	82	92	84	84	95
42	79	79	89	81	81	92
43	83	83	93	84	84	95
44	82	82	92	84	84	95
45	82	82	93	84	84	95
47	17	17	18	17	17	18
51	172	172	209	146	146	178
52	23	23	23	14	14	14
53	21	21	21	12	12	12

Fuente: CIER.

Con respecto a los impuestos se presenta un Cuadro resumen con la Carga Impositiva que se aplica en las tarifas de las 12 empresas analizadas por CIER para los sectores Residencial, comercial e Industrial

Cuadro 2.4.3. Carga Impositiva en tarifas de la Región

PAÍS	Impuestos					
	Residencial		Comercial		Industrial	
	Otros impuestos	IVA	Otros impuestos	IVA	Otros impuestos	IVA
EDENOR	6,983%	21%	6,983%	27%	6,983%	27%
COPEL(*)	52,44%		52,44%		52,44%	
CHILECTRA	-	19%	-	19%	-	19%
CODENSA	-	-	-	-	-	-
CNFL	-	5% (consumos >250 kWh/mes)	-	13%	-	13%
EEQSA	-	-	-	-	-	-
CAESS	-	13%	-	13%	-	13%
ANDE	-	10%	-	10%	-	10%
LUZ DEL SUR	-	19%	-	19%	-	19%
EDE Este	-	-	-	-	-	-
UTE	-	22%	-	22%	-	22%
EDC	-	-	-	12%	-	12%

Fuente: "Evolución de las tarifas eléctricas en distribución. Análisis trimestral con base en un grupo de referencia de empresas. Sudamérica, América Central y El Caribe". N° 5, Marzo de 2011.

En tanto el principal impuesto salvo en el caso de Copel es el IVA, las alícuotas varían por caso según la legislación de cada país.

2.5. Introducción a cuestiones de regulación vinculados a la Integración Eléctrica Regional

Con respecto a los niveles de integración regional, vale mencionar que las nuevas interconexiones de gas y electricidad si bien permitieron la transferencia de recursos energéticos más económicos disponibles, no implicaron la utilización de otros atributos importantes asociados a la integración energética, tales como, el aprovechamiento de complementariedades en recursos, equipamientos, demandas (horarias, estacionales, etc.), generación de escalas óptimas, incremento de confiabilidad, etc., elementos que no han sido considerados durante la última década, como claves para el fortalecimiento de la integración; aún cuando en muchos casos las experiencias de integración han contribuido en forma cierta a paliar situaciones críticas de abastecimiento ocurridas en algunos países, como por ejemplo, la importación de energía de Honduras desde el MER cuando una de sus principales plantas hidroeléctricas (C. H. El Cajón) quedó fuera de servicio por problemas técnicos⁴⁶.

Con respecto a los niveles de intercambio de electricidad entre países, se observa que han sido limitados, disminuyendo entre los períodos analizados y rondando entre el 4 y el 5% de la energía generada total regional. Efectivamente, los intercambios son escasos en la región, con la salvedad del importante volumen comercializado entre Paraguay y Brasil proveniente del proyecto binacional de Itaipú y entre Paraguay y Argentina por Yacyretá. Si bien ambos flujos de electricidad son

⁴⁶ OLADE, y CIER 15 fase II

importantes, el peso en la oferta interna eléctrica tanto de Argentina como de Brasil es bajo. Otro país de la subregión que realiza intercambios importantes en relación a su demanda interna es Uruguay. Si bien hasta el año 2000 sus compras de electricidad fueron marginales, a partir dicho año la variabilidad hidrológica importante sufrida tanto por el Río Negro como por el Río Uruguay, sumado a la persistente disminución del margen de reserva configuraron una situación de suministro creciente importado, procedente de Brasil con elevadas tarifas. Para reforzar esa tendencia, está en construcción una línea de 500 KV entre ambos países.

Por su parte en Mesoamérica avanza la construcción del SIEPAC. Existe una interconexión entre Guatemala y México (400 kv/230 kV y 200 MW). El resto de los países tiene interconexiones limítrofes que les permita realizar intercambios, entre los que se destacan las importaciones de El Salvador (128 GWh netos, y los 68 GWh netos inyectados de Guatemala.

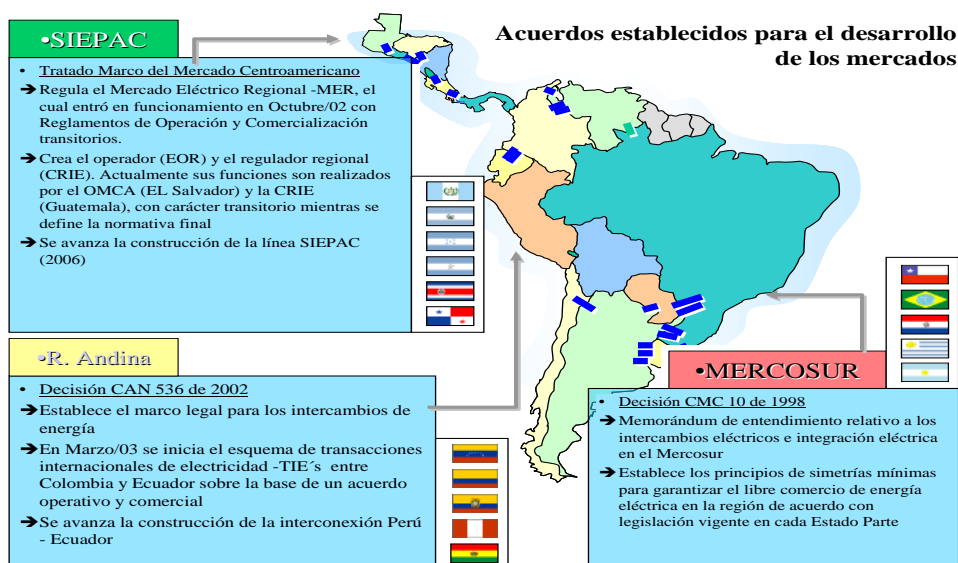
Al 2009, el avance en la construcción de la línea del Sistema de la Interconexión Eléctrica de los países de América Central (SIEPAC) era ya muy significativo. El tendido de conductores en Panamá concluyó en agosto de 2009; en el tramo entre Guatemala y El Salvador el avance es de 60%; el trecho entre Honduras y Nicaragua está casi concluido; en el recorrido interno de Nicaragua (de la Subestación Sandino a la Subestación Ticuantepe) el avance es de 48%, mientras que se ha completado 90% del tramo Subestación Ticuantepe y Frontera Costa Rica. Finalmente, el avance en el tramo Frontera Nicaragua con la Subestación Cañas es de 21%.

Al 31 de julio de 2011 el avance global en la construcción de la línea del Sistema de la interconexión Eléctrica de los países de América Central (SIEPAC) es de 89,1%, con obras prácticamente finalizadas en tres países (Honduras, Nicaragua y Panamá). Cinco de los seis enlaces entre países han sido inaugurados al igual que dos de los cinco tramos nacionales. Las obras deberán quedar concluidas en 2012.

Los esquemas regulatorios que respaldan las interconexiones son diversos. En esa dirección se incluyen los acuerdos internacionales entre los que se encuentran los suscriptos por la **Comunidad Andina de Naciones (CAN)**, los suscriptos por los países de Centroamérica que dio lugar al denominado Mercado Eléctrico Regional (MER), y los intercambios de importación/exportación de los países que forman parte del MERCOSUR ampliado (incluyendo Chile y Bolivia).

Estas normativas permitieron la transferencia de recursos de Argentina exportando en algún momento generación eléctrica firme a Brasil y Uruguay, que luego se transformó en comercio spot con ambos países, y luego con Brasil se firmó un acuerdo de intercambio por el cual la importación de Argentina de energía interrumpible procedente de centrales térmicas, ha tenido importancia en el abastecimiento en los últimos años. Esos envíos se han complementado con el envío de energía hidráulica embalsada en los meses de invierno, con el compromiso de devolución. Con Uruguay se ha logrado establecer intercambios compensatorios.

Mediante la Decisión CAN 536 (2003) y luego 720 (2009), Colombia exporta generación eléctrica económica a Ecuador. La norma reglamenta transitoriamente el intercambio, que solamente es a través de transacciones de corto plazo, separando precio interno de externo, sin obligación de abastecer con déficit.



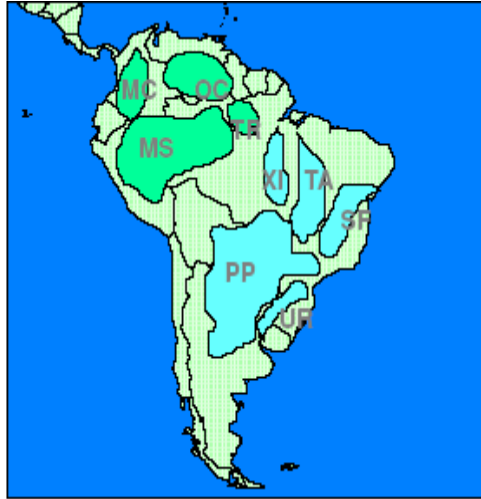
Actualmente se están discutiendo las propuestas de armonización regulatoria que tanto CREG como ASEP (Panamá), han planteado para avanzar en la implementación de intercambios entre ambos países y el MER (Centroamericano)

Parecería que es importante, **para poder avanzar en la integración**, considerar la diversidad de los sistemas eléctricos nacionales en cuanto a diferentes aspectos como por ejemplo: tamaño, recursos, organización de los mercados y sus regulaciones. Profundizando un poco más podrá decirse que los mercados eléctricos nacionales difieren en: el grado de liberalización, concentración en los niveles de generación y al nivel de consumidores, de propiedad, desintegración, instituciones de mercado, niveles de precios, adherencia de los precios a los costos (subsidios y subsidios cruzados), regulación, otros. Sin dejar de considerar además: el tamaño (población, producción de energía, demanda de energía), riqueza (PIB), seguridad de suministro de energía, intensidad energética, eficiencia energética (pérdidas), patrones de demanda, matriz de generación de electricidad, emisiones de CO₂, etc.

El aprovechamiento de las Complementariedades Hidrológicas en los países de América del Sur detectadas en el Proyecto CIER 01, ha sido el resultado más importante. Se ha observado la gran complementariedad entre las cuencas en el norte (en verde) y las cuencas del sur (en celeste)

Informe Sectorial Hacia una Nueva Agenda Energética para la región: Análisis de la Oferta y Demanda de Energía

MC:Magdalena-Cauca
OC:Orinoco-Caroni
MS:Marañón-Solimoes
TR:Trombetas
XI:Xingú
TA:Tocantins-Araguaia
SF:San Francisco
PP:Paraná-Paraguay
UR:Uruguay



El tema de la Integración continuará siendo tratado en el Informe IV.

3. ANÁLISIS DE LOS PRINCIPALES CAMBIOS EN LA NORMATIVA DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS

3.1. Introducción

En el contexto general de las reformas emprendidas en el sector de energía en muchos países de la región en las últimas dos décadas varios países emprendieron, como es sabido, cambios en el modo de organización de sus empresas petroleras estatales las que significaron bien sea una privatización total y una retirada del Estado de su papel empresario como sucedió en Perú, Argentina y Bolivia, o bien una apertura a la inversión privada, aunque de muy distintas características, como en los casos de Brasil, Ecuador, Colombia, México y Venezuela. En general la idea subyacente fue bien sea eliminar los monopolios estatales, o bien, ampliar el marco para la participación del capital privado principalmente el internacional. Estos procesos se dieron en un contexto generalizado a nivel mundial de una declinación de la actividad exploratoria reflejada como disminución del peso de los gastos en exploración en el total de gastos en E&P de las principales compañías petroleras internacionales, reemplazada en parte por la compra de reservas, escenario que dominó el período posterior al contrashock petrolero de 1986 y que se verificó a escala global entre 1991-2003 (PFC Energy, ANH, diciembre de 2004).

En el contexto posterior al período de inicio del cambio en el panorama mundial signado por la reconfiguración espacial de la producción, el comercio y el consumo, concomitante con la elevación de los precios del crudo, en la región se produjeron asimismo fuertes cambios de orientación política en varios países de ALyC.

Estos cambios no fueron idénticos en cada caso, ni implicaron iguales posturas respecto a la política de hidrocarburos. Así, en Argentina si bien implicaron una mayor intervención del Estado en el manejo de la política de precios, no se optó por la nacionalización y es sólo muy recientemente que esta posibilidad se ha hecho pública aunque no de modo oficial.

Por el contrario en países como Bolivia, Ecuador y Venezuela la nacionalización implicó cambios de mayor profundidad en la relación con los actores privados y en ningún caso dicha participación ha desaparecido o es irrelevante para el proceso de inversiones.

Luego en casos como Brasil y Colombia la estrategia ha sido distinta. En ambos el papel de monopolio en la exploración y producción tuvo en primer lugar significados distintos por tratarse de trayectorias con puntos de partida diferentes.

En el caso de Colombia la participación privada se dio históricamente a través de contratos de asociación entre empresas privadas internacionales y la antes estatal ECOPETROL. Los cambios siempre fueron dándose hacia la dirección de un rediseño de los contratos de asociación en la dirección de hacerlos mas atractivos para el sector privado y con mayores posibilidades de atraer capitales de empresas mas pequeñas, bajo el supuesto de que la probabilidad de hallar campos grandes se hacía menor. Desde este punto de partida se avanzó en 2004 con la creación de la ANH y más tarde con la capitalización de ECOPETROL.

En el caso de Brasil con la excepción de la distribución, el monopolio estatal y la integración vertical de la cadena petrolera fueron considerados como un elemento central de la política petrolera desde 1938 hasta mediados de los noventa, cuando comienza a estructurarse una reforma que implica la creación de la ANP y reglas para el acceso de la actividad privada en exploración. Este proceso se ha profundizado con la capitalización de Petrobrás, aún cuando su papel para definir políticas nacionales continuó siendo fundamental, tanto como su papel en el proceso de inversiones.

En el caso de México, la apertura se produjo sólo con la introducción de contratistas de producción y los debates en torno a la privatización de PEMEX no prosperaron.

La distinta visualización del papel de los hidrocarburos en las respectivas economías nacionales ha estado sin duda en el centro de estos distintos cambios y modalidades institucionales vigentes en cada país.

En el caso de empresas nacionales en países importadores el papel se ha limitado mayormente en la importación de crudo para su refinación local o bien en la importación directa de derivados por lo que su análisis desde el punto de vista de este estudio no se considera relevante, aún cuando muy recientemente ANCAP de Uruguay ha manifestado interés en atraer capitales de riesgo para la exploración costa afuera y otros países como Chile, Guatemala y Cuba tienen empresas que incursionan marginalmente en la producción petrolera.

En lo que sigue se estudiarán los principales cambios ocurridos en la región con miras a evaluar su impacto en el comportamiento observado de la oferta de hidrocarburos y sus derivados, lo que se aborda en el informe III- Tomos I Capítulo 2 y tomo 3-Capítulo 4. en su relación conjunta con el comportamiento de la demanda.

3.2. Los principales cambios ocurridos en la industria de los hidrocarburos según países productores

3.2.1. Argentina

-La reconfiguración del upstream.

La organización institucional vigente antes de 1990 se hallaba fundada sobre reglas de juego bajo las cuales el Estado desempeñaba un importante papel, el cual se había ido afianzando desde mediados de la década del 40, en Argentina en similitud a los modelos europeos como el de Italia y Francia, o el de otros países de LAyC.. El Estado tenía un papel empresario, planificador y promotor del desarrollo a través de la acción de las empresas públicas, en especial en las del área energética, pero también en otras como por ejemplo, transporte, telecomunicaciones, agua, petroquímica, defensa y acero.

Aún cuando este modelo fue cuestionado de muchas maneras a lo largo de toda su vigencia, en especial a partir de mediados de la década de los setenta, puede ser afirmado que sus rasgos básicos permanecieron constantes durante las últimas cinco décadas subsiguientes a su inicio.

Las principales críticas al sistema anterior a la reforma se inspiraron en un enfoque según el cual las fuerzas del mercado se hallaban básicamente sustituidas por un conjunto de instituciones públicas, que en su accionar ocasionaban importantes pérdidas sociales, no sostenibles en el tiempo, las cuales se transformaron en el principal incentivo de la reforma del Estado y del cambio de régimen.

Según esta visión la causa fundamental del mal desempeño de las empresas públicas radicaba en la ausencia de incentivos inherentes a la estructura pública de la propiedad. Ciertamente el modelo de empresas estatales en Argentina pasó por un período crítico durante la década de los ochenta. Es importante destacar que bajo este estado de situación, la gestión y el desempeño de dichas empresas, muy en particular las energéticas, registraron un fuerte deterioro. El nivel real de sus ingresos se redujo tanto a causa de la falta de ajuste de sus tarifas con la celeridad y efectividad requeridas habida cuenta del proceso inflacionario, como por el incremento de la carga impositiva, resultante de las necesidades de financiamiento de la administración central y provincial. Por su parte, los desventajosos contratos con el sector privado que actuaba como contratista y las crecientes cargas financieras, derivadas de un endeudamiento internacional previo -concomitante con políticas de desdoblamiento cambiario, apertura financiera y comercial simultáneas-, incrementaban el nivel de sus costos, en particular tras el alza de tasas de interés a nivel mundial después de 1981. El año 1989 fue en cierto modo un año crítico que marcó, a través de la hiperinflación, el fin del modelo de crecimiento ensayado durante los 80 en las nuevas condiciones de endeudamiento que el país presentaba a comienzos de aquella década.

Por consiguiente debe ser comprendido que el contexto histórico de las privatizaciones en Argentina fue bastante particular y diferente por su profundidad y magnitud al de otras reformas que fueron realizadas en otros países de la región.

En especial porque la idea de desprenderse de activos estratégicos en el Upstream petrolero fue incremental llegando a través de distintos instrumentos a la pérdida total del control sobre el proceso de decisiones. En los considerandos de aquel entonces se dejaba de visualizar al petróleo como bien estratégico bajo supuestos, ciertamente no fundados, de su abundancia a nivel global. Bajo esta visión se creyó era indispensable valorizar el recurso natural que de otro modo podría llegar a quedar en el subsuelo sin producir los beneficios económicos que el país requería.

Los instrumentos específicos para desregular el mercado de hidrocarburos fueron los decretos N° 1055 del 10/10/89; N° 1212 del 8.11.89 y N° 1589 del 27.12.89. Por medio de este paquete de instrumentos legales básicos se cubrió un amplio espectro de medidas que afectaron tanto al *upstream* como al *downstream* de la industria petrolera. Se mencionaran aquí solamente las que tienen particular relevancia con respecto a la configuración de lo que sería el futuro mercado desregulado

- YPF devolvió áreas de exploración para su posterior licitación al sector privado.
- Los contratos de explotación entre empresas contratistas de YPF y esta última se convirtieron en asociaciones y en concesiones.
- Se licitaron áreas marginales de YPF
- Se licitaron áreas centrales de YPF, incluyendo grandes áreas (en la práctica cuencas enteras) con reservas probadas.

- Se estableció la libre disponibilidad del crudo para todos los operadores.
- Se autorizó a exportar e importar.
- Se determinó la libre adquisición del crudo en el mercado interno y externo
- Se equiparan los precios internos a los internacionales.
- Se autorizó la libre convertibilidad en divisas de los ingresos de los operadores en todos los eslabones de la cadena sean por ventas en el mercado interno o externo.
- Se propuso la privatización de la empresa YPF y la promulgación de una nueva Ley de hidrocarburos.

En esa etapa inicial, la que puede ser ubicada entre 1989 y 2001, el gobierno contrató a la consultora internacional Gaffney, Cline y Asociados de los EEUU a fin de realizar una auditoría de reservas. Dicha auditoría concluyó en una reclasificación de las mismas, con importantes cambios en la clasificación entre las categorías "probadas" y "probables", lo que implicó una disminución del orden del 28% en la magnitud de las reservas probadas de petróleo y gas respecto a las cifras oficiales previas, con el consecuente impacto negativo sobre la valorización de las áreas a ser licitadas y de la propia YPF.

Con respecto al desglose de activos previos a la privatización de YPF se puede resumir en lo siguiente:

- *Privatización de áreas marginales:* se trató de unas 105 áreas con una producción inferior a los 200m³/día, que como potencial representaban unos 2.5 millones de m³/año. De estas 105 áreas se adjudicaron 86 con un potencial inicial próximo a los 4000 m³/día. La adjudicación se dio en dos rondas llevadas a cabo durante 1990 y 1991 y en posteriores negociaciones ad hoc y nuevas rondas durante 1992. El Estado obtuvo por ellas alrededor de 464 millones de dólares. Se cree que algunas de estas áreas son muy ricas en reservas y de hecho, como se verá luego, en ellas se ha concentrado una parte significativa de la labor exploratoria desarrollada desde 1993 hasta la fecha.
- *Privatización de áreas centrales:* se realizó en dos tandas, una primera durante 1991 en la que se licitaron cuatro áreas centrales (Puesto Hernández, Vizcacheras, El Tordillo y Huemul); una segunda en las que se privatizaron áreas extensas en las cuencas austral (Tierra del Fuego, Santa Cruz I y Santa Cruz II) y del Noroeste (Palmar Largo y Aguaragüe). En total se obtuvieron por el conjunto de estas áreas 1323 millones de dólares lo que se estima equivaldría en promedio a 0,77 u\$/bl. de reserva potencial y a 1,24 u\$/bl por reserva probada certificada⁴⁷. Desde el punto de vista de la rentabilidad privada algunas las cuatro áreas centrales presentaban un perfil de rendimiento extraordinario (ej: Puesto Hernández, una TIR de entre 30 y 40%).
- *La reconversión de los contratos en Concesiones y Asociaciones:* se trató de la reconversión en concesiones y asociaciones con YPF de los contratos que tenía YPF provenientes de las áreas entregadas durante los períodos de gobierno 1958-1962; 1966-1972 y 1976-1983. El volumen de producción de estos

⁴⁷ Cfr. Kozulj, R. Y Bravo, V. (1993), cuadro N° 22, p-162. Los valores fueron substantivamente superiores para las cuatro primeras áreas centrales ya desarrolladas (entre 2,84 y 5,40 u\$/bl de reserva certificada), e inferiores para las áreas de las cuencas austral y del noroeste (entre 0,45 y 0,57 u\$/bl), más vinculadas a la posterior privatización de Gas del Estado en virtud tanto del proceso de adjudicaciones como del carácter predominantemente gasífero de las mismas.

contratos rodaba en el momento de su reconversión en unos 8 millones de m³ al año, equivalente al 27% de la producción total.

- *El proceso de venta de YPF S.A.:* tuvo varias etapas hasta llegar a la propiedad por parte de Repsol. En julio de 1993 se produjo la venta del 43.5 % del paquete de acciones de YPF S.A. por lo que el Estado Nacional obtuvo 3040 millones de dólares en efectivo y 1271 millones en títulos de la deuda pública. Sin embargo en esta operación el Estado a su vez asumió una deuda de la empresa por aproximadamente 1800 millones de dólares. Entre mediados de 1994 y abril de 1995 YPF adquirió el 88.5% del capital de la petrolera Maxus y a principios de junio de 1995 completó la adquisición del capital remanente. Con esto YPF quedó muy endeudada, pero en disposición estratégica en casi todos los países de la región (Ecuador, Bolivia, Colombia, Perú, Venezuela) convirtiéndose en una petrolera multinacional dado que Maxus poseía también intereses en Asia. A su vez, la venta de YPF S.A. a Repsol se da en dos etapas. En la primera, el Estado nacional vende a Repsol el 14.99 % de las acciones (correspondiente a su parte del 20%) por una cifra de alrededor de 2011 millones de dólares, y entre mediados y fines de 1999 Repsol compra el 83.24% de acciones de YPF S.A. por 13158 millones de dólares a un precio de 44 dólares por acción, con lo cual culmina poseyendo casi el 99% del paquete accionario.

De este modo el mercado de hidrocarburos quedó muy concentrado y liderado por Repsol-YPF, la cual establece a partir de ese hito histórico, una estrategia a nivel de toda la región a partir de su operación en Argentina, la que luego se irá transformando.

Es que la ruptura de la convertibilidad, modelo bajo el cual se había producido esta transformación en un marco de dolarización de costos, ingresos y beneficios, trajo aparejadas varias consecuencias toda vez que la devaluación del año 2002 implicaba multiplicar por tres o más el conjunto de los precios y tarifas de la energía en un contexto de agitación político-social y salarios que no se habían ajustado.

Entre dichas consecuencias se hallan como las más significativas a los fines de este análisis, las siguientes:

- Comenzaron a regir precios y políticas diferenciadas para el petróleo y para el gas.
- Para el caso del petróleo se estableció un sistema de retenciones móviles que en un principio modificó radicalmente el reparto de la renta petrolera entre el Estado y los productores privados, aún cuando su nivel fue mayor en dólares al percibido en promedio durante la convertibilidad merced precios internacionales más altos
- En cambio para el gas natural rigió hasta 2004 una “pesificación” que implicó la división de los valores previos percibidos por los productores de gas antes de la devaluación, por el nivel de la tasas de cambio que fluctuó entre 3.2-3.8 pesos por u\$S a 2.80 en este período de transición entre 2002 y 2004. Es decir a valores del gas que de un nivel de 1 a 1,45 u\$s por MBTU pasaron a ser próximos a los u\$s/MBTU 0,40.

En el caso Argentino la variación de las reglas de juego derivadas principalmente de una lectura respecto del impacto económico y político-social de los mayores precios de la energía que se desprendían de una situación de un modelo macroeconómico que mostró no ser viable ni posible de continuar y que desembocó en la devaluación de 2002, fue coincidiendo con un escenario de precios internacionales del petróleo y del gas que sumaron presión a la magnitud de la brecha entre precios internos y costos de oportunidad o de referencia internacional visualizados por los principales actores privados o productores.

Es de destacar que junto a estos dos factores no poco relevantes para comprender el caso de Argentina, también se produjeron cambios de importancia en el clima de negocios internacionales. En especial en España, Repsol pasó a ser controlada financieramente por un consorcio dedicado principalmente al negocio de la construcción, el que posteriormente quedó expuesto tras la crisis financiera de 2009.

En este muy complicado marco se produjo el comienzo de lo que se llamó la “Crisis Energética Argentina”.

En el transcurso de este período que abarca desde 2002 a 2011 se produjeron sucesivas modificaciones tanto en regulaciones que afectaron el valor neto de retenciones percibido por los productores de crudo y los precios medios del gas natural. Un relato sintético se presenta seguidamente:

- Durante 2002 a 2003 las retenciones aplicadas al precio de exportación del petróleo fueron del 20%.
- En 2004 se implementa la resolución 425 por el cual se establece un sistema de retenciones móviles que estabiliza el nivel de la renta capturada por el sector privado y transfiere hacia el Estado las ganancias extraordinarias que se derivan de mayores precios internacionales. La idea era establecer una señal de renta fija y atractiva.
- En 2007 se modifica la misma mediante la Resolución 394. El esquema establecía que por cada barril exportado, la empresa obtenía 42 dólares libres de retenciones y sobre el resto se aplica una alícuota que varía según el precio del petróleo tipo WTI (West Texas Intermediate).
- El esquema de retenciones móviles aplicadas al crudo representó así 47-58% del precio del crudo en los mercados externos. Estos cambios sucesivos en la normativa modificaron los precios percibidos por los productores en un rango que partió de los 21 U\$/bbl en el 2002 a 42 U\$/bbl en el año 2008.
- Desde mediados de 2009 hasta la actualidad el régimen de retenciones se fue flexibilizando, permitiéndole al productor nacional percibir paulatinamente una mayor parte de la renta extraordinaria, dado que se fueron reconociendo precios en boca de pozo más cercanos a los internacionales. En enero de 2012, por el petróleo producido en el Golfo San Jorge el productor percibió 65 U\$/bbl y unos 73 U\$/bbl en el caso del crudo de Medanito (Neuquén). Con un petróleo a nivel internacional ubicado en los 100 U\$/bbl, implica una retención entre el 35 y 27%, respectivamente.
- La pronunciada caída en el nivel de reservas comprobadas y en la producción de petróleo y la disminución en las inversiones reflejada en la baja del número de pozos exploratorios, llevó al Gobierno Nacional a poner en marcha los Programas “Petróleo Plus” (y también el “Refinación Plus” y Gas Plus), que

debería generar inversiones directas por 8.570 millones de dólares con las que se esperaba lograr, entre otros resultados, un aumento del 13% de la producción de petróleo en cinco años y la expansión y crecimiento de actividades relacionadas con la explotación y producción de hidrocarburos y sus derivados.

Según distintos análisis el programa si bien incentivaba a una mayor producción de petróleo no podía revertir la declinación natural de las áreas. En esto jugó un papel primordial la Ley de Federalización de los Hidrocarburos por lo cual el poder concedente pasó a manos de las provincias productoras restando no sólo unidad de criterios sino que alineó los intereses de los productores con los de los gobernadores creando un conflicto entre metas de corto y largo plazo sin una visión de Nación y de política petrolera de largo plazo.

La lógica que guió estos planes fue dividir aguas entre la *energía vieja* y la *energía nueva*. El que opera energía vieja y hundió capitales quedaba condenado a los precios y las tarifas intervenidas. La energía nueva o energía incremental se beneficiaría de precios más libres (o menos intervenidos) que se aproximarían por costos declarados por el inversor más una utilidad razonable (los proyectos son aprobados por la Autoridad de Aplicación, el Ministerio de Planificación Federal, Inversión y Servicios Públicos). En el caso del petróleo, como los precios están sujetos a retenciones con escalas móviles y precios máximos a partir de ciertas cotizaciones del valor de referencia internacional, el mecanismo utilizado para promover la suba de precios del petróleo incremental consiste en un certificado de crédito impositivo transferible, que es deducible de la retención que se paga cuando el barril se exporta. El crédito impositivo deducible reduce la retención efectiva a pagar y, a menor retención, sube también la referencia de precios del petróleo incremental destinado al mercado doméstico (el barril promedio de crudos argentinos subiría de 44.5 dólares a 49/50 dólares).

Esta lógica de dividir producción vieja de nueva producción dominó el esquema de regulación aplicado desde 2008 con pequeñas variaciones y se basó en una visualización por parte de las autoridades del impacto que tendrían los incentivos de precios sobre: a) el posible incremento de la producción (razón del incentivo); b) sobre una mayor renta captada por el sector privado que, en un mundo globalizado y abierto, podía ser reinvertida en otros territorios –fuera de Argentina o aún fuera de ALyC– contribuyendo muy poco a resolver el tema del abastecimiento interno a costos acordes a los económicos considerando estos últimos como distintos a los de oportunidad. Por otra parte dado que los costos hundidos de la producción vieja correspondían en buena parte a las privatizaciones con costos de entrada muy bajos, la señal real de rentabilidad dada por la diferencia entre ingresos netos de impuestos, regalías y costos de extracción, se evaluó políticamente como justa.

De hecho de los análisis de los balances del principal operador surgía claramente que los resultados netos de las operaciones en el Upstream (en ABB) descontadas las reinversiones de la misma región (cuyo principal componente provenía de la Argentina) eran reinvertidos en el resto del mundo, originándose una renta neta acumulada y no reinvertida de más de 3140 millones de euros en cuatro años de operación. Al mismo tiempo, las inversiones en la región disminuían de un nivel de

más de 2000 millones de euros en 2003 a valores menores o cercanos a los 1000 millones al año entre 2004 y 2008.

Ciertamente las señales de precios en 2003 ya no eran favorables a pesar de lo cual las inversiones habían sido el doble o más que después de 2004 con mejores precios y mayor renta total. Pero es que a partir de 2004, como se dijera, por una parte los precios internacionales se incrementaron y por otra también cambió la composición accionaria de Repsol. Las señales del gobierno argentino en dirección a una mayor intervención del Estado y la creación de Enarsa⁴⁸ pudieron haber estado en el trasfondo de la estrategia de la empresa de captar renta en Argentina y reinvertirla en otros sitios donde rigieran condiciones de mayor rentabilidad, proximidad a sus mercados en Europa y señales menos adversas con condiciones de mayor seguridad jurídica.

Cuadro 3.2.1.1 Evolución de los resultados financieros e inversiones de Repsol-YPF 2003-2008 según localización en millones de euros

Concepto/Año	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2003-2008
Resultados-Inversiones E&P-Millones de Euros							
Resultados Netos ABB-Inversión ABB	50	1577	1075	679	345	-321	3405
Resultados Resto del mundo-Inversión Resto del Mundo	155	257	214	-1486	15	580,4	-264,6
Resultados totales upstream-Inversiones Upstream	205	1834	1289	-807	360	259,4	3140,4
Inversiones E&P-Millones de Euros							
Upstream	2003	2004	2005	2006	2007	2008	
España	11	12	12	2	0	0	37
ABB	2039	731	978	1081	1087	1215	7131
Resto del Mundo	118	442	958	2979	1439	1184	7120
Total	2168	1185	1948	4062	2526	2399	14288
Resultados E&P-Millones de Euros							
Resultados ABB	2089	2308	2053	1760	1432	894	10536
Resultados Resto del Mundo	273	699	1172	1493	1454	1764	6855
Total	2362	3007	3225	3253	2886	2658	17391

Fuente: estimaciones propias con base a datos de los balances de Repsol.

Sin embargo aunque desde el lado de la estrategia empresarial ello estuviera justificado por el distinto nivel de rendimiento de las inversiones, desde el lado gubernamental otorgar mayores estímulos de precios tenía no sólo costos en términos de impacto en los precios internos y gobernabilidad, sino en términos de evaluar la eficacia de las señales de precios para inducir inversiones de riesgo. Es decir ¿Qué garantizaba que mayores precios aplicados sobre la “producción vieja” no culminara en una mayor renta transferida al exterior y por ende en un costo adicional también en términos de erogaciones de divisas al exterior además de mayor impacto en precios y costos? Pero, a su vez, ¿qué garantizaba que un

⁴⁸ En tal sentido cabe señalar que ENARSA funcionó como una agencia que intervenía en contratos, inversiones y compras de energía desde otros países en cualquier área de energía, pero tenía sólo funciones gerenciales y nunca se halló dotada de capital para constituirse en una empresa petrolera poseedora de equipos y campos.

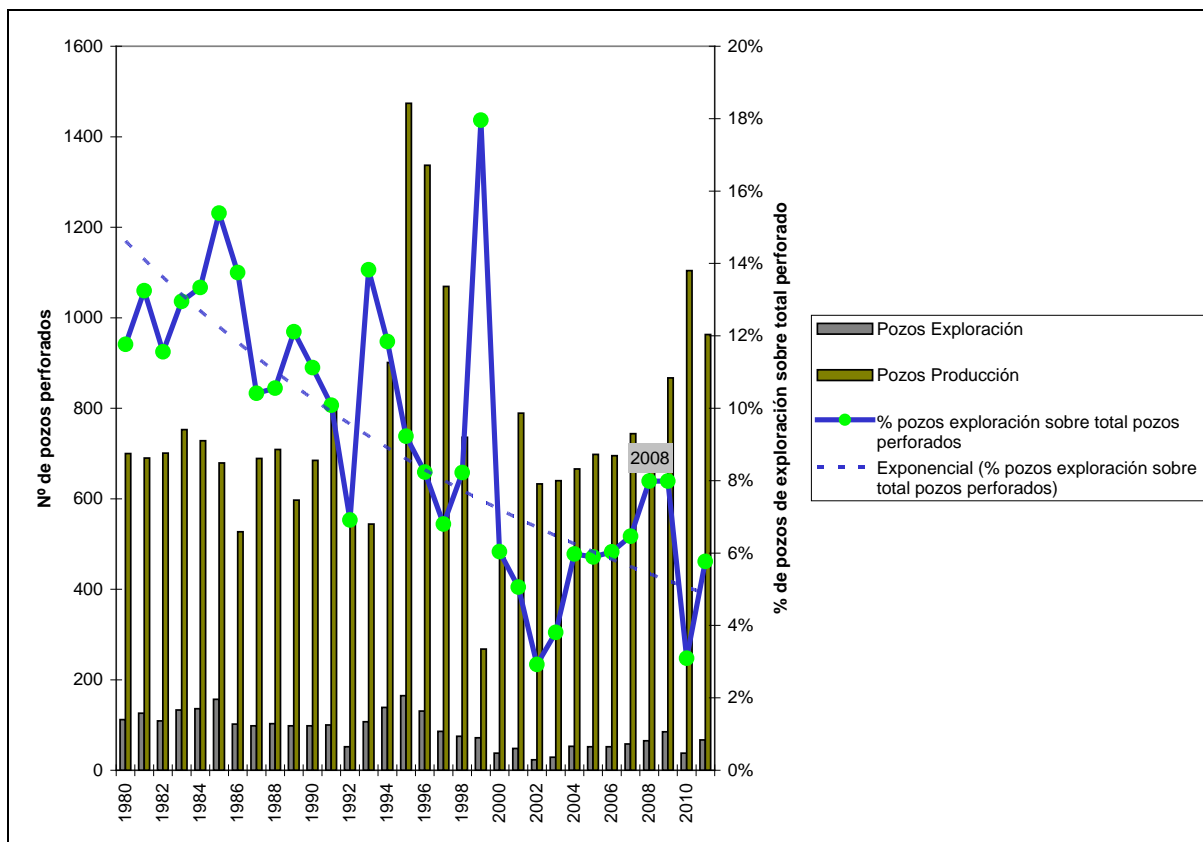
estímulo de precios sobre la producción “nueva” produjera volúmenes de oferta concordantes con las metas de permanecer autoabastecidos?

Por otra parte, el sistema de retenciones requería para mantener su papel de fijar topes a los precios internos de la continuidad de las exportaciones aún en un escenario de declinación de la producción, con lo cual la paradoja se fue haciendo visible.

Este dilema no se produjo en ningún otro país de LAyC toda vez que aún subsistían empresas estatales que podían beneficiarse de la captura de una mayor renta en su mercado interno anulando o reduciendo la renta del consumidor. En el caso de Argentina en cambio este riesgo era real y no se halló mecanismo para resolver el dilema toda vez que, al mismo tiempo, los pozos necesarios para extraer la misma cantidad de crudo se elevaba a causa de la declinación de los yacimientos en ausencia de inversiones de riesgo en exploración que ampliara el horizonte de reservas, suponiendo, claro está que estas existieran.

Como se puede observar en el siguiente gráfico los pozos de exploración como porcentaje del total muestran una declinación permanente. Sin embargo los de producción alcanzaron un pico congruente con el pico de producción petrolera hacia 1998 en concordancia con una política de monetización de reservas que no fue acompañada de exploración semejante a la registrada aún durante la crisis de la empresa estatal durante los ochenta.

Gráfico 3.2.1.1. Evolución de los Pozos perforados en Argentina 1980-2011: pozos exploratorios, de producción y porcentaje de pozos exploratorios sobre total perforado incluyendo los de avanzada



Fuente: elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía.

El promedio de pozos perforados fue relativamente el mismo en promedio durante 1980-1988 (período de crisis de la estatal YPF), que entre 1989 y 2001 (mientras permanecieron reglas estables) y sobre el período 2002-2011 (donde se modificaron las reglas establecidas en las reformas). Sin embargo su composición por tipo fue muy distinta, reduciéndose la actividad exploratoria ya aún en pleno proceso de estabilidad de reglas de juego tras 1997 una vez delimitados los yacimientos que permitirían incrementar los volúmenes a producir.

Cuadro 3.2.1.2. Evolución de los Pozos perforados en Argentina 1980-2011

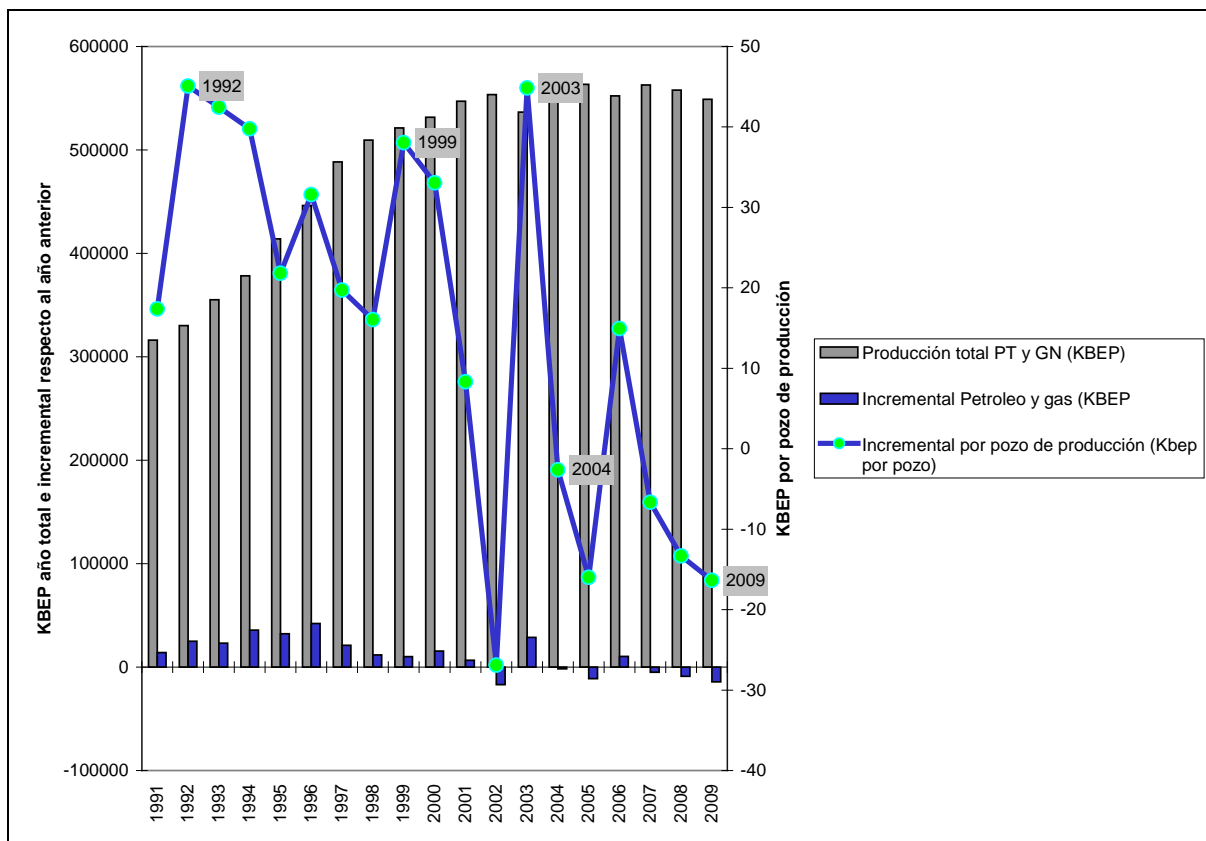
Período	Pozos Exploración	Pozos Avanzada	Pozos Producción	Total
1980-1988	120	147	686	952
1989-2001	93	114	787	994
2002-2011	52	116	767	935

Fuente: elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía.

Un dato de interés, que se vincula con la discusión respecto a la condición necesaria pero no suficiente de las señales de precios y su efectividad para inducir inversiones -sean de riesgo, sean mayores en campos a fin de incrementar la producción- se

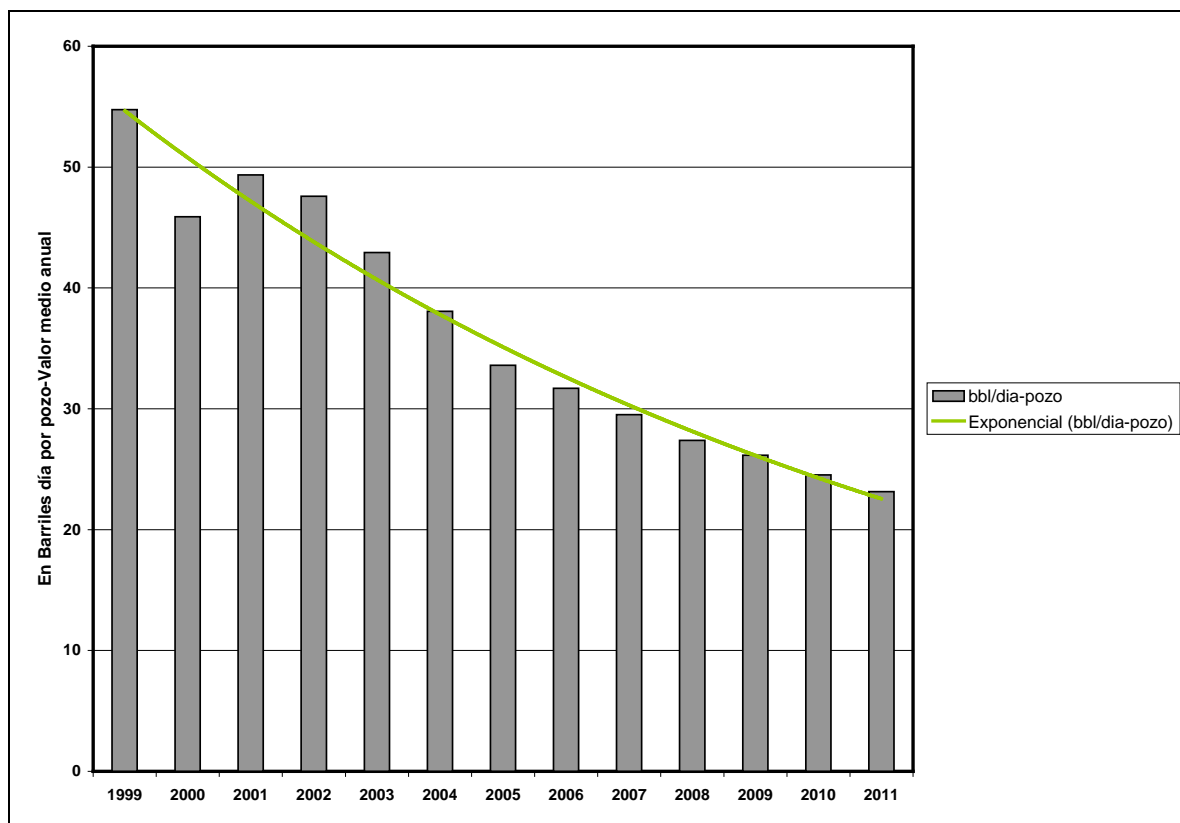
puede objetivar a través del comportamiento de la producción incremental obtenida a través de los datos de pozos perforados anualmente para producción y el resultado en términos de producción incremental, es decir como una *proxy* del rendimiento físico de las inversiones incrementales.

Gráfico 3.2.1.2. Producción total de hidrocarburos líquidos y gaseosos en Argentina, producción incremental y relación de la producción incremental por pozo de producción. Valores en KBEP totales por año y KBEP pozo/año



Fuente: elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía.

Gráfico 3.2.1.3. Estimación de la productividad media de pozos petroleros en Barriles día por pozo

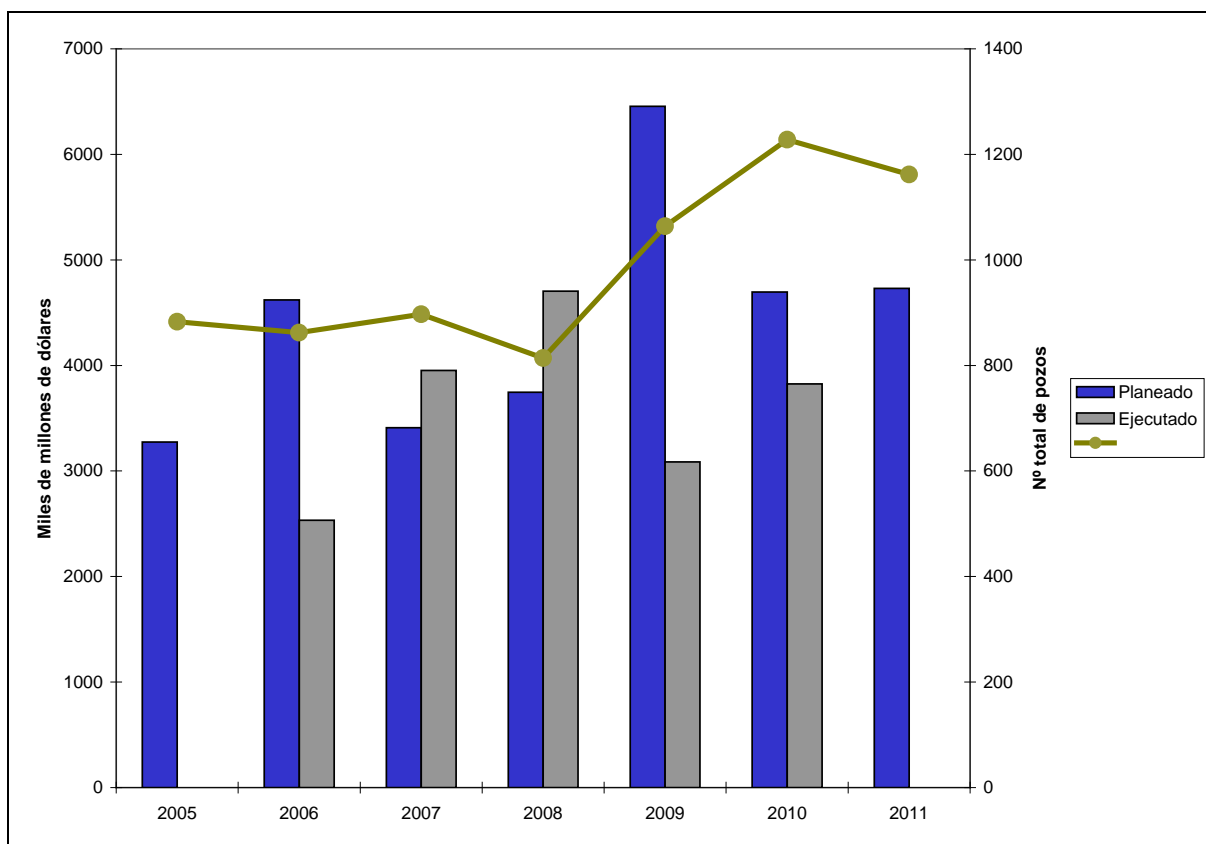


Fuente: elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía.

Los valores de las gráficas indicarían que cada vez son necesarios más pozos para obtener una misma cantidad de hidrocarburos y que esta línea ha sido la que se registra tras 2003 con un pequeño pico en 2005. Es notable observar que entre 1991 y 1999 se obtuvieron valores de productividad incremental por pozo mucho más elevados que desde 2004 a la fecha. Se estima que la productividad media de un pozo de petróleo en el año 1980 se ubicaba en 67 bbl/día y actualmente es sólo de 25 bbl/día. Con el gas natural sucedió algo similar pues en 1980 la productividad media por pozo en producción efectiva se ubicaba en 67.000 m³/día y actualmente se ubica en 62.000 m³/día.

Cuando se intenta analizar el impacto que tuvieron los programas de remuneración “a precios nuevos” (Petróleo plus y Gas Plus) a través del seguimiento de inversiones que realiza la SE de Argentina se tiene que las inversiones prometidas fueron distintas a las realizadas, notándose que estas crecieron entre 2005 y 2007 y disminuyeron entre 2008 y 2011, a la vez que no parecen guardar relación con el número total de pozos perforados.

Gráfico 3.2.1.4. Inversiones comprometidas, realizadas y número de pozos totales entre 2005 y 2011

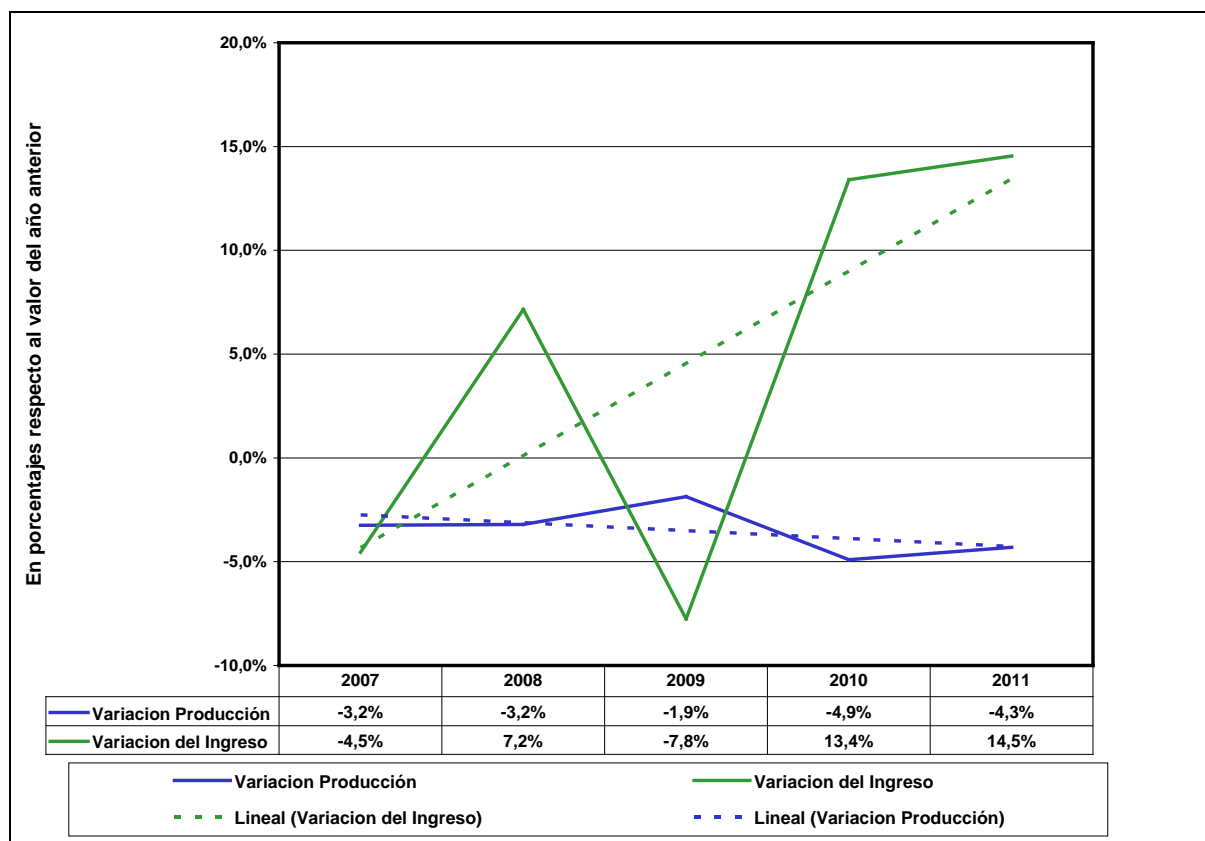


Fuente: datos de la SE. <http://energia3.mecon.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3331>, accedido febrero de 2012.

El reciente debate en Argentina respecto a la insuficiencia de inversiones frente al estímulo otorgado por el gobierno a los productores, con los programas “Plus” y extensión de vigencia de concesiones ha conducido a un escenario aún incierto. Por una parte se estima que los incrementos observados en los ingresos de las petroleras durante los últimos dos años (como consecuencia de una disminución en las retenciones y un acercamiento de los precios locales del crudo a los internacionales), debiera haber redundado en mayores inversiones en exploración y desarrollo, cosa que no ha ocurrido toda vez que en 2010 la cifra de pozos exploratorios fue de 38 (sólo 66 en 2011), pero la destinada a producción bajó en 2011 respecto a 2010 en más de 5% (66 pozos). Es decir la efectivización de una mejor señal de precios no redundó en variaciones positivas ni en exploración ni en producción.

El siguiente gráfico muestra, en apoyo a lo anterior, el comportamiento estimado del ingreso por ventas de crudo a los nuevos precios y el impacto sobre el nivel de la producción.

Gráfico 3.2.1.4. Estimación de la variación de ingresos y producción: el caso del crudo



Fuente: estimaciones propias con datos de la SE y valores de precios incrementados según precios recibidos por los productores.

Al respecto cabe decir que esta mayor renta podría haber sido destinada al desarrollo de recursos no convencionales. Resulta importante señalar que si bien algunos estudios internacionales plantean que Argentina podría poseer recursos de gas no convencional por unos 700 TCF (equivalente a 50 veces las reservas actuales de gas natural del país)- aún en categoría de reservas- muy poco se encuentra certificado. Por su parte en la formación Vaca Muerta de la Cuenca Neuquina se identificaron en la categoría de recursos unos 22.837 millones de barriles equivalentes de petróleo, sin embargo en la actualidad la empresa YPF sólo tiene certificadas como reservas comprobadas el 0.2% de ese total de recursos (alrededor de 33 millones de barriles equivalentes de petróleo, lo que representa el 17% de la producción de crudo de un año), según el informe de la consultora Ryder Scout realizado recientemente para YPF. Como suele suceder cuando se analizan las cifras de inversión que se realizan en desarrollo de recursos no convencionales, estas no se corresponden con la importancia que se asigna a ellos en los medios de difusión (Ej Río Negro, 17-02-2012, nota sobre inversiones de la Exxon y apache)

Esto conduce a un tema no poco importante para el debate acerca de las estrategias nacionales y empresariales y su papel para la seguridad de suministro.

El caso Argentino muestra que:

- Una vez otorgadas en concesión áreas con grandes reservas comprobadas no existen estímulos naturales para ampliar la frontera de exploración toda vez que el actor privado tiene la libertad de fijar sus estrategias.
- Que los acuerdos para incrementar la producción y la exploración no pueden reposar tan sólo en estímulos de precios sino en programas de inversión de largo plazo y de riesgo basados en hipótesis de tasas de éxito y parámetros de actividad estimados para reponer reservas, pero que la fijación de tales parámetros no es posible una vez que el Estado se ha retirado de la actividad debido a asimetrías de información insalvables en ausencia de una empresa de hidrocarburos dotadas de capital financiero, técnico y humano.
- Que la cuestión de la aplicación de la renta a inversiones en E&P escapa a los decisores nacionales de política toda vez que las empresas deben responder en primer lugar a sus accionistas y las oportunidades de reinversión pueden ser mejores en otras localizaciones al margen de la política de precios que se fije localmente, en especial si la prospectiva geológica en áreas de frontera de mayor riesgo es desconocida tanto por las instancias estatales como por los productores.
- Sin embargo es claro que una política de precios alejada de los costos de oportunidad sólo puede ser implementada en concordancia con los objetivos de la política energética si el control de los recursos lo ejerce una empresa estatal. A su vez tampoco ello garantiza autoabastecimiento, ni eficiencia operativa, ni la ausencia de otras interferencias políticas para destinar la renta a destinos distintos de la reinversión.
- Que la política petrolera debe ser inscrita en un marco de planificación energética integral con mecanismos de seguimiento permanente y que sean reflejados en la estructura institucional con la naturaleza de las estrategias del conjunto de actores alineando mecanismos e incentivos que hagan compatibles los objetivos de la política energética y de las empresas de un modo explícito y con un claro esquema de reparto de riesgos.

3.2.2. Bolivia

Durante la reforma de los noventa y con el objetivo de atraer inversiones extranjeras para la explotación de los hidrocarburos líquidos y gaseosos, Bolivia dictó en 1996 una Ley que reducía drásticamente el porcentaje total de regalías (entre 15 y 18%) y concedía amplias facultades a las empresas concesionarias. Los relativamente bajos precios internacionales de referencia vigentes en aquel entonces, sumados a esta reducción de la participación estatal, minimizaron la captación de la renta por parte del Estado.

Como una reacción al modelo implementado, en el año 2004 se lanzó un referéndum⁴⁹ tendiente a revertir la situación anterior. Los resultados fueron

⁴⁹ Las cinco preguntas del referéndum fueron las siguientes: 1 ¿Está usted de acuerdo con la abrogación de la Ley de Hidrocarburos 1689 ? 2 ¿Está usted de acuerdo con la recuperación de la propiedad de todos los hidrocarburos en boca de pozo para el Estado boliviano? 3 ¿Está usted de acuerdo con refundar Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, recuperando la propiedad estatal de las acciones de las bolivianas y los bolivianos en las empresas petroleras capitalizadas, de manera que pueda participar en toda la cadena productiva de los hidrocarburos? 4 ¿Está usted de acuerdo con la política de utilizar el gas como recurso estratégico para el logro de una salida útil y soberana al océano Pacífico? 5 ¿Está usted de acuerdo con que Bolivia exporte gas en el marco de una política nacional que cubra el consumo de gas de las bolivianas y los bolivianos, fomente la industrialización del gas en territorio nacional, cobre impuestos y/o regalías a las empresas petroleras

contundentes con una abrumadora mayoría para las preguntas que tendían a confirmar el rechazo a la anterior Ley y a reafirmar la propiedad de los recursos naturales por parte del Estado (cerca del 90% de los que votaron).

En consecuencia y sobre la base del citado referéndum, hacia mayo de 2005, Bolivia promulga la denominada Ley de Nacionalización de los Hidrocarburos (Nº 3058 que abroga la anterior Ley 1689, de 30 de abril de 1996), bajo la presión de una visión política que percibe que “se trata del último recurso estratégico del país más pobre de la región”, para mantener en pie la viabilidad del proyecto nacional. En un comienzo, las perspectivas de hacer un uso interno e industrializar el gas dominaron el discurso, en tanto ello formaba parte integral de la nueva Ley.

La implementación de la nueva política se produce sólo con el cambio de gobierno, el 1 de mayo del 2006 cuando se decide la nacionalización definitiva los recursos hidrocarburíferos del país mediante el Decreto Supremo 28701.

La normativa estableció que las empresas que exploten los yacimientos fueran empresas mixtas en las que YPFB tuviese al menos un 51% del capital. Estas empresas debían entregar la producción a dicha empresa pública, la que se encargaría de la comercialización definiendo las condiciones, volúmenes y precios tanto para el mercado interno como para la exportación y la industrialización.

El estado Boliviano estableció así que, para los campos cuya producción certificada promedio de gas natural del año 2005 haya sido superior a los 100 millones de pies cúbicos diarios, el valor de la producción se distribuirá de la siguiente forma: 82% para el Estado (18% de regalías y participaciones, 32% de Impuesto Directo a los Hidrocarburos IDH y 32% a través de una participación adicional para YPFB), y 18% para las compañías (que cubre costos de operación, amortización de inversiones y utilidades). Por otra parte mediante el mencionado decreto, se nacionalizaron las acciones necesarias para que YPFB controle como mínimo el 50% más 1 en las empresas Chaco SA., Andina SA., Transredes SA., Petrobrás Bolivia Refinación SA. y Compañía Logística de Hidrocarburos de Bolivia SA.

“Los actuales contratos de exploración y explotación de hidrocarburos en Bolivia se originan así en la Ley de Hidrocarburos Nº 3058, del año 2005. Esta Ley obliga a los operadores de campos de hidrocarburos a firmar nuevos contratos bajo los nuevos criterios allí establecidos. En este sentido, aquellos contratos de riesgo compartido firmados bajo la antigua Ley de Hidrocarburos Nº 1689 (de abril de 1996) fueron reemplazados por los nuevos, firmados el año 2006.

Los costos de exploración y explotación de los principales contratos en operación actual establecen que deben ser asumidos por el operador del campo, de esta forma, los riesgos asociados a estas actividades, también son de exclusividad de él.¹⁵ Sin embargo, también se establece una cláusula sobre Costos Recuperables, de esta forma, anualmente los operadores del campo entregan a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) el detalle de los OPEX y CAPEX que contractualmente se pueden recuperar. Es útil señalar que la devolución de estos costos tiene límites, expresados como porcentajes del total producido durante ese

llegando al 50 por ciento del valor de la producción del gas y el petróleo en favor del país; destine los recursos de la exportación e industrialización del gas, principalmente para educación, salud, caminos y empleos?

período, en algunos casos llega al 100%. Una vez cubiertos los costos recuperables y pagados todos los tributos aplicables al *upstream* petrolero en Bolivia, el anexo F de los contratos, establece los criterios utilizados para otorgar al operador del campo una retribución en dinero por la exploración y explotación de los campos, por ello, a estos contratos se les denominó contratos de servicios.

Los actuales contratos de operación establecen que es YPFB la empresa que realiza las actividades de comercialización de la producción. En este sentido, no sólo los yacimientos se encuentran bajo propiedad del Estado, sino también, la producción medida en el Punto de Medición. Sin embargo, la Ley de Hidrocarburos N° 3058 (de actual vigencia) faculta a los operadores de los campos a encontrar nuevos mercados que pueden ser abastecidos de forma conjunta con YPFB, bajo criterios de asignación de volúmenes no definidos en esta norma legal.

En cuanto a la vigencia, esta es de 30 años a partir de la firma de ellos. Al igual que en casi todos los casos, se consideran dos períodos, uno de exploración y otro de explotación. De acuerdo a la Ley de Hidrocarburos N° 3058 el primer período no debe exceder los 7 años, por tanto, el segundo tiene una duración aproximada de 23 adicionales.

En el sistema tributario Boliviano conviven dos tipos de tributos: 1) regalías, participaciones e impuestos, todos ellos aplicados al valor bruto de producción y; 2) impuestos sobre las utilidades. El cálculo (y a veces la liquidación) del primer conjunto de tributos se realiza por campo, por otra parte, el pago del impuesto sobre las utilidades se realiza por empresa. Regalías (18%), pese a que legalmente tienen distintas denominaciones, es posible agrupar bajo este concepto a:

- Regalía departamental del 11% sobre la producción, que favorece al departamento productor.
- Regalía Nacional Compensatoria del 1% de la producción destinada a los departamentos de Beni y Pando
- Una participación del 6% sobre la producción destinada al Tesoro General de la Nación (TGN).

Con la Ley de Hidrocarburos N° 3058 se crea el Impuesto Directo a la Producción (IDH) equivalente al 32% de la producción bruta. El impuesto sobre las utilidades por ley 843 establece que las operaciones de exploración y explotación deben pagar un Impuesto sobre las Utilidades de las Empresas (IUE) del 25% sobre la base imponible. Por otra parte, cuando las empresas realicen remesas al exterior, que es usualmente el caso de los operadores privados del sector hidrocarburos, se aplica el Impuesto a la Remisión de Utilidades al Exterior (IRUE) equivalente al 12.5% del total remesado.

En cuanto a la participación contractual, con la firma de los nuevos contratos de exploración y explotación se estableció una participación adicional, calculada sobre la utilidad de la operación, a favor de YPFB. El porcentaje de esta participación es variable y sujeto a la negociación contractual, sin embargo, cálculos preliminares sitúan a ella entre el 1% y 18% del valor bruto de producción. Adicionalmente existen pagos por patentes, bonos, el Impuesto al Valor Agregado (13%) y el Impuesto a las Transacciones (3%) para las ventas en el mercado interno y otras contribuciones

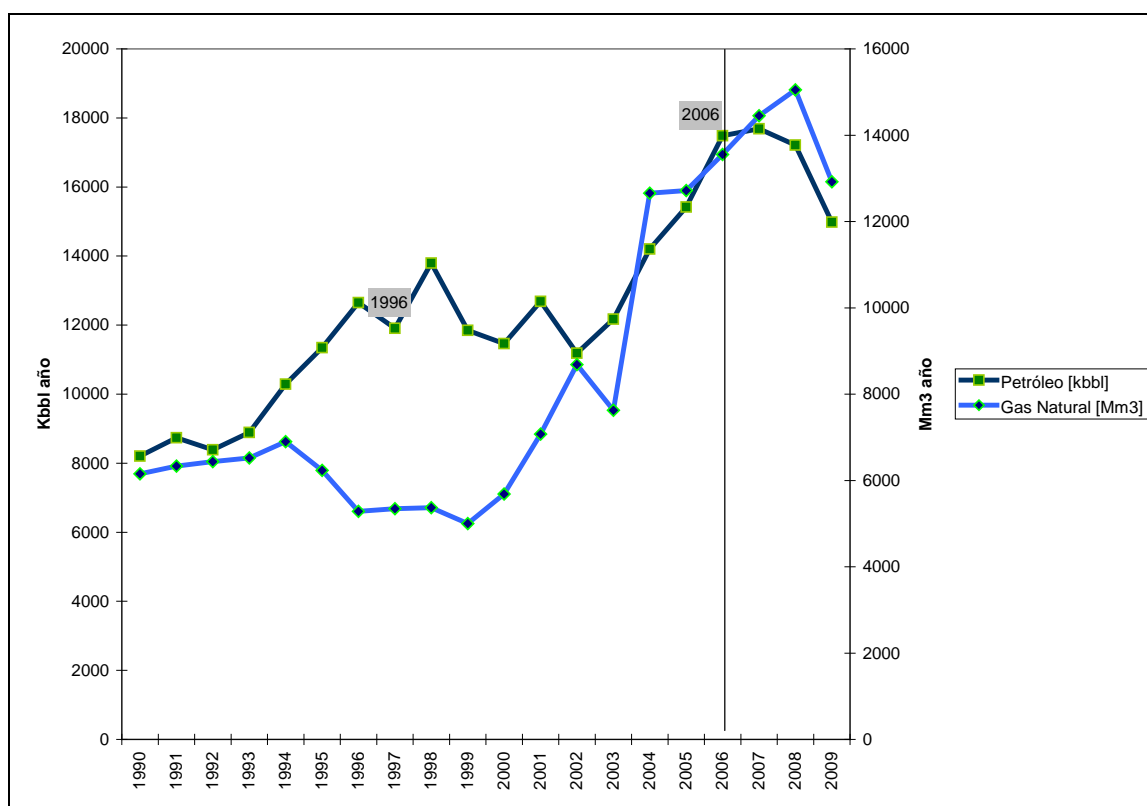
que, si bien no son despreciables, pueden ser consideradas menores dentro el total de tributos que deben pagar los operadores de los campos gasíferos y petroleros en Bolivia”⁵⁰.

La repuesta de los actores privados ante este cambio de reglas de juego fue la disminución de sus inversiones en E&P las que se tradujeron en un congelamiento de los niveles de producción representados en la siguiente gráfica.

Allí se puede observar, al igual que en el cuadro 3.2.2.1, que los niveles de producción entre 2007 y 2010 se mantuvieron en un orden de los 41 millones de m³ día, pero también que la nueva política implicó un mayor consumo interno del gas tal como se describe en el Informe III de este estudio. Sin embargo hacia 2011 se genera un leve incremento en la oferta.

Como se deduce del cuadro 3.2.2.2, los actores principales, operadores en Argentina, Brasil y otros países de LAYC han mantenido niveles de producción estables frente a las nuevas reglas de juego en Bolivia, con impactos diferenciados sobre la seguridad de suministro en Argentina y Brasil, por cuanto, como se verá, en este último país la política de Petrobrás consistió en incrementar sus inversiones en Brasil, mientras que Argentina ya no disponía de instrumentos confiables para regular el volumen de su producción, mostrando la insuficiencia de las señales de precios tal como se afirmó en el punto anterior.

Gráfico 3.2.2.1. Evolución de la producción de petróleo y gas en Bolivia



Fuente: SIEE, OLADE.

⁵⁰ OLADE, . CONTRATOS DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS: América del Sur – 2009.

Cuadro 3.2.2.1. Balance de Gas Natural en Bolivia 2007-2010

	Média 2007	Média 2008	Média 2009	Média 2010	2011												Média 2011	2011 %	
					jan	feb	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez			
PRODUÇÃO NACIONAL	41,72	41,99	36,74	41,71	39,14	46,01	44,34	39,84	41,98	47,79	48,04							43,88	
Reinjeção	2,16	0,88	1,35	0,30	0,00	0,01	0,05	0,01	0,00	0,00	0,00							0,01	0,0
Queima e perda	0,22	0,22	0,19	0,24	0,42	0,15	0,14	0,16	0,11	0,14	0,43							0,22	0,5
Consumo nas unidades de E&P	0,78	0,80	0,78	0,78	0,76	0,79	0,80	0,77	0,79	0,82	0,83							0,79	1,8
Convertido em líquido	0,51	0,49	0,45	0,47	0,45	0,49	0,49	0,46	0,47	0,50	0,49							0,48	1,1
Consumo no Transporte	0,80	0,85	0,90	0,96	1,21	0,84	1,03	1,08	1,03	1,16	1,31							1,09	2,5
DISPONIBILIZADO	37,24	38,74	33,08	38,96	36,30	43,73	41,83	37,36	39,58	45,17	44,98							41,28	94,1
CONSUMO INTERNO DE GÁS	5,03	5,72	6,38	7,34	7,62	7,21	6,64	7,36	8,28	8,54	8,71							7,77	17,7
Residencial	0,07	0,09	0,12	0,14	0,15	0,16	0,16	0,17	0,17	0,17	0,18							0,17	0,4
Comercial	0,06	0,07	0,08	0,09	0,09	0,11	0,09	0,10	0,11	0,11	0,10							0,10	0,2
Veicular	0,69	0,89	1,08	1,23	1,35	1,39	1,36	1,39	1,36	1,39	1,36							1,37	3,1
Geração Elétrica	2,50	2,88	3,11	3,82	3,99	3,30	3,01	3,54	4,48	4,71	4,79							3,97	9,1
Refinarias	0,22	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,23	0,26	0,27	0,27							0,26	0,6
Indústria	1,48	1,52	1,72	1,80	1,77	2,00	1,76	1,94	1,91	1,89	2,01							1,90	4,3
EXPORTAÇÃO	32,22	33,02	26,70	31,63	28,68	36,51	35,20	30,06	31,29	36,62	36,27							33,52	76,4
BRASIL	27,60	30,51	22,04	26,79	22,68	29,40	27,87	23,32	23,92	29,47	28,65							26,47	60,3
Petrobras	26,62	30,48	22,04	26,78	22,68	29,40	27,87	23,32	23,92	29,47	28,65							26,47	60,3
EPE	0,54	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00							0,00	0,0
BG	0,44	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00							0,00	0,0
ARGENTINA	4,62	2,52	4,66	4,84	6,00	7,11	7,33	6,73	7,37	7,15	7,61							7,04	16,1

Fuente: Ministério de Minas e Energia Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis Departamento de Gás Natural, BOLETIM MENSAL DE ACOMPANHAMENTO DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL, No. 53 - Ago/11.

Cuadro 3.2.2.1. Producción de gas en Bolivia por operador

PRODUCCIÓN PROMEDIA DE GAS NATURAL – GESTIONES 2008 A 2010
En MM m3/día

	GESTIÓN 2008	GESTIÓN 2009	GESTIÓN 2010
YPFB ANDINA	3,55	2,88	2,88
YPFB CHACO	5,12	4,46	5,04
VINTAGE PETROLEUM	0,93	0,73	0,72
REPSOL YPF	2,40	1,96	2,57
PETROBRAS ENERGIA	1,09	0,92	0,75
MATPETROL	0	0	0
BRITISH GAS	1,55	1,21	1,88
PETROBRAS BOLIVIA	23,95	20,90	23,76
PLUSPETROL	1,43	1,40	2,26
PRODUCCIÓN PROMEDIA	40,02	34,25	39,66

Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energía del Estado Plurinacional de Bolivia. Anuario Estadístico de Gestión 2010.

3.2.3. Brasil

La actividad petrolera en Brasil, fue nacionalizada en 1938, con la creación del *Conselho Nacional de Petróleo (CNP)*, sin tener aún ningún yacimiento localizado. En ese período, el abastecimiento de petróleo fue declarado de utilidad pública y el CNP regula las actividades de importación, exportación, transporte, distribución y comercio de petróleo y derivados como así también el funcionamiento de la industria de la refinación. El primer pozo subcomercial fue descubierto en Bahia, en 1939. En 1953, después de un largo período de debates político-ideológicos en el gobierno y

en la sociedad civil sobre la necesidad de estatizar la industria petrolera, tuvo su inicio la etapa del monopolio en todas las etapas de la cadena petrolera –a excepción de la distribución/comercialización-con la creación de Petrobras (Ley 2004 que fuera firmada por Getúlio Vargas.

En 1963, se ampliaron a este monopolio el de las actividades de importación y exportación de petróleo y derivados (Dias e Quagliano, 1993). Cabe repetir que la distribución y comercialización de combustibles nunca fueron incorporados bajo una concepción de monopolio estatal.

Es importante recordar que la creación de Petrobrás fue el corolario de un muy largo proceso de internalización en la sociedad brasilera de la cuestión petrolera en estrecha vinculación con la búsqueda de una autonomía industrial y la concepción de que la creación de riqueza y su destino debía y podía ser controlada por los propios brasileros. Este proyecto nacional tuvo como contrapartida una idea-fuerza respecto al papel de generar poder político dentro y fuera de las fronteras nacionales.

De este modo el análisis de la política petrolera de Brasil suele ir indefectiblemente asociado a la propia trayectoria de Petrobrás, toda vez que el monopolio estatal perduro a la liberalización de los años 90. Es que durante toda a su vigencia el papel de la compañía para vincular su política al objetivo de crecimiento económico sustentado fue fundamental, tanto como inductor de la implantación de numerosas cadenas productivas asociadas al petróleo, como por el impacto sobre el desarrollo tecnológico. En particular cabe mencionar la etapa del período de sustitución de importaciones que se ubica entre los shocks petroleros de 1973 y 1979:

- Por el papel jugado a través de su política de regulación de precios de los derivados determinante para la estabilidad macroeconómica en varios momentos.
- Por el temprano desarrollo de fuentes alternativas como el etanol y la vinculación con la industria automotriz, además de políticas de distribución y refinación avanzadas

Así las fases bien delineadas por las que pasó la empresa petrolera brasilera reflejan las prioridades establecidas a partir de una política de industrialización planificada y con estilos de gestión centralizada. Según (Dias e Quagliano, 1993 *apud* Sauer, 2010a) .

La importancia de esta reseña, es comprender como, en el caso de Brasil, se logró una línea de continuidad de la política petrolera que afianzó varios objetivos de modo simultáneo. Estas fases pueden subdividirse así:

1-Origen etapa– transición tierra-mar – años 1950 a 1970

- Creada la empresa, con el desafío de encontrar petróleo y abastecer el mercado interno en tanto la producción nacional no cubría el 2% del consumo
- Se intensifica la inversión en exploración y se invierte además -de modo intensivo- en la formación de cuadros técnicos especializados.

- Se toma la decisión de ampliar el sector de refinación con el objetivo de reducir el costo de importaciones de derivados.

2-Etapa de consolidación – aguas profundas – años 1970 a 1990

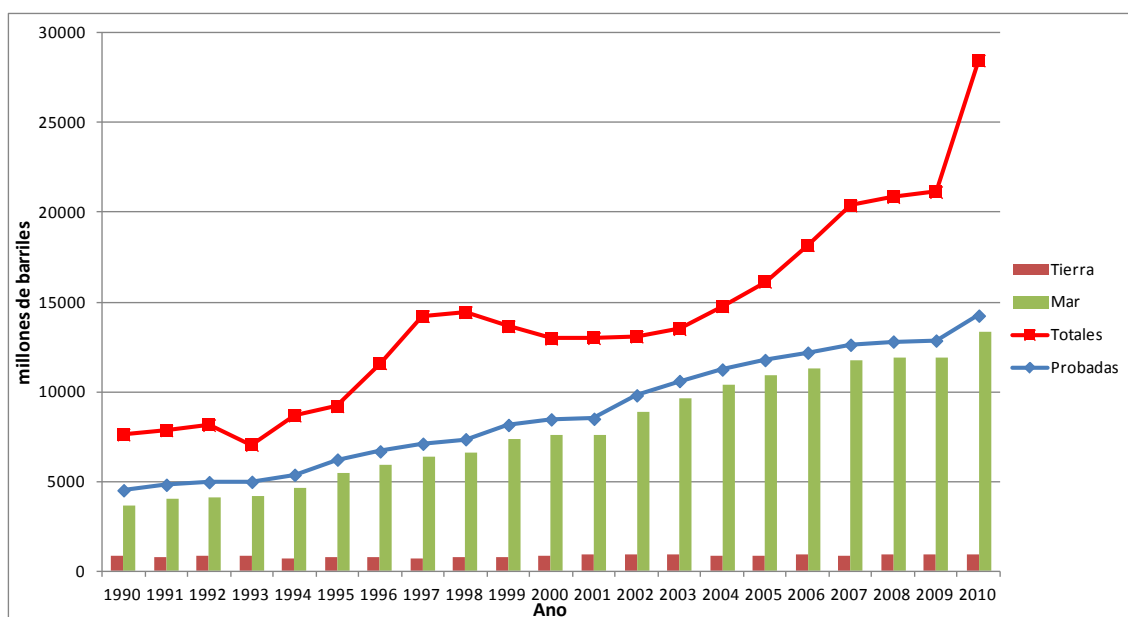
- Se decide el inicio de actividades de prospección offshore en 1968, en el campo que había sido descubierto en forma reciente, denominado Guaricema, Sergipe
- Se descubren los yacimientos de Campos, que hasta el momento es el mayor productor en Brasil, (1974)
- Se promueve la internacionalización y la liberalización parcial a través de contratos de riesgo.
- Se alcanza el desarrollo de la tecnología de exploración en aguas profundas

3-Fin del monopolio – autosuficiencia y transición para alcanzar una empresa integrada de energía (electricidad, gas natural y biocombustibles. Pré-sal) – 1990 al presente:

- Se desarrolla la tecnología de exploración en aguas ultraprofundas, a partir del cual Brasil domina todo el ciclo de perforación submarina, a más de dos mil metros de profundidad.
- Se sanciona la Ley 9478, en 1997, introduciendo la competencia en todos los segmentos de la actividad petrolera.
- Se altera el estatuto de la empresa en el año 2000, para permitir la actuación como empresa integrada de energía, lo que se materializa a partir del Plan Estratégico de 2003.
- A partir de 2005 se inician las actividades de perforación para confirmar la existencia de recursos en el pré-sal
- Una vez alcanzada, tras décadas de acciones coordinadas, se alcanza la autosuficiencia en 2006 y, confirmado el hallazgo de recursos debajo de la capa de sal en aguas ultraprofundas, se comienza a enfrentar un nuevo desafío.

El desempeño acorde a esta evolución se muestra en una continua incorporación de reservas, la que es especialmente importante desde 2004 a 2010 en términos de las estimaciones de reservas totales respecto a las probadas como consecuencia en parte de los descubrimientos del Pre-sal. Según el MME, entre el año 1972 y el 2010 hubo un incremento de 1075%. Esto fue conseguido por las inversiones y esfuerzos exploratorios que permitieron pasar de 798 millones de barriles en 1972, a 4.513 millones de barriles en 1990 y a 14.246 millones de barriles en 2010.

Gráfico 3.2.3.1. Evolución de las reservas de petróleo totales y probadas en tierra y mar, 1990-2010



Fuente: Elaboración propia con base en datos de la ANP.

En el 2010, el indicador reservas probadas/producción de petróleo en Brasil estaba en torno de 19 años, cuando en el mundo fue de 46.2 años. Ese índice es atribuido al aumento de la producción antes que a un reducido descubrimiento de reservas, ya que el ritmo de crecimiento de las reservas fue acompañado por el crecimiento de la producción. Con el petróleo del pre-sal⁵¹ se espera que este índice sea sustentable a largo plazo⁵².

Es interesante señalar que a diferencia del caso Argentino las reformas no lograron imponer la idea de la venta total de Petrobrás impulsada casi en simultáneo en ambos países: privatizar empresas estratégicas, lucrativas y tecnológicamente actualizadas con el objetivo básico de poder disponer de fondos para el manejo de la macroeconomía con una concepción de que el Estado debía sólo prestar servicios sociales básicos y retirarse de su papel como empresario.

En el caso de Brasil los cambios normativos más importantes se dieron de forma indirecta, con la nueva estructura legal e institucional del sector, reglamentada por la Ley 9478/1997, conocida como la Ley de Petróleo, y, en particular por la

⁵¹ La importancia del pré-sal para el Brasil no se expresa en términos de producción diaria de petróleo, pr si en una perspectiva estratégica, en que los recursos podrán tener un significado de reserva energética mundial. Brasil es actualmente el 7º consumidor de petróleo en el mundo, con cerca de 2,2 millones de barriles/día, y se espera que en 2030, este consumo llegue a 2,5 millones de barriles/día. A su vez se cree que el consumo mundial actual, de cerca de 86 millones de barriles/día, llegue a 106 millones en 2030. En caso de que no hubiera incorporación de nuevas reservas, con la disminución de la producción, la capacidad de abastecimiento diario estará cerca del 30% de las necesidades (33 millones de barriles/día). En este escenario potencialmente conflictivo, en que no hay expectativa para acabar con la dependencia del petróleo, Brasil descubre las reservas del pré-sal. Este descubrimiento, que en verdad es fruto de un proceso histórico de investigación y desarrollo conducido por Petrobras, se tornó técnica y económicamente viable a medida que la tecnología de exploración y producción no convencional, offshore, fue siendo dominada por Brasil. Progresivamente, de la exploración en láminas de agua de pocas decenas de metros, en la fase terrestre de la empresa, desde su creación, hasta los años 1970, se pasó a decenas, después para 1 mil, 2 mil, y hoy alcanza profundidades próximas a los 3 mil metros.

⁵² La relación reservas probadas/producción pasó de 13 años en 1972, al pico de 25 años en 1995 y de 19 años en 2010, lo que significa que con las reservas contabilizadas en ese año el país tendría petróleo para atender sus necesidades por ese tiempo, al nivel actual de consumo

reestructuración de la gestión de Petrobras, consubstanciada a través de la modificación de su estatuto que implicaría la capitalización privada de la empresa estatal y por lo tanto la obligación legal de cotizar en la Bolsa Internacional según estándares de la SEC de los EUA.

Así, “desde la aprobación de la Ley N° 9.478 en 1997, llamada la Ley del Petróleo, la Agencia Nacional del Petróleo, Gas Natural y Combustibles (ANP) está facultada para realizar las rondas de licitación para la exploración, desarrollo y producción de petróleo y gas natural de los campos hidrocarburíferos en Brasil. Antes de esta Ley la empresa estatal PETROBRAS tenía, como fuera dicho, el monopolio de todas las actividades de la cadena de valor en el sector hidrocarburífero, ello cambió con lo dispuesto en el artículo 177 de la Constitución Federal, modificada por la enmienda constitucional N° 9 de 1995. Actualmente con el descubrimiento del llamado “Pre-Sal” este reservorio no tendrá el mismo tratamiento de los otros campos en Brasil.

Los Contratos de Concesión para la Exploración, Desarrollo y Producción de petróleo y gas natural, se celebran entre la ANP y el operador del campo hidrocarburífero, denominado Concesionario. El mismo asume, con carácter exclusivo, la totalidad de los costos y riesgos de la operación. En caso de que no se realizara un descubrimiento comercial o la producción no fuera suficiente para cubrir los OPEX y CAPEX, el Concesionario no tiene derecho a ningún pago, retribución o indemnización por los costos incurridos. Durante la fase exploratoria, el concesionario deberá ejecutar, en una primera etapa, un Programa Exploratorio Mínimo y, para la segunda etapa, un Plan de Trabajo e Inversiones mínimo, detallado en los anexos de cada contrato. Por supuesto, si el Concesionario así lo prefiere, puede realizar labores de exploración adicionales. Por otra parte, para el desarrollo del Programa Exploratorio Mínimo, el Concesionario debe otorgar a la ANP una garantía financiera.

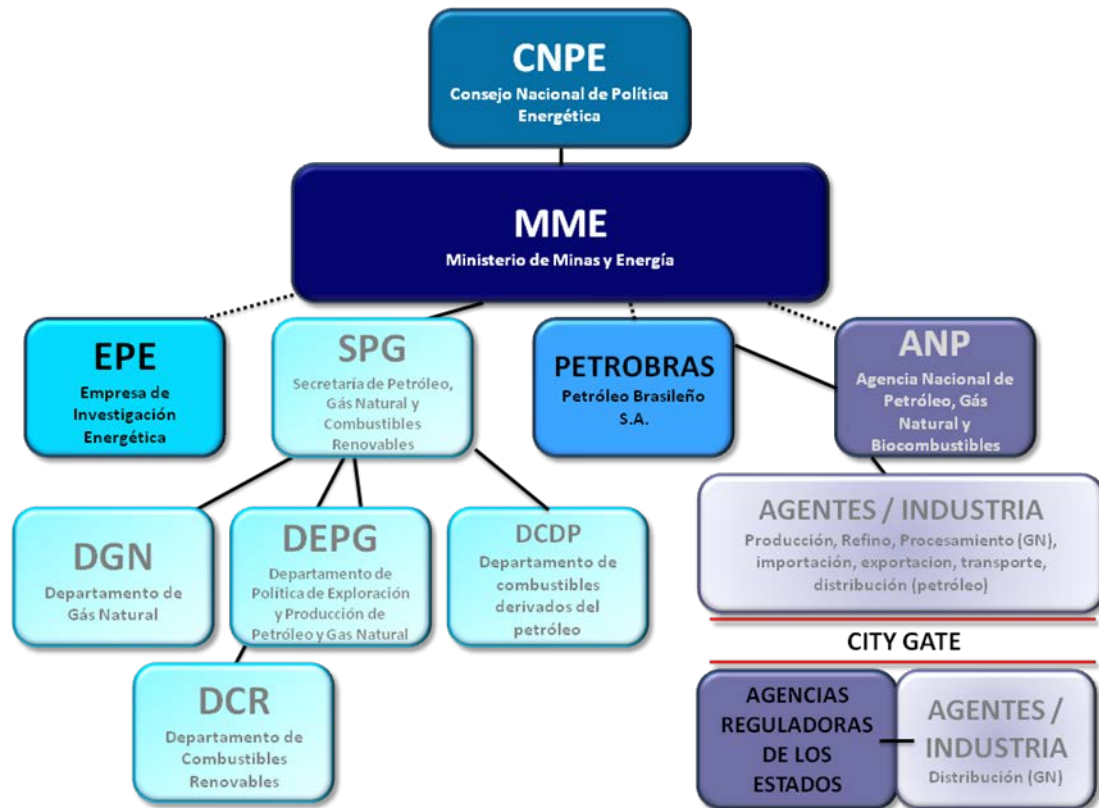
Los reservorios de petróleo y gas natural son de propiedad del Estado, el Concesionario recibe la propiedad del petróleo y/o gas natural efectivamente producido en el Punto de Medición de la Producción. De hecho, en la cláusula 11ª de un contrato estándar se asegura la *libre disponibilidad de los volúmenes de petróleo y gas natural por parte del Concesionario*. Sin embargo, en casos de emergencia nacional, la ANP puede determinar que el Concesionario atienda, con petróleo y gas natural por él producido, primero el mercado interno.

Con respecto al sistema tributario se tiene: A) Bono, de acuerdo al Decreto 2.705/1998 el oferente vencedor debe pagar el monto de dinero ofrecido en la licitación para obtener la concesión de gas natural o petróleo, dicho monto no puede ser menor al valor establecido por la ANP al momento de convocar a la licitación. B) Regalías, un monto equivalente al 10% de la producción de petróleo y gas natural, en áreas particulares, la ANP puede disminuir (en la licitación) esta alícuota hasta el 5%. C) Participación Especial, definida en el Decreto N° 2705 del 3 de agosto de 1998, esta participación se aplica a todos los campos con gran volumen de producción y/o elevada rentabilidad del campo. Los pagos, expresados en Reales, durante las fases de exploración y producción, son definidos en cada contrato. D) Pago a los propietarios de la tierra, equivalente al 1% de la producción de petróleo y gas” (OLADE, 2010).

Sobre este esquema pocos cambios hubieron entre 2000 y 2010. La promulgación del marco regulatório del pré-sal no es vista como una ruptura absoluta, aún cuando para ciertos sectores fue visualizado como una mayor participación del Estado en el tema petrolero, en particular porque la Ley n.º 12.351, de 22 de diciembre de 2010 plantea explícitamente la creación del Fondo Social y declara el interés estratégico del petróleo. A pesar de ello en un horizonte próximo no se avisaría una señal de grandes cambios en el futuro. Se ratifica así que las principales alteraciones se produjeron con el paso del régimen de monopolio hacia el régimen mercantil.

El esquema actual del marco institucional en Brasil se presenta en la siguiente figura:

Figura 3.2.3.1. Estructura institucional del sector de petróleo, gas natural y biocombustibles en Brasil



Fuente: varias, recopilado IEE-USP.

Sin embargo, tal como se muestra en el cuadro que sigue a pesar de que el marco legal supuso apertura y competencia, la participación de Petrobrás en casi todas las actividades permaneció como preponderante cumpliendo en los hechos un papel de monopolio integrado y conglomerado energético nacional e internacional.

Cuadro 3.2.3.1. Organización industrial del sector de petróleo y gas natural y el papel de Petrobras: comparación entre la situación anterior y posterior a la creación de la Ley de Petróleo

Actividad	Atribución legal	Ejecución		Rol de la Petrobras (PB)
		Antes de la liberalización (Ley 9478/1997)	Después de la liberalización (Ley 9478/1997)	
E&P (Petróleo y Gas Natural)	Monopolio nacional	Monopolio legal de La PB	Concesionaria de E&P (Competencia)	Producción: PB (80%); PB y socios (19.95%); nuevos negocios (0.05%). Participación en áreas exploratorias: PB (40.31%); otros (59.69%). Entrada de nuevos/pequeños negocios: (69 entrantes).
Refinación (Petróleo)	Monopolio nacional	Monopolio legal de La PB	Sometido a aprobación por la ANP (Competencia)	Petrobras: 98.4%
Procesamiento (Gas Natural)	Monopolio nacional	Monopolio legal de La PB	Sometido a aprobación por la ANP (Competencia)	Petrobras: 100% = Participación en unidades de procesamiento de gas natural: Petrobras (95%); PB y socios: (5%)
Importación y Exportación (Petróleo y Gas Natural)	Monopolio nacional	Monopolio legal de La PB	Sometido a aprobación por la ANP (Competencia)	Petrobras: 90.9% de importaciones de gas natural; auto suficiencia en producción de petróleo.
Transporte (Petróleo)	Monopolio nacional	Monopolio legal de La PB	Desglose-con acceso libre para nuevos agentes	Gasoductos: 70% operados por Petrobras Transporte por agua: 81 compañías autorizadas por la ANP.
Transporte (Gas Natural)	Monopolio nacional	Monopolio legal de La PB		Gasoductos de transferencia: 100% operados por PB; Gasoductos de transporte: 45.9% operados por Transpetro (subsidiaria de PB); 53.9 operados por PB y socios (TBG; Gasocidente; Nova Transportadora do Nordeste; TNS).
Distribución (Derivados Del petróleo)	Competencia	Competencia	Competencia	BR Distribuidora (subsidiaria de Petrobras): 34.3%. 248 distribuidoras en operación
Venta al por menor (Derivados Del petróleo)	Competencia	Competencia	Competencia	Revendedores: bandera blanca (43.1%); BR (16.8%); Ipiranga (10.9%); otros (29.2%).
Distribución (Gas Natural)	Monopolio de los estados	Concesionarias de distribución de los estados	Concesionarias privadas de distribución en los estados	GNV: liderazgo de Petrobras (31% del mercado, a través de la BR Distribuidora) Residencial y Industrial: de un total de 24 distribuidoras: Petrobras participa como accionista en 19 y es propietaria de 1 (a través de BR).
Distribución (GNL)	Monopolio nacional	Concesionarias privadas y Petrobras operando bajo reserva de área	Sometido a aprobación por la ANP (Competencia)	Distribución: Ultragas (23.3%); SHV Gas Brasil (23.0%); Liqigás (subsidiaria de Petrobras) (22.3%); Nacional Gás (18.3%); Copagas (7.4%); otros (10) (5.7%). Revendedores: cerca de 15,000 compañías en todo el país.

Fuente: varias IEE-USP. Datos de 2009.

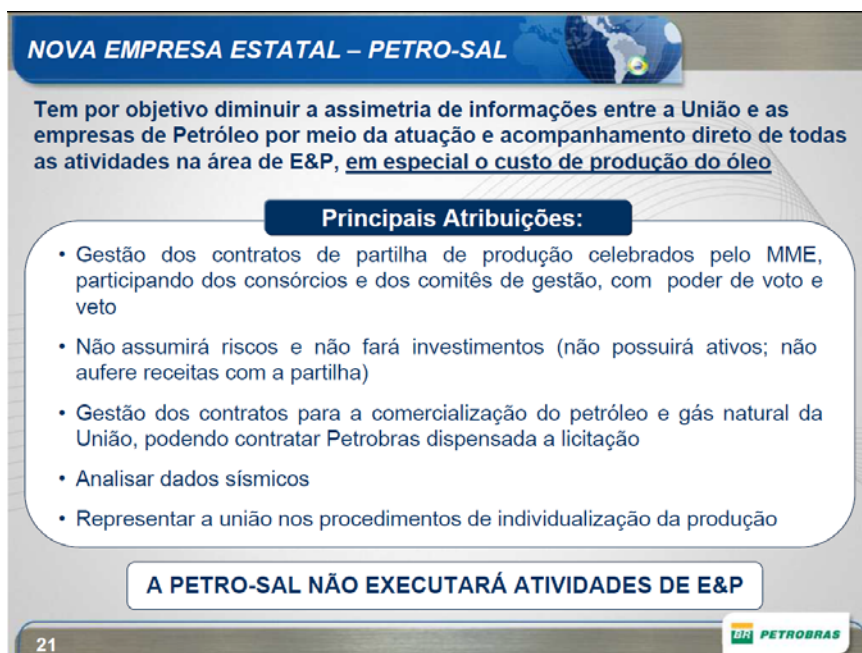
En cuanto a las características del régimen adoptado para el pré-sal cabe decir que responde a ciertos objetivos de política petrolera nacional que retoma un discurso más nacionalista como: “Asegurar para el Brasil la mayor parte del crudo y del gas junto a la mayor porción de la renta a ser aplicada a distintos objetivos, entre ellos redistribución de la riqueza”. Esta definición si bien no altera ni el marco legal previo para las operaciones en otros campos, ni el papel de Petrobrás, si implica una redefinición de la política acorde a las etapas de prioridades previamente citadas. Es decir, alcanzado el autoabastecimiento y habiendo logrado exportar volúmenes excedentes, el potencial de las nuevas reservas trae a colación el tema del destino de la renta habiendo una opción declarada por un reparto de ella entre actores productores y Estado distinta a la que plantea el marco de la Ley de Petróleo

Según presentación de Petrobras de 2009 si bien la explotación de Pre-Sal admitiría una participación de terceros en actividades de E&P, hasta 5 billones de BEP serían cedidos a la empresa que a su vez sería operadora con terceros por medio de licitaciones en contratos que, a diferencia de los que rigen en otras áreas no serían por concesión, manteniéndose esta figura para todas las restantes áreas.



La reafirmación del papel de la petrolera estatal capitalizada en función de la política nacional de Brasil se ve reflejada también en la siguiente lámina de dicha presentación.

Allí, la fabricación de bienes de capital, la capacitación de personal altamente especializado y el desarrollo tecnológico liderado por Brasil se daría por el objetivo de evitar que otras empresas decidan sobre la forma de explotación futura en busca de una mayor internalización no sólo de la renta sino del conjunto de externalidades del proyecto.



En tanto se define que la nueva empresa estatal Petro-Sal creada para administrar esos recursos no ejecutará actividades de E&P, se hace explícito el propósito de reducir la asimetría de información entre los operadores de los campos y la Unión y por consiguiente será la encargada de gestionar los contratos de reparto.

El objetivo explícito de utilizar la renta petrolera excedente con propósitos sociales se explicita con la creación del Fondo Social y las áreas de aplicación, como combate de la pobreza extrema, mejoras en el gasto social, creación de fondos anticíclicos, para mitigación de impactos de cambio climático, etc.

FUNDO SOCIAL - FS

Fundo Social de natureza contábil e financeira, vinculado à Presidência da República

Objetivos

- Constituir poupança pública de longo prazo
- Proporcionar fonte regular de recursos para realização de projetos e programas nas áreas de:
 - Combate à pobreza e desenvolvimento da educação, da cultura, da saúde pública, da ciência e tecnologia e de mitigação e adaptação às mudanças climáticas
- Mitigar as flutuações de renda e de preços na economia nacional, decorrentes das variações na renda gerada pelas atividades de E&P e outros recursos não renováveis
- Não poderá conceder garantias

22

PETROBRAS

Con respecto a la gestión de este Fondo, la lámina siguiente explicita las modalidades.

FUNDO SOCIAL - FS

Fundo Social

Comitê de Gestão

- Política de investimentos do FS
- Montante a ser resgatado anualmente
- Rentabilidade mínima, tipo e nível de risco a serem assumidos
- Percentuais de investimentos no Brasil, no exterior e por setor ou atividade econômica
- Capitalização mínima antes de qualquer transferência de recursos

Conselho Deliberativo

- **Propor ao Poder Executivo, ouvidos os Ministérios afins,** a prioridade e a destinação dos recursos resgatados do FS
- **A composição, competência e funcionamento** do CDFS serão definidos em ato do Poder Executivo

23

PETROBRAS

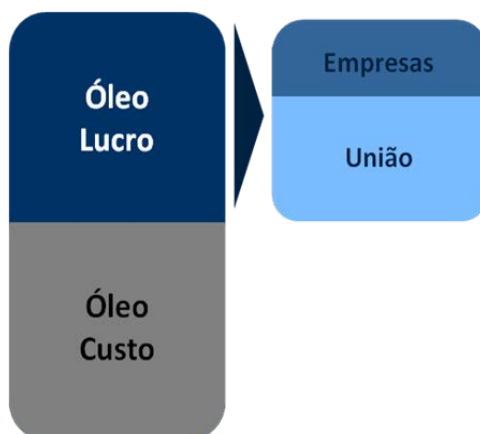
A modo de resumen, entre las principales reglas establecidas se hallan:

- La “União” podrá contratar directamente con Petrobras para producir en el Pré-sal
- También podrá licitar con otras empresas para participar de los contratos de “partilha” o de “reparto”⁵³

⁵³ El Contrato de Partilha de Produção (“PSA” o Production Sharing contract o “PSC”), según su sigla en inglés) fue desarrollado en Indonesia a inicios de la década de 1960, y es utilizado como modelo de referencia por diversos países productores tales como China, Angola y Egipto. A diferencia de los modelos de Concesión, donde el Estado cobra regalías en este tipo de contratos el Estado recibe el petróleo siendo el comprador del producto que no es así, de total libre disponibilidad.

- El ganador de estas licitaciones se define por el que ofrece un mayor porcentaje a la União o País.
- ANP realiza la licitación de acuerdo con las directrices del MME aprobadas por el CNPE, quien regula los contratos.
- Petrobras será en todos los casos la operadora y tendrá una participación mínima del 30% en todos los bloques de exploración
- Las características generales de esta propuesta son:
 - 1- La empresa contratada emprenderá por su cuenta y riesgo todas las operaciones exploratorias
 - 2- La empresa contratada, en caso de éxito será retribuida en petróleo por las inversiones en exploración y desarrollo de la producción que estarán sujetos a límites preestablecidos por período.
 - El excedente en producción será repartido entre las partes conforme a lo establecido en el contrato
 - Un comité operativo será compuesto por los representantes de las partes, que, entre otras atribuciones, acompañará los costos y analizará y aprobará las inversiones.

Figura 3.2.3.2. Características generales del contrato de reparto



Fuente: BRASIL/MME, 2010.

Con respecto al desarrollo de actividades para la explotación de gas natural los principales cambios en la regulación y en la política se da tras la nacionalización del gas en Bolivia (2006) donde Petrobrás resultaba como mayor operador en aquel país. Así las normas dictadas por la ANP entre 1998 y 2003 trata de aspectos que hacen a la regulación de las importaciones, del comercio de gas, de las reglas de acceso a sistemas de transporte y normativas de distribución.

Es recién en 2009 cuando se promulga la Ley Federal 11909/2009 (Ley de Gas), que dispone sobre las actividades relativas al transporte de gas natural, de que trata el art. 177 da Constituição Federal, así como sobre las actividades de tratamiento, procesamiento, almacenamiento, licuefacción, regasificación y comercialización de gas natural; por lo cual se modifica la Ley 9478/1997; y establece otros atributos para la explotación de gas.

Así también en el segmento de gas natural, Petrobras ejerce un poder casi monopólico siendo responsable del 96% de la producción en Brasil y de cerca del 90% de la importación.

Es que a partir de 2003, la empresa inició un proceso de redireccionamiento de su estrategia viendo de "expandir sus operaciones en el exterior tanto en el *upstream* como en el *downstream*; expandir operaciones en el mercado de gas natural y transformarse en una "empresa energética" para lo cual incursiona en el mercado como gran generador térmico en el sector de electricidad (Araújo, 2005).

Para comprender el papel asignado al gas en Brasil se debe recordar que las expectativas de las reformas emprendidas en 1997 eran optimistas respecto al papel de las fuerzas del mercado para expandir ordenadamente la industria de la energía, aún en el caso del gas. Según (IDB, 2000) estas reformas debían conducir a:

- *Una competencia agresiva en los mercados de gas y electricidad*
- *Una convergência entre los mercados de eletricidad y gás natural*
- *La implementación del mercado para "ESCOs"*
- *La formación de un mercado para la transmisión(o transporte), la distribución considerados como monopolios regulados y reglas de libre acceso.*
- *Un crecimiento contínuo de la demanda, equilibrado por acciones de eficiencia, a tasas de entre 5 – 7%a.a*
- *Inversiones para 80 – 85 GW de nueva capacidad instalada en la región para el decenio 2000 – 2010.*
- *El gas natural como alternativa para consolidada para geración de eletricidad en función de:*
 - *Acelerar la convergencia de los mercados de gas y electricidad en el âmbito regionall*
 - *Reducir la intensidad del capital del sector eléctrico*
 - *Puente para el desarrollo de las energias limpas y baratas del futuro.*

Sin embargo y por distintas circunstancias estos resultados no fueron alcanzados. En vez de ello nuevos problemas y desajustes ocurrirían tras estas reformas y ello tanto en los países con economías maduras como en los países en vías de desarrollo que también habían promovido la liberalización plena de su infraestructura. En tal sentido se ha destacado:

- Un nivel insuficiente de inversiones, en tanto en general el capital extranjero no desea correr riesgos más si los fondos de inversión detrás de esas inversiones deben responder a resultados predecibles y de mayor rentabilidad que en los países de origen.
 - Inversiones focalizadas en inversiones ya existentes y bajo incremento de nuevos proyectos.
 - Salida de inversores cuando la rentabilidad cae
- Gran concentración de "nuevos mercados" en un pequeño grupo de empresas de actividades internacionalizadas.
 - Nuevas integraciones verticales y horizontales
- En la mayor parte de los casos no hubo una reducción de los precios y en cambio sí un fuerte incremento para el usuario final.
- No se produjo una universalización del acceso más allá del producido en forma concomitante con los procesos de urbanización.

- No se verificó un aumento de la transparencia y descentralización en el proceso de decisiones, pero sí de los los agentes con poder de interferencia en las decisiones estratégicas, decisiones en este caso de carácter empresarial.
- Deterioro general del número de puestos de trabajo y de las condiciones laborales:
 - Reducción de costos del trabajo a través del recorte de remuneraciones (alteración en la estructura de remuneración de las empresas reestructuradas) y forzoso aumento de la productividad (
 - Flexibilización e “individualización” de las relaciones laborales.
 - Deterio de la representatividad de los trabajadores
 - Desmantelamiento de las estructuras de capacitación
 - Impacto negativo sobre las condiciones de la seguridad social – (ej: asistencia médica, educacional y otros
- La necesidad de participación del Estado en las inversiones no desapareció.
- El control social no fue implementado siendo, por el contrario, reemplazado por cuadros de reguladores incipientes fácilmente capturables

En Brasil, algunos de los problemas que surgirían a lo largo del proceso y que produjeron consecuencias estructurales fueron:

- Inexistencia de una elaboración técnica o institucional para la construcción de una estructura de regulación adaptada a la realidad del país. En general los modelos fueron todos elaborados por consultoras internacionales bajo un mismo modelo de privatizaciones y regulación.
- En particular el método escogido para la venta por licitaciones donde el criterio fue otorgar acceso a través del mayor valor para el Estado atrajo a inversores con objetivos de rentabilidad de corto plazo y no siempre con estrategias acordes a las necesidades de expansión de la oferta a largo plazo.
- Falta de preparación de cuadros para ejercer la fiscalización, fuera esta ambiental o de otro tipo.
- Inexistencia de recursos humanos capacitados para lidiar con esta nueva realidad, facilitando así el condicionamiento de las decisiones de los entes reguladores en base a visiones fragmentadas de la realidad energética.
- Abandono del proceso de planeamiento de largo plazo, con lo cual se abrieron las puertas para un espacio de pleitos oportunistas y sin considerar el conjunto de los intereses de la sociedad.

Así el gran objetivo de la reforma en el sector gas natural y petróleo emprendida en Brasil entre 1995 y 1997 había sido la introducción de presiones competitivas en los mercados para atraer inversiones privadas y capitales internacionales para expandir la oferta de petróleo y desarrollar el gas, para que su importancia en la matriz energética fuera mayor. Lo que ocurrió en la práctica, en el segmento de gas natural, fue el ostensivo fracaso de la política de anclaje casi exclusivo del (futuro) mercado en:

- La importación del recurso a través del gasoducto Bolivia-Brasil y,
- la generación termoeléctrica con la permanencia de una serie de lagunas regulatorias que aumentarían la complejidad del sistema energético y el desarrollo de la industria del gas.

Otra consecuencia para el segmento de gas natural fue la instrumentalización de Petrobras, para mitigar los errores de la reforma en el sector eléctrico puesta en práctica a partir de 2004 y que creó una crisis de insuficiencia de gas natural para los segmentos industrial y vehicular a fines de 2007, a fin de privilegiar la generación termoléctrica

En el segmento de petróleo, a pesar de las tentativas de inhibir la participación de Petrobras en la expansión del sector, y de facilitar la apropiación de la transferencia del conocimiento geológico y de prospectividad -históricamente adquirido por la empresa acerca de los bloques puestos en licitación- la inversión extranjera fue atraída en la gran mayoría de los casos hacia los bloques y segmentos de mayor rentabilidad y menor riesgo, evitando incursionar en la cadena por ej en refinación donde los retornos esperados son menores. Con el cambio de gobierno en 2002 y a partir del plan de negocios de 2003, Petrobras vuelve a asumir un papel más preponderante como inductor del desarrollo sectorial tanto en petróleo, como en gas natural y en biocombustibles.

Como suele suceder en el ámbito de las miradas retrospectivas los defensores de las reformas ven como uno de sus mayores éxitos la trayectoria concreta de la empresa, mientras que desde otros ámbitos se destaca que fueron el conjunto de acciones previas, como empresa monopólica y las intervenciones posteriores a 2003 las que explican la misma.

Al margen de ello, el caso de Brasil muestra una vez más que bienes y sectores estratégicos como el petróleo, el gas y la energía, no pueden ser tratados como simples *commodities* ni hallarse faltos de una coordinación estratégica que se asiente sobre un plan de corto, mediano y largo plazo con una serie de opciones para mitigar la incertidumbre acerca del futuro.

Con respecto a la formación de precios Brasil ha presentado en las últimas décadas una fijación de precios alineada según precios internacionales de referencia como el Brent o el WTI y por contratos con cláusulas de ajuste. Este criterio, en un país donde el grueso de la producción se destina al mercado interno, ha generado importantes recursos de inversión y aportes fiscales.

En el caso del gas tras las reformas se abandonó la política que había regido la industria y que era básicamente el cálculo de un valor netback según el valor del FO y luego un adicional por calidad, política que en cierto modo limitó el desarrollo del gas.

Los principales cambios se dan como fuera señalado en 1997 con la Ley de Petróleo y la decisión de importar desde Bolivia.

Así, desde 2001 y según la legislación hoy vigente, existen tres referencias para la formación de los precios del gas (ANP, 2010):

- **Gás Natural de Origen Nacional** – establecido a partir de un proceso negociado entre el cargador y las distribuidoras de gas por redes.
- **Gás Natural Importado** – reglas de reajuste contenidas en los contratos de abastecimiento y de transporte celebrados entre PETROBRAS, respectivamente, con: YPFB, GTB e TBG (Gas Natural Importado da Bolívia), e pelos preços spot internacionais (GNL)
- **Gás Natural para las Térmicas del PPT** – regulación directa de precios, a partir de la publicación de “Portarias Interministeriais MME/MF”

Para el segmento de gas nacional, Petrobras es dominante y, por lo tanto, su política de precios fija las del mercado, ya que por normas regulatorias este es libre.

En el siguiente cuadro se presentan los cambios de criterio respecto a la separación de los segmentos de transporte y de gas para la formación del precio City gate.

Cuadro 3.2.3.2. Cambios recientes en la política de precios de Petrobrás para el Gas Nacional

Sistemática Anterior	Nova Política
<ul style="list-style-type: none"> • Parcela de Transporte (T_{REF}): atualizada anualmente pelo IGP-M da FGV (PANP nº 045/02) • Parcela de Produto (P_{GT}): reajustada trimestralmente pela variação de uma cesta de óleos e do câmbio (Portaria MF/MME nº 003/00) 	<ul style="list-style-type: none"> • Parcela Fixa (PF): atualizada anualmente pelo IGP-M da FGV • Parcela Variável (PV): reajustada trimestralmente pela variação de uma cesta de óleos e do câmbio

Fuente: ANP, 2010.

El precio del gas importado da Bolívia también lleva una parcela referente al producto y otra al transporte:

Preço city gate = produto (PG) + tarifa de transporte postal (TT)

La parte relativa al producto es negociada libremente y reajustada trimestralmente, por una canasta internacional de crudos que se utiliza en una fórmula que busca evitar oscilaciones bruscas

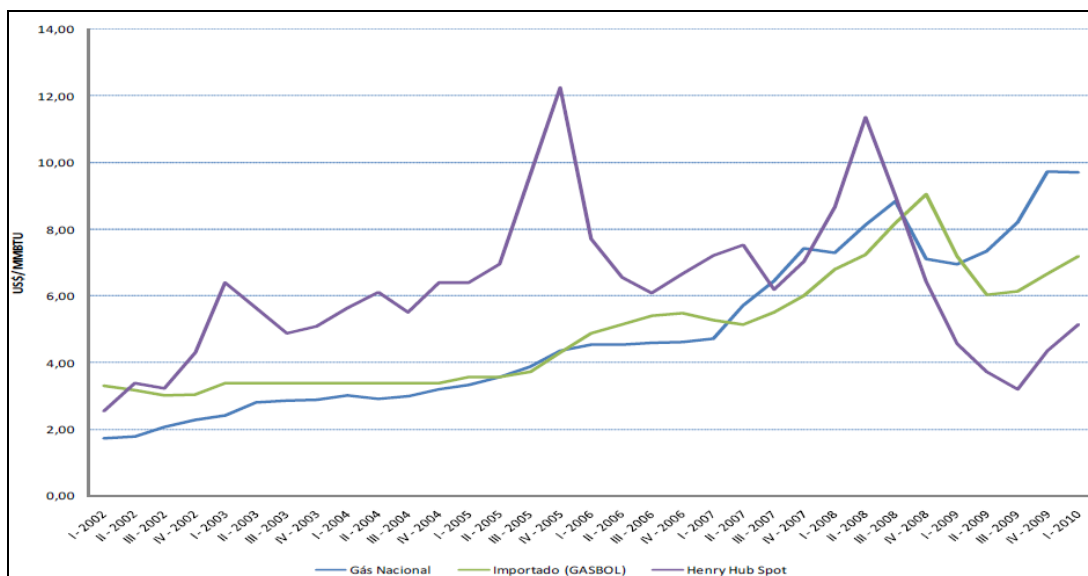
$$PG_t = 0,5 P_t + 0,5 P_{t-1}$$

donde,

$P_t = P_{base} \times P_{canasta_1} / P_{canasta_0}$ (ou $P_{base} \times$ Variação Trimestral Canasta de Derivados).

El desacople entre precios Henry Hub y WTI y Brent ha conducido así a que el precio del gas nacional para el productor en Brasil sea más alto que el de importación de Bolívia y mayores ambos al Henry Hub desde 2008.

Gráfico 3.2.3.1. Precio Final del gas City Gate y Henry Hub Spot – 2002-2010



Fuente: ANP, 2010.

En tanto los mercados de gas se desarrollan sobre la base de precios relativos por sector de consumo y en el caso de Brasil las termoeléctricas tienen despachos condicionados por una fuerte presencia de la hidroelectricidad, las previsiones efectuadas sobre la participación del gas en la matriz de Brasil se hallan retrasadas por su relativa falta de competitividad en casi todos los mercados con la excepción del industrial donde obra la mejor calidad del producto en relación al FO.

Aunque desde 2004 se ha iniciado la etapa de masificación del gas se cree que una serie de articulaciones y cambios en la regulación serían necesarios para desarrollar el mercado potencial.

Como se describe en el informe III de este estudio en el volumen III referido al análisis de la cadena de gas en la región Brasil presenta comparativamente a otros casos un nivel aún incipiente de desarrollo del mercado, entre cuyos factores críticos aparecen altos precios en todas las etapas. En tal sentido la Ley de gas trata del libre acceso como forma de incrementar la competencia, pero este aspecto es insuficiente frente al conjunto de desafíos que supone el desarrollo masivo de esta industria.

Por consiguiente mientras que el marco normativo para el desarrollo de las reservas de petróleo y gas y su puesta en producción resulta adecuado, para el caso del gas es necesario aún desarrollar el mercado, el que halla obstáculos en la propia diversidad de fuentes alternativas y en la necesidad de superar una etapa de construcción masiva de redes de transporte y distribución. Esta contradicción entre aplicación de costos plenos a la industria del gas y el logro de una penetración masiva requiere así de definiciones que en otros países implicaron aceptar explícita o implícitamente una etapa subsidiada a alguno de los componentes de la formación de precios.

3.2.4. Colombia

Según la recopilación de modelos de contratos petroleros realizada por OLADE, la exploración petrolera en Colombia se inició con contratos de concesión típicos (regalías e impuestos) y hoy por hoy sólo hay vigente uno de ellos. En 1974 con el Decreto 2310 se facultó a Ecopetrol, Empresa Industrial y Comercial del Estado, que administrara los recursos hidrocarburíferos, que explorara y explotara, directamente o por medio de contratos de asociación, servicios, operación de riesgo, excepto la concesión. Es decir, que a partir de ese momento se prohíbe la celebración de contratos de concesión. De ahí en adelante, Ecopetrol, por un lado, explota campos petroleros de forma directa y, por otro, celebra contratos de asociación con los que vincula capital privado de empresas petroleras extranjeras. Este contrato de asociación es una mixtura entre un contrato regalías e impuestos y un contrato de producción compartida, a la fecha existen vigentes alrededor de 50 contratos de asociación. El periodo de exploración es de seis años ejecutado a cuenta y riesgo de la asociada privada y un periodo de explotación comercial conjunta de 22 años, en los casos en que Ecopetrol decida participar en la explotación de los campos.

En el periodo comprendido entre 1974 y el 2003, Ecopetrol también celebró una serie de contratos distintos a los de asociación, como los típicos de riesgo para explotar campos comerciales, contratos de riesgo compartido; contratos de producción incremental, contratos para la explotación de campos descubiertos no desarrollados o inactivos, entre los más comunes. Cuando en el 2003, se escinde Ecopetrol y se crea la ANH, Ecopetrol retiene: i) las áreas que venía explotando directamente, ii) áreas correspondientes a los contratos de asociación vigente, iii) áreas de explotación que estaban siendo operadas por terceros bajo contratos de servicios y iv) algunas áreas exploratorias, es decir que la ANH asumió el control el resto de las áreas exploratorias. La ANH se convierte, de esta manera, en una de las instituciones más importantes en Colombia dentro el sector hidrocarburífero, dado que en representación del Estado firma y administra los contratos de exploración y explotación, convoca a licitación de áreas, recauda las regalías provenientes del sector petrolero, entre otras funciones. Por otra parte, se tiene un código de petróleos de 1950, que en cuanto a la contratación petrolera regula lo correspondiente a los contratos de concesión, con lo cual dichas disposiciones resultan obsoletas, también regula aspectos técnicos de la industria que han venido siendo actualizado por decretos y reglamentos específicos.

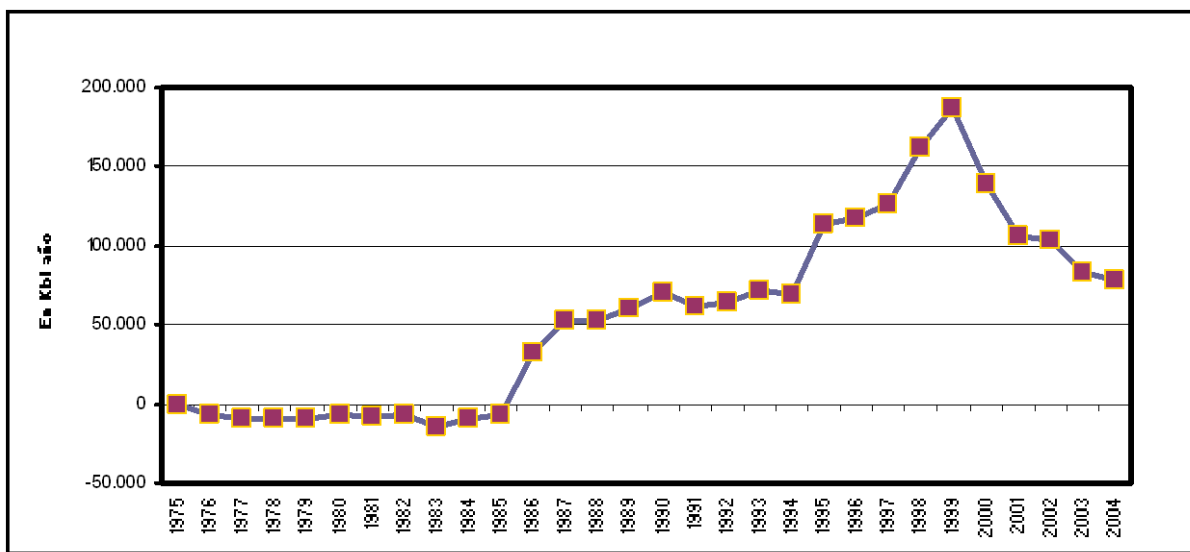
Así, los principales cambios del marco normativo se dan a partir del año 2003 con la creación de la ANH y posteriormente con la capitalización de la empresa ECOPETROL (2006-2008).

La lectura efectuada en Colombia, tras los primeros pasos consistentes en la aplicación del programa de desmonte de subsidios a los combustibles (principalmente gasolinas y mas parcialmente sobre el diesel o ACPM) fue que por una parte la empresa estatal ECOPETROL sufría de una acentuada interferencia política (y de la política macroeconómica), toda vez que los recursos de la empresa eran capturados en buena medida por las necesidades de la Hacienda Pública.

En el marco de dicho programa de desmonte de subsidios los ingresos recibidos por ECOPETROL resultarían mayores, pero a su vez este incentivo de precios no se traduciría en mayores inversiones en E&P.

Cabe decir que Colombia se había vuelto exportador de petróleo en base a dos grandes descubrimientos: Caño Limón y Cusiana, ocurridos respectivamente a mediados de la década del ochenta y del 90. Sin embargo antes de ello, había pasado por una crisis donde era importador neto (períodos de shocks petroleros) y, a mediados de 2006 se vislumbraban aún escenarios de posible pérdida de autosuficiencia o al menos de su capacidad exportadora.

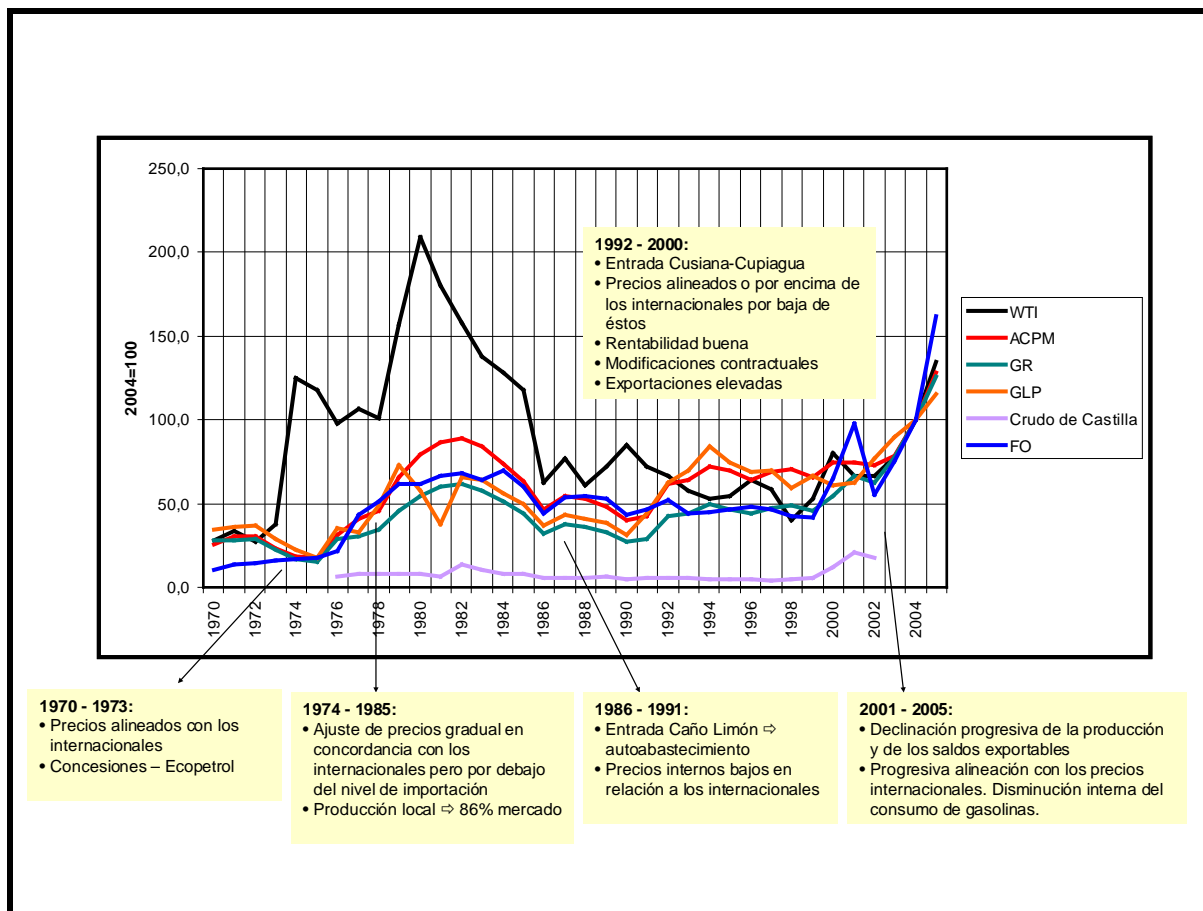
Gráfico 3.2.4.1. Evolución del saldo exportaciones e importaciones de petróleo (En Kbl/año)



Fuente: elaboración propia con datos de la UPME, serie de Balances Energéticos Integrados 1975-2004 (de 1992 a 2005 versión abril de 2005; de 1975 a 1991 corregidos por UPME).

Para comprender el contexto previo a las reformas vale decir que Colombia a pesar de tener un marco abierto a las inversiones extranjeras en la modalidad de los contratos de Asociación, no aplicaba en su mercado interno políticas de precios según costos de oportunidad.

Gráfico 3.2.4.2. Evolución de los precios de los derivados de petróleo en el período 1970-2004: Valores según base año 2000=100



Fuente: series de precios empalmadas y ajustadas a valores constantes según datos de UPME en base a información de ECOPEPETROL.

Nota: es de hacer notar que a pesar de tratarse de valores en dólares constantes (por considerar la inflación del dólar estadounidense), los resultados dependen del nivel del tipo de cambio local vigente en Colombia. Siendo así, los precios estimados en dólares reflejan también el impacto de períodos de apreciación y depreciación relativa de la moneda local.

Así, como se dijo esta política sólo se vuelve explícita y definida a nivel de política de Estado a partir de 2000.

Por otra parte la prospectiva de incorporación de reservas a mediados de 2006 advertía sobre la necesidad de buscar mecanismos para incrementar la actividad exploratoria.

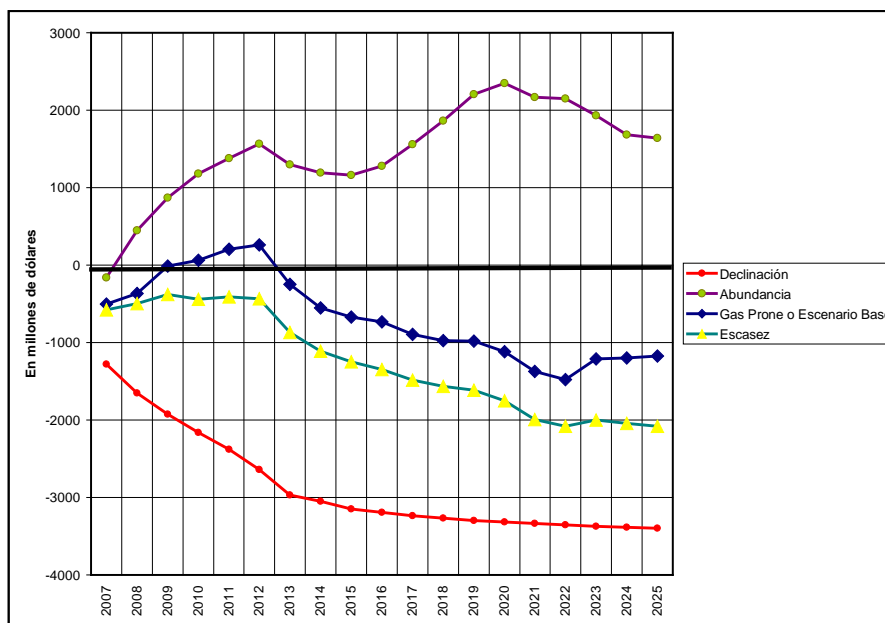
Cuadro 3.2.4.1. Hipótesis acerca de incorporación de reservas

Origen/Escenario	Reservas necesarias en MMBL y en % del total en cada escenario							
	Abundancia		Oil Prone		Gas Prone o Escenario Base		Escasez	
Reservas Probadas	1,602	19%	1,602	24%	1,602	32%	1,602	40%
Recuperación Secundaria	1,607	19%	1,607	24%	1,244	25%	1,244	31%
Nuevos desarrollos	210	2%	210	3%	133	3%	133	3%
Por Descubrir	5,000	59%	3,300	49%	2,000	40%	1,000	25%
Total	8,418	100%	6,718	100%	4,979	100%	3,979	100%

Fuente: UPME-ANH, Estudio para la formulación de una estrategia nacional de abastecimiento energético, Informe Final y archivos de soporte, Arthur D Little, agosto de 2006.

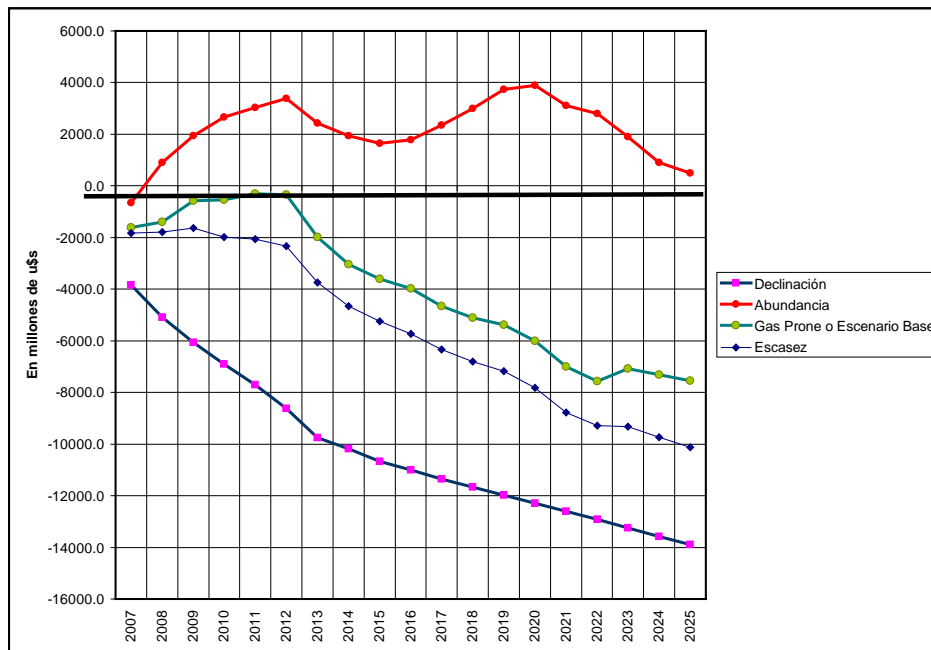
De este ejercicio se derivaban una serie de escenarios de impactos sobre los ingresos fiscales y sobre los ingresos por exportaciones que advertían sobre la necesidad de focalizar actividades y crear mecanismos para obtener una mayor cantidad de pozos de exploración a fin de evitar la declinación que se venía observando. Se debe recordar que la ANH acaba de ser puesta en funcionamiento y tenía como misión precisamente atraer inversiones de riesgo diseñando una política adecuada para ello en el encuadre de una política nacional

Gráfico 3.2.4.3. Estimación de la variación de los ingresos fiscales bajo distintos escenarios de abastecimiento de crudo (upstream)



Fuente: estimaciones propias en base a UPME-ANH, Estudio para la formulación de una estrategia nacional de abastecimiento energético, Informe Final y archivos de soporte, Arthur D Little, agosto de 2006.

Gráfico 3.2.4.4. Estimación de la variación de los ingresos por saldos exportables bajo distintos escenarios de abastecimiento de crudo (upstream)



Fuente: estimaciones propias en base a UPME-ANH, Estudio para la formulación de una estrategia nacional de abastecimiento energético, Informe Final y archivos de soporte, Arthur D Little, agosto de 2006.

Es decir que Colombia enfrentaba altas probabilidades de convertirse bien sea en importador, o bien de enfrentar una progresiva declinación de sus ingresos fiscales y saldos exportables en un etapa de crecimiento de precios internacionales que se desprendía del escenario mundial descrito en el Informe I de este estudio.

Así analizando el benchmarking de los modelos regulatorios en 2004 Colombia aparecía según especialistas internacionales como un mercado relativamente monopolizado y poco desregulado.

Figura 3.2.4.1. Identificación del posicionamiento de Colombia en el benchmarking de los modelos regulatorios de la industria de los hidrocarburos por países seleccionados

BENCHMARKING DE MODELOS REGULATORIOS

	Argentina	Australia	Colombia	España	E.U.A.	Francia	Brasil
Precios	○	◐	●	◑	○	○	◑
Subsidios	◑	◐	◑	◐	◐	◐	◑
Acceso a Suministro	○	○	◑	○	○	○	●
Acceso a Infraestructura	◐	○	◐	○	○	○	●
Participación en sectores	○	◑	◐	◐	◐	◐	◑
Grado de Fiscalización	◐	○	◑	◐	○	○	◑

● Controles/Alta Intervención ○ Fuerzas de Mercado/Baja Intervención

Arthur D Little

Fuente: Taller de Abastecimiento de la ANH, Bogotá, 9 de Diciembre de 2004, Rodolfo Guzmán, Director Asociado de Arthur D Little.

Las ideas básicas del “aprendizaje” en materia de regulación en ese momento se concentraban, desde este punto de vista, en las siguientes:

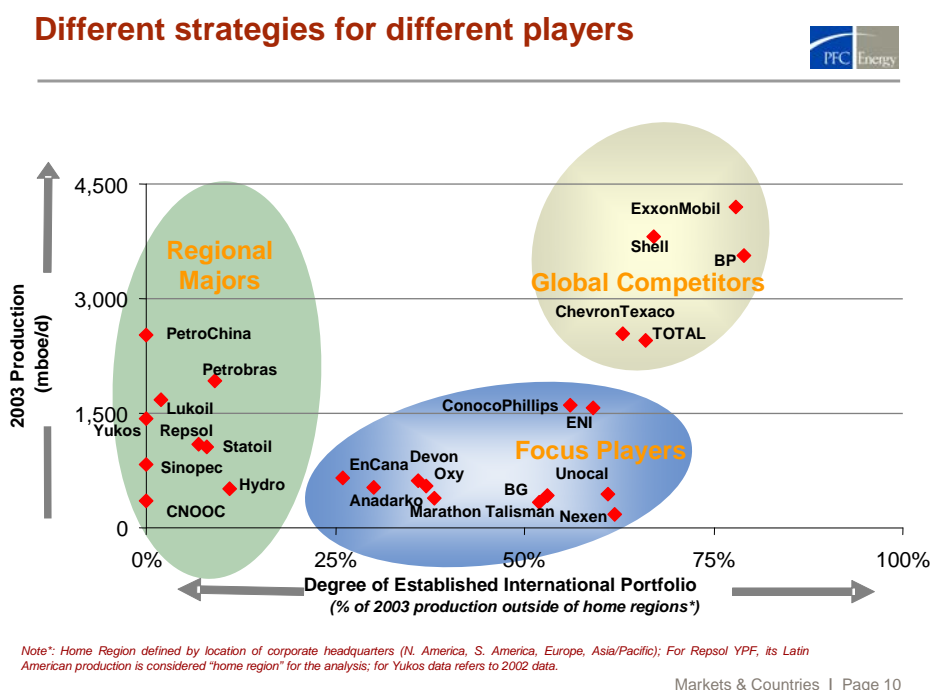
- El dominio sobre el mercado doméstico de una empresa estatal grande puede permanecer por largo tiempo, aún después de su privatización y liberación del mercado, tal como lo demuestran las experiencias de Argentina y España
- La liberación de precios y márgenes generalmente conlleva a una mejora importante en el nivel de inversiones y calidad de los servicios
- Los requerimientos de libre acceso a la infraestructura de distribución resultan en mayores niveles de competencia
- Mientras existan barreras comerciales y logísticas para la entrada de productos importados será difícil evitar el desarrollo de prácticas oligopólicas
- Históricamente los nuevos entrantes han sido un catalizador importante para incrementar los niveles de competencia tal como lo demuestra el caso de los hipermercados en Europa (Taller de Abastecimiento de la ANH, Bogotá, 9 de Diciembre de 2004, Rodolfo Guzmán, Director Asociado de Arthur D Little.)

Sobre esta base Colombia emprendió una vasta campaña para atraer mayores actores al mercado, aunque partió de la base de que los grandes actores del

mercado internacional no tendrían demasiado interés en Colombia, mas no así empresas más pequeñas y productores independientes. El concepto de establecer estrategias diferenciadas para distintos grupos de actores fue aceptado como una política donde el papel de ECOPETROL seguía siendo visto como clave, pero que sólo podría ser desarrollado en la medida en que fuera una sociedad anónima y con capitalización privada a través de los llamados fondos sociales.

Al mismo tiempo se reconocía que las compañías nacionales de petróleo (CNP) podían estar en mejores condiciones de tomar riesgos (aunque a veces limitadas por la aversión de los gobiernos a tomar esa clase de riesgos, por cuestiones de presión fiscal, etc). Sin embargo el ejemplo de CNP internacionalizadas era visto como atractivo.

Figura 3.2.4.2. Enfoque de posicionamiento global de las CNP en relación a otro tipo de compañías petroleras



Fuente: ANH, PFC Energy presentación diciembre de 2004.

Con este marco conceptual previo, la ANH desarrolló un vasto programa de recopilación de información sísmica y lanzó numerosas rondas de licitaciones, donde ECOPETROL debía competir como una empresa más⁵⁴.

A través del acuerdo 8 del 3 de mayo de 2004 en el marco del decreto ley 1760 de 2003, se definieron tres tipos de contratos: a) Evaluación Técnica o TEA's; b) E&P; c) otros tipos de contratos especiales. En la nueva estructura se pasaba así del

⁵⁴ En 2003 el gobierno colombiano reestructuró la Empresa Colombiana de Petróleos, con el objetivo de internacionalizarla y hacerla más competitiva en el marco de la industria mundial de hidrocarburos. Con la expedición del Decreto 1760 del 26 de Junio de 2003 modificó la estructura orgánica de la Empresa Colombiana de Petróleos y la convirtió en Ecopetrol S.A., una sociedad pública por acciones, ciento por ciento estatal, vinculada al Ministerio de Minas y Energía y regida por sus estatutos protocolizados en la Escritura Pública número 4832 del 31 de octubre de 2005, otorgada en la Notaría Segunda del Circuito Notarial de Bogotá D.C., y aclarada por la Escritura Pública número 5773 del 23 de diciembre de 2005.

empresario y supuesto regulador, con poder de celebrar contratos de asociación a un sistema de mercado abierto que incentivara la atracción de nuevos actores.

Figura 3.2.4.3. La Transición del esquema de ECOPETROL hacia fines mercantiles

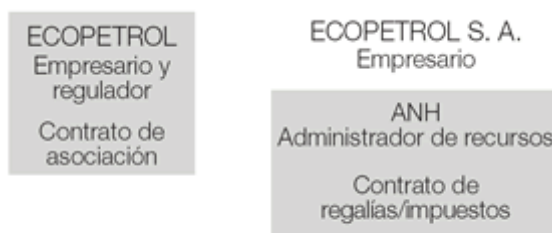


Figura 1. Nueva estructura

Fuente: ECOPETROL.

Las principales características del contrato se resumen en la Figura que sigue.

Figura 3.2.4.4. Características de los nuevos contratos petroleros en Colombia

CARACTERÍSTICAS BÁSICAS	
Tipo de contrato:	Sistema regalías/impuestos
Duración:	Exploración: 6 años con prórrogas de 0-4 años Evaluación: 1-2 años con prórroga de 0-2 años Explotación: 24 años por yacimiento, con prórroga
Programas de trabajo:	Exploración: programa mínimo por fase, ajustable Evaluación: a discreción del contratista Explotación: plan aceptado por la ANH con Programas de trabajo anuales
Operaciones:	Autonomía y responsabilidad del contratista Seguimiento de ANH
Términos económicos:	100% de la producción para el contratista, después de regalías Regalías escalonadas + impuestos Pago eventual de 30% de las ganancias excedentes sobre el precio de activación (trigger price) de aprox. US\$27/bbl WTI. ⁵⁵ El gas natural y el crudo pesado no pagan Los activos pertenecen al contratista

Fuente: ECOPETROL, boletín informativo 108, 2003..

El nuevo modelo de contrato colombiano fue definido como un sistema de regalías/impuestos, donde el contratista define el programa de trabajo, construye y es dueño de las facilidades, y opera con autonomía y responsabilidad, a su propio riesgo y costo. El contratista es dueño de todos los derechos de producción —después de regalías— y eventualmente tendrá que hacer pagos a la ANH por los ingresos

⁵⁵ Valor a la fecha de inicio de la reforma en Colombia (año 2003), actualizable.

adicionales cuando el precio internacional del crudo de referencia exceda un nivel de activación. El contratista paga impuestos por ingresos, de acuerdo con la ley. Aparte se estableció un Contrato de régimen especial regulado por su propio régimen, el cual es establecido por la ANH. Los plazos de los contratos se definen según lo indicado en la figura 3.2.4.5.

Figura 3.2.4.5. Duración y fases contractuales régimen de la ANH

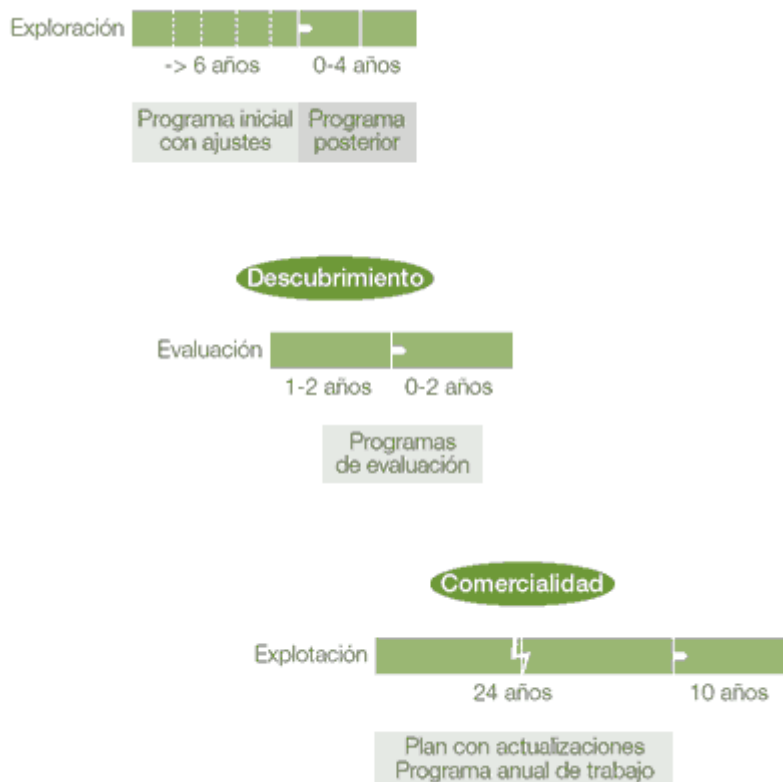


Figura 3. Duración eventos principales

Fuente: ECOPETROL.

En cuanto a los términos económicos se estableció que todos los derechos de producción son para el contratista; y éste puede disponer de la producción, después de pagar una regalía en el punto donde los hidrocarburos tengan las especificaciones para transporte o uso. La ANH recibe las regalías que el contratista debe pagar. De acuerdo con la ley, estas regalías son una proporción de la producción bruta diaria con base en el promedio mensual; y se calculan por cada campo, como se muestra en la figura siguiente.

Figura 3.2.4.6. Esquema de regalías escalonadas

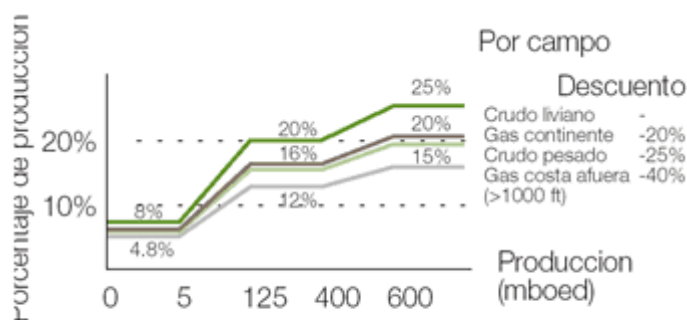


Figura 4. Regalías

Fuente: ECOPETROL.

Los pagos a la ANH. Establecidos para crudos livianos consisten en un pago mensual eventual a la ANH, cuando la producción acumulada está por encima de 5 MMBBLs y cuando el precio de internacional del crudo de referencia está por encima de un nivel de activación (trigger level). El pago es 30% de los ingresos en exceso reales del contratista. El ingreso en exceso es una proporción del ingreso bruto, en la misma proporción en que el precio internacional de referencia exceda el nivel de activación con relación al precio internacional de referencia pleno. El crudo marcador de referencia para el precio internacional es el West Texas Intermediate (WTI), y el nivel de activación (trigger level) depende de la calidad del hidrocarburo producido, medido a la gravedad API. Este pago no se aplica al gas natural ni a los crudos pesados. Los niveles de activación se ajustan hacia arriba periódicamente, para tener en cuenta la evolución de la industria del petróleo.

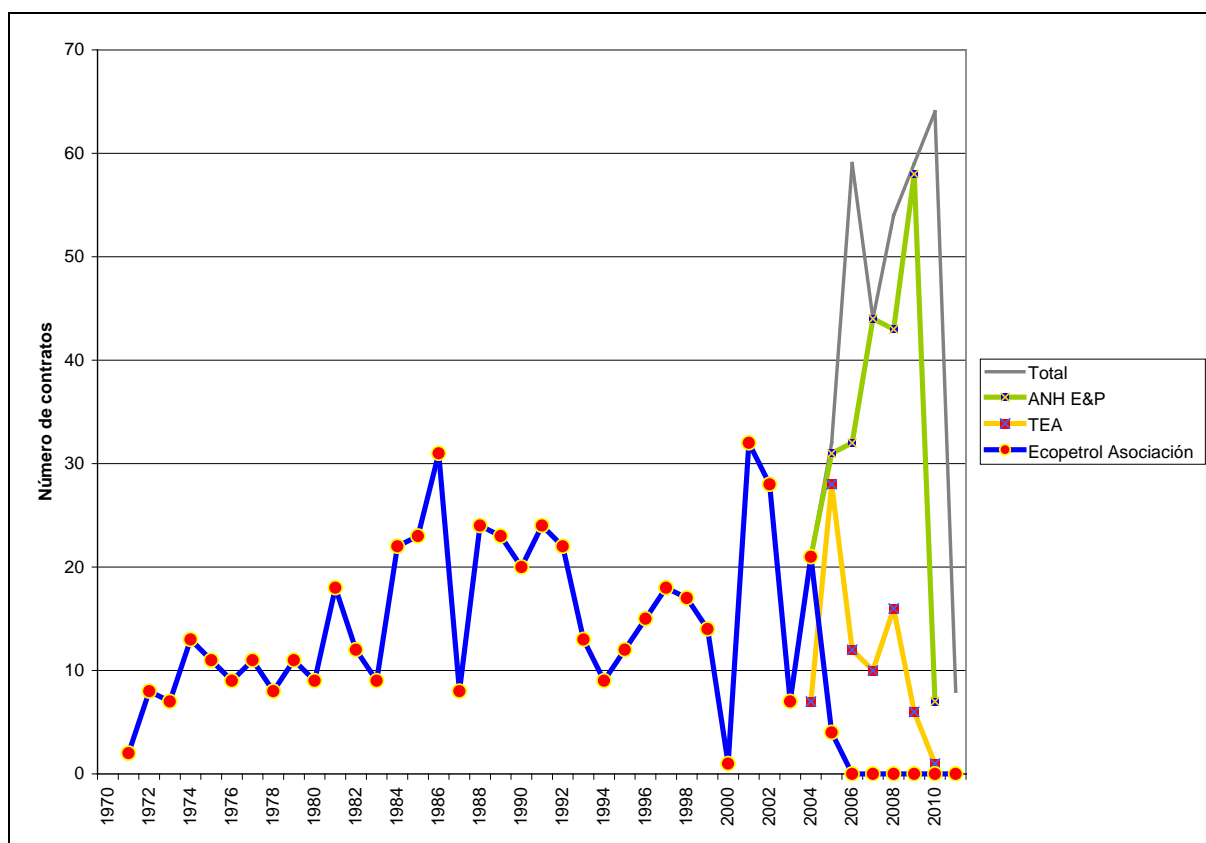
Según el análisis realizado por OLADE (2010)⁵⁶, los contratos de E&E que estructuró la ANH en su inicio, pretendieron ser típicos contratos de regalías e impuestos, por virtud de los cuales el Estado recibe regalías, pagos destinados a los Departamentos y Municipios productores para que realicen inversiones de utilidad pública de destinación específica y, por otro lado, la ANH recibía cánones superficarios por el uso del suelo y un upside por precios altos. Sin embargo, en las últimas rondas de adjudicación de áreas, la ANH ha solicitado a los ofertantes, además de los cargos mencionados, un x% de la producción. Porcentaje que se calcula sobre la producción en boca de pozo. Con esto, ese primer modelo típico de regalías e impuestos *mutó a un modelo mixto* al que se le adiciona una “sobre regalía” sin asumir gastos e inversiones, “sobre regalía” que, como la regalía típica, constituye para el operador un gasto de producción adicional. Y esta “sobre regalía” se aplica a cualquier tipo de producción, inclusive de la producción de las pruebas extensas de producción que se ejecutan en el periodo exploratorio para evaluar el potencial del yacimiento, antes de declarar la comercialidad del campo y, por supuesto, a la producción comercial propiamente dicha. Es un “profit Split” pero a favor de la ANH que, en algunos casos, ha llegado hasta el 50% de la producción.

⁵⁶ OLADE, 2010, CONTRATOS DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS: América del Sur - 2009

Los resultados del nuevo esquema institucional adoptado por Colombia son aún difíciles de evaluar con respecto a su impacto de largo plazo, aunque según ciertos indicadores disponibles muestran haber producido resultados positivos en materia de incremento de reservas de petróleo, atracción de inversiones e incremento de la actividad exploratoria.

Como se observa en el gráfico siguiente el número de contratos anuales suscritos para obtener un mejor conocimiento de áreas y los propios de E&P han crecido sustancialmente respecto a la historia previa de ECOPETROL.

Gráfico 3.2.4.5. Evolución de los contratos de E&P y TEA en Colombia 1970-2010

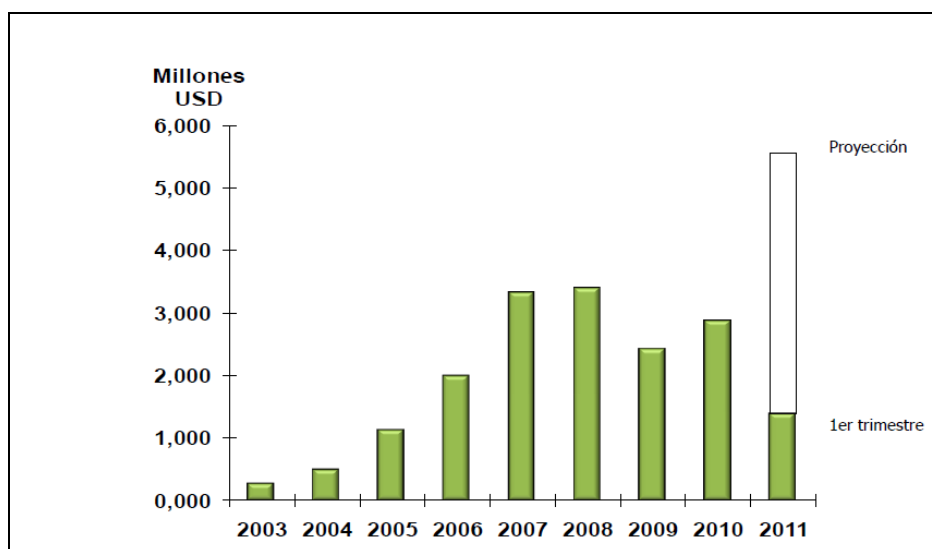


Fuente: ANH, Indicadores dic. 2010.

En la actualidad la mayor parte de estos contratos se hallan vigentes, siendo pocos los suspendidos. La mayor parte de ellos se hallan cumpliendo la etapa exploratoria y los contratos involucran una gran diversidad de actores, con distintos porcentajes de participación, estando presente también ECOPETROL.

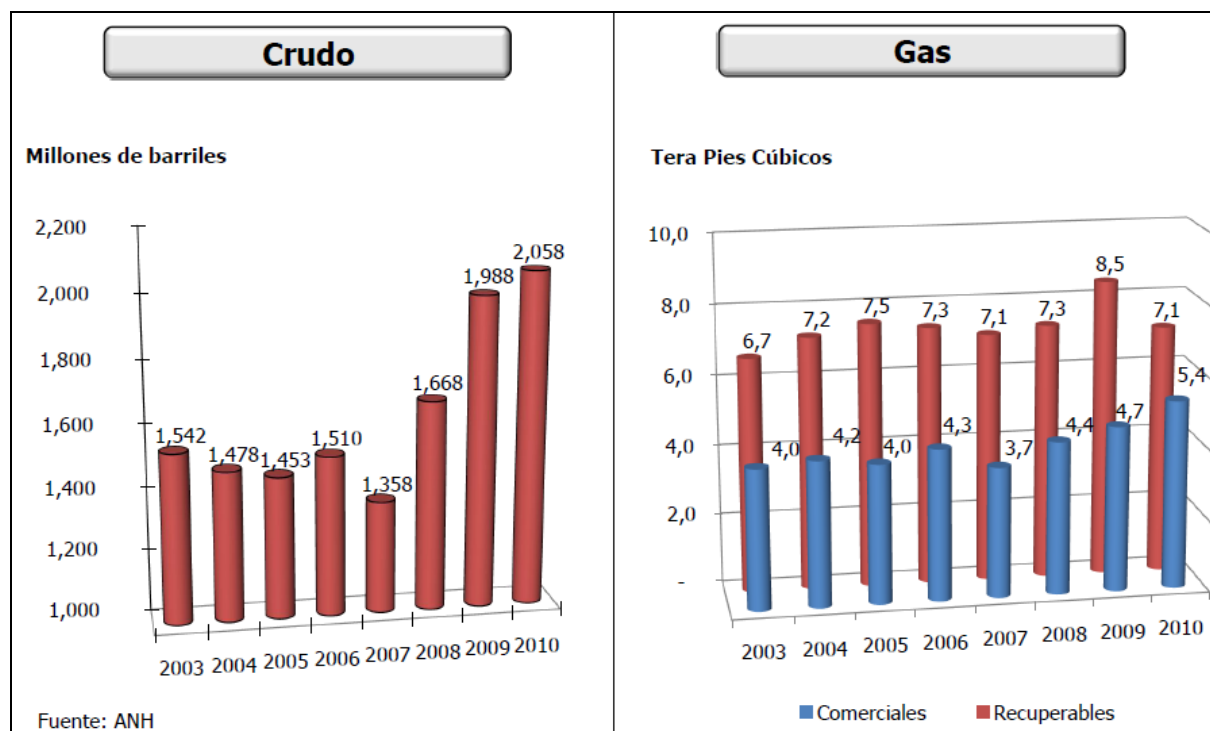
Las inversiones extranjeras en Petróleo han mostrado un incremento significativo en 2007-2008 y alcanzaron niveles de 3000 millones de dólares para bajar en 2009-2010, siendo aún incierto el valor para 2011. Sin embargo no es posible discernir si estas inversiones fueron todas destinadas a E&P de campos nuevos o involucran las inversiones de las asociadas de ECP.

Gráfico 3.2.4.6. Evolución de la IED en el sector petrolero de Colombia



Fuente: ANH, presentación de Dirección en la UNC, diciembre de 2011.

Gráfico 3.2.4.6. Evolución de las reservas de crudo y gas de Colombia

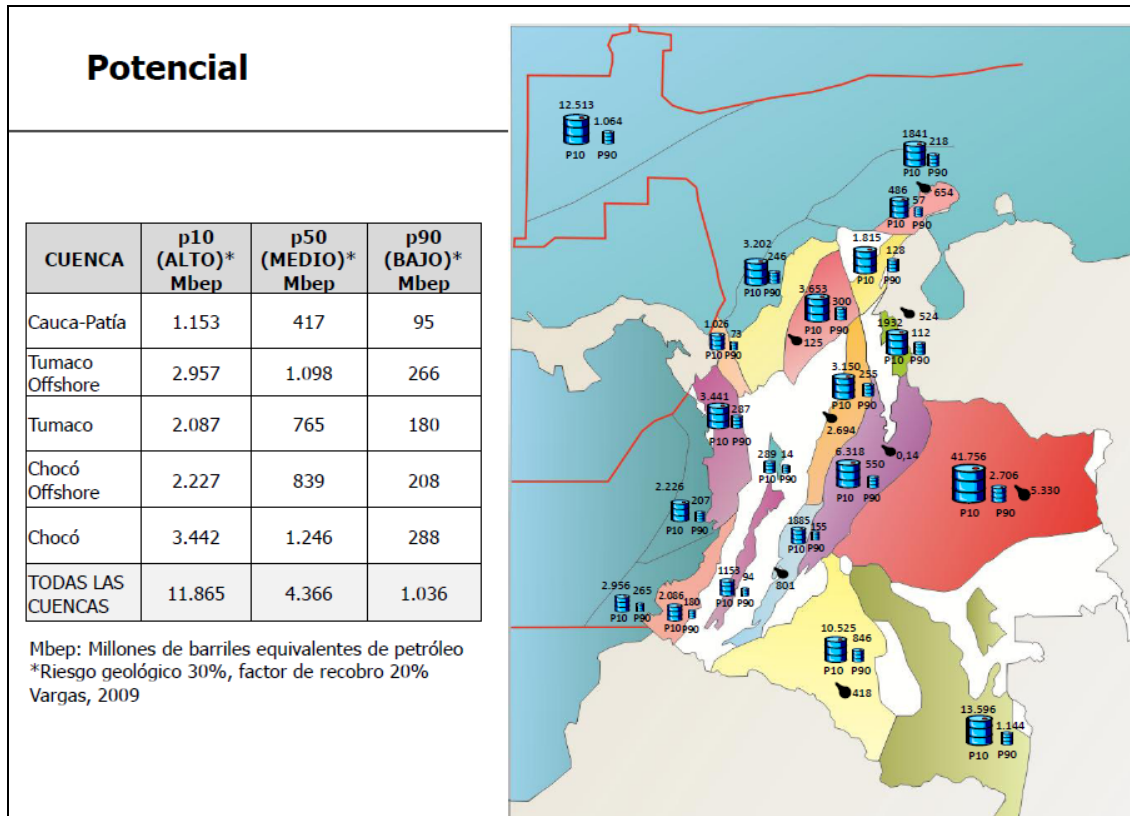


Fuente: ANH, presentación de Dirección en la UNC, diciembre de 2011.

Mientras que las reservas de crudo se han incrementado desde 2006 de manera significativa, las de gas natural han permanecido casi estancadas disminuyendo en 2010 las recuperables a consecuencia del paso a probadas de una parte de dichas reservas.

Según se estima Colombia es aún un país subexplorado, aunque los estudios de escenarios realizados por la ANH han indicado un sesgo hacia crudos pesados y semi-pesados.

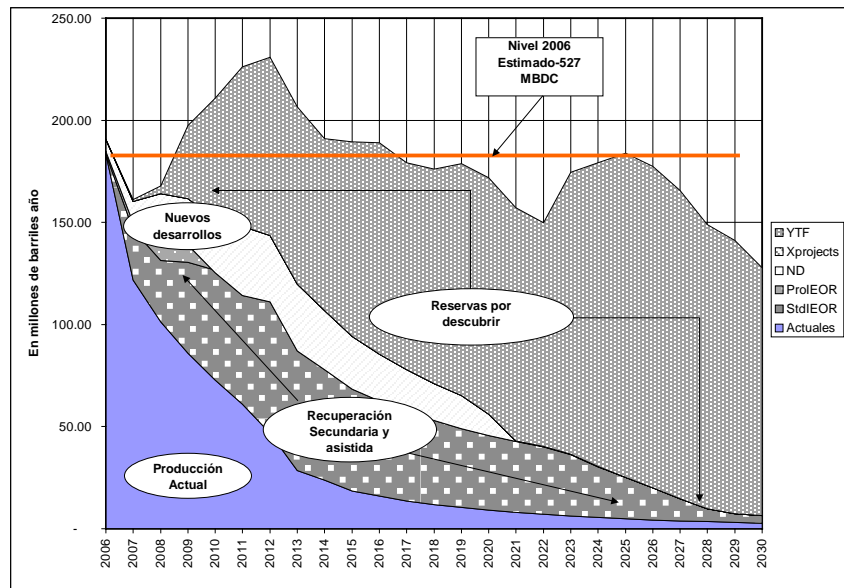
Gráfico 3.2.4.7. Determinación de los potenciales de reservas



Fuente: ANH, presentación de Dirección en la UNC, diciembre de 2011.

Si se toma como referencia el escenario base diseñado hacia 2006, la incorporación de reservas de crudo se estaría comportando según ese patrón.

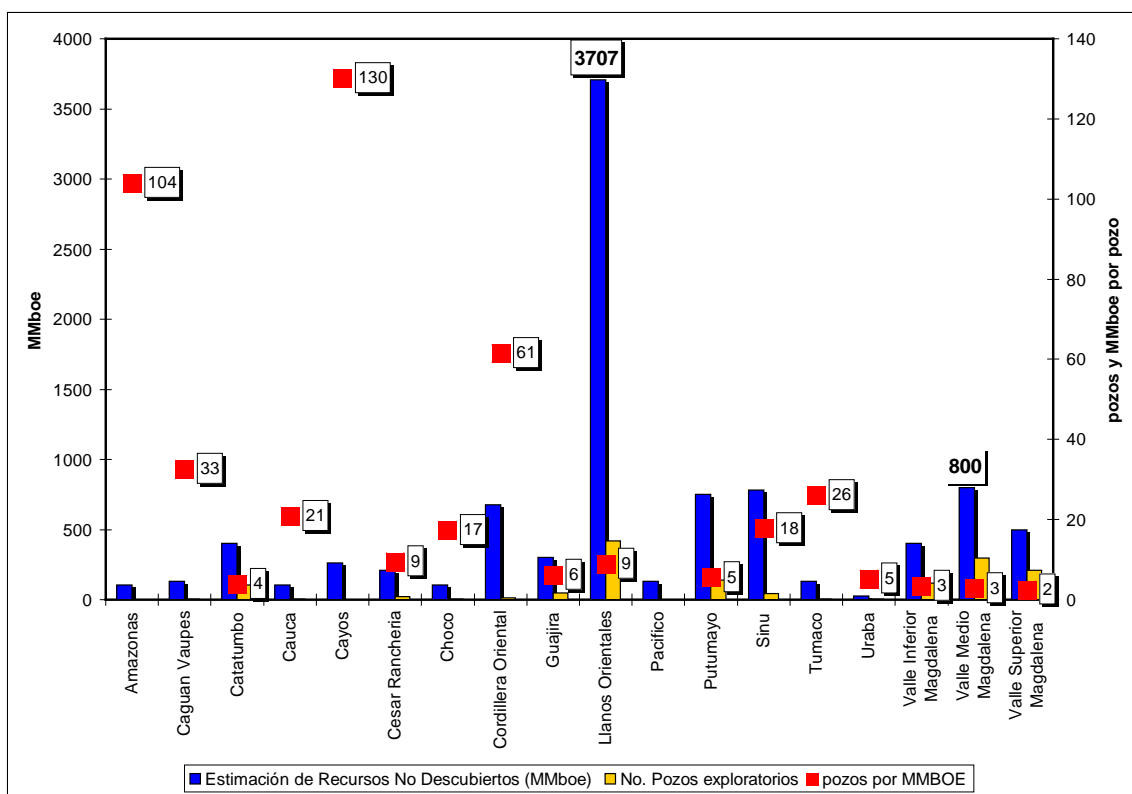
Gráfico 3.2.4.8. Hipótesis acerca del origen de la producción en el escenario base



Fuente: estimaciones propias en base a UPME-ANH, Estudio para la formulación de una estrategia nacional de abastecimiento energético, Informe Final y archivos de soporte, Arthur D Little, agosto de 2006.

Estos resultados provienen básicamente de los parámetros que en Colombia se han venido elaborando desde hace años y que indican cuáles son las cuencas con mayores prospectivas y cuál es el esfuerzo exploratorio que se considera necesario (gráfico 3.2.4.9). Por lo tanto surge que alrededor del 39% de los recursos por descubrir (y con un razonable número de pozos por probabilidad de hallazgo de un MMboe por pozo), se halla en los Llanos Orientales. Sin embargo en estos campos existe una gran probabilidad de hallar crudos pesados y extrapesados, los que deben ser sometidos a un proceso de *upgrading* o bien ser refinados in situ.

Gráfico 3.2.4.9. Reservas por descubrir y esfuerzo exploratorio estimado

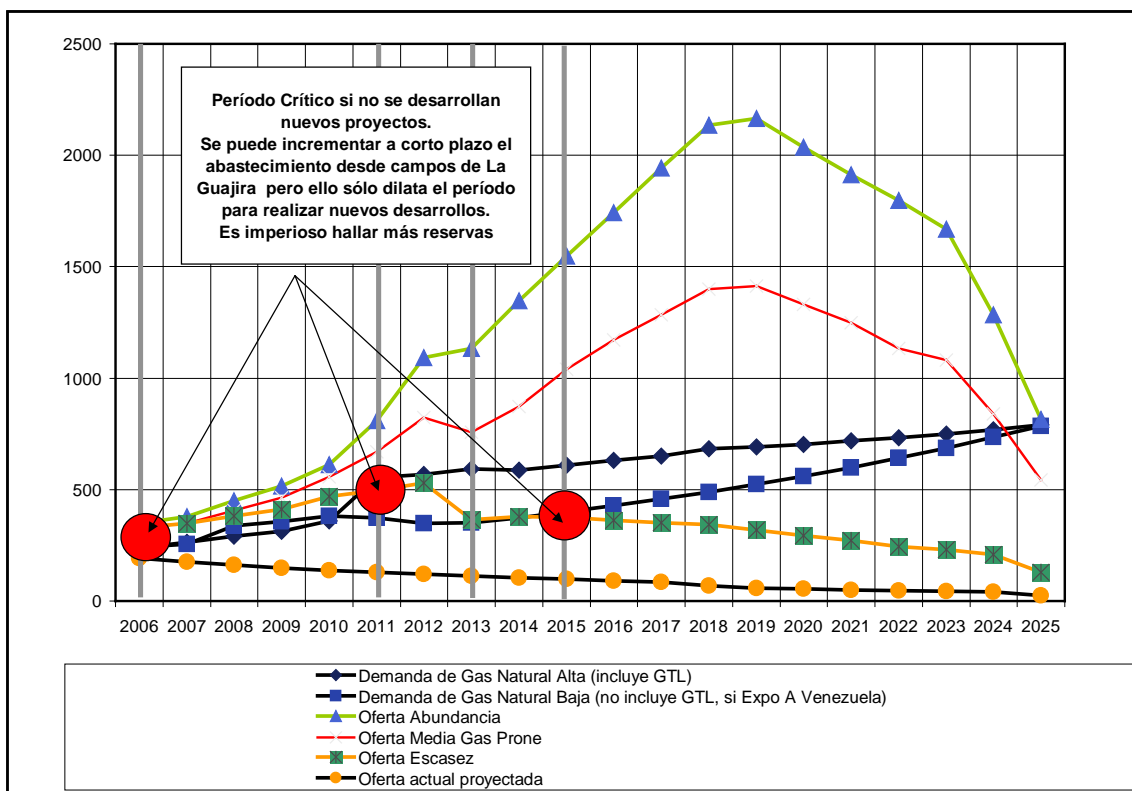


Fuente: elaboración propia con datos de la ANH basados en IHS, Budget Planning Table.

El panorama para el gas natural en cambio aparece como más crítico en el corto mediano plazo, lo que ha obligado a una serie de intervenciones gubernamentales durante 2010 y 2011.

Ya en 2006 la UPME y ANH habían visualizado el acercamiento de este potencial Escenario. Así en el base suponía la posibilidad de lograr importantes excedentes, pero estos provendrían de nuevos descubrimientos en La Guajira y en los campos *off shore* (Sinú) después de 2011. Sin embargo si los nuevos desarrollos previstos en los campos de lo Llanos Orientales y en La Guajira no se producían en el corto plazo, el abastecimiento interno podría verse en el límite o bien obligaría a realizar una producción acelerada de los campos en producción de La Guajira. En caso de un escenario de escasez se debería recurrir a la importación hacia el año 2015.

Gráfico 3.2.4.10. Escenarios de Oferta y Demanda de Gas Natural en KPC al año

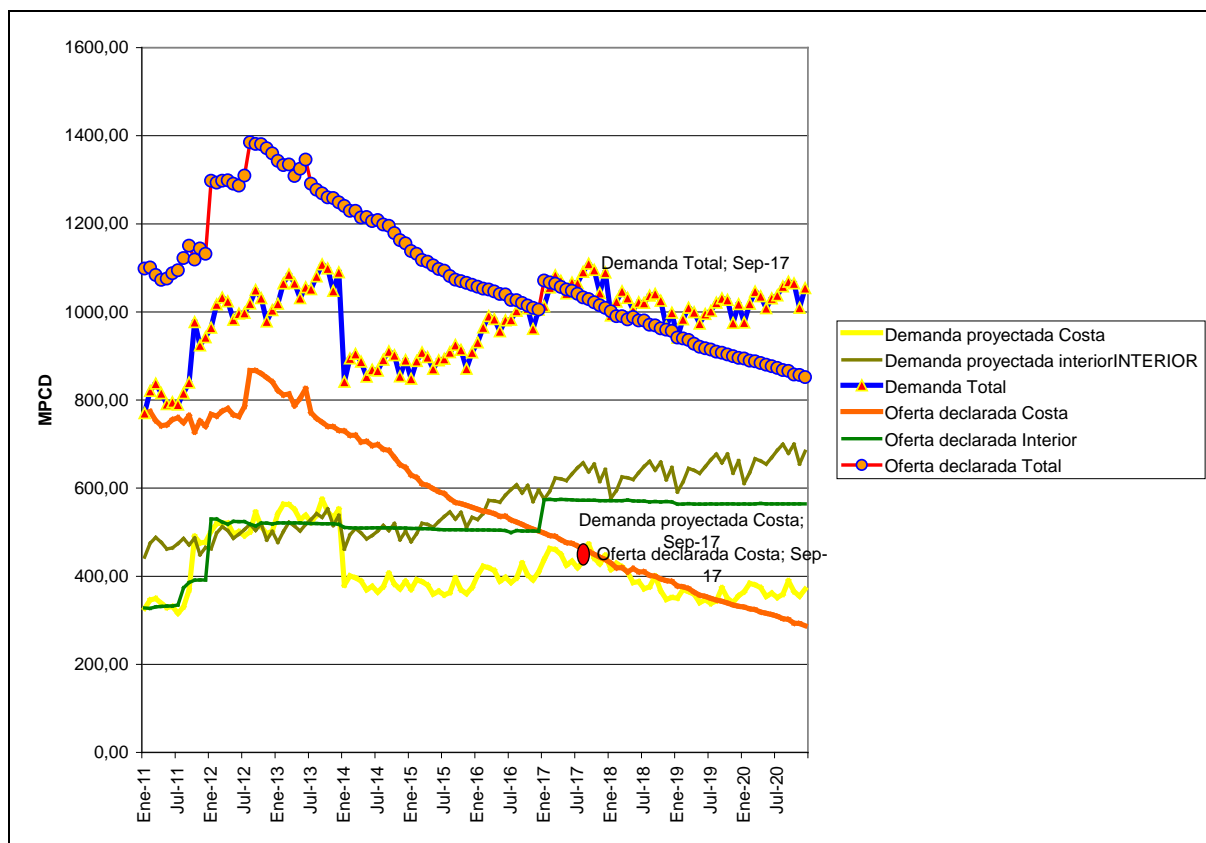


Fuente: estimaciones propias en base a UPME-ANH, Estudio para la formulación de una estrategia nacional de abastecimiento energético, Informe Final y archivos de soporte, Arthur D Little, agosto de 2006.

La demanda de gas en Colombia, como se vio en el Informe III tomo 3, se caracteriza por una elevada fluctuación que se deriva de la ocurrencia periódica del Fenómeno del Niño.

Esto junto a las proyecciones declaradas de oferta tienden a correr el punto de futuras posibles crisis en las proyecciones que de modo habitual efectúa la UPME.

Gráfico 3.2.4.11. Proyecciones de Oferta y Demanda de gas en los dos sistemas de oferta y demanda de gas en Colombia: Costa e Interior



Fuente: estimaciones propias con datos de la UPME.

Como se verá luego al analizar los cambios en la regulación de gas en Colombia, este punto crítico del aumento de la confiabilidad del sistema de abastecimiento de gas continua en proceso de discusión a pesar de haberse intervenido el mercado y modificado mediante el Decreto 2100 de 2011 del MME, las normas que rigen la asignación de prioridades y el estímulo a la incorporación de nuevos recursos de gas, en este caso direccionados a la potencial explotación de gas de mantos de carbón.

De este modo en el Decreto 2100 de julio de 2011 se establece al respecto en su artículo 15 que los productores o comercializadores de gas de yacimientos no convencionales podrán desarrollar directamente la actividad de generación termoeléctrica que utilice como fuente primaria el gas que produzcan, sujetándose íntegramente a la regulación vigente sobre esta actividad. Asimismo se estableció que el MME, la ANH y la CREG, dentro de la órbita de sus competencias, podrán implementar incentivos adicionales a los previstos en este Artículo para promover la explotación y comercialización de gas proveniente de yacimientos no convencionales.

Para ello el MME establece una nueva reglamentación de coexistencia con actividades mineras, considerando la especificidad técnica y operativa de estas actividades. Así mismo, la ANH adoptaría un reglamento para la contratación de áreas para la exploración y explotación de yacimientos de gas natural no convencionales, incluyendo un modelo de contrato específico para esta actividad.

Por consiguiente la regulación en Colombia establece en respuesta a la señal de escasez un producto marginal distinto al GNL, siendo esto respuesta a una larga discusión sobre el abastecimiento de gas que comenzó ya a comienzos de 2007 debido a la dificultad de firmar nuevos contratos. En tal sentido la intervención del Estado también adopta un Plan indicativo de abastecimiento, cuyo objeto es orientar las decisiones de los Agentes y que las autoridades competentes cuenten con mejores elementos para la adopción oportuna de las decisiones necesarias para el asegurar el abastecimiento nacional de gas natural en el corto, mediano y largo plazo. Este plan indicativo de abastecimiento de gas natural se define para un período de diez (10) años, verifica indicadores de relación R/P e información de las cantidades de gas importadas y/o exportadas. El Decreto contempla que dicho plan será actualizado anualmente o cuando el MME así lo determine.

3.2.5. Ecuador

En 1925 el país dio inicio a la explotación de los hidrocarburos en la cuenca del progreso (región costa), Península de Santa Elena a cargo de la compañía inglesa Anglo, quien realizó esta actividad bajo las concesiones mineras puestas en vigencia en 1878 (Pedro Espín, 1994). En 1937 se inició la exploración de los hidrocarburos en la cuenca oriental (región amazónica), en la que se adjudicaron 10 millones de hectáreas a la compañía Royal Dutch Shell, la cual las transfirió posteriormente a la compañía Anglo. En el año de 1961 se otorgó una concesión de 4 millones 350 mil hectáreas en el oriente a favor de la compañía Minas y Petróleos del Ecuador, representada por Howard S. Stroun de origen austriaco, quien se reservó para sí el 2% de la producción al traspasar parte de las concesiones a compañías que en el futuro operaron y explotaron crudos en estas áreas”. En 1967 transfirió parte de esa concesión al consorcio Texaco-Gulf (Ibídem, 1994). En 1964 se conformó el consorcio Texaco-Gulf, quien suscribió un contrato de concesión con el gobierno militar de esa época, fijándose una duración de 40 años, prorrogable por 10 años más. La adjudicación del área de exploración en la región amazónica fue de 1 millón 431 mil 450 hectáreas, iniciándose su explotación en 1967. En 1968 se otorgó una concesión en el golfo de Guayaquil a seis empresas no conocidas. Este período llegó a su fin con la caída del gobierno de José María Velasco Ibarra (16 de febrero de 1972), el cual se caracterizó por las exageradas concesiones petroleras en beneficio de las compañías extranjeras.

A partir de 1972 se creó la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE), la cual impulsó una serie de proyectos que le permitieran al país manejar la industria hidrocarburífera en sus diferentes fases: exploración y explotación, transporte y almacenamiento, refinación y comercialización. En este contexto se creó la Flota Petrolera Ecuatoriana (FLOPEC); CEPE compró las acciones a la empresa GULF y formó parte del consorcio CEPE-TEXACO con una participación del 67.5% en acciones (Jorge Andrade Noboa, 1998).

El Estado ecuatoriano formó parte de varios organismos internacionales de la energía, entre ellos, de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), de la Organización Latinoamericana de la Energía (OLADE), de la Asistencia Recíproca de los Países Latinoamericanos de la Energía (ARPEL) y se definió un solo tipo de contrato para explorar y explotar hidrocarburos, 4 años de exploración y

20 años de explotación, total 24 años de duración. La participación del Estado llegó hasta del 92% por cada barril de petróleo producido.

El segundo momento corresponde al período de 1988-1992, cuando venció el período de vigencia de los contratos con las compañías. Texaco, quien tenía a su cargo la exploración y explotación de los hidrocarburos y la operación del Oleoducto Transecuatoriano fueron revertidos al Estado, así como también las plantas de refinación de Anglo y Repetrol ubicadas en la Península de Santa Elena. Con excepción del contrato de asociación suscrito con la compañía City Investing en 1978, el cual fenecía en 1998, y de los 7 bloques petroleros adjudicados en el gobierno en el lapso 1984-1988 mediante el contrato de prestación de servicios para un período de 24 años-, la mayor parte de la industria petrolera estuvo bajo el control del Estado.

Petroecuador (Empresa Estatal Petróleos del Ecuador) o la actual empresa estatal ecuatoriana, fue creada el 26 de septiembre de 1989 como continuación de la CEPE (Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana), encargándose de la explotación de hidrocarburos. Así, el Estado directamente por medio de Petroecuador o por contratos de asociación con terceros asume la exploración y explotación de los yacimientos de hidrocarburos en el territorio nacional y mar territorial Petroecuador

En el marco de la apertura económica y de la desregulación de los mercados en los noventa, se creó el contrato de participación para la explotación de los hidrocarburos mediante el cual se fijó una participación para las contratistas entre el 81.5% y 87.5%, y para el Estado entre el 12.5% y 18.5%.

De este modo las contratistas explotaron el crudo liviano de la empresa estatal en calidad de diluyente para que dichas empresas puedan explotar, transportar y comercializar los crudos pesados, cuyas pérdidas económicas las asumió el Estado según surge del informe de dos comisiones que en 1997 revelaron una pérdida de 140 millones de dólares en refinación y comercialización durante ese año.

Al igual que lo acaecido en algunos otros países de la región Andina, la percepción de que el principal producto de exportación del país no se hallaba retribuyendo al Estado una participación acorde con las expectativas, sobretodo en el marco del nuevo escenario de precios internacionales, dio inicio a una serie de medidas donde se percibiría el camino hacia una mayor intervención estatal.

Uno de los episodios más claros comenzó durante el año 2006 con la caducidad del contrato con la empresa transnacional Occidental Petroleum Corporation (OXY por sus siglas en inglés) que operaba en el bloque 15 del Oriente ecuatoriano, extrayendo más de 100.000 barriles de petróleo por día, una tercera parte de lo que explotaban las empresas transnacionales. La resolución ministerial se basó en el incumplimiento del contrato por parte de la OXY al haber transferido el 1 de noviembre del año 2000, el 40% de los derechos y obligaciones del Contrato de participación del bloque 15 a favor de la canadiense ENCANA sin autorización del Ministerio de Energía, conforme lo manda el artículo 79 de la Ley de Hidrocarburos. La resolución del gobierno ecuatoriano implicaba la inmediata devolución al Estado de las áreas contratadas, además de la entrega, sin costo y en buen estado, de equipos, maquinarias y otros elementos utilizados en la producción petrolera,

instalaciones industriales o de transporte a la empresa estatal Petroecuador. La decisión se sustentó en la petición presentada contra la OXY por Petroecuador y por el Procurador del Estado en agosto de 2004.

Sin embargo en el caso de Ecuador, al margen de las acciones por capturar una mayor porción de la renta petrolera, uno de los cambios institucionales mayores se da con la promulgación entre 2007 y 2008 de la nueva constitución.

La meta del nuevo marco constitucional reclama por un fortalecimiento del Estado y sus empresas, estableciendo aquellas excepciones que sean necesarias para contar con el apoyo complementario de inversiones privadas extranjeras o nacionales. Entre los varios puntos clave del texto constitucional se estableció la necesidad de *hacer realidad la soberanía energética*. La Constitución de Montecristi estableció además, un rico régimen interpretativo que fuerza, a un cambio radical del modelo desarrollista y extractivista imperante. Inclusive se desarrolló la propuesta del *Buen Vivir o sumak kawsay* como horizonte y camino orientado a superar las viejas visiones del desarrollo. En particular el reconocimiento de la Naturaleza como sujeto de derechos ha sido visto como: *"un verdadero punto de quiebre entre la concepción jurídica imperante, que mira a la Naturaleza simplemente como objeto de relaciones jurídicas, susceptible de que sobre ella se ejerzan derechos, frente a otra concepción emergente, que no siendo nueva, pues surge de antiguas tradiciones mantenidas por pueblos ancestrales alrededor del mundo, llega para resquebrajar paradigmas y suscitar nuevas posturas y decisiones en el contexto de la angustia global por los efectos del cambio climático"*.⁵⁷

En este contexto se dio la Iniciativa Yasuní-ITT, que es una propuesta mediante la cual el Estado ecuatoriano se compromete a dejar bajo tierra, de forma indefinida, alrededor de 856 millones de barriles de petróleo⁵⁸ en la reserva ecológica del parque Nacional Yasuní, para evitar la emisión a la atmósfera, de 407 millones de toneladas métricas de dióxido de carbono -que se producirían por la quema de esos combustibles fósiles- a cambio de una compensación económica de una fracción del valor estimado por el 50% de las utilidades que recibiría por la explotación de esos recursos.

La propuesta plantea no solamente la protección del campo ITT, sino también el compromiso de controlar el resto del Parque, en el que efectivamente hay actividad petrolera que viene del pasado y, además, el resguardo efectivo de otras 39 áreas protegidas adicionales que encierran la mayor diversidad biológica del mundo por unidad de superficie. Se incluye también la protección de los territorios indígenas no intervenidos, que alcanzan un 19% adicional del territorio nacional. Uno de los beneficios del proyecto sería que la reinversión de los fondos aportados en fuentes renovables de energía reduciría o eliminaría la generación de electricidad con derivados del petróleo, que actualmente alcanza el 47% de la energía eléctrica del Ecuador.

⁵⁷ Melo, M. DE MONTECRISTI A COCHABAMBA. LOS DERECHOS DE LA MADRE TIERRA EN DEBATE

⁵⁸ De concretarse dicha propuesta, debería sustraerse de las reservas actuales de Ecuador -que al 2009 rondaban los 6,333 millones de barriles-, unos 1,047 millones correspondientes al Campo ITT. La misma propone una compensación internacional de 3,600 millones de dólares a percibir por el país a cambio de que no explote esas reservas. La iniciativa ha ido avanzando y el 23 de Septiembre de 2011 se la reiteró ante el Secretario General de las Naciones Unidas. En el 2006 las reservas probadas nacionales rondaban los 4,164 millones de barriles, de los cuales el Campo ITT concentra 1,047 millones de barriles. Cabe mencionar que el incremento de reservas se ha debido básicamente a la incorporación de estos crudos pesados a la categoría de reservas comprobadas.

Por otra parte a fines de 2009 se anunció que Ecuador modificaría su ley de hidrocarburos y los modelos de contratación. Entre los principales aspectos de este nuevo marco jurídico, se hallarían:

1. Modificar contratos petroleros a contratos de prestación de servicio, en los que el Estado es el propietario del 100% de la explotación hidrocarburífera.
2. Incorporar en los contratos petroleros el concepto de soberanía energética, con un porcentaje del 20% de ingresos brutos a favor del Estado ecuatoriano.
3. Modificar las normas de reparto de utilidades destinadas a los trabajadores de la industria en la amazonía (del 15% de las utilidades petroleras hasta el 3% con el 12% restante destinado a las comunidades donde se realiza el proyecto.
4. El Estado recibe el 100% de la producción de hidrocarburos.
5. Operaciones sujetas a normas ambientales, ejecución de operaciones conforme a las mejores prácticas de la industria hidrocarburífera, conservación y protección del medio ambiente.

El nuevo modelo entró en vigencia hacia mediados de 2010. Tales reformas establecen el cambio de los actuales contratos de participación, en los que las petroleras se quedaban con parte del crudo extraído, a *contratos de prestación de servicios*, en los cuales el Estado es dueño del 100% del petróleo y paga a las empresas una tarifa.

Asimismo se estableció que las petroleras tendrían un plazo de 120 días para la renegociación de sus contratos. Dicho plazo se ampliaría a 180 días para aquellas compañías que operan campos marginales. De no concretarse la negociación en esos tiempos, los campos serán revertidos al Estado, el cual dará por terminados unilateralmente los contratos y *pagará a las empresas por las inversiones no amortizadas*. Las reformas en vigencia además *determinan que no se requerirán licitaciones para los contratos petroleros que se suscriban con empresas estatales de otros países y con empresas mixtas en las cuales el Estado ecuatoriano tenga mayoría accionaria*.

En la exposición de motivos de la reforma de la Ley de Hidrocarburos se halla una definición política y económica que se cree conveniente transcribir, por cuanto refleja la naturaleza y objetivos declarados a nivel oficial.

EXPOSICION DE MOTIVOS

“El sector hidrocarburífero ecuatoriano se encuentra regulado por la Ley de Hidrocarburos No 1459, publicada en el Registro Oficial No 322 del 1 de octubre de 1971; y, codificada mediante Decreto Supremo No. 2967 de 6 de noviembre de 1978, publicado en el Registro Oficial No. 711 de 15 de noviembre de 1978, y sus posteriores reformas. Desde el año 1971 hasta la presente fecha, se han producido cambios sustanciales en la vida social, económica y política del país, a lo que se ha sumado el extraordinario desarrollo científico y tecnológico. En este período, el petróleo como recurso natural agotable, no renovable y estratégico, se ha constituido

en la principal fuente de ingresos estatales, cuyo manejo requiere la adopción de un marco jurídico e institucional, que acorde a la nueva Constitución de la República, permita un mayor control y participación del Estado ecuatoriano. Las reformas previamente realizadas a la Ley de Hidrocarburos han atendido parcialmente las necesidades de cambio que requiere la dinámica del manejo de los hidrocarburos y sustancias asociadas; sin embargo, para atender las circunstancias actuales del sector resulta necesario **reformular la Ley de Hidrocarburos**, introduciendo disposiciones que permitan impulsar la actividad hidrocarburífera, incrementando los niveles de producción de los campos petroleros, dentro de un esquema contractual de prestación de servicios, que devuelva la titularidad de la totalidad de la producción nacional a favor del Estado, estableciendo únicamente el reconocimiento de una tarifa por barril producido a favor de las Contratistas, que no fluctúe en función del precio del petróleo, del cual se han beneficiado desproporcionadamente las compañías operadoras. Adicionalmente, resulta indispensable reestructurar el sector hidrocarburífero para que, al amparo de las normas constitucionales, se establezcan las relaciones entre el Ministerio Sectorial, sus entidades adscritas, las empresas públicas, y la participación de empresas mixtas y públicas, delimitando sus atribuciones y actividades para la correcta ejecución de la política hidrocarburífera, así como de la gestión y administración de los recursos naturales, de las operaciones hidrocarburíferas, y su control y fiscalización. Los recursos naturales no renovables pertenecen al patrimonio inalienable, irrenunciable e imprescriptible del Estado. Son de carácter estratégico, y para su explotación se debe garantizar un modelo sustentable de desarrollo, ambientalmente equilibrado y respetuoso de la diversidad cultural, que conserve la biodiversidad, la capacidad de regeneración natural de los ecosistemas y asegure la satisfacción de las necesidades de las generaciones presentes y futuras”.

Entre los aspectos más importantes de la nueva Ley se hallan los cambios en las atribuciones: 1- Art. 9.- El Ministro Sectorial es el funcionario encargado de formular la política de hidrocarburos aprobados por el Presidente de la República, así como de la aplicación de la presente Ley. Está facultado para organizar en su Ministerio los Departamentos Técnicos y Administrativos que fueren necesarios y proveerlos de los elementos adecuados para desempeñar sus funciones. 2- Art. 11.- Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH).- por la cual se crea la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, ARCH, como organismo técnico-administrativo, encargado de regular, controlar y fiscalizar las actividades técnicas y operacionales en las diferentes fases de la industria hidrocarburífera, que realicen las empresas públicas o privadas, nacionales, extranjeras, empresas mixtas, consorcios, asociaciones, u otras formas contractuales y demás personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras que ejecuten actividades hidrocarburíferas en el Ecuador. Dicha agencia será una institución de derecho público, adscrita al Ministerio Sectorial con personalidad jurídica, autonomía administrativa, técnica, económica, financiera y patrimonio propio.

Los aspectos tributarios, toda vez que deben sustituir las anteriores normas y aplicarlas al concepto de tarifa por servicios.

Los aspectos contractuales, definidos en el Art. 16 que explicita “ Son contratos de prestación de servicios para la exploración y/o explotación de hidrocarburos, aquéllos en que personas jurídicas, previa y debidamente calificadas, nacionales o

extranjeras, se obligan a realizar para con la Secretaría de Hidrocarburos, con sus propios recursos económicos, servicios de exploración y/o explotación hidrocarburífera, en las áreas señaladas para el efecto, invirtiendo los capitales y utilizando los equipos, la maquinaria y la tecnología necesarios para el cumplimiento de los servicios contratados.

Cuando existieren o cuando el prestador de servicios hubiere encontrado en el área objeto del contrato hidrocarburos comercialmente explotables, tendrá derecho al pago de una tarifa por barril de petróleo neto producido y entregado al Estado en un punto de fiscalización. **Esta tarifa**, que constituye el ingreso bruto de la contratista, se fijará contractualmente tomando en cuenta un estimado de la amortización de las inversiones, los costos y gastos, y una utilidad razonable que tome en consideración el riesgo incurrido. De los ingresos provenientes de la producción correspondiente al área objeto del contrato, el Estado ecuatoriano se reserva el 25% de los ingresos brutos como margen de soberanía. Del valor remanente, se cubrirán los costos de transporte y comercialización en que incurra el Estado. Una vez realizadas estas deducciones, se cubrirá la tarifa por los servicios prestados.

La contratista tendrá opción preferente de compra de la producción del área del contrato, a un precio que en ningún caso será inferior al precio de referencia definido en el artículo 71, no obstante se adjudicará a la empresa que ofertare a un precio en mejores condiciones.

El pago de la tarifa indicada será realizado en dinero, en especie o en forma mixta si conviniere a los intereses del Estado. El pago en especie se podrá efectuar únicamente después de cubrir las necesidades de consumo interno del país.

El precio de hidrocarburos para el caso de pago en especie se fijará de acuerdo con el último precio promedio mensual de ventas externas de hidrocarburos de calidad equivalente, realizadas por PETROECUADOR.

Podrá haber una tarifa adicional para privilegiar producciones provenientes de actividades adicionales comprometidas por la contratista, a fin de impulsar el descubrimiento de nuevas reservas o la implementación de nuevas técnicas para la recuperación mejorada de las reservas existentes.

Las contratistas garantizarán la realización de las inversiones comprometidas en el respectivo plan de desarrollo o plan quinquenal”.

Pr su parte en el Art. 19 se establece que: “La adjudicación de los contratos a los que se refieren los artículos 1, 2 y 3 de esta Ley la efectuará el Ministerio Sectorial *mediante licitación, con excepción de los que se realicen con empresas estatales o subsidiarias de estas, con países que integran la comunidad internacional, con empresas mixtas en las cuales el Estado tenga mayoría accionaria y los de obras o servicios específicos.* Para las adjudicaciones, el Ministerio Sectorial conformará un Comité de Licitaciones que se integrará y funcionará de conformidad con el Reglamento.

Las bases, requisitos y procedimientos para las licitaciones serán determinados por el Comité de Licitaciones de conformidad con la Constitución y la Ley. Para las

licitaciones el Ministerio Sectorial promoverá la concurrencia del mayor número de ofertas de compañías de probada experiencia y capacidad técnica y económica”⁵⁹

Entre los cuestionamientos a la nueva ley, además del tema de su impacto sobre las inversiones privadas, se ha mencionado que Ecuador podría perder en no más de 15 años su capacidad exportadora, a la vez que aplica al mercado interno precios por debajo de los de exportación, representando las necesidades de crudo internas cerca de 40% del total producido.

Así se ha sostenido que “La demanda de los derivados de petróleo aumenta de manera sostenida, mientras que Ecuador exporta crudos e importa derivados por insuficiencia de capacidad de refinación. Por otra parte una porción de su generación eléctrica requiere del uso de diesel oil. Lo beneficiarios del diferencial de precios internos y externos no son grupos sociales defavorecidos”⁶⁰

La evaluación de la Ley de Hidrocarburos, realizada desde el sector privado señala que no se considera la cuestión de la inversión de riesgo que hacen las petroleras en exploración y producción de crudo, *a la vez que la crítica se centra en la dificultad de proyectar una tarifa para períodos largos, tarea que es vista como poco menos que irrealizable.*

Cabe decir que cerca de una decena de petroleras extranjeras operan en el país, entre ellas la española Repsol-YPF, la brasileña Petrobras y la china CNPC. Del total de la producción del país, que bordea los 480.000 barriles diarios de crudo, un 40% del petróleo es extraído por empresas extranjeras. De este modo es posible que los inversionistas piensen en protegerse lo suficiente, estimando una tarifa muy alta que cubra las eventualidades del negocio, o simplemente no llegarán a un acuerdo.

En los últimos años, la producción de las transnacionales habría caído de forma considerable⁶¹. Esta caída fue concomitante con el estancamiento y declinación de los niveles de producción desde 2004 a 2009, aún cuando por la magnitud de las inversiones anuales de dichas empresas resulta claro que no eran significativas ni acordes a los niveles de producción alcanzados⁶².

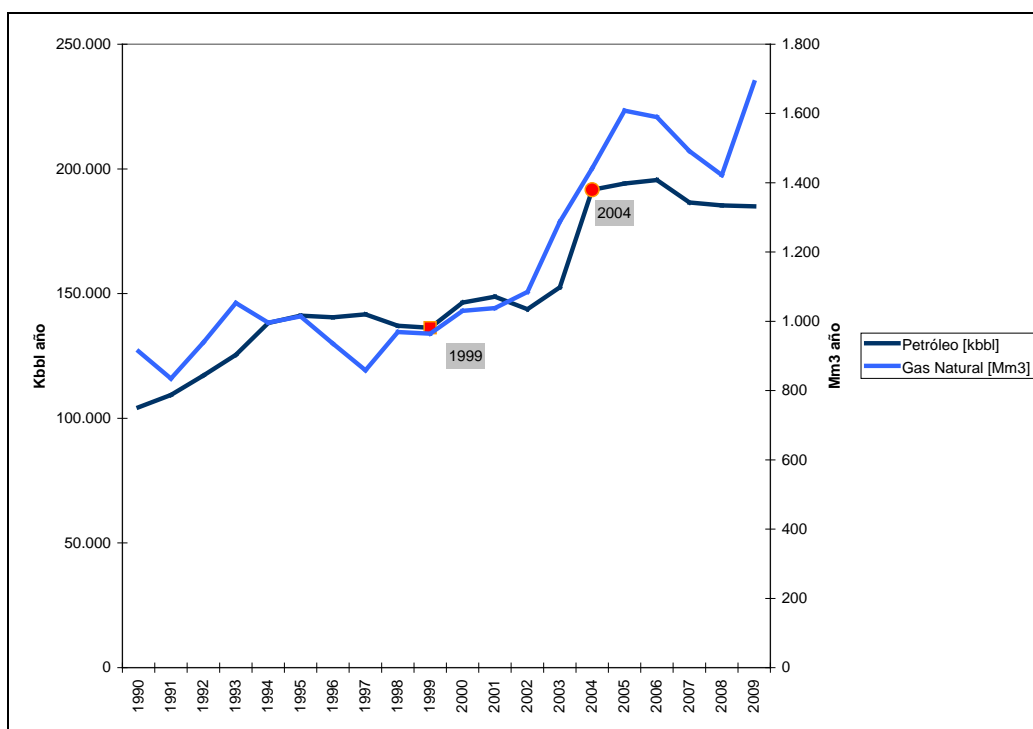
⁵⁹ Textos de la reforma de la Ley de Hidrocarburos de julio de 2010: Registro Oficial No. 244 - Martes 27 de Julio de 2010 SUPLEMENTO, extraídos del Portal Petrolero Ecuatoriano, <http://www.portalpetroleroecuadoriano.com/ley-de-hidrocarburos.html>.

⁶⁰ Cf. Ecuador debate Nº 82, *Ecuador: Unas reformas petroleras con muy poca reforma* Alberto Acosta / 45-60. Quito-Ecuador, Abril del 2011.

⁶¹ BBC, Nuevas reglas de juego para petroleras en Ecuador. Accedido http://www.bbc.co.uk/mundo/america_latina/2010/07/100727_0504_ecuador_entra_vigencia_reforma_petrolera_1f.shtml

⁶² En 2006, dichas compañías invirtieron, según cifras oficiales, unos US\$772 millones, y se calcula que en 2010 la cifra bajará a US\$321 millones.

Gráfico 3.2.5.1. Producción de Petróleo y Gas en Ecuador 1980-2009



Fuente: SIEE, OLADE

Aunque el resultado de estas recientes reformas es incierto las normas de contratación sin previa licitación con otras empresas estatales abre un panorama novedoso de integración de inversiones regionales, a la vez que indica un posicionamiento geopolítico que visualiza que las tendencias mundiales post-2003 se mantendrían. Por otra parte Petroecuador ha comenzado a firmar contratos con empresas de servicios para la optimización de campos maduros a la vez que ampliaría su capacidad de refinación.

3.2.6. Perú

El 19 de agosto de 1993 se promulgó la Ley Orgánica de Hidrocarburos, Ley No. 26221, con vigencia a partir del 18 de noviembre de 1993. Esta norma que tiene por objeto promover la inversión en las actividades de exploración y explotación de Hidrocarburos, para ello, entre otras cosas, determina la creación de PERUPETRO S.A. como una Empresa Estatal de Derecho Privado del Sector Energía y Minas. Esta empresa en representación del Estado, negocia, celebra y supervisa los contratos en materia hidrocarburífera, así como los Convenios de Evaluación Técnica. También, comercializa, a través de terceros y *bajo los principios del libre mercado*, los hidrocarburos provenientes de las áreas bajo contrato, en la modalidad de servicios. Cabe decir que PERUPETRO es definida como la ANH del Perú.

Por otra parte, la Ley No. 26221 establece que las actividades de exploración y explotación de Hidrocarburos se realizarán bajo la forma de Contratos de Licencia

así como de Contratos de Servicios u otras modalidades de contratación autorizadas por el Ministerio de Energía y Minas, que se rigen por el derecho privado y que una vez aprobados y suscritos, sólo pueden ser modificados por acuerdo escrito entre las partes, debiendo las modificaciones ser aprobadas por Decreto Supremo.

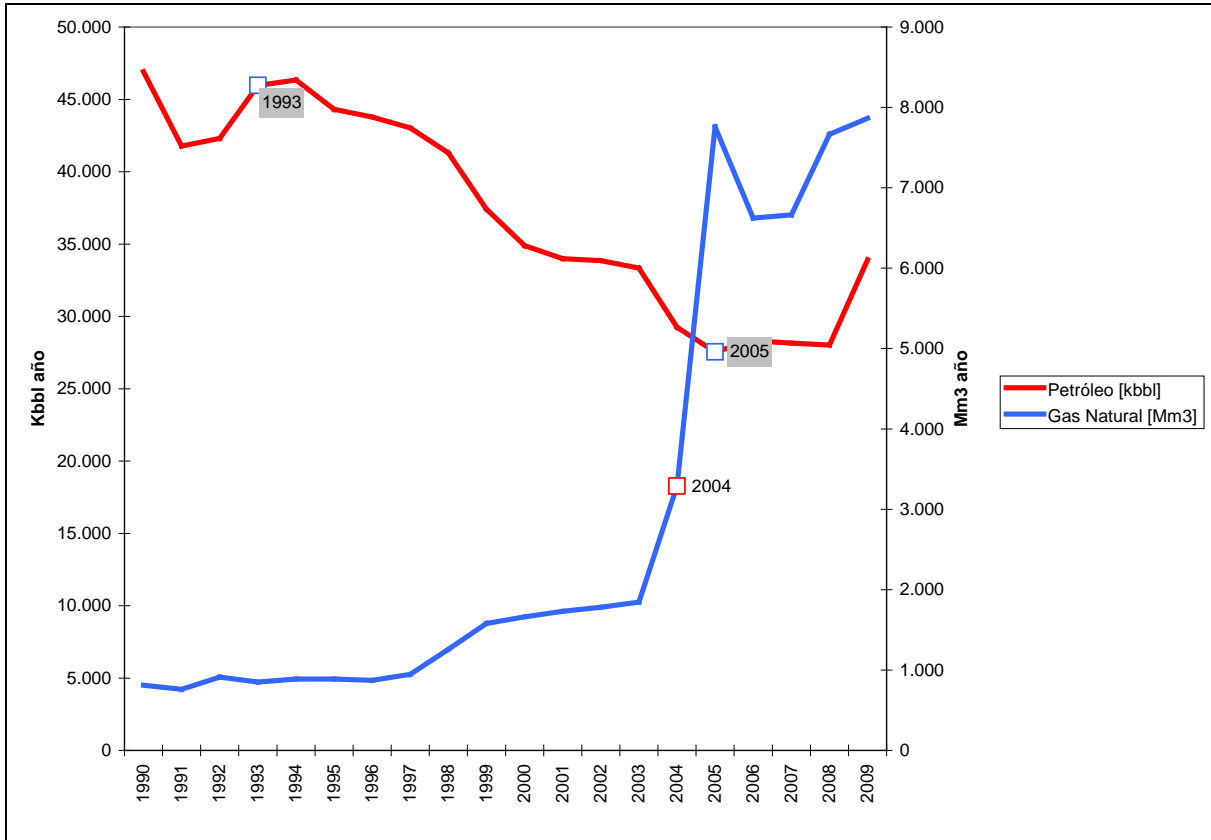
Entre las principales características se tiene:

- 1- Durante la etapa de exploración el Contratista está obligado a realizar un mínimo de inversiones, cumpliendo con las Unidades de Trabajo Exploratorio definidas en cada uno de los contratos. Una vez realizado el Descubrimiento Comercial, el Contratista elaborará un Plan Inicial de Desarrollo que es aprobado por PERUPETRO.
- 2- “Los Hidrocarburos ‘in situ’ son de propiedad del Estado. El derecho de propiedad sobre los Hidrocarburos extraídos es transferido por PERUPETRO al Contratista en la Fecha de Suscripción, conforme a lo estipulado en el Contrato y en el artículo 8º de la Ley N° 26221. El Contratista se obliga a pagar al Estado, a través de PERUPETRO, la regalía en efectivo en las condiciones y oportunidad establecidas en el Contrato.” Por otra parte, el artículo 39 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos N° 26221 establece que el Contratista tendrá *“la libre disponibilidad de los Hidrocarburos que le correspondan conforme al Contrato y podrá exportarlos libre de todo tributo, incluyendo aquellos que requieren mención expresa.” Adicionalmente, en “caso de emergencia nacional declarada por Ley, en virtud de la cual el Estado deba adquirir Hidrocarburos de los productores locales, ésta se efectuará a precios internacionales de acuerdo a mecanismos de valorización y de pago que se establecerán en cada Contrato.”*
- 3- La duración es de 30 y hasta 40 años con etapas de exploración de entre 7 y 10 años.
- 4- Las regalías se rigen por el Decreto Supremo No. 017-2003-EM que establece los criterios utilizados para calcular las regalías y participaciones en el upstream del sector petrolero/gasífero del Perú. Esta norma establece que el Contratista puede elegir entre dos metodologías, por Escala de Producción o por Resultado Económico, al momento de realizar una Declaración de Descubrimiento Comercial y “dependerá de sus estimados de inversión y costos que pudiera realizar en el Área de Contrato; luego de lo cual, no podrá efectuar cambio de metodología.” La metodología por Escala de Producción establece distintas alícuotas en función a la producción del lote. El límite inferior se sitúa en 5% y el superior en 20% sobre la producción fiscalizada por día calendario. El escalamiento de esta regalía está en función al nivel de producción, por tanto, se presupone que mayores niveles de producción implican mayor beneficio por parte del operador del lote y, así, puede pagar un porcentaje mayor por concepto de regalías, sin afectar la “economía” del lote. Por otra parte, al momento de la licitación del lotes, el contratista puede ofrecer un monto adicional por regalías, ello desplazaría hacia arriba la curva de regalías preestablecida.
- 5- Luego se fijan criterios de fiscalización de la producción acumulada y se aplica el 30% de ISR (neta)

Este marco regulatorio sigue aún vigente hoy y no ha sufrido alteraciones significativas

Los resultados de su aplicación se vislumbran en una caída significativa de la producción interna de los campos provenientes de la privatización de Petroperú entre 1992 y 1996 bajo la modalidad de desglose de activos.

Gráfico 3.2.6.1. Producción de Petróleo y Gas en Perú 1980-2009



Fuente: SIEE, OLADE.

Cuadro 3.2.6.1. Resumen Ejecutivo de resultados de Perupetro 2002-2012

RESUMEN EJECUTIVO DEL 2002 A ENERO 2012												
		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
CONTRATOS	SUSCRITOS	2	2	6	15	16	24	-	13	2	5	0
	VIGENTES	29	27	31	45	61	84	80	87	85	82	82
SÍSMICA REGISTRADA	2D (Km)	633.60	-	564.00	5,229.00	30.00	11,019.40	2,503.17	5,966.87	7,405.46	5,070.18	0.00
	3D (Km2)	764.06	-	-	773.10	1,549.70	1,425.64	2,694.13	2,497.20	4,270.57	3,018.01	1.30
POZOS PERFORADOS	DESARROLLO	12	26	34	69	78	177	185	147	214	222	15
	CONFIRMATORIO	-	-	-	-	-	2	2	6	3	5	0
	EXPLORATORIO	5	3	5	5	8	7	5	6	6	15	1
	TOTAL	17	29	39	74	86	186	192	159	223	242	16
PRODUCCIÓN FISCALIZADA	HIDROCARBUROS LÍQUIDOS (MBIs/d)	96.70	91.30	94.10	111.20	115.50	113.83	120.00	145.20	157.16	152.72	135.64
	PETRÓLEO (MBIs/d)	92.70	87.30	79.90	75.40	77.50	77.07	76.50	71.03	72.70	69.55	67.57
	LGN (MBIs/d)	4.00	4.00	14.20	35.80	38.00	36.76	43.50	74.25	84.50	83.16	68.07
	GAS NATURAL (MMScfd)	42.70	50.80	82.90	146.70	171.70	258.88	327.70	336.11	700.30	1,099.09	1,005.23
INVERSIÓN (MM US\$)	EXPLORACIÓN	31.30	12.20	44.00	96.40	136.30	251.00	356.80	539.10	747.06	476.90	0.00
	EXPLOTACIÓN	351.80	347.40	232.80	254.90	551.90	855.00	1,128.10	610.90	576.50	884.00	0.00
	TOTAL	383.10	359.60	276.80	351.30	688.20	1,106.00	1,484.70	1,149.90	1,323.56	1,360.90	0.00
INGRESO PARA EL ESTADO (MM US\$)	CONTRATO DE LICENCIA	206.11	233.88	307.53	542.18	672.07	791.03	1,132.01	859.12	1,319.57	1,698.33	146.72
	CONTRATO DE SERVICIO	22.74	25.13	30.90	44.32	60.71	65.03	85.30	54.10	73.89	97.34	9.00
	TOTAL	228.85	259.01	338.43	586.50	732.78	856.06	1,217.31	913.22	1,393.46	2,095.67	155.71
DISTRIBUCIÓN DEL CANON / SOBRECANON (MM NUEVOS SOLES)	LORETO	177.90	188.93	191.56	247.04	284.80	295.03	334.85	177.57	223.13	258,511.00	0.00
	UCAYALI	61.44	68.14	74.53	94.53	104.06	107.85	123.18	74.51	84.51	90,388.21	0.00
	PIURA	100.56	113.45	138.13	203.10	259.26	281.07	392.29	270.22	337.12	418,152.42	0.00
	TUMBES	25.14	28.36	34.53	50.77	64.82	70.27	123.46	85.19	116.25	139,900.83	0.00
	HUÁNUCO	0.40	0.43	0.52	0.75	0.78	0.78	1.14	0.69	1.04	1,384.30	0.00
	CUSCO	-	-	87.14	316.02	396.63	465.87	598.90	705.32	1,136.29	1,564,018.08	0.00
	TOTAL	365.44	399.31	526.44	912.21	1,110.35	1,220.85	1,573.82	1,313.50	1,868.34	2,470,334.83	0.00

Nota: Los valores de las INVERSIONES y el CANON se presentan 30 días después de finalizado el mes.

Fuente: Perupetro, Estadísticas enero 2012.

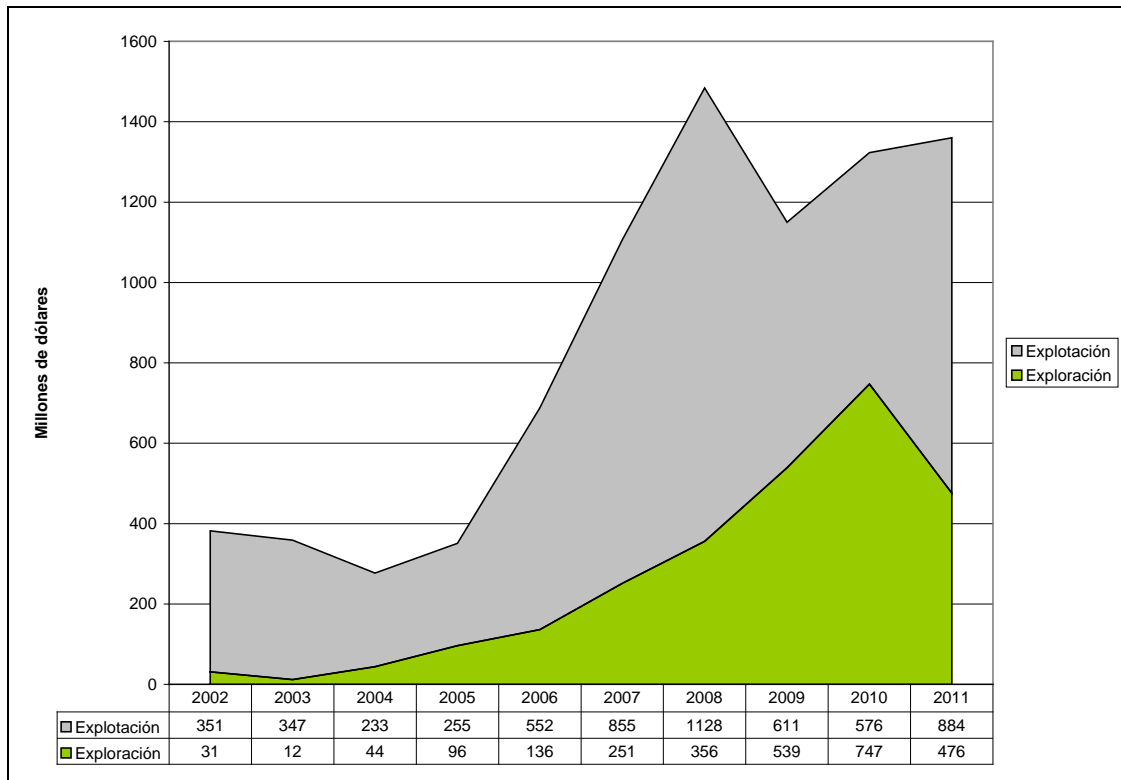
De los datos surge con claridad que la actividad de mayor dinamismo fue en el sector gas, lo que como se sabe es atribuible a las particularidades del contrato de Camisea.

El esfuerzo exploratorio en términos del número de pozos perforados fue bajo, aún cuando desde 2007 una parte importante de la inversión aparece clasificada como de exploración, destinada, según sugieren las cifras del cuadro anterior- en su mayor parte a actividad sísmica 2D y 3D..

El gráfico 3.2.6.2 muestra el nivel de inversiones anuales con una caída significativa en 2009 y niveles totales inferiores a 2008 en 2010 y 2011.

Las menores inversiones en desarrollo en 2009, coinciden con la primera crisis de abastecimiento de gas en Perú, traducida en la falta de contratos debido a restricciones de transporte de gas y un debate nacional acerca del destino de las reservas de Camisea.

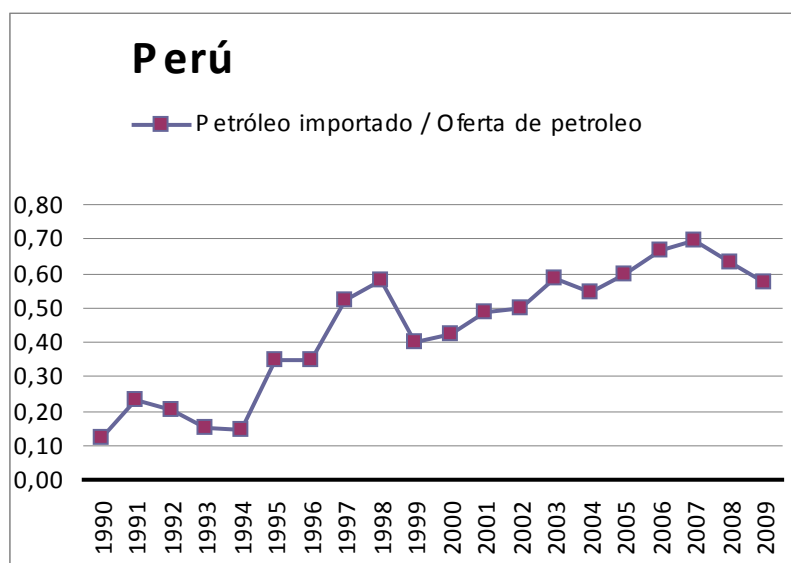
Gráfico 3.2.6.2. Evolución de las inversiones en exploración y explotación 2002-2009



Fuente: elaboración propia con datos de Perupetro, Estadísticas enero 2012.

La declinación de la producción nacional de petróleo, junto a la demanda creciente culminaron, en el caso de Perú, en una creciente demanda de crudo importado y también de importación de derivados.

Gráfico 3.2.6.3. Evolución de la relación petróleo importado sobre oferta total de petróleo



Fuente: elaboración propia con datos del SIEE, OLADE.

Así aún cuando se ha registrado una mayor actividad exploratoria esta sólo se dio luego de más de 14 años desde la promulgación de la ley de reformas y privatización de Petroperú y en el contexto de precios internacionales favorables a la actividad, con un notorio comportamiento de señales por precios (Ej retracción en 2009) que, en una industria como la de los hidrocarburos, requiere de una anticipación de entre 7 y 10 años entre desembolsos de exploración y su recuperación a través del desarrollo de las reservas descubiertas.

3.2.7. Venezuela

Como es sabido, Venezuela pasó del régimen de concesiones al de la nacionalización en 1974. La actividad petrolera en el país quedó bajo la responsabilidad de Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA), como casa matriz, y sus 14 filiales. En 1977 se produjo la primera reorganización, reduciendo las filiales operativas de 14 a 7 al absorber las más grandes a las pequeñas. Más tarde ese mismo año se redujeron las filiales a cinco (5). En 1978, a cuatro (4) y en 1986, a tres (3): Lagoven, Maraven y Corpoven. En julio de 1997 se aprobó una nueva reestructuración que eliminó esas filiales y creó tres grandes empresas funcionales de negocios que integraran la corporación: PDVSA Petróleo y Gas; PDVSA Exploración y Producción; PDVSA Manufactura y Mercadeo y PDVSA Servicios, responsables de ejecutar la actividad operativa. Éstas entran en acción desde el 1° de enero de 1998.

En orden de jerarquía, el Ministerio de Energía y Minas ocupaba el más alto nivel y bajo su responsabilidad quedaba definir el lineamiento principal para el sector petrolero. Le seguía en jerarquía PDVSA, la cual supervisa y controla a las operadoras. Finalmente, las filiales se encargan de ejecutar los planes y programas operativos de la industria.

Esta estructura, sin embargo formal, implicaba que PDVSA, fuera el centro principal, y casi exclusivo, del diseño de políticas nacionales en materia petrolera.

En medio de este proceso de disminución del rol del Estado, se produce la denominada Apertura Petrolera, con la cual se abre la participación al capital transnacional. Esta "apertura" se produjo básicamente bajo la modalidad de convenios operativos y asociaciones estratégicas para reactivar campos, producir crudo, explotar gas natural costa afuera, explorar áreas prospectivas, crear empresas mixtas, competir libremente en los mercados petroleros, y explotar y comercializar el carbón. En 1992, la vieja PDVSA inició un proceso masivo de "tercerización de actividades que a entender del gobierno surgido en 1999 dejaba a PDVSA sin el control real de la producción y la renta a pear de reconocer que en su inicio dicha apertura atrajo inversiones privadas a la industria."⁶³ En el mismo tenor de la descripción de los cambios institucionales, hacia 1999, al iniciarse el nuevo gobierno, mantenía su vigencia la ley de 1943 que, conjuntamente con otras leyes promulgadas posteriormente conformaban un marco jurídico complejo y no del todo coherente. *Esta situación fue así modificada con la promulgación de dos*

⁶³Texto adaptado de la versión que figura en la página WEB de PDVSA, http://www.pdv.com/index.php?tpl=interface.sp/design/readmenuhist.tpl.html&newsid_obj_id=104&newsid_temas=13 accedido diciembre de 2011.

instrumentos legales que derogaron toda la legislación previa y crearon un nuevo marco legal. En septiembre de 1999 se publica en Gaceta Oficial la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos y en noviembre de 2001 la Ley Orgánica de Hidrocarburos.

Entre los cambios más importantes que estos instrumentos legales incorporan es la introducción de modificaciones sustanciales a los dispositivos de captura de la renta. La nueva legislación por un lado incrementa la regalía y por el otro equipara los impuestos sobre la renta –tributo a la ganancia– con las restantes actividades económicas en el país. Para el gas el mínimo para la regalía se fijó en 20% y para los hidrocarburos líquidos en 30%. Se procura con ello garantizar un ingreso fiscal más estable, compartiendo los riesgos de precios bajos entre el Estado propietario y la industria petrolera inversionista, de modo que la actividad aguas abajo no sea estimulada a fugarse del país.

La Ley Orgánica de Hidrocarburos define, entre otras, a las actividades de exploración y explotación como actividades primarias. En este sentido, el artículo 22 de la citada Ley menciona que las actividades primarias serán “realizadas por el Estado, ya directamente por el Ejecutivo Nacional o mediante empresas de su exclusiva propiedad. Igualmente podrá hacerlo mediante empresas donde tenga control de sus decisiones, por mantener una participación mayor del cincuenta por ciento (50%) del capital social, las cuales a los efectos de esta Ley se denominan empresas mixtas. Las empresas que se dediquen a la realización de actividades primarias serán empresas operadoras.”

Adicionalmente el artículo 24 establece que “El Ejecutivo Nacional mediante Decreto podrá transferir a las empresas operadoras, el derecho al ejercicio de las actividades primarias. Asimismo, podrá transferirles la propiedad u otros derechos sobre bienes muebles o inmuebles del dominio privado de la República, requeridos para el eficiente ejercicio de tales actividades. El Ejecutivo Nacional podrá revocar esos derechos cuando las operadoras no den cumplimiento a sus obligaciones, de tal manera que impida lograr el objeto para el cual dichos derechos fueron transferidos.”

La selección de empresas operadoras se realiza según lo establecido en el artículo 37: “Para la selección de las operadoras el organismo público competente promoverá la concurrencia de diversas ofertas. A estos efectos, el Ejecutivo Nacional por órgano del Ministerio de Energía y Petróleo, creará los respectivos comités para fijar las condiciones necesarias y seleccionar a las empresas. El Ministerio de Energía y Petróleo podrá suspender el proceso de selección o declararlo desierto, sin que ello genere indemnización alguna por parte de la República. Por razones de interés público o por circunstancias especiales de las actividades podrá hacerse escogencia directa de las operadoras, previa aprobación del Consejo de Ministros.”

Respecto a los costos de operación y riesgos, el artículo 35 menciona que “La República no garantiza la existencia de las sustancias, ni se obliga al saneamiento. La realización de las actividades se efectuará a todo riesgo de quienes las realicen en lo que se refiere a la existencia de dichas sustancias. Tales circunstancias en todo caso, deberán hacerse constar en el instrumento mediante el cual se otorgue el derecho a realizar las actividades y para el caso de no constar expresamente, se tendrán como incorporadas en el texto del mismo.”

El artículo 24 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos establece que “El Ejecutivo Nacional mediante Decreto podrá transferir a las empresas operadoras, el derecho al ejercicio de las actividades primarias. Asimismo, podrá transferirles la propiedad u otros derechos sobre bienes muebles o inmuebles del dominio privado de la República, requeridos para el eficiente ejercicio de tales actividades. El Ejecutivo Nacional podrá revocar esos derechos cuando las operadoras no den cumplimiento a sus obligaciones, de tal manera que impida lograr el objeto para el cual dichos derechos fueron transferidos.”

Los *Contratos de Empresas Mixtas* (CEM) tienen una duración de 25 años con prórrogas de hasta 15 años adicionales, por otra parte, las *Licencias para la Exploración y Explotación de Gas no asociado* (LEEG) tienen una duración de 35 años, con prórrogas que no pueden extenderse de los 30 años adicionales. Dichas prórrogas sólo pueden solicitarse a partir de la mitad del período en el cual se otorgó la licencia y antes de los 5 años de su vencimiento. El período de exploración para las LEEG es de cinco años, como máximo.

La explotación de hidrocarburos líquidos debe pagar en Venezuela una regalía de 30%, pudiendo disminuirse a 20% siempre y cuando se demuestre que su explotación económica es inviable. La explotación de hidrocarburos gaseosos originados en las LEEG debe pagar una regalía del 20% sobre el valor bruto de producción.

A su vez, el artículo 48 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos establece el pago de los siguientes impuestos:

1. “*Impuesto superficial*. Por la parte de la extensión superficial otorgada que no estuviere en explotación el equivalente a cien unidades tributarias (100 U.T.) por cada km² o fracción del mismo, por cada año transcurrido. Este impuesto se incrementará anualmente en un dos por ciento (2%) durante los primeros cinco (5) años y en un cinco por ciento (5%) en los años subsiguientes.”
2. “*Impuesto de Consumo Propio*. Un diez por ciento (10%) del valor de cada metro cúbico (m³) de productos derivados de los hidrocarburos producidos y consumidos como combustible en operaciones propias, calculados sobre el precio al que se venda al consumidor final. En el caso de que dicho producto no sea vendido en el mercado nacional, el Ministerio de Energía y Petróleo fijará su precio.”
3. “*Impuesto de Consumo General*. Por cada litro de producto derivado de los hidrocarburos vendido en el mercado interno entre el treinta y cincuenta por ciento (30% y 50%) del precio pagado por el consumidor final, cuya alícuota entre ambos límites será fijada anualmente en la Ley de Presupuesto. Este impuesto a ser pagado por el consumidor final será retenido en la fuente de suministro para ser enterado mensualmente al Fisco Nacional.”
4. “*Impuesto de Extracción*. Un tercio (1/3) del valor de todos los hidrocarburos líquidos extraídos de cualquier yacimiento, calculado sobre la misma base establecida en el artículo 47 de esta Ley para el cálculo de la regalía en dinero. Este impuesto será pagado mensualmente junto con la regalía prevista en el artículo 44

de esta Ley, por la empresa operadora que extraiga dichos hidrocarburos. Al calcular el Impuesto de Extracción, el contribuyente tiene el derecho a deducir lo que hubiese pagado por regalía, inclusive la regalía adicional que esté pagando como ventaja especial. El contribuyente también tiene el derecho a deducir del Impuesto de Extracción lo que hubiese pagado por cualquier ventaja especial pagable anualmente, pero solamente en períodos subsecuentes al pago de dicha ventaja especial anual.” “El Ejecutivo Nacional, cuando así lo estime justificado según las condiciones de mercado, o de un proyecto de inversión específico para incentivar, entre otros, proyectos de recuperación secundaria, podrá rebajar, por el tiempo que determine, el Impuesto de Extracción hasta un mínimo de veinte por ciento (20%). Puede igualmente restituir el Impuesto de Extracción a su nivel original cuando estime que las causas de la exoneración hayan cesado.”

5. “Impuesto de Registro de Exportación. Uno por mil (0,1%) del valor de todos los hidrocarburos exportados de cualquier puerto desde el territorio nacional, calculado sobre el precio al que se venda al comprador de dichos hidrocarburos. A tal efecto, el vendedor informará al Ministerio de Energía y Petróleo, antes de zarpar, sobre el volumen, grado API, contenido de azufre y el destino del cargamento. El vendedor presentará copia de la factura correspondiente al Ministerio de Energía y Petróleo dentro de los cuarenta y cinco (45) días continuos a la fecha de haber zarpado el buque junto con el comprobante de pago del Impuesto de Registro de Exportación.” “El Ejecutivo Nacional podrá exonerar total o parcialmente por el tiempo que determine el Impuesto de Consumo General, a fin de incentivar determinadas actividades de interés público o general. Puede igualmente restituir el impuesto a su nivel original cuando cesen las causas de la exoneración.”

Sin embargo entre 2007 y 2009 se profundiza aún más la estructura real de PDVSA mediante dos instrumentos clave:

- 1- Decreto Ley No. 5.200 de migración a Empresas Mixtas de los Convenios de Asociación de la Faja Petrolífera del Orinoco; y los Convenios de Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas.
- 2- Ley Orgánica que reserva al estado bienes y servicios de las actividades primarias de los hidrocarburos, Publicada en Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela, número 39.173, de fecha 7 de mayo de 2009.

Desde el punto de vista de los impactos de estas normas sobre el futuro de la Faja Petrolífera del Orinoco, PDVSA recompone sus alianzas estratégicas e incrementa su participación en cada uno de los bloques.

Así en el Art. 1 se expresa que: “Las asociaciones existentes entre filiales de Petróleos de Venezuela, S.A. y el sector privado que operan en la Faja Petrolífera del Orinoco, y en las denominadas de Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas, deberán ser ajustadas al marco legal que rige la industria petrolera nacional, debiendo transformarse en empresas mixtas en los términos establecidos en la Ley Orgánica de Hidrocarburos.

En consecuencia de lo antes previsto, todas las actividades ejercidas por asociaciones estratégicas de la Faja Petrolífera del Orinoco, constituidas por las empresas Petrozuata, S.A.; Sincrudos de Oriente, S.A., Sincor, S.A., Petrolera Cerro

Negro S.A y Petrolera Hamaca, C.A; los convenios de Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas de Golfo de Paria Oeste, Golfo de Paria Este y la Ceiba, así como las empresas o consorcios que se hayan constituido en ejecución de los mismos; la empresa Orifuels Sinovensa, S.A, al igual que las filiales de estas empresas que realicen actividades comerciales en la Faja petrolífera del Orinoco, y en toda la cadena productiva, serán transferidas a las nuevas empresas mixtas.

El articulado que sigue determina los porcentajes mínimos de participación de PDVSA (60%) y establece las condiciones de la transición.

Con esta transición mandataria se produce un cambio de actores como se describe seguidamente:

SINCOR donde participaba PDVSA con 38%, Total con 47% y Statoil con 15%, pasa a denominarse PETROCEDEÑO donde operan Pdvsa con 60% reduciéndose la participación de Total y Statoil a 30,3 y 9,3% respectivamente.

PETROZUATA pasa a manos de PDVSA en 100% retirándose CONOCO que tenía 50.1% y se denomina PETROANZOÁTEGUI.

HAMACA, pasa a denominarse PETROPIAR reduciéndose la participación a Chevron Texaco a 30%, la de PDVSA pasando a 70%, retirándose Philips que tenía 40%).

CERRO NEGRO, pasa a denominarse PETROMONAGAS Y PDVSA toma 83.33% con lo restante para BP. Se retiran Exxon Mobil 42% y Veba Oil 17%.

Se crea PETROSINOVENSA, en sociedad con CNPC de China y Lukoil 40%, PDVSA 60%⁶⁴.

De este modo se radicaliza la postura nacionalista de PDVSA y un cambio de alianzas estratégicas entre actores con un mayor predominio de muy grandes operadores como BP, Chevron-Texaco, Total, Lukoil y CNPC, en detrimento básicamente de Exxon, Philips y la reducción de la Total y Statoil. Este rebalanceo se da además en un entorno de fortalecimiento de lazos con Irán en el plano político lo que coloca a la región en un nuevo escenario geopolítico.

Por otra parte la Ley Orgánica que reserva al estado bienes y servicios de las actividades primarias de los hidrocarburos reafirma derechos de propiedad nacional y soberanía lo que es visto también como un signo de mayor radicalización política.

Ciertamente, el nuevo escenario de Venezuela no atrajo suficientes inversiones para incrementar el desarrollo de las reservas operables entre 2006 y 2011 (Ver cuadros. 3.2.7.1 y 3.2.7.2).

La nueva política es aún muy reciente como para aventurar si será funcional al incremento de inversiones y desarrollos de reservas de petróleo y gas.

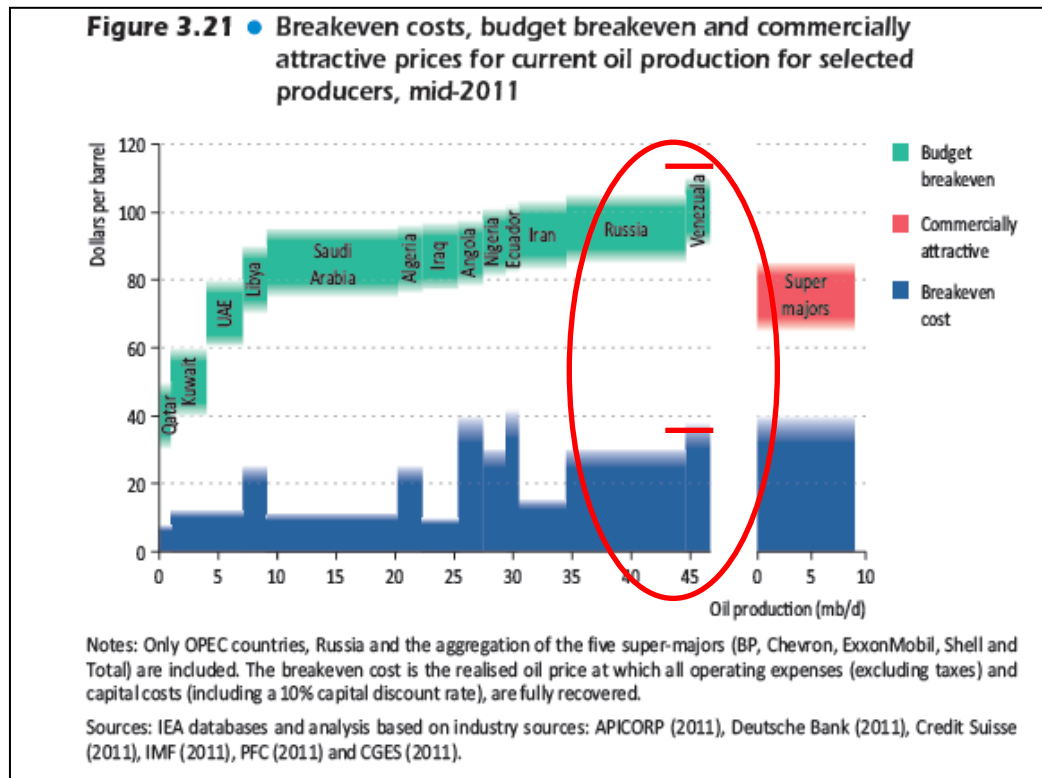
El papel particular de Venezuela en la región y su necesidad de un escenario de precios elevados con iras a sostener su nivel de gasto social constituyen uno de los mayores desafíos para Venezuela, toda vez que las reservas de la Faja tienen

⁶⁴Fuente INFOGAS, Boletín Informativo de la Asociación Venezolana de Procesadores de Gas, año 6, nº 17, marzo 2006.

elevados costos y su necesidad en el mercado mundial dependerá de la demanda en los próximos 20 años.

Como muchos otros grandes productores de crudo Venezuela presenta necesidades financieras que son provistas por los ingresos petroleros, por lo cual su política es más sensible a la virtual inestabilidad del mercado, tal como lo muestra la figura tomada de la AIE (2011).

Gráfico 3.2.7.1. Puntos de equilibrio para niveles de costos de producción y de suficiencia presupuestaria a nivel país



Cuadro 3.2.7.1. Evolución de Reservas Probadas y Desarrolladas de Petróleo y Gas 2006-2010

Reservas probadas de la República Bolivariana de Venezuela al 31 de diciembre de 2010					
<i>Expresadas en millones de barriles (MMBls), a menos que se indique lo contrario</i>					
	2010	2009	2008	2007	2006
RESERVAS PROBADAS					
Condensado	1.977	1.844	1.788	1.826	1.870
Liviano	10.229	10.390	9.867	9.981	9.735
Mediano	10.437	10.822	11.333	11.939	12.345
Pesado	17.630	17.852	17.724	17.458	17.391
Extrapesado (1)	256.228	170.265	131.611	58.173	45.983
Total petróleo	296.501	211.173	172.323	99.377	87.324
Relación de Reservas/Producción (Años)					
	274	192	144	87	73
Gas natural (MMMPN)	195.096	178.877	176.015	170.920	166.249
Gas natural (MMBpe)	33.637	30.841	30.347	29.469	28.664
Total hidrocarburos en MMBpe	330.138	242.014	202.670	128.846	115.988
RESERVAS PROBADAS DESARROLLADAS					
Condensado	400	399	346	381	407
Liviano	2099	2.209	2.221	2.404	2.760
Mediano	2474	2.875	3.431	3.747	4.812
Pesado	4666	4.822	4.631	5.024	5.333
Extrapesado	4609	4.749	5.669	3.981	6.308
Total Petróleo	14.248	15.054	16.298	15.537	19.620
Gas natural (MMMPN)	36.283	36.682	38.682	105.154	110.108
Gas natural (MMBpe)	6.256	6.324	6.669	18.130	18.985
Total hidrocarburos en MMBpe	20.504	21.378	22.967	33.667	38.605
Porcentaje del total de reservas desarrolladas vs. total de reservas probadas					
Petróleo	5%	7%	9%	16%	22%
Gas natural	19%	21%	22%	62%	66%

(1) Las reservas probadas de petróleo extrapesado situadas en la FPO tienen un bajo grado de desarrollo y se ubican, al cierre de diciembre de 2010 en 254.538 MMBls, aproximadamente.

Fuente: PDVSA, Informe de gestión anual 2010.

Cuadro 3.2.7.2. Evolución del número de pozos perforados por tipo 2006-2010

Número de pozos					
Actividad de Perforación	2010	2009	2008	2007	2006
Pozos Exploratorios:					
Pozos completados	1	3	2	5	4
Pozos suspendidos	-	1	-	1	1
Pozos bajo evaluación	-	-	1	-	5
Pozos en progreso	1	-	2	3	2
Pozos secos o abandonados	2	1	-	2	7
Total Pozos Exploratorios Trabajados	4	5	5	11	19
Pozos de Arrastre	1	3	3	8	10
Pozos de Desarrollo Perforados (1)	368	495	604	566	543

(1) Pozos en progreso, incluye los iniciados en años anteriores. Se encuentran discriminados de la manera siguiente para el año 2010: 341 de PDVSA Petróleo (considerando 5 pozos perforados por la Div. Costa Afuera, los cuales todavía no están completados mecánicamente) y 27 pozos de PDVSA Gas; esto no incluye 97 pozos de las empresas mixtas Liviano-Mediano y 117 pozos de empresas mixtas de la FPO, para un total de 582 pozos.

Fuente: PDVSA, Informe de gestión anual 2010.

3.2.8. México

Hacia 1920 existían en México 80 compañías petroleras productoras y 17 exportadoras, cuyo capital era 91.5% anglo-estadounidense. La segunda década del siglo fue de gran actividad petrolera. La producción de crudo llegó a poco más de 193 millones de barriles, lo cual situó a México como el segundo productor mundial, gracias al descubrimiento de yacimientos terrestres como “Faja de Oro”, al norte de Veracruz, que se extendían a Tamaulipas. Uno de los pozos más importantes en la historia petrolera mundial fue el Cerro Azul Número 4, ubicado en terrenos propiedad de la “Huasteca Petroleum Company”, que ha sido uno de los mantos petroleros más productivos a nivel mundial al obtener una producción, al 31 de diciembre de 1921, de poco más de 57 millones de barriles. Ante la turbulencia política prevaleciente en México, las empresas petroleras internacionales iniciaron trabajos exploratorios en Venezuela, gobernada en esa época por el dictador Juan Vicente Gómez.

En 1935 se constituye el Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana, importante actor político en el sector a partir de ese momento. En 1937 estalla una huelga en contra de las compañías petroleras extranjeras que paraliza al país. La Junta de Conciliación y Arbitraje falla a favor de los trabajadores, ante lo cual las empresas petroleras recurren a la Suprema Corte de Justicia de la Nación. El máximo tribunal da la razón a los trabajadores. Las compañías petroleras se niegan a cumplir con el mandato judicial y, en consecuencia, el 18 de marzo de 1938 el presidente Cárdenas decreta la expropiación petrolera. El 7 de junio de ese año se constituye Petróleos Mexicanos como el organismo del Estado encargado de explotar, desarrollar y administrar los hidrocarburos de México.

A partir de la creación de Petróleos Mexicanos (PEMEX) se inicia el amplio desarrollo de la industria que comprende, desde la exploración y la producción de petróleo y el gas, hasta la refinación y la petroquímica. PEMEX se desarrolló como una empresa pública altamente integrada para la satisfacción del consumo interno y posteriormente para la exportación. A partir de la década de los setenta se vive un cambio radical con el descubrimiento de nuevos yacimientos. En 1971 Rudecindo Cantarell, un pescador, informa a PEMEX el descubrimiento de una mancha de aceite que brotaba del fondo del mar en la Sonda de Campeche. Ocho años después la producción del pozo Chac marcaría el principio de la explotación de uno de los yacimientos marinos más grandes del mundo: Cantarell. En 1979 la perforación del pozo Maalob 1 confirma el descubrimiento del segundo yacimiento más importante del país, después de Cantarell. El activo Ku-Maalob-Zaap.

Esto significó un incremento sustancial de las reservas y la producción petrolera, aunado al alza internacional de los precios del petróleo derivados de la crisis internacional de la energía de 1973. En la segunda mitad de la década de los setenta, se llegó a sostener que la reserva probada de crudo ascendía a 72 mil millones de barriles, lo cual posteriormente fue severamente ajustado a la baja al aplicarse una metodología diferente, acorde con parámetros internacionales.

PEMEX tuvo un importante desarrollo que impactó al país, al crear tecnología propia para la exploración, la producción y para diferentes procesos industriales al construir refinerías, plantas petroquímicas, tender ductos, entre otras obras. Asimismo,

impactó a otros sectores productivos como la petroquímica derivada, los fertilizantes, la industria metal–mecánica, la agricultura, la construcción, la ingeniería, el transporte y muchos más, atrajo inversiones privadas y públicas y contribuyó a la generación de empleos, al desarrollo regional y al crecimiento económico del país.

A raíz del descubrimiento del campo de Cantarell y de cara a la profunda crisis fiscal del Estado mexicano, la gran producción petrolera y el elevado volumen de las exportaciones de crudo se destinan a la recaudación de ingresos fiscales para el gobierno federal. Se diseña y aplica un régimen tributario excesivo, con características confiscatorias, que durante años se ha estado aplicando a PEMEX, lo que ha generado que la empresa no tenga los recursos suficientes para su propio desarrollo. Ninguna otra empresa petrolera o no petrolera está sujeta a un régimen fiscal similar al de PEMEX en el mundo (Gil Valdivia, G., 2008).

Esta situación, aunada a la disminución de las reservas y la imposibilidad de financiar su propio desarrollo, tanto en exploración para incorporar nuevas reservas, como para la parte industrial, han provocado la actual crisis de PEMEX. A este panorama es necesario agregar que la nueva frontera petrolera se encuentra en aguas profundas.

En materia petrolera, es necesario señalar que entre el año 2000 y el 2006, México vivió la coyuntura internacional más favorable que haya registrado la historia moderna del país, derivada de los altos precios que alcanzó el petróleo, así como de los elevados volúmenes de producción que se lograron. El equilibrio macroeconómico de México se explica así, en buena medida, por los ingresos extraordinarios en divisas en el periodo 2001–2006. Las exportaciones del petróleo tuvieron un flujo adicional de 70 mil millones de dólares. Aunque desde 2006 emplea un nuevo Régimen Fiscal, que debía permitir obtener mayores recursos, aún con este nuevo régimen -y ayudado por los altos precios del petróleo-, Pemex contribuye con cerca del 40% del total de los ingresos del gobierno mexicano. Como se verá, sus resultados brutos y los impuestos pagados evolucionaron desde 2006 en dirección contraria a lo esperado. Sin embargo, esta aseveración debe ser matizada en tanto el presupuesto de la PIDIREGAS o área de inversiones en proyectos estratégicos de largo plazo recibe a través del presupuesto público fondos para invertir.

Cabe decir que, en los últimos 30 años, el campo petrolero de Cantarell definió el perfil de la producción de petróleo. En 2005 todavía representó 60% de la producción nacional. En 2006 produjo 1.8 MMBD (millones de barriles diarios). Su máxima producción fue de 2.2 MMBD en 2004. Esta producción fue declinando en 2007, a 1.6 MMBD y ha sido mayor en los años subsiguientes.

México se rige en materia petrolera básicamente por la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y sus Subsidiarias sancionada en 1992 y reformada parcialmente hasta 2006 hoy en vigencia, abrogándose así la Ley de 1971. Responde también a un conjunto de normas mayores como la propia constitución y las leyes que determinan aspectos tributarios, laborales, ambientales, etc. La empresa actúa bajo la supervisión de un consejo de administración, cuyo presidente es el Secretario de Energía. Aunque las presiones para privatizar a PEMEX han sido elevadas entre

finés de los noventa y principios de 2002, sobre fines de ese año se decide no privatizarla.

En su Artículo 1° la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos define que: .- El Estado realizará las actividades que le corresponden en exclusiva en las áreas estratégicas del petróleo, demás hidrocarburos y petroquímica básica, por conducto de Petróleos Mexicanos y de los organismos descentralizados subsidiarios en los términos que esta Ley establece, y de acuerdo con la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo y sus reglamentos.

En su artículo III establece divisiones por grandes grupos de actividad:

I. Pemex-Exploración y Producción: exploración y explotación del petróleo y el gas natural; su transporte, almacenamiento en terminales y comercialización;

II. Pemex-Refinación: procesos industriales de la refinación; elaboración de productos petrolíferos y de derivados del petróleo que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas; almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de los productos y derivados mencionados;

III. Pemex-Gas y Petroquímica Básica: procesamiento del gas natural, líquidos del gas natural y el gas artificial; almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de estos hidrocarburos, así como de derivados que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas; y

IV-Pemex-Petroquímica: procesos industriales petroquímicos cuyos productos no forman parte de la industria petroquímica básica, así como su almacenamiento, distribución y comercialización.

Las actividades estratégicas que esta Ley encarga a Pemex-Exploración y Producción, Pemex-Refinación y Pemex-Gas y Petroquímica Básica, sólo podrán realizarse por estos organismos.

Petróleos Mexicanos y los organismos descritos estarán facultados para realizar las operaciones relacionadas directa o indirectamente con su objeto. Petróleos Mexicanos, los organismos subsidiarios y sus empresas podrán cogenerar energía eléctrica y vender sus excedentes a Comisión Federal de Electricidad y Luz y Fuerza del Centro, mediante convenios con las entidades mencionadas. En el Proyecto de Presupuesto de Egresos de la Federación, se someterán a discusión, análisis, aprobación y modificación de la Cámara de Diputados los recursos destinados a los proyectos de cogeneración de electricidad que Petróleos Mexicanos, los organismos subsidiarios y sus empresas propongan ejecutar, los recursos y esquemas de inversión pública con los que se pretendan llevar a cabo dichas obras, así como la adquisición de los excedentes por parte de las entidades.(Párrafo reformado DOF 12-01-2006)

Los organismos descritos en el párrafo primero tendrán el carácter de subsidiarios con respecto a Petróleos Mexicanos, en los términos de esta Ley. (Párrafo adicionado DOF 12-01-2006).

En principio la actividad se rige por LEY REGLAMENTARIA DEL ARTÍCULO 27 CONSTITUCIONAL EN EL RAMO DEL PETRÓLEO que data de 1958, pero ha sido sucesivamente reformada.

En el ARTICULO 1o. de ste instrumento normativo se expresa que "Corresponde a la Nación el dominio directo, inalienable e imprescriptible de todos los carburos de hidrógeno que se encuentren en el territorio nacional, incluida la plataforma continental y la zona económica exclusiva situada fuera del mar territorial y adyacente a éste, en mantos o yacimientos, cualquiera que sea su estado físico, incluyendo los estados intermedios, y que componen el aceite mineral crudo, lo acompañan o se derivan de él. Para los efectos de esta Ley, se considerarán yacimientos transfronterizos aquellos que se encuentren dentro de la jurisdicción nacional y tengan continuidad física fuera de ella. También se considerarán como transfronterizos aquellos yacimientos o mantos fuera de la jurisdicción nacional, compartidos con otros países de acuerdo con los tratados en que México sea parte o bajo lo dispuesto en la Convención sobre Derecho del Mar de las Naciones Unidas. (Artículo reformado DOF 28-11-2008)

En su artículo 4º se expresa que "La Nación llevará a cabo la exploración y la explotación del petróleo y las demás actividades a que se refiere el artículo 3o., que se consideran estratégicas en los términos del artículo 28, párrafo cuarto, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, por conducto de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios."

Por otra parte PEMEX está sujeta a las DISPOSICIONES administrativas de contratación en materia de adquisiciones, arrendamientos, obras y servicios de las actividades sustantivas de carácter productivo de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, instrumento de enero de 2010 que clarifica los términos y formas de contratación de servicios.

Cabe decir que en 1995-1996, el gobierno mexicano creó Pidiregas ("Proyectos de Inversión Diferida en el Registro del Gasto") para financiar proyectos a largo plazo de infraestructura productiva.

Debido a restricciones presupuestarias, el gobierno se dio cuenta de que no podía proporcionar todos los recursos necesarios y decidió complementar los esfuerzos del sector público con Pidiregas, un esquema diferido de financiación.

Este mecanismo, que sólo se aplicaba a inversiones realizadas por PEMEX (Petróleos Mexicanos) y la CFE, tenía como objetivo crear las condiciones para la introducción de iniciativas privadas en la exploración de hidrocarburos y en la generación de electricidad. Pidiregas se ha ampliado y también ha crecido cuanto a montos (PEMEX los utiliza para montos cuatro veces mayores a los de CFE), aunque el motivo original de su existencia haya desaparecido. *Siguiendo un esquema de financiación de proyectos, para que un proyecto se pueda ejecutar de acuerdo con Pidiregas, los recursos que genera por la venta de bienes y servicios deben ser suficientes para cubrir las obligaciones financieras contraídas. Los proyectos se pagan con los ingresos generados durante su funcionamiento y necesitan la firma de un contrato en el cual se compromete un producto u obra. El Estado asume el riesgo ya que PEMEX o CFE firman el contrato como garante, mientras que los inversores recuperan sus inversiones en el plazo acordado. Por consiguiente, Pidiregas no puede ser considerado como una genuina inversión privada ya que, con la participación real del sector privado, las empresas tomarían*

decisiones de inversión y asumirían el riesgo total. La viabilidad del programa ha sido cuestionada ya que su efecto en el presupuesto público es similar a la emisión de deuda pública. Además, hasta 2006, el esquema Pidiregas generó pérdidas.

La importancia de este aspecto de la reforma en México se dio, como se ha visto en el capítulo correspondiente a la Electricidad, en la proliferación de productores independientes de energía, lo que impactaron directamente sobre las necesidades de PEMEX de suministrar mayores cantidades de gas natural, a la vez que PEMEX mismo utilizó esta figura para su autoproducción eléctrica.

Aunque en el caso de PEMEX no se ha producido una privatización silenciosa, como se ha denominado a la ocurrida en el Sector eléctrico con la CFE y los PIE, la mayor flexibilización en los contratos de servicios petroleros a alineado incentivos por los cuales dichos contratistas en E&P cobran según sus costos mas un porcentaje según resultados⁶⁵.

Seguidamente se presentan indicadores de desempeño a fin de identificar las tendencias de resultados e inversiones de PEMEX.

Cuadro 3.2.8.1. Síntesis de Resultados de PEMEX 2000-2010

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	(millones de dólares) ^a
Ventas totales	468 268	445 330	481 437	625 429	773 587	928 643	1 062 495	1 136 035	1 328 950	1 089 921	1 282 064	103 751
En el país	292 880	303 853	314 271	387 237	449 013	505 109	546 738	592 048	679 754	596 370	683 853	55 341
De exportación	175 387	141 477	167 166	238 192	324 574	423 534	515 757	542 927	644 418	488 260	592 908	47 981
Ingresos por servicios	-	-	-	-	-	-	-	1 061	4 778	5 292	5 303	429
Costo de ventas	153 060	165 315	157 802	207 118	264 106	361 177	403 106	460 666	654 032	561 135	632 290	51 168
Rendimiento bruto	315 207	280 015	323 635	418 311	509 481	567 466	659 389	675 370	674 918	528 786	649 774	52 583
Gastos generales	39 582	41 613	47 105	50 744	54 280	68 711	78 041	84 939	103 806	100 509	104 253	8 437
Gastos de distribución	12 609	13 588	14 962	15 549	17 574	21 911	24 019	24 799	33 962	31 856	33 274	2 693
Gastos de administración	26 973	28 025	32 143	35 195	36 706	46 800	54 022	60 141	69 844	68 653	70 979	5 744
Rendimiento de operación	275 625	238 402	276 530	367 567	455 201	498 755	581 348	590 431	571 112	428 277	545 521	44 146
Otros ingresos (gastos) -neto-	5 083	5 405	342	2 961	11 154	11 837	69 742	83 019	197 991	40 293	72 008	5 827
Resultado integral de financiamiento ^b	- 6 652	- 13 104	- 13 773	- 30 742	- 7 048	- 4 479	- 22 983	- 20 047	- 107 512	- 15 308	- 11 969	- 969
Participación en los resultados de subsidiarias y asociadas	-	-	-	-	-	-	-	5 545	- 1 965	- 1 291	1 118	90
Rendimiento antes de impuestos, derechos y aprovechamientos	274 057	230 703	263 098	339 785	459 308	506 112	628 107	668 948	659 625	451 971	606 678	49 096
Impuestos, derechos y aprovechamientos	224 211	168 264	179 099	288 366	419 629	560 415	582 855	677 256	771 702	546 633	654 141	52 936
Impuesto especial sobre producción y servicios	69 557	95 199	114 491	94 076	54 705	20 214	-	-	-	-	-	-
Rendimiento neto	- 19 710	- 34 091	- 30 492	- 40 644	- 25 496	- 76 282	45 252	- 18 309	- 112 076	- 94 662	- 47 463	- 3 841

- a. Cifras auditadas. Incluye a Petróleos Mexicanos, sus Organismos Subsidiarios y sus Compañías Subsidiarias.
 b. Hasta 2003, sólo se considera el gasto en interés neto. A partir de 2004, además del gasto en intereses netos también incluye la variación cambiaria neta y el resultado por posición monetaria.
 c. Para fines de referencia, las conversiones cambiarias de pesos a dólares de los EE.UU. se han realizado al tipo de cambio de 2010 de Ps. 12,3571=US\$1.00.

Fuente: PEMEX, Anuario estadístico 2010.

⁶⁵ Algunas fuertes críticas se han realizado al respecto: “ En ese sentido, el proceso de “privatización” y “contratismo” en Petróleos Mexicanos significó que se dejara en manos de las compañías contratistas algunas de las tareas estratégicas ya que se le entregó la exploración geofísica, perforación y reparación de pozos, registros eléctricos, cimentaciones, estimulaciones, preparación de fluidos de perforación, introducción de las tuberías de revestimiento, instalación de preventores y cabezales de producción, así como el manejo e instalación en los pozos de herramientas especiales; además, dejándolas “sin supervisión”.. Las irregularidades, deficiencias y negligencias en los servicios que las compañías privadas venden, devendrían de que ellas mismas son las que actualmente controlan la operación estratégica de PEMEX.

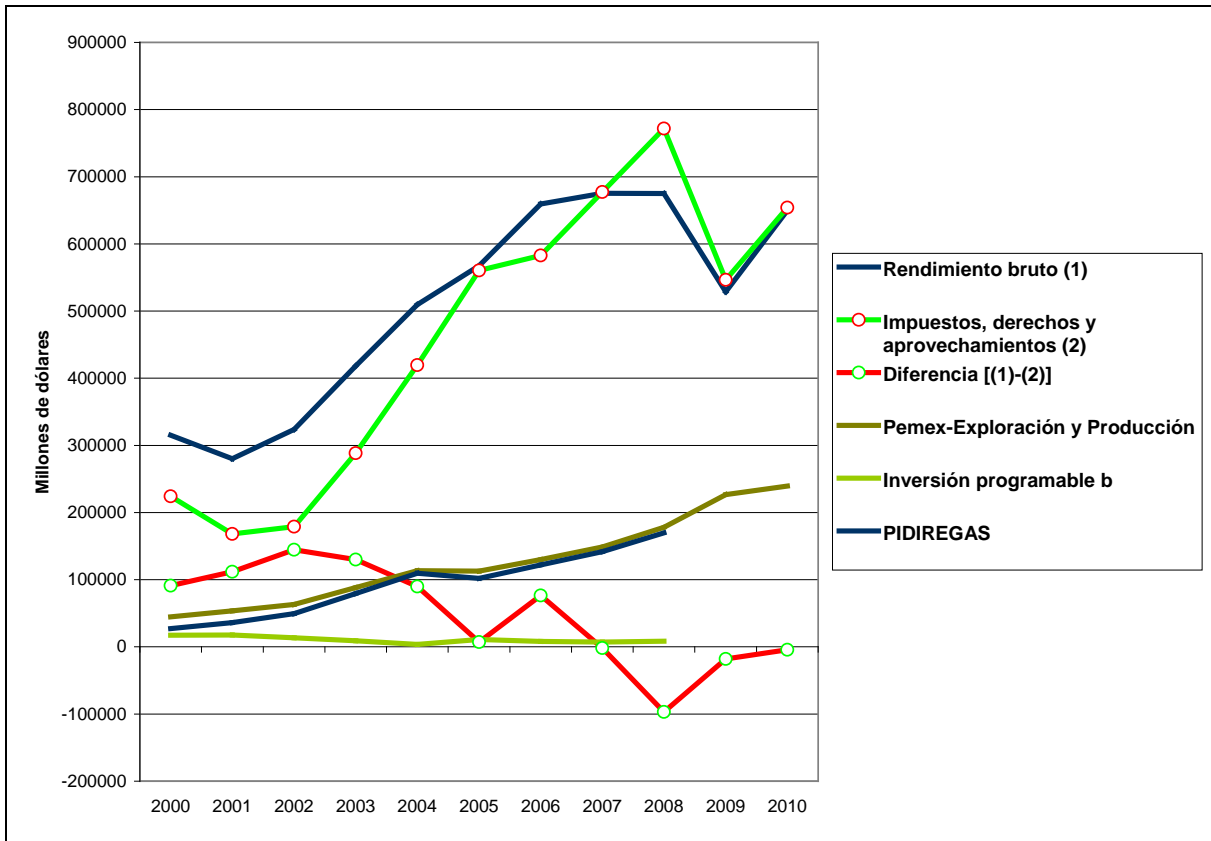
Cuadro 3.2.8.2. Síntesis de Inversiones de PEMEX 2000-2010

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	(millones de dólares) ^c
Total	71 725	62 938	80 759	113 687	122 863	126 988	150 397	170 111	201 740	251 882	268 514	21 730
Inversión programable ^a	28 837	26 993	22 943	19 013	12 243	21 436	20 130	17 573	23 773	251 882	268 514	21 730
Inversión PIDIREGAS	42 888	35 945	57 816	94 674	110 620	105 552	130 267	152 538	177 967	-	-	-
Pemex-Exploración y Producción	44 654	53 446	63 000	88 380	113 332	112 863	130 071	148 761	178 104	226 802	239 409	19 374
Inversión programable ^a	17 418	17 501	13 443	8 945	3 694	11 040	8 142	6 992	8 261	226 802	239 409	19 374
Inversión PIDIREGAS	27 236	35 945	49 557	79 435	109 638	101 823	121 929	141 769	169 844	-	-	-
Pemex-Refinación	22 026	5 501	14 077	19 878	5 092	9 001	15 229	15 979	17 379	18 526	22 551	1 825
Inversión programable ^a	6 374	5 501	5 893	5 744	4 647	6 542	7 369	7 124	10 580	18 526	22 551	1 825
Inversión PIDIREGAS	15 652	-	8 184	14 134	445	2 459	7 861	8 855	6 800	-	-	-
Pemex-Gas y Petroquímica Básica	3 620	2 567	1 796	3 253	2 498	3 206	3 322	4 004	4 203	3 941	3 887	315
Inversión programable ^a	3 620	2 567	1 721	2 148	1 961	1 936	2 845	2 308	2 889	3 941	3 887	315
Inversión PIDIREGAS	-	-	75	1 105	537	1 270	477	1 696	1 314	-	-	-
Pemex-Petroquímica	996	1 058	1 454	1 627	1 598	1 530	1 426	1 139	1 614	2 053	2 462	199
Inversión programable ^a	996	1 058	1 454	1 627	1 598	1 530	1 426	922	1 604	2 053	2 462	199
Inversión PIDIREGAS	-	-	-	-	-	-	-	217	10	-	-	-
Corporativo de Pemex	429	366	432	549	343	388	349	227	439	560	206	17
Inversión programable ^a	429	366	432	549	343	388	349	227	439	560	206	17

a. Cifras en flujo de efectivo e incluyen mantenimiento capitalizable.
b. La inversión programable solamente considera inversión física.
c. Para fines de referencia, las conversiones cambiarias de pesos a dólares de los EE.UU. Se han realizado al tipo de cambio de 2010 de Ps. 12.3571 = US\$1.00.

Fuente: PEMEX, Anuario estadístico 2010.

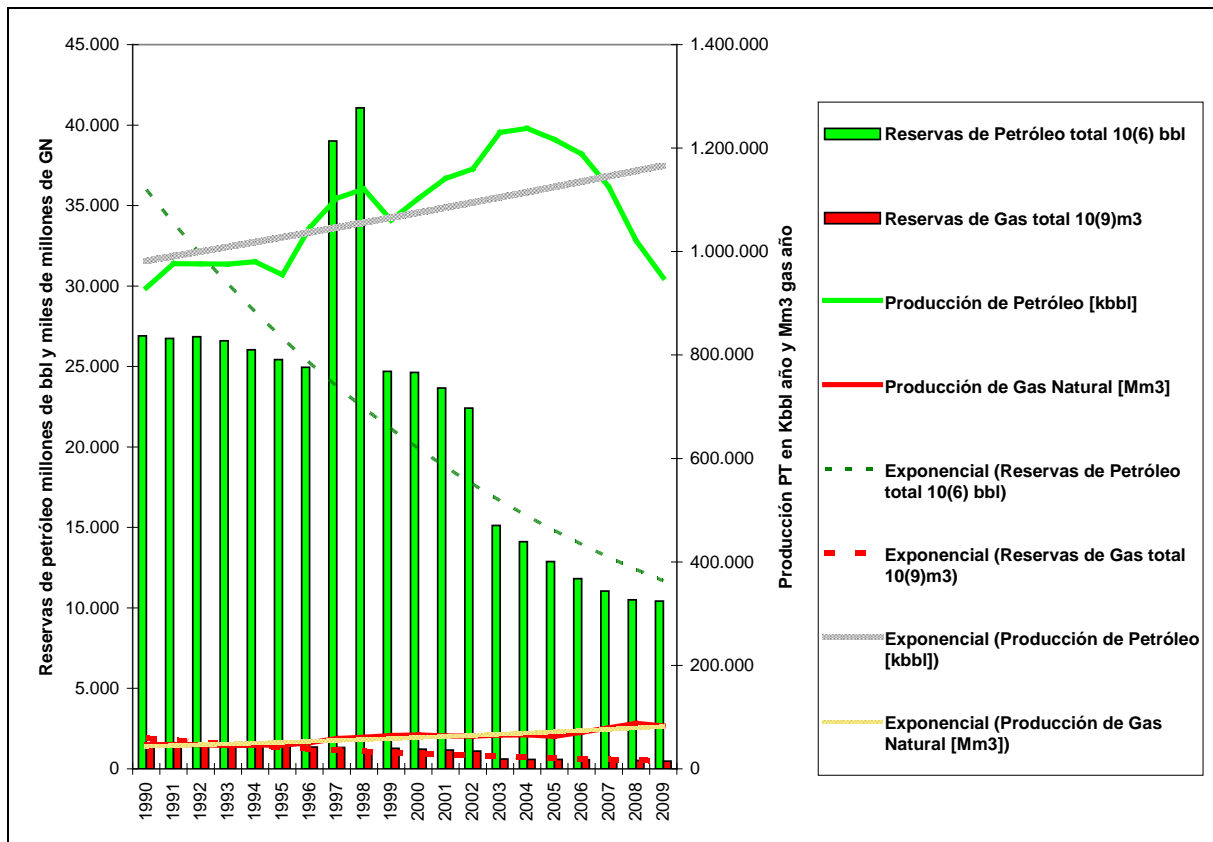
Gráfico 3.2.8.1. Síntesis de Resultados de PEMEX 2000-2010: rendimiento bruto y total de impuestos, derechos y aprovechamientos



Fuente: PEMEX, Anuario estadístico 2010.

Como se puede observar durante la mayor parte del período de bonanza petrolera 2004-2008, no sólo creció más la recaudación que el rendimiento bruto de PEMEX, sino que la inversión programable o física directa asignada a PEMEX estuvo en valores muy bajos, a la vez que los fondos de Inversión de la PIDIREGAS, crecieron, siendo el destino de ellos difícil de rastrear proyecto por proyecto para comprender cuanto de este fondo financió E&P para PEMEX en forma directa o por contratos, cuanto se destinó a los PIE.

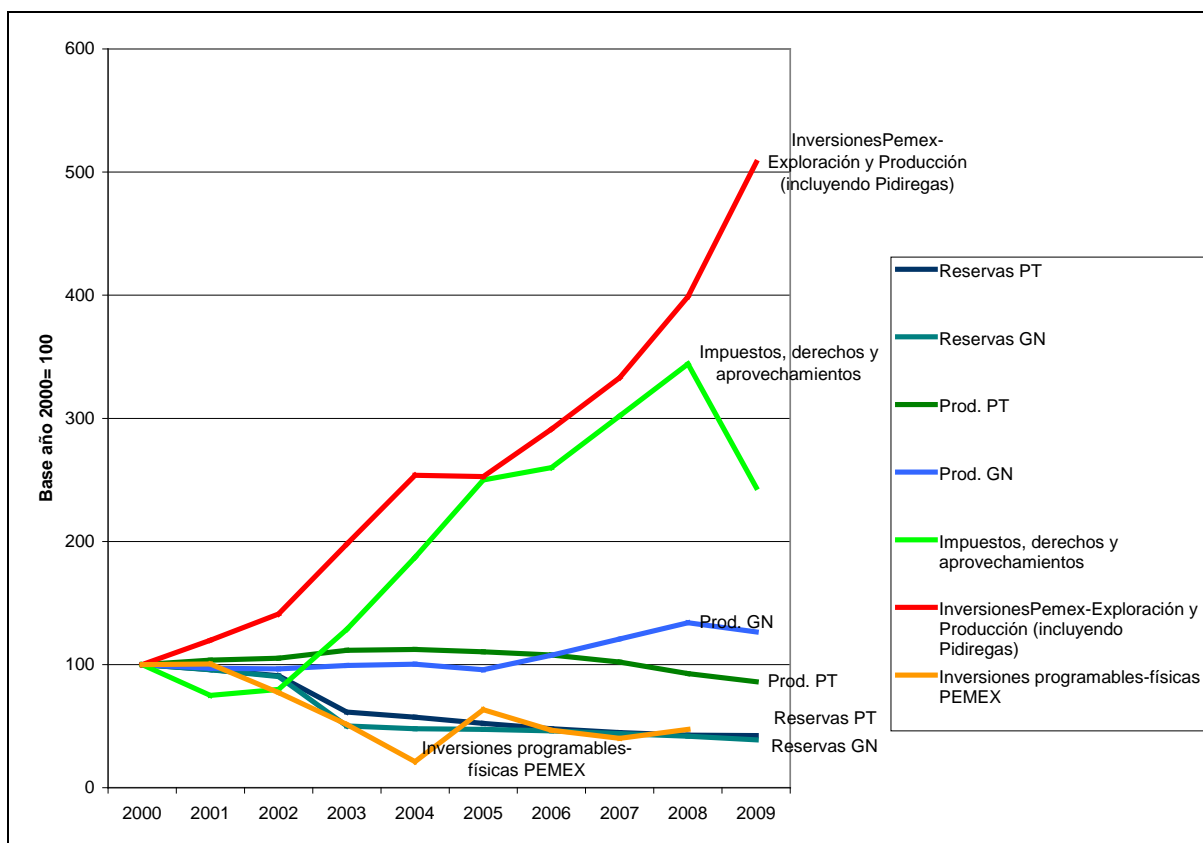
Gráfico 3.2.8.2. Síntesis de Resultados en E&P de petróleo y gas: evolución de la producción y de las reservas de petróleo y gas natural



Fuente: elaborado con datos SIEE, OLADE.

Los resultados de tal política basados en marcos normativos amplios, se vislumbraron en: a) un incremento de fuentes de financiamiento vía la PIDIREGAS; b) una captura de la renta petrolera por parte del Estado; c) una baja asignación de inversiones programables para PEMEX; d) un incremento de la producción de gas y petróleo con declinación de la última; e) un agotamiento severo de las reservas comprobadas de gas y de petróleo (Gráfico 3.2.8.3).

Gráfico 3.2.8.3. Síntesis de Resultados: indicadores base año 2000 = 100



Fuente: elaborado con datos SIEE, OLADE y PEMEX, Anuario estadístico 2010.

En el documento “ESTRATEGIA NACIONAL PARA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA Y EL APROVECHAMIENTO SUSTENTABLE DE LA ENERGÍA”, de 2011 publicado por la SENER o Secretaría de Energía de México, se destacan sin embargo como desafíos del sector hidrocarburos los siguientes aspectos:

“La industria mundial está enfrentando una serie de retos en la oferta y demanda de productos asociados a cambios en la calidad del petróleo crudo, a la introducción de biocombustibles en algunas regiones y a requerimientos cada vez más estrictos de calidad de los combustibles a fin de reducir su impacto ambiental. Estos factores implican modificaciones continuas en la configuración y complejidad de las refinerías, que se enfrentan a márgenes de refinación con una alta volatilidad en el tiempo, derivada de la conjunción de esos factores. En el caso de México, los retos y oportunidades más importantes para el sector están asociados a las limitaciones de la infraestructura actual y al crecimiento de la demanda. Las características actuales de los crudos mexicanos han creado desafíos para las refinerías debido a que éstas fueron diseñadas para procesar crudos más ligeros a los que actualmente se extraen en los nuevos yacimientos. Los proyectos de conversión profunda de residuales, es decir, la reconfiguración de refinerías para transformar combustóleo en gasolinas, diesel y turbosina, reduciendo la producción de combustóleo, son los más rentables para el país en la actualidad dado que la incorporación de plantas coquizadoras en las refinerías permite incrementar la obtención de los destilados a partir de los residuos de vacío, así como el procesamiento de una mayor proporción

de crudo pesado. A lo anterior deben sumarse los beneficios ambientales resultado de la producción de petrolíferos menos contaminantes..” (SENER, 2011,p.51).

Luego de enumerar los avances en los programas de mejora de combustibles y ponderar los aspectos ambientales el texto vincula al sector de hidrocarburos con la necesidad de:

- Identificar los proyectos de electrificación que contemplen las necesidades energéticas, de acuerdo a las actividades productivas existentes o potenciales.
- Analizar las tecnologías renovables más adecuadas y de mejor costo beneficio.
- Desarrollar programas de capacitación local y comunitaria.
- Desarrollar esquemas financieros que optimicen los recursos y que apalancen otros fondos federales, locales o privados.
- Fomento al uso y desarrollo de los biocombustibles.

De este modo el tema de la declinación de la producción de reservas de gas y petróleo aparece dando lugar al potencial desarrollo de fuentes renovables y esquemas de financiamiento aplicables a fondos federales, locales o privados.

Con respecto a los combustibles fósiles se propone una utilización más eficiente de los mismos. Así, “Uno de los ejes de la transición energética se refiere a mejorar el aprovechamiento de los combustibles fósiles que actualmente se emplean para satisfacer las necesidades energéticas del país. De esta manera, se garantiza que al emplear estas fuentes de energía se maximice su valor económico. Los resultados de los principales indicadores en esta área hasta octubre de 2010 fueron los siguientes:

- En materia de gas asociado a los yacimientos de carbón mineral (gas grisú), el 5 de junio de 2009 se publicó el Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Ley Federal de Derechos, estableciendo en su Artículo 267 el régimen fiscal aplicable al gas asociado a los yacimientos de carbón mineral.
- El 27 de noviembre de 2009, se llevó a cabo una modificación a dicho régimen fiscal. El régimen fiscal vigente dispone el pago de un derecho por el uso, goce o aprovechamiento del gas para los concesionarios mineros que recuperen o aprovechen dicho gas y establece una tasa de derecho de 40% sobre el volumen del gas recuperado y aprovechado, menos deducciones permitidas. Además, se establece el cobro un derecho por el análisis de la solicitud y, en su caso, la expedición del permiso o autorización de asociación. Adicionalmente, la SENER elaboró los lineamientos que establecen los términos y condiciones a los que se sujetará la entrega de gas grisú a PEMEX, así como la contraprestación que pagará PEMEX por el gas que reciba. La SENER y la Secretaría de Economía elaboraron conjuntamente el Anteproyecto de Norma Oficial Mexicana, que establece las disposiciones técnicas para los trabajos de recuperación y aprovechamiento del gas asociado a los yacimientos de carbón mineral, mismo que está en proceso de revisión por las instancias correspondientes, para su publicación en el DOF”.

Del mismo modo el texto define estrategias para la refinación, etc., pero no vincula la política al tema de una mayor actividad exploratoria.

Dadas las particularidades de México no es de esperar se produzcan modificaciones radicales del esquema institucional, sino mas bien una adaptación continua a objetivos de política adecuada al marco internacional en particular en lo atinente a tareas conjuntas con los EUA para yacimientos en áreas que traspasan ambas fronteras.

3.3. Algunas reflexiones respecto a los cambios en el marco jurídico e institucional para el sector del Upstream en LAYC

Tal como se dijera, en el contexto general de las reformas emprendidas en el sector de energía en muchos países de la región en las últimas dos décadas, varios de ellos realizaron cambios en el modo de organización de sus empresas petroleras estatales los que significaron bien sea una privatización total y una retirada del Estado de su papel empresario como sucedió en Perú, Argentina y Bolivia, o bien una apertura a la inversión privada, aunque de muy distintas características, como en los casos de Brasil, Ecuador, Colombia, México y Venezuela. En general la idea subyacente fue bien sea eliminar los monopolios estatales, o bien, ampliar el marco para la participación del capital privado principalmente el internacional fuese bajo modalidades de concesiones, privatizaciones, concursos de licitación, o por medio de contratos de servicios. Estos procesos se dieron en un contexto generalizado, a nivel mundial, de una declinación de la actividad exploratoria reflejada como disminución del peso de los gastos en exploración en el total de gastos en E&P de las principales compañías petroleras internacionales, reemplazada en parte por la compra de reservas, escenario que dominó el período posterior al contrashock petrolero de 1986 y que se verificó a escala global entre 1991-2003

En el contexto posterior al período de inicio del cambio en el panorama mundial signado por la reconfiguración espacial de la producción, el comercio y el consumo, concomitante con la elevación de los precios del crudo, en la región se produjeron asimismo fuertes cambios de orientación política en varios países de ALyC.

Estos cambios no fueron idénticos en cada caso, ni implicaron iguales posturas respecto a la política de hidrocarburos. Así, en Argentina si bien implicaron una mayor intervención del Estado en el manejo de la política de precios y un pequeño cambio de propiedad por la inclusión de actores privados nacionales, no se optó por la nacionalización y es sólo muy recientemente que esta posibilidad se ha hecho pública aunque no de modo oficial. De hecho la creación de ENARSA, una compañía del Estado no significó ni dotación de capital ni un rol claramente definido más allá de su intervención puntual en articular diversos mecanismos de expansión de la oferta energética en cualquier eslabón de cualquier cadena de energía e incluso a través de las operatorias de importación.

Por el contrario en países como Bolivia, Ecuador y Venezuela la nacionalización implicó cambios de mayor profundidad en la relación con los actores privados y en ningún caso dicha participación ha desaparecido o es irrelevante para el proceso de inversiones. El destino de la renta petrolera con fines de uso social en programa definidos para disminuir los niveles de pobreza forma parte de los enunciados que

fundamentaron los cambios de política. En los casos de Ecuador y Venezuela la incorporación de mayores niveles de reservas no se ha debido tanto a nuevos descubrimientos sino a la certificación de crudos pesados y extrapesados. De hecho en el caso de Venezuela la relación entre reservas desarrolladas y disponibles certificadas disminuyó severamente entre 2006 y 2010 y no sólo por el incremento de reservas certificadas, sino por una caída de los niveles de producción después de 2005.

Luego en casos como Brasil y Colombia la estrategia ha sido distinta. En ambos el papel de monopolio en la exploración y producción tuvo en primer lugar significados distintos por tratarse de trayectorias con puntos de partida diferentes.

En el caso de Colombia la participación privada se dio históricamente a través de contratos de asociación entre empresas privadas internacionales y la antes estatal ECOPETROL. Los cambios siempre fueron dándose hacia la dirección de un rediseño de los contratos de asociación en la dirección de hacerlos mas atractivos para el sector privado y con mayores posibilidades de atraer capitales de empresas mas pequeñas, bajo el supuesto de que la probabilidad de hallar campos grandes se hacía menor. Desde este punto de partida se avanzó en 2004 con la creación de la ANH y más tarde con la capitalización de ECOPETROL.

En el caso de Brasil con la excepción de la distribución, el monopolio estatal y la integración vertical de la cadena petrolera fueron considerados como un elemento central de la política petrolera desde 1938 hasta mediados de los noventa, cuando comienza a estructurarse una reforma que implica la creación de la ANP y reglas para el acceso de la actividad privada en exploración. Este proceso se ha profundizado con la capitalización de Petrobrás, aún cuando su papel para definir políticas nacionales continuó siendo fundamental, tanto como su papel en el proceso de inversiones, dado que logró prevalecer en cada eslabón de la cadena a pesar de la apertura al capital privado. En este país el principal cambio observado se ha referido a la creación de una ley específica para la explotación del Pre-sal mediante la cual por una parte se potenció la capitalización de Petrobrás y por otra se define una coexistencia de dos marcos diferenciados para la participación del capital privado y la distribución de la renta. En tal sentido la creación de un fondo social, propone de manera explícita que una parte de la renta petrolera sea destinada a combatir la pobreza.

En el caso de México, la apertura se produjo sólo con la introducción de contratistas de producción y los debates en torno a la privatización de PEMEX no prosperaron. En forma paralela el proceso de inversiones fue restringido destinando la renta a las necesidades generales del presupuesto público o bien redireccionando los fondos de inversión también para proyectos privados.

La distinta visualización del papel de los hidrocarburos en las respectivas economías nacionales ha estado sin duda en el centro de estos distintos cambios y modalidades institucionales vigentes en cada país.

En el caso de empresas nacionales en países importadores el papel se ha limitado mayormente en la importación de crudo para su refinación local o bien en la importación directa de derivados por lo que su análisis desde el punto de vista de

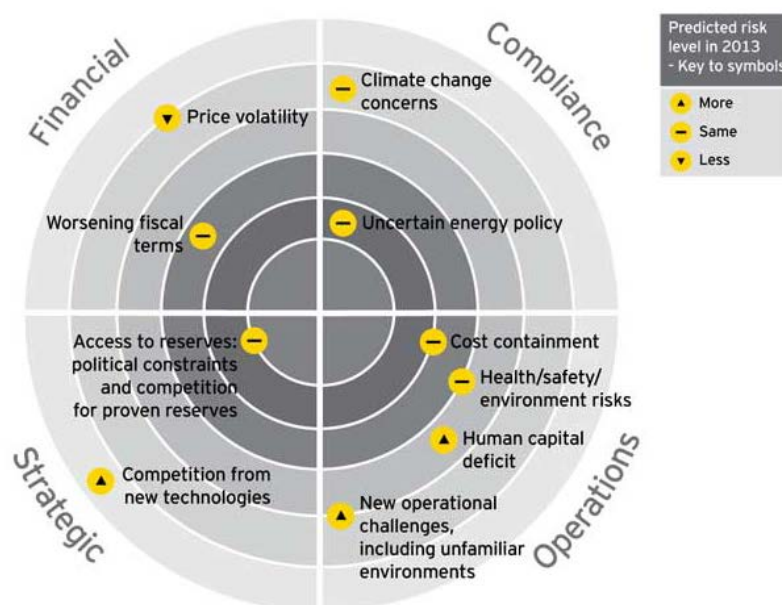
este estudio no se considera relevante, aún cuando muy recientemente ANCAP de Uruguay ha manifestado interés en atraer capitales de riesgo para la exploración costa afuera y otros países como Chile, Guatemala y Cuba tienen empresas que incursionan marginalmente en la producción petrolera.

Del análisis efectuado en el Informe II se deduce que no existe en la región un modelo único para el desarrollo de la actividad petrolera, ni idénticas reglas de juego. Estas se han ido adaptando en cada país según criterios disímiles y distintos objetivos de política nacional.

Es que a diferencia de otras industrias energéticas, la actividad de E&P en hidrocarburos supone cuestiones de estrategia que no pueden ser ignoradas: a) la disponibilidad o no del recurso- y el conocimiento previo sobre el mismo-; b) los elevados montos de inversión, tecnología y recursos humanos requeridos junto al largo plazo de maduración de las inversiones como riesgo frente a la oportunidad de captar una renta extraordinaria; c) su importancia para la balanza comercial y para los ingresos fiscales que permiten sostenibilidad política, económica y social; d) para la garantía de suministro de insumos a otras cadenas como la eléctrica; e) la posibilidad de crear o no cadenas de proveedores o acuerdos con industrias como la automotriz; y las distintas visiones políticas, crearon y crean en torno a este tema posicionamientos diversos en cada país y en un mismo país a lo largo de su trayectoria.

Las principales preocupaciones futuras son, para las empresas petroleras, el aumento de la carga tributaria, la incertidumbre regulatoria e institucional, el dominio cada vez mayor de las reservas mundiales por parte de los Estados Nacionales, a través de sus propias compañías, la falta de mano de obra especializada y la necesidad de superar fronteras tecnológicas y geográficas, operando en ambientes totalmente nuevos

Figura 3.3.1. Estructura institucional del sector de petróleo, gas natural y biocombustibles.



Fuente: Ernst & Young, 2011.

En este contexto el diseño del contrato petrolero, sus ventajas y desventajas han estado en el centro de un debate prolongado, tanto como en qué medida el Estado debía o no ser empresario, regulador o simple recaudador. Muchos países adoptaron reformas para incluir una mayor participación privada o hasta desprenderse de sus activos en un momento histórico donde los precios del crudo eran moderados y las empresas privadas preferían no hacer inversiones en exploración y salir a comprar activos y reservas. *De este modo se produjo una monetización de reservas sin una contrapartida de inversiones de riesgo que afectó también sin duda a la cadena de gas natural y por su intermedio a la eléctrica.* A partir del nuevo escenario de precios internacionales del crudo, muchos países han revisado sus estrategias previas por muy distintas circunstancias -que podrían configurarse como lecturas nacionales o sociales de sus experiencias previas- por lo cual precisamente reveen los mecanismos en pos de sus distintos objetivos de política nacional, y dentro de ella configuran a la del sector petrolero.

En el análisis que realiza OLADE (2010) sobre la base de algunos casos en América del Sur se arriba a las siguientes conclusiones:

- Los temas centrales en el diseño de un contrato petrolero y/o gasífero están relacionados con: 1) la propiedad del recurso, entendida ella como la capacidad para decidir el mercado, precio y volumen de venta; 2) la participación Estatal en la renta petrolera y; 3) el desarrollo de nuevas inversiones en determina área de interés hidrocarburífero.
- En muchas oportunidades, maximizar el beneficio del Estado en estas variables es muy difícil, dado que alcanzar una de ellas generalmente va en desmedro de otra. En este sentido, los objetivos de política energética de cada país – abastecimiento del mercado interno, mayor participación en la renta petrolera o autoabastecimiento de petróleo – usualmente condicionan un tipo de contrato.
- En materia hidrocarburífera, los países de América del Sur pueden dividirse en dos grupos: 1) *aquéllos que poseen petróleo y/o gas natural en abundancia y;* 2) *aquéllos que importan ambos productos para satisfacer las necesidades del mercado interno.* Por ello, los contratos de exploración y explotación en cada grupo son distintos. En el primer grupo generalmente se encuentran los contratos de servicios, a través de ellos el operador del campo, empresa pública y/o privada, recibe una compensación por las actividades de exploración y explotación, sin embargo, la propiedad del recurso se queda en el Estado, adicionalmente se observa que la inversión necesaria para estas actividades va por cuenta y riesgo de este operador.
- Por otra parte, países que importan petróleo intentan motivar la inversión en el país a través de la firma de contratos de concesión (llamados también de “regalías e impuestos”) donde la característica central es que la propiedad del recurso la tiene el operador del campo, sin embargo, en la mayoría de los casos el Estado introduce cláusulas preventivas donde se menciona que, pese a que los hidrocarburos son de libre disponibilidad del operador, el Estado podría obligar a vender ellos al mercado interno a un precio “razonable”.

- La “razonabilidad” del precio mencionada en el punto anterior es un tema de amplio debate en materia de política energética. La razón es clara, en muchos de los contratos de exploración y explotación se establece que el precio de venta del petróleo y/o gas natural destinado al mercado interno, está en función al precio internacional de estos productos. En este sentido, cuando los contratos tienen éxito – se descubre petróleo y/o gas natural – es muy difícil que la sociedad civil comprenda que los precios internos de la gasolina y/o diesel oil deben variar en función a criterios internacionales. En general la pregunta que se plantea la gente es: “¿Si somos un país productor, por qué debemos comprar nuestro propio petróleo a precios internacionales?” La solución a este problema depende de cada país, sin embargo, muy buenas experiencias se observa en aquellos países que ajustan los precios del mercado interno en función a la cotización internacional de largo plazo, es decir, evitan trasladar las oscilaciones de corto plazo (del mercado internacional) a los precios de venta en el mercado interno.
- Otro tema central en el diseño de un contrato de exploración y explotación es la Participación Estatal en la llamada “Renta Petrolera”. Este tema, de difícil tratamiento, debe ser analizado de forma conjunta con lo establecido en la Ley de Hidrocarburos y otras leyes impositivas de carácter general, dado que los contratos de exploración y explotación muchas veces contienen textos como el siguiente: además de los tributos establecidos en el presente contrato, el operador del campo es sujeto del resto de obligaciones establecidas en la normativa vigente.
- Los instrumentos de participación Estatal pueden agruparse en dos: 1) aquellos aplicados sobre la producción bruta (o el ingreso bruto) del campo petrolero y/o gasífero y; 2) aquellos que se aplican sobre la utilidad de la operación. La principal ventaja del primer grupo (donde generalmente se encuentran las regalías) es la facilidad y sencillez para su cobro, usualmente resultan de aplicar un porcentaje sobre el valor bruto de producción, ello facilita la labor de recaudación de la institución estatal correspondiente. Sin embargo, se presenta un problema no menor, alícuotas fijas no permiten la operación eficiente del campo. Ello surge porque, aún cuando la operación de éste genere resultados financieros negativos, el operador está obligado a pagar esta contribución, en este sentido, podría no motivar la inversión en campos con costos de producción elevados y/o alejados del mercado principal. Por otra parte, los instrumentos aplicados sobre la utilidad de la operación, permiten la explotación eficiente del campo, dado que para su cálculo sí se consideran las condiciones de mercado y los costos de producción. Sin embargo, en este caso el problema central es la dificultad en su fiscalización, problemas de información sobre la estructura de costos del operador, dificultan el trabajo de la institución Estatal encargada de calcular y cobrar este tipo de tributos. Algunos países intentan capturar las virtudes de los dos mecanismos antes descritos a través de impuestos a la producción (donde entran las regalías) en función a criterios de fácil verificación, por ejemplo, alícuotas variables en función al nivel de producción, precio de venta, profundidad de los pozos u otra variable que esté relacionada con la estructura de costos, pero que sea de fácil verificación para la institución recaudadora Estatal, son cada vez más comunes.

- *El diseño de contratos de exploración y explotación “completos” es casi imposible, en particular en el sector hidrocarburífero, por ello, ajustes en éstos fueron (y son) usuales en muchos de los países de América del Sur, ya que las condiciones de mercado, las estructuras geológicas y los costos de producción – entre otras variables – tienen como constante, el cambio y la incertidumbre. Experiencias exitosas sugieren que toda modificación contractual será sostenible en el mediano y largo plazo, siempre y cuando sea acordada entre las partes involucradas, Estado y operador. Con alta probabilidad, decisiones unilaterales dañarán una de las variables más sensibles dentro el sector petrolero: la buena reputación.*

Aún cuando este análisis es genérico muestra que resulta difícil establecer una taxonomía de ventajas a nivel regional que sea aplicable a todos los países. Muchos países por ejemplo se visualizaron como exportadores sin un sustento serio en base a sus reservas comprobadas, convirtiéndose en importadores sin una aceptación previa de que tal situación iba a producirse de no intervenir a tiempo en los mercados o establecer mecanismos adecuados para lograr inversiones de riesgo (ej Argentina).

Otros en cambio visualizaron como meta nacional el logro de la autosuficiencia y han traspasado esta meta sobre la base de estrategias adaptativas en resguardo de su estructura institucional básica a pesar de sufrir reformas (Ej Brasil, Colombia en menor medida).

La estructura pública de la propiedad puede ser una condición necesaria, pero no suficiente. En estos casos el tema se vincula con la reinversión de enormes rentas en la propia industria y su disputa política, económica y social por parte de otros actores, sean públicos o privados.

Donde sólo actúa el sector privado, es posible que las inversiones de riesgo sean bajas y se privilegie la renta de corto plazo, lo que se constatado en casos como Argentina y Perú; Bolivia, Ecuador y otros antes de las contrarreformas o reformas adaptativas)

Así la cuestión no parece pasar sólo por la normatividad contractual, ni la estructura institucional, ni siquiera sólo por las señales regulatorias, dada la complejidad de esta industria, por el papel que juegan y jugaron- entre otros factores- la disponibilidad de un acervo de información costosa de obtener en el corto y mediano plazo.

Así algunos países han emprendido acciones para disponer de este acervo, pero aún así resta resolver la inducción de las inversiones de riesgo si la orientación del sector es por reglas que enfatizan aspectos como la competencia.

En el análisis realizado, se han mostrado las diversas limitaciones que presentan y presentan los muy diversos esquemas adoptados, cuando estos no son enmarcados en una Planificación Estratégica de Todo el Sector Energético, de una Nación, pero también a niveles subregionales/regionales que permitan complementaciones ventajosas en pos de menores costos y mayor seguridad de suministro. Tal Planificación obviamente debe ser indicativa, dada la naturaleza

abierta de las sociedades y las fallas de las experiencias demasiado centralizadas, pero operativa a la vez en tanto los procesos concretos de inversión son los únicos que garantizan en la realidad la coherencia mínima en el plano de la realidad y no sólo del enunciado

Ello por cuanto a pesar de sus características particulares la ausencia de una coordinación institucional fuerte entre diversas cadenas energéticas puede contribuir, como se ilustra en el Informe III, a desequilibrios entre oferta y demandas sectoriales, que no se equilibran sólo por señales de precios toda vez que estas son de corto plazo para el decisor, mientras que las consecuencias de sus decisiones (basada en escenarios de precios que son simples ejercicios razonados, pueden no ajustarse a la dinámica real) pueden crear escenarios de suministro indeseables.

Entre las lecciones aprendidas de este análisis se tiene entonces:

- La necesidad de establecer un marco completo de planificación energética nacional basado en los objetivos de política nacional y energética, donde sea inscrita la política petrolera y los mecanismos institucionales y contractuales.
- Que este proceso de planificación sea dinámico, revisable, corregible.
- Que de lugar a objetivos y metas concretas de corto, mediano y largo plazo.
- Que tales metas cuenten con el soporte técnico y financiero adecuado estableciendo reglas claras acerca de la participación pública y privada
- La necesidad de contar con cuadros técnicos altamente especializados y adecuados en el conjunto de las instituciones
- Que la vinculación entre estas instituciones sea clara, lo que significa no sólo establecer sus funciones y atribuciones, sino especialmente dotarla de instrumentos técnicos y financieros adecuados para evitar superposiciones de hecho entre roles y funciones, además de establecer modalidades de relaciones dinámicas entre ellas.
- Que existan mecanismos que aseguren las inversiones de riesgo y su continuidad bajo una mirada estratégica de largo plazo y no meramente orientada por señales de corto plazo

Paradojas como la abundancia de reservas no desarrolladas, o equipamientos sectoriales de energía sin sustento son ejemplos de lo que implica no disponer de lo anterior, o bien de tenerlo sólo de forma tal de dar lugar a enunciados coherentes, pero no dotados de estructuras de aplicación concreta u organismos de monitoreo.

Del mismo modo las señales de escasez en materia de gas natural trasladadas al eslabón de generación eléctrica han significado pérdidas de confiabilidad y mayores costos.

Con respecto a la cuestión de la aplicación de políticas de precios en la cadena de hidrocarburos puede ser dicho que países como Venezuela, Ecuador, Bolivia y Argentina, entre el grupo de productores-exportadores, han aplicado desde 2003 a la fecha precios en sus mercados internos alejados de los costos de oportunidad, cuya repercusión en el presupuesto público ha sido significativa. De ellos sólo Argentina ha ido corrigiendo esta política especialmente durante 2011 y 2012, aunque los mayores incentivos de precios no se han traducido en incrementos de inversión.

Países como México, Colombia y Brasil, también entre productores-exportadores, en cambio, han alineado sus precios internos con los internacionales a pesar de sus profundas diferencias en los modos de propiedad.

Sólo en los casos de Brasil y Colombia las reformas efectuadas han repercutido en mayores niveles de exploración e inversiones de riesgo, aún cuando su contribución marginal al incremento de reserva regionales ha sido modesto en comparación al logrado por países como Venezuela y Ecuador, aunque el incremento de reservas logrados en estos últimos casos no se ha debido a esfuerzos de exploración sino a un certificación de reservas antes clasificadas como recursos debido al nuevo contexto de precios y avances tecnológicos que hacen ahora del crudo pesado y extrapesado un producto ofertable a escala regional y mundial.

En el caso de México la declinación de la producción y la utilización de la renta con fines distintos a una mayor exploración, junto a una posible declinación inevitable de la producción de petróleo (al igual que en Argentina) derivan en resultados que sólo podrían ser revertidos en el mediano largo plazo.

Esta situación es altamente preocupante por cuanto de modo nuevamente paradójico, la región estaría llamada a desempeñar un nuevo papel en el escenario mundial en materia de suministro lo que a su vez tiene enormes consecuencias geopolíticas. Por otra parte los distintos ejercicios de prospectiva han mostrado la necesidad de concretar inversiones tanto en el Upstream como en el downstream, de cuya concreción dependerá que tanto la posibilidad de satisfacer las necesidades del mercado regional, como el obtener importantes excedentes económicos derivados de la explotación de hidrocarburos sean sostenibles.

4. ANÁLISIS DE LOS PRINCIPALES CAMBIOS EN LA NORMATIVA DEL SECTOR GAS NATURAL.

Esta sección constituye una síntesis del trabajo realizado para la CEPAL, “Análisis de formación de precios y tarifas de gas natural en América del Sur”, (versión diciembre de 2011), aún no publicado oficialmente por este organismo y cuya inclusión se asume como válida toda vez que el comitente forma parte del comité multiagencial de este Estudio.

Seguidamente se transcriben los análisis de casos por país.

4.1. Argentina

La industria del gas en Argentina reconoce tres grandes etapas: a) la previa a la privatización de Gas del Estado y creación del marco regulatorio (Ley 24076 de 1992); b) la correspondiente al período 1993-2001 en la que prácticamente los precios evolucionan según lo pautado en la normativa dictada entre 1992 y 1995 y c) la etapa que comienza en enero de 2002 y continua hasta el presente, signada por los problemas del abandono de la convertibilidad del peso argentino en paridad 1 a 1 con el dólar estadounidense y la crisis de la industria del gas desde 2004 a la fecha.

Es en este último período en el que, por una parte se “pesifican” las tarifas de transporte, de distribución y del gas en boca de pozo, para luego ir modificando en particular tres aspectos: 1-el precio del gas pagado a productores de gas; 2) las formas de financiar la expansión de transporte mediante los fideicomisos; 3) una reestructuración del mercado en función del criterio de “segmentación” lo que modifica de manera diversa a lo inicialmente establecido por el Marco Regulatorio respecto a las categorías de usuarios, liberando parcialmente el mercado y conduciendo a que los usuarios libres paguen mayores tarifas que los regulados (domiciliario y pequeños servicios y comercios).

Otro conjunto importante de normas no se refieren a precios y tarifas sino a la garantía de suministro. En tal sentido las normas relevantes consideran el destino prioritario del gas de exportación para el mercado interno, normas de acuerdos con los productores de gas para abastecer la demanda de las distribuidoras, prioridades para la generación eléctrica y normativas respecto al suministro para estaciones de GNC.

Cuadro 4.1.1. Reseña de los principales instrumentos normativos que rigen en la industria del gas natural en Argentina

Año	Instrumento Legal	Descripción
1966		Ley de Hidrocarburos Líquidos y Gaseosos..
1992	Ley 17319	Regula el transporte y distribución de gas natural.
	Ley 24076	
2002	Ley 25561	Ley de Emergencia Económica vigente desde 2002-Caduca en diciembre de 2011
2006	Ley 26095	Créanse cargos específicos para el desarrollo de obras de infraestructura energética para la expansión del sistema de generación, transporte y/o distribución de los servicios de gas y electricidad. (Fideicomisos)
1992	Decreto 1738/1992	Declara sujeta a privatización total a Gas del Estado Sociedad del Estado y aprueba el nuevo marco regulatorio para la actividad de transporte y distribución de gas natural.
1992		Modificación de la reglamentación de la Ley 24076, aprobada por el Decreto 1738/1992
1995	Decreto 2255/1992	Establece en su Artículo 3° que el PEN será autoridad competente para resolver acerca de los permisos de exportación de gas natural que prevé dicho texto legal.
	Decreto 951/1995	
2001		Alcances del anexo II de la Res. ENARGAS 1748/2000 por medio de la cual se aprobaron las condiciones del servicio general consumos mayores a 5.000 m3/día- transporte "P", que introdujo una nueva opción en las condiciones especiales del reglamento de serv
	Resolución ENARGAS 2368/2001	
2004		Régimen de inversiones de infraestructura básica de gas. Creación del Mercado Electrónico de Gas (MEG). Funcionamiento y obligaciones asociadas a dicho mercado. Medidas para mejorar la eficiencia asignativa en la industria del gas. Disposiciones complementen
	Decreto 180/2004	Faculta a la Secretaría de Energía para realizar acuerdos con los productores de gas natural a fin de establecer un ajuste del precio en el punto de ingreso al sistema de transporte adquirido por las prestadoras del servicio de distribución de gas por red
2004	Decreto 181/2004	Homologación del "acuerdo para la implementación del esquema de normalización de los precios del gas natural en punto de ingreso al sistema de transporte, dispuesto por el Decreto 181/2004", entre la secretaria de energía y los productores de gas.
	Resolución MPFIPS 208/2004	Medidas de prevención a efectos de evitar una crisis de abastecimiento interno de gas natural y sus consecuencias sobre el abastecimiento mayorista eléctrico. Suspensión de la exportación de excedentes de gas natural que resulten útiles para el consumo interno
	Resolución SE 265/2004	Aprobación del mecanismo de uso prioritario del transporte para el abastecimiento de la demanda no interrumpible y el procedimiento de implementación operativa de la Disposición SSC 27/2004.
	Resolución SE 503/2004	Programa complementario de abastecimiento al mercado interno de gas natural, que sustituye al programa de nacionalización de exportaciones de gas y del uso de la capacidad de transporte.
	Resolución SE 659/2004	
2004		Creación del módulo de información de precios mayoristas de combustibles. Presentación de información relativa a precios y volúmenes a cargo de los titulares de las empresas inscriptas en el registro de empresas petroleras, empresas elaboradoras y/o comercializadores
	Resolución SE 1104/2004	
2004		Implementación del Mercado Electrónico de Gas S.A. suscripto con la asociación civil Bolsa de Comercio de Buenos Aires. Aprobación de la normativa vinculada a la "replica de información de despacho". Régimen de penalidades relacionadas con la mencionada norma.
	Resolución SE 1146/2004	
2005		Establece que todas las operaciones de reventa de capacidad de transporte reguladas por la Res. ENARGAS 419/1997 y todas las operaciones de reventa de servicios regulados.
	Resolución SE 739/2005	
2005		Requisitos establecidos por MEGSA para las personas jurídicas que soliciten adquirir y emplear licencias para agentes libres.
	Resolución SE 740/2005	
2005		Acuerdo para la implementación del esquema de normalización de los precios del gas natural en el punto de ingreso al sistema de transporte. Grandes usuarios firmes o interrumpibles. Nuevos consumidores directos de gas natural. Mecanismo de compra de gas.
	Resolución SE 752/2005	
2005	Notas complementarias SSC 1495 a 1496/2005	Régimen de prioridad de abastecimiento de las prestatarias de servicios de gas por redes establecido en el Artículo 4° de la Res. SE 882/2005 y en la Nota SE 426/2004
2005		Instruye a los agentes generadores del mercado eléctrico mayorista para que presenten, a la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A., la información básica de los contratos o acuerdos por los cuales reciben suministro de gas natural.
	Resolución SE 925/2005	
2005		Aprobación del régimen complementario del despacho del transporte y distribución de gas natural, que contempla el funcionamiento del mercado spot de gas natural que opera en el ámbito del MEG. Modificación de la Res. SE 740/2005
	Resolución SE 939/2005	
2005		Instruye a CMMESA a informar a la secretaria de energía los volúmenes remanentes de gas natural susceptibles de ser contratados a través de ofertas irrevocables estandarizadas, no cubiertos por contratos, acuerdos, ofertas irrevocables o inyecciones adic
	Resolución SE 1810/2005	
2005		Disposición de la subdivisión en grupos de la categoría de usuarios del servicio general "P" a los fines previstos en el Decreto 181/2004
	Resolución SE 2020/2005	
2006		Establece que las prestadoras de servicio de distribución de gas deberán garantizar a las estaciones de carga de GNC., que cuenten únicamente con servicios interrumpibles, un abastecimiento mínimo diario a los efectos de asegurar el normal suministro a lo
	Resolución ENARGAS 3515/2006	
2006		Modificación del volumen de abastecimiento mínimo diario a las estaciones de GNC, contemplado en la Res. ENARGAS 3515/2006.
	Resolución ENARGAS 3569/2006	

Informe Sectorial Hacia una Nueva Agenda Energética para la región: Análisis de la Oferta y Demanda de Energía

2006	Resolución 2008/2006	MPFIPS	Aprobación de lo actuado por la Secretaría de Energía y el ENARGAS, en relación a los cargos específicos establecidos en la Ley 26.095 destinados a repagar las obras de ampliación de la capacidad de transporte de gas natural 2006-2008.
2006	Nota complementaria DNEH 2554 - PPP para NCDs 09/2005 al 12/2006		Precios de referencia correspondientes al período septiembre de 2005 a diciembre de 2006 para los Nuevos Consumidores Directos de Gas Natural.
2006	Resolución 496/2006	SE	Modificación del programa complementario de abastecimiento interno al mercado de gas natural, aprobado como anexo I de la Res. SE 659/2004 y aprobación como anexo II de dicha norma el reglamento de operaciones de sustitución de energía.
2006	Resolución 1329/2006	SE	Actualización de la normativa en relación con la homologación efectuada por la Res. MPFIPyS 208/2004 del ministerio de planificación federal, inversión pública y servicios, del acuerdo para la implementación del esquema de normalización de los precios de
2007	Decreto 1705/2007		Se sustituyen los incisos (1), (2), (3), (4) y (5) del artículo 3° de la reglamentación de la Ley 24.076, aprobada por el Decreto 1738/1992
2007	Resolución 3689/2007	ENARGAS	Establece los cargos específicos definitivos conforme la Res. MPFIPyS 2008/2006
2007	Resolución 3736/2007	ENARGAS	Se proroga la vigencia de la Res. ENARGAS 3569/2006 a fin de que las prestadoras del servicio de distribución garanticen un abastecimiento mínimo diario en condición de venta firme GNC en cinco mil m ³ /día a todas las estaciones con servicio interrumpible
2007	Resolución 599/2007	SE	Homologación de la propuesta para el acuerdo con productores de gas natural 2007- 2011, tendiente a la satisfacción de la demanda doméstica.
2007	Nota relacionada 1436/2007	SSC	Implementación del acuerdo con los productores de gas natural y la Res. SE 599/2007
2007	Nota relacionada 1871/2007	SSC	Aclaraciones para la implementación del "Acuerdo con Productores de Gas 2007 - 2011"
2007	Notas relacionadas SSC 2088 a 2098/2007		Solicitud a las distribuidoras de copia certificada por MEGSA de sus contratos, a fin de ser evaluados por SSC.
2008	Resolución 258/2008		Prórroga de la vigencia de la Resolución ENARGAS 3569/2006 – Abastecimiento mínimo diario para Venta Firme GNC
2008	Nota relacionada 970/2008	SSC	Precios promedios vigentes que paga cada Distribuidora por el gas que adquiere para abastecer su demanda prioritaria.
2008	Resolución SE 24/2008		Créase el programa de incentivo a la producción de gas natural denominado "Gas Plus". Condiciones para que un Proyecto de Desarrollo Gasífero sea caracterizado como Gas Plus.
2008	Resolución 1031/2008	SE	Modificaciones a la Resolución SE 24/2008 - Programa Gas Plus
2008	Resolución 1070/2008	SE	Acuerdo complementario al homologado por la Resolución SE 599/2007
2009	Resolución 734/2009	ENARGAS	Prórroga de la vigencia de la Resolución ENARGAS 3569/2006 Abastecimiento mínimo diario para Venta Firme GNC
2009	Resolución 695/2009	SE	Modificaciones a la Resolución SE 24/2008 - Programa Gas Plus
2010	Resolución 1174/2010	ENARGAS	Prórroga de la vigencia de la Resolución ENARGAS 3569/2006 Abastecimiento mínimo diario para Venta Firme GNC
2010	Nota relacionada 4663/2010	SE	Modificaciones a las Resoluciones SE 24/2008, 1031/2008

Fuente: Recopilación parcial del listado del MEG.

Nota: sólo se consideran las principales, en tanto para cada una de las citadas hay otras normativas que prorrogan, aclaran o modifican parcialmente a las citadas en este cuadro de síntesis.

• Impacto en la formación de precios

Desde las reformas de 1993 hasta fines de 2001

La formación de precios finales del gas para las distintas categorías de usuarios correspondió, desde 1992 hasta 2004 a una determinación muy simple cuyos ejes fueron delineados en la Ley 24076 que regula el transporte y la distribución de gas natural, junto a su decreto de reglamentación 1738/1992. Mediante estos instrumentos legales se aprobó la privatización total a Gas del Estado Sociedad del Estado, el nuevo marco regulatorio para la actividad de transporte y distribución de gas natural y la creación del Ente Nacional Regulador de Gas (ENARGAS). Asimismo se establecieron los criterios para la fijación y actualización de tarifas.

Los precios de gas en boca de pozo fueron libres desde 1994, tanto para el mercado interno como para la exportación. Entre 1993 y 2002 el ENARGAS publicaba dos veces al año los precios de gas en boca de pozo como precios de referencia para las tres principales cuencas argentinas (Noroeste, Neuquina y Austral).

$$Precio Ajustado = Precio Base \left[50\% \frac{WTI}{WTI_b} + 50\% \frac{GO}{GO_b} \right]$$

La fórmula de ajuste de precios resultaba de un promedio ponderado por partes iguales entre el precio del crudo WTI en el mercado internacional y el del Gas Oil.

La actividad de producción se rigió y aún se rige, por la Ley 17319 y los “Decretos de desregulación petrolera”, aunque tanto la Secretaría de Energía como el Enargas intervinieron de dos modos desde el inicio de las reformas en el mercado de gas: 1) a través del previo permiso de la SE para la exportación de gas (que no rigió para las exportaciones de crudo que se atenían a la libre disponibilidad) y 2) a través de la aprobación por parte del Enargas del “*passthrough*” del precio del gas autorizado a ser traspasado a tarifas.

Los conceptos básicos para la formación de precios fueron:

- **Formación de Tarifas Finales**

$$P = G + T + D$$

Donde P, es la tarifa sin impuestos

G, el precio del gas en boca de pozo pactado entre productores y distribuidoras libremente desde 1994.

T y D los cargos por transporte y distribución aprobados y diseñados por el ENARGAS.

Las actividades de transporte y distribución de gas natural se rigieron por un sistema de tarifas máximas (“*price cap*”) que se revisaba cada 5 años según la “Revisión Quinquenal de Tarifas”. La aplicación del criterio *price cap* incluía la aplicación del llamado “Factor X” (factor de eficiencia que permite transferir a los usuarios una parte de las eventuales reducciones de los costos reales de operación por efectos de mejoras tecnológicas y de productividad, entre revisiones quinquenales), el “Factor K” que reflejaría las nuevas inversiones y una actualización semestral por índice de precios al consumidor en los Estados Unidos.

El *Price Cap* se determinó al inicio en la propia Ley 24076 y se basó para transporte, en el costo de capital y de operación y mantenimiento de un gasoducto ideal de 1000 Km de longitud. Es decir el criterio correspondía al Costo medio incremental de largo plazo. La remuneración permitía así la construcción de nuevos gasoductos, aunque en la práctica los operadores incrementaron su capacidad principalmente mediante el aumento de la potencia de compresión y mediante *loops*. La expansión de nuevos gasoductos se limitó en la práctica, mayormente, a los destinados a la exportación de gas

En el caso de la distribución, la tarifa fue calculada sobre el valor estimado de acceso al negocio (Criterio Valor Actual Neto del Flujo de Caja estimado por ventas y tarifas predeterminadas). La expansión la realizaron los “terceros interesados en disponer de gas” en tanto el gas para usuarios residenciales resultaba más económico que cualquier sustituto próximo como por ejemplo el GLP.

Para asignar los cargos de transporte a las distintas categorías de usuarios se utilizó un criterio de contribución de cada tipo de usuario al pico de consumo invernal o costo de contratación de transporte en firme para la distribuidora.

El factor que se utilizó para ello fue *la inversa del factor de carga*. Por lo tanto, un usuario de cada categoría debía pagar un costo de transporte igual al costo de transporte firme dividido por el factor de carga correspondiente a esa categoría.

En la Licencia de Distribución fueron definidos originalmente los siguientes factores de carga para las distintas categorías de usuarios,

Servicio R (Residencial): 35 %
Servicio General P (Comercial): 50 %
SDB (Subdistribuidores): 75 %

Para las restantes categoría como FT (Usuarios firmes en Transporte), FD (Usuarios Firmes conectados al sistema de Distribución), IT (Interrumpibles conectados al sistema de Transporte), ID (Usuarios Interrumpibles conectados al sistema de Distribución) y GNC (estaciones para suministro de gas vehicular), el factor de carga se asumió en 100 %.

La Regulación establecía la revisión del factor de carga inicial según el registrado el año precedente tras la primera revisión quinquenal, pero esto no ocurrió en la segunda revisión, manteniéndose fijos los coeficientes mencionados para cada categoría de usuario.

Desde 2002 hasta 2004

Como es sabido, las reformas del sector energético argentino conformaron una parte integrada al sistema de la convertibilidad del peso argentino por el cual se fijaba una paridad fija de 1 peso por 1 dólar estadounidense mediante una Ley. Este sistema colapsó en 2001, cuando se erosiona la base de sustentabilidad del régimen de caja de conversión por la masiva fuga de capitales, decretándose en 2002 la Ley de emergencia Económica acompañada por una severa devaluación del peso (Kozulj, R. 2002; 2004).

En consecuencia las tarifas de gas quedaron “pesificadas” es decir en su valor previo vigente en pesos, mas no ya en dólares. Del mismo modo se congeló en pesos el precio del gas en boca de pozo. Las controversias acerca de si las tarifas habían sido fijadas en dólares o en pesos dieron lugar a numerosos reclamos por parte de las licenciatarias de transporte y distribución de gas ante tribunales internacionales como el CIADI. Mientras estas últimas argumentaban que el valor se

hallaba expresado en dólares, las autoridades nacionales argumentaron que ello era así mientras tuviera vigencia el régimen de la convertibilidad. Estas controversias también fueron tratadas a nivel local en el ámbito de la Comisión de Revisión de Tarifas luego Unidad de Renegociación de contratos (UNIREN) que se creó en el ámbito del Ministerio de Economía y luego de manera conjunta con el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios (MPFIPyS). El hecho es que entre 2002 y 2004 tanto las tarifas, como las categorías de usuarios permanecieron inalteradas. El proceso de la tercera “Revisión Quinquenal de Tarifas” no tuvo lugar. Esta situación permaneció así hasta abril de 2004 cuando comenzaron a manifestarse los primeros síntomas de la insuficiencia de la oferta de gas para atender la demanda de todos los mercados. Es de destacar que 2002 fue un año de fuerte recesión económica, signo, que marcó, desde 1999 el desenvolvimiento de la economía de la Argentina. Sin embargo desde 2003 tres hechos caracterizaron el nuevo escenario: 1) la rápida recuperación del crecimiento económico en Argentina y la región; 2) la emergencia desde 2003-2004 hasta el presente de un nuevo escenario de precios internacionales del crudo y del gas natural y 3) un incremento en el precio de insumos básicos como el acero, junto al incremento en el valor y restricciones de disponibilidad de equipos e insumos para la industria petrolera mundial hasta la crisis financiera y económica mundial de 2008-2009. Estos factores, junto a la devaluación del peso y el congelamiento de las tarifas fueron seguramente causas determinantes de la agudización de la confrontación entre los productores de gas y las autoridades.

Desde 2004 a 2010

Tras la crisis de abastecimiento de gas de abril de 2004 fueron numerosas las transformaciones de la normativa legal que había regido previamente. El Cuadro 2.1.2.1 es un débil reflejo de ello, pero suficiente a fines de marcar los principales hitos de dichas transformaciones. No obstante cabe señalar que si bien en los hechos el conjunto de las normativas desarticulaban el “Marco Regulatorio” vigente desde 1993 a 2004, el mismo no fue suprimido por ninguna Ley a excepción de la de Emergencia Económica de 2002 (Ley 25561) prorrogada hasta diciembre de 2011 y que faculta a intervenir en los precios y tarifas.

Entre los principales hitos que explican la recomposición de los precios y tarifas finales del gas natural que luego serán cuantificados por categorías de usuarios tipo, se hallan los siguientes referidas al año 2004:

- ⇒ Decreto 180/2004 – Que trata de a) régimen de inversiones de infraestructura básica de gas; b) creación del Mercado Electrónico de Gas (MEG); 3) normas de funcionamiento y obligaciones asociadas a dicho mercado; 4) medidas para mejorar la eficiencia asignativa en la industria del gas y una serie de disposiciones complementarias. Los principales aspectos de estas reformas se refieren a la creación de fondos fiduciarios para financiar la expansión del sistema de transporte de gas que había alcanzado el límite de expansión y que en las nuevas circunstancias no podía ser realizado con las tarifas llevadas a casi un tercio de su valor en dólares. Por otra parte la creación del MEG tuvo por objeto reducir el mercado regulado restringiendo su aplicación al segmento de usuarios residenciales y consumidores de menos de 5000

m³/día (ambos conformando cerca de un tercio del mercado total interno). Así, el mercado fue “liberado” parcialmente permitiendo transacciones en el MEG para el resto de la demanda, siendo la destinada a la generación eléctrica tratada por otros mecanismos adicionales que a su vez se explican por compensaciones y regulaciones en el sector eléctrico.

- ⇒ Decreto 181/2004- El mismo facultó a la Secretaría de Energía para realizar acuerdos con los productores de gas natural a fin de establecer un ajuste del precio en el punto de ingreso al sistema de transporte adquirido por las prestadoras del servicio de distribución de gas por red. La intención de este instrumento fue asegurar, con los productores de gas un precio mínimo para atender un volumen determinado de la demanda de las distribuidoras de gas. Mediante este acuerdo se recompuso el precio de gas en Boca de Pozo en un valor próximo a U\$S MBTU 1, para un volumen cercano al 55-60% de la demanda total de gas en el mercado interno. Este primer acuerdo con la SE fue luego ratificado con la Resolución MPFIPS 208/2004 (ver cuadro 2.1.2.1).
- ⇒ Resolución SE 265/2004- Este instrumento trata de las medidas de prevención a efectos de evitar una crisis de abastecimiento interno de gas natural y sus consecuencias sobre el abastecimiento mayorista eléctrico. Por medio de la misma se resuelve la suspensión de la exportación de excedentes de gas natural que resulten útiles para el consumo interno. Es de destacar que esta medida era la única amparada por disposiciones previas y originales del conjunto de instrumentos legales disponibles y que liberaba cerca de 20 millones de m³ día para atender las necesidades del mercado interno sin recurrir a un mecanismo de incentivos a la producción por precios, cuyo resultado final se consideraba altamente incierto⁶⁶.
- ⇒ Resolución SE 503/2004 Aprobación del mecanismo de uso prioritario del transporte para el abastecimiento de la demanda no interrumpible y el procedimiento de implementación operativa de la Disposición SSC 27/2004.
- ⇒ Resolución SE 659/2004 Programa complementario de abastecimiento al mercado interno de gas natural, que sustituye al programa de nacionalización de exportaciones de gas y del uso de la capacidad de transporte.

Estas dos últimas resoluciones no afectan precios pero se incluyen porque señalan como las autoridades han intervenido para asegurar las demandas ahora en buena medida administradas desde el Estado a pesar de ser operado el sistema por operadores privados.

Durante 2005, el grueso de la normativa se vincula a la implementación del MEG, lo que afecta principalmente a la parte no regulada del mercado como medio para incrementar el ingreso de los productores de gas. Se trata en su mayor parte de normas de administración del mercado de gas y también en vinculación a los nexos entre suministro de gas para generación eléctrica y prioridades de despacho. Sin

⁶⁶ Si bien muchos analistas han considerado que una adecuada señal de precios hubiera incrementado el nivel de la oferta de gas, lo cierto es que el riesgo de que sólo se incrementaran transferencias de renta sin obtener resultados significativos en los niveles de producción constituyó en aquel momento un riesgo objetivo, basado en las estrategias empresariales que comenzaron a desarrollarse en 2004 a escala global (Cf. Kozulj, R. 2010).

embargo las Resoluciones SE752/2005 y SE 2020/2005 establecen una nueva disposición para la subdivisión en grupos de la categoría de usuarios del servicio general "P" a los fines previstos en el Decreto 181/2004⁶⁷, que busca incrementar el segmento de demanda liberada para reducir el peso de las tarifas congeladas para las compras de las distribuidoras a los productores de gas, compras que en el régimen original debían poder satisfacer las demandas de las categorías residencial y comercial como mínimo.

Así se establece la subdivisión de la categoría de usuarios del Servicio General "P", en los siguientes grupos:

- a) Usuarios Servicio General P Grupo I- aquellos usuarios de la categoría cuyo consumo anual previo hubiera sido de 365000 m³ (1000 m³/mes o más entre abril de 2003 y abril de 2004).
- b) Usuarios Servicio General P Grupo II: aquellos usuarios de la categoría cuyo consumo anual medio en el período abril de 2003-abril de 2004 se ubicaran en la franja de entre 365.000 m³ /año, e igual o superior a 180.000/ m³.
- c) Usuarios Servicio General P Grupo III: aquellos usuarios con consumos inferiores a los 180000 m³/año, exceptuados hospitales, asociaciones sin fines de lucro, clubes, gremios y todo otro sector social.

Asimismo la normativa determinó que los Usuarios Servicio General P Grupo I recibirían el gas natural directamente de los productores de gas natural desde el 1° de enero de 2006, fecha a partir de la cual, las firmas licenciatarias de distribución no podrían realizar contratos de corto, mediano o largo plazo para la compra de gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte para abastecer a los Usuarios Servicio General P Grupo I, ni podrían utilizar los volúmenes de gas natural que dispusieran en virtud de los contratos vigentes, proviniesen o no de contratos vencidos, o ejecutados de hecho.

A fines de 2005 se establecieron a tal efecto precios indicativos para el período enero-diciembre de 2006 (Nota MPFIPYS, a MEGSA DENH 2554 del 29-11-2005, estos precios variarían, por ejemplo, para el gas de la cuenca Neuquina de 1 u\$S MBTU a 1.7 u\$S MBTU en 12meses).

En 2006 se dicta la Ley 26095, por la cual se crean cargos específicos para la construcción y ampliación de obras de infraestructura en los sectores de gas y electricidad. Estos cargos, con destino a fondos específicos, aportan a la formación de fideicomisos y mediante ellos se suplanta de hecho, el mecanismo de incentivo por tarifas para la expansión de obras de transportistas y distribuidores de gas. Es decir se considera como un complemento necesario al congelamiento de las tarifas y su "pesificación" para lograr un mecanismo de expansión de la capacidad de transporte de gas. Esta Ley da lugar a la creación de cargos de Fideicomiso que se suman a las tarifas vigentes desde 2006 para el programa e expansión 2006-2008 y ahora hasta 2011.

⁶⁷ Desde 1993 a 2004 el servicio General, categorías "P" y "G": eran categorías para usuarios de servicios para usos no domésticos, excluyendo GNC y Subdistribuidores. El Servicio General "P" no tenía una cantidad contractual mínima ni era atendido bajo un contrato de servicio hallándose destinado a muy pequeños comercios; el Servicio General "G" implicaba la celebración de un contrato de servicio por una cantidad contractual mínima de 1000 m³/día.

Durante el año 2008 se generan además dos importantes resoluciones. Por una parte se crea un sistema de información de precios de referencia para las compras de gas de las distribuidoras a los productores según sean con destino al mercado regulado o “Demanda Prioritaria” (categorías Servicios Residencial y Servicios General P1 y P2 recategorizados respecto a los límites de consumo previos) y el resto de los usuarios para los que las distribuidoras compran gas.

Por otra parte se crea un incentivo para los productores de gas, llamado “Gas Plus” que libera totalmente los precios para el gas proveniente de nuevos desarrollos, resolución que es modificada también en 2008 respecto a las normas necesarias para probar que esta nueva oferta provenga de nuevos desarrollos y no de desarrollos ya en marcha.

- **Transporte de Gas**

El sistema implementado en Argentina introducía señales de distancia que a su vez daban origen a las rentas de localización de los yacimientos según cuencas siendo la más beneficiada la cuenca neuquina y la más perjudicada la cuenca austral o de Tierra del Fuego.

Con la devaluación del 2002 las tarifas cargadas a los usuarios permanecieron constantes en pesos, reduciéndose el valor en dólares en idéntica proporción al valor medio anual de la tasa de cambio.

Para financiar la expansión del sistema de transporte, se crearon fondos fiduciarios o fideicomisos pagados por los usuarios industriales y generadores eléctricos o todos aquellos no comprendidos en las categorías Residencial, Servicios P 1 y 2 y GNC.

Los cargos de transporte absorbidos por las distribuidoras permanecieron congelados para aquellos usuarios, mas no así para el mercado de consumos industriales y para generación térmica.

Cabe señalar entonces que desde el punto de vista de la formación de tarifas finales para los segmentos cuyas tarifas fueron congeladas (o demanda prioritaria), los componentes transporte han permanecido casi invariables en pesos, mas no así en dólares, desde 2000 a 2010.

Sin embargo la aplicación de los cargos por Fideicomisos (Ley 26095, sancionada en abril de 2006 y promulgada en mayo de ese año), llevó a un juego de tarifas de remuneración para las transportistas fijado por debajo de los cuadro tarifarios del ENARGAS, aplicable sólo al gas transportado en los tramos ampliados mediante fideicomisos. El monto de estas tarifas percibidas por los transportistas -según datos de TGN- equivale, para cada tramo, al 63% de la tarifa por m³ fijada en los pliegos del ENARGAS y excluye la remuneración por inversiones, en tanto ellas se realizan mediante los fideicomisos pagados mediante cargos específicos para cada Fideicomiso. Cabe mencionar que la capacidad total nominal del sistema de transporte sólo se incrementó en un 11% entre 2004 y 2006, mientras que desde 2000 hasta 2004 permaneció casi invariable. Los cargos específicos para las tarifas de transporte comenzaron a regir en 2007 (Res. MPFIPYS 2008/2006 del 28-12-

2006). El valor del cargo es pagado por todos los usuarios menos los comprendidos en la demanda prioritaria (Residencial, Servicio General P1 y P2 y estaciones de GNC), pero no opera para reventas de esa capacidad por parte de las distribuidoras cuando el destino de la reventa sea para otros usuarios (industriales y generadores eléctricos)⁶⁸.

Una síntesis del impacto del conjunto de cambios vigentes en el marco regulatorio sobre las tarifas se presentan seguidamente:

Cuadro 4.1.2. Precios y Tarifas del gas natural en u\$s por MBTU-Referencia Capital y Gran Buenos Aires

Año	Componentes		Tarifas Finales sin impuestos (5)				
	Precio del gas en Boca de Pozo (1)	Tarifas de Transporte (2)	Residencial	Comercial	Industrial (3)	Generación Eléctrica (4)	GNV
2000	1,22	0,74	4,97	3,90	1,96	2,27	10,29
2001	1,31	0,74	4,97	3,90	2,05	2,27	10,84
2002	0,54	0,22	1,47	1,20	0,76	0,69	5,30
2003	0,64	0,25	1,69	1,30	0,89	0,80	6,06
2004	0,85	0,25	1,64	1,30	1,10	0,93	6,45
2005	1,10	0,25	1,65	1,30	1,67	1,24	6,98
2006	1,36	0,24	1,57	1,30	2,15	1,69	7,24
2007	1,52	0,23	1,55	1,30	2,48	1,94	7,43
2008	1,89	0,23	1,96	1,20	2,52	2,10	8,56
2009	1,73	0,20	1,66	1,10	2,68	2,45	9,15
2010	1,91	0,19	1,58	1,00	2,95	3,01	9,00

Fuente: estimaciones propias con datos de la Secretaría de Energía, Enargas y CAMMESA.

(1)- Valor de referencia gas boca de pozo para liquidación de regalías

(2)- Tarifas de transporte para demanda prioritaria

(3)- Precios del gas desregulado y cargo de transporte según fideicomisos (desde 2004)

(4)- Precios de referencia Cammesa

(5)- El impuesto al valor agregado o IVA es de 21%. Existen cargos adicionales para algunos usuarios debido al pago del gas importado.

4.2. Bolivia

Como ya se ha visto, durante la reforma de los noventa y con el objetivo de atraer inversiones extranjeras para la explotación de los hidrocarburos líquidos y gaseosos, Bolivia dictó en 1996 una Ley que reducía drásticamente el porcentaje total de regalías (entre 15 y 18%) y concedía amplias facultades a las empresas concesionarias. Los relativamente bajos precios internacionales de referencia vigentes en aquel entonces, sumados a esta reducción de la participación estatal, minimizaron la captación de la renta por parte del Estado. Como una reacción al modelo implementado, en el año 2004 se lanzó un referéndum⁶⁹ tendiente a revertir

⁶⁸ Ver Nota aclaratoria SE 0696 del 28 de julio de 2007.

⁶⁹ Las cinco preguntas del referéndum fueron las siguientes: 1 ¿Está usted de acuerdo con la abrogación de la Ley de Hidrocarburos 1689 ? 2 ¿Está usted de acuerdo con la recuperación de la propiedad de todos los hidrocarburos en boca de

la situación anterior. Los resultados fueron contundentes con una abrumadora mayoría para las preguntas que tendían a confirmar el rechazo a la anterior Ley y a reafirmar la la propiedad de los recursos naturales por parte del Estado (cerca del 90% de los que votaron).

En consecuencia y sobre la base del citado referéndum, hacia mayo de 2005, Bolivia promulga la denominada Ley de Nacionalización de los Hidrocarburos (Nº 3058 que abroga la anterior Ley 1689, de 30 de abril de 1996), bajo la presión de una visión política que percibe que “se trata del último recurso estratégico del país más pobre de la región”, para mantener en pie la viabilidad del proyecto nacional. En un comienzo, las perspectivas de hacer un uso interno e industrializar el gas dominaron el discurso, en tanto ello formaba parte integral de la nueva Ley.

La implementación de la nueva política se produce sólo con el cambio de gobierno, el 1 de mayo del 2006 cuando se decide la nacionalización definitiva los recursos hidrocarburíferos del país mediante el Decreto Supremo 28701. La normativa estableció que las empresas que exploten los yacimientos fueran empresas mixtas en las que YPFB tuviese al menos un 51% del capital. Estas empresas debían entregar la producción a dicha empresa pública, la que se encargaría de la comercialización definiendo las condiciones, volúmenes y precios tanto para el mercado interno como para la exportación y la industrialización. El estado Boliviano estableció así que, para los campos cuya producción certificada promedio de gas natural del año 2005 haya sido superior a los 100 millones de pies cúbicos diarios, el valor de la producción se distribuirá de la siguiente forma: 82% para el Estado (18% de regalías y participaciones, 32% de Impuesto Directo a los Hidrocarburos IDH y 32% a través de una participación adicional para YPFB), y 18% para las compañías (que cubre costos de operación, amortización de inversiones y utilidades). Por otra parte mediante el mencionado decreto, se nacionalizaron las acciones necesarias para que YPFB controle como mínimo el 50% más 1 en las empresas Chaco SA., Andina SA., Transredes SA., Petrobrás Bolivia Refinación SA. y Compañía Logística de Hidrocarburos de Bolivia SA.

Impacto sobre precios y tarifas del Gas Natural

Los precios de exportación

Los precios de exportación del gas de Bolivia, sufrieron un fuerte incremento tras las citadas reformas de 2006, alineándose aún ligeramente por encima de las referencias del precio internacional (Henry Hub) en 2008-2009 para Argentina y en 2009 para Brasil.

Los precios de exportación y los precios internos se mantuvieron desacoplados.

pozo para el Estado boliviano?3 ¿Está usted de acuerdo con refundar Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, recuperando la propiedad estatal de las acciones de las bolivianas y los bolivianos en las empresas petroleras capitalizadas, de manera que pueda participar en toda la cadena productiva de los hidrocarburos?4 ¿Está usted de acuerdo con la política de utilizar el gas como recurso estratégico para el logro de una salida útil y soberana al océano Pacífico?5 ¿Está usted de acuerdo con que Bolivia exporte gas en el marco de una política nacional que cubra el consumo de gas de las bolivianas y los bolivianos, fomente la industrialización del gas en territorio nacional, cobre impuestos y/o regalías a las empresas petroleras llegando al 50 por ciento del valor de la producción del gas y el petróleo en favor del país; destine los recursos de la exportación e industrialización del gas, principalmente para educación, salud, caminos y empleos?

Cuadro 4.2.1. Precios y Tarifas del gas natural en u\$s por MBTU

Año	Componentes		Tarifas Finales sin impuestos				
	Precio del gas en Boca de Pozo-Exportación (1)	Tarifas de Transporte	Residencial(2)	Comercial (3)	Industrial (3)	Generación Eléctrica (3)	GNV (4)
2000	1,62	sd	4,29	5,31	1,70	1,70	9,00
2001	1,74	sd	4,20	5,31	1,70	1,70	9,00
2002	1,55	sd	4,11	5,31	1,70	1,70	9,00
2003	2,02	sd	4,03	5,31	1,70	1,70	9,00
2004	2,15	sd	3,91	5,31	1,70	1,70	9,00
2005	2,75	sd	3,87	5,31	1,70	1,70	9,00
2006	3,77	sd	3,93	5,31	1,70	1,70	9,00
2007	4,27	sd	3,64	5,31	1,70	1,70	9,00
2008	6,85	sd	3,91	5,31	1,70	1,70	9,00
2009	5,19	sd	4,06	5,31	1,70	1,70	9,00
2010	5,73	sd	4,06	5,31	1,70	1,70	9,00

Fuente: estimaciones propias con datos de YACIMIENTOS PETROLÍFEROS FISCALES BOLIVIANOS - INSTITUTO NACIONAL DE ESTADÍSTICA, 2010, REGLAMENTO SOBRE EL RGIMEN DE PRECIOS DEL GAS NATURAL VEHICULAR –GNV. Resolución Administrativa SSDH No. 0207/2009, con fecha 19 de febrero de 2009 y Medinaceli Monrroy, Mauricio (2009), Consumo de gas natural en Bolivia: Una aplicación del Sistema Cuadrático Casi Ideal de Demanda.

(1)-Precios de exportación

(2)-Promedio simple de tarifas residenciales por ciudades

(3)-Valores máximos por categoría

(4)-Estimados

Hacia 2010 poco más del 80% del gas producido por Bolivia tenía como destino el mercado externo, siendo el principal importador Brasil, seguido de la Argentina. A pesar del rápido incremento del consumo en el mercado interno desde 2006 a la fecha, éste representaba casi 20% en 2010. A su vez era dominado por la generación de electricidad (48%); por el consumo industrial (29%) y por el vehicular (19%). Los sectores residencial y comercial, se estima, representaban sólo 4% del mercado interno. El tamaño total-externo e interno- era del orden de 34,6 Mm3d en 2009-2010. Según el Anuario Estadístico del Ministerio de hidrocarburos y Energía en 2010 se alcanzó un nivel máximo de producción de 43 Mm3d (septiembre)

No se ha hallado para el caso de Bolivia un registro histórico de las tarifas para el consumidor final. Las estimaciones se realizan a partir de trabajos específicos que abarcan el análisis del costo del gas para algunos sectores. Desde 2006 la legislación de Bolivia sufrió fuertes cambios lo que afectó tanto el nivel de precios de exportación como el reparto de la renta entre gobierno y empresas. No se ha podido detectar el método de costeo por separado de las componentes de las tarifas finales.

A partir de 2011 El Ministerio de Hidrocarburos y Energía del Estado Plurinacional de Bolivia publica los precios de exportación y del mercado interno de modo preliminar basándose en información de YPF. Según esta fuente los precios de exportación

fueron en 2010 de 7.2 u\$s por MBTU para ENARSA y 6.03 a Brasil. Los precios para el mercado interno fueron de 1 a 1.30 u\$s MBTU para distintos usuarios pero no se especifica si estas cifras incluyen o no márgenes de transporte y distribución.

4.3. Brasil

El mercado de gas en Brasil se componía desde 1995 por dos conceptos institucionales básicos: el monopolio de la Unión para el área de producción y transporte y el monopolio a nivel de la distribución a nivel de los estados.

En 1997 se dicta la Ley de Petróleo, de creación de la ANP y del CNPE (Ley 9478). Se definen en la misma aspectos acerca de las reglas de libre acceso durante la transición que, hacia 2002, debía dar lugar a un mercado desregulado bajo el supuesto de una diversificación de la oferta de los productores. Hasta allí regiría una regulación para el precio del gas y del transporte, antes sin discriminar en sus componentes (Precio del gas (Pg) y precio de transporte (Pt)).

Luego, con la Portaria 43/1998 de la ANP, se establece la reglamentación para la importación del gas.

En el año 2000 se definen las metodologías y tarifas para el gas como commodity y para las tarifas de transporte. Los instrumentos principales son: a) la Portaria Interministerial 03 / 2000 y la Portaria ANP 108/2000, con sus sucesivas modificaciones.

El principal instrumento es sin embargo la Portaria Interministerial 0/3 del 2000 que fija los precios máximos de venta de gas natural de producción nacional para las empresas concesionarias de distribución. Esta resolución fijaba una fórmula de actualización del precio de venta del gas a las distribuidoras, regulado inicialmente en R\$ 110,80/mil m³ el precio del gas y en R\$ 19,40/mil m³ el costo de transporte. Estos valores iniciales de referencia -equivalentes a u\$s MBTU 1.6 para el precio del gas y de 0,28 u\$s MBTU el costo de transporte- son los componentes básicos del precio de venta del gas a las distribuidoras siendo, hasta tanto se introdujera una mayor competencia en la oferta de gas, un mercado dominado en los hechos por Petrobrás.

La fórmula de actualización del precio del gas contenía los siguientes factores: a) precios del Fuel Oil en el mercado internacional (según puntos medios diarios publicados en Platt's Oilgram Price Report, tabela Spot Price Assessments); b) ajustes por tasa de cambio.

En cambio el costo de transporte se fijaba con ese único valor medio para las entregas en cualquier parte del país, introduciendo luego la ANP diferenciaciones parciales por factor de distancia entre puntos de recepción del gas y entrega. Los costos de transporte sufrirían una indexación por evolución de los precios internos.

Sin embargo los precios de venta regulados para la entrega a las distribuidoras contenían además una serie de contribuciones como por ejemplo: a) la contribución al Programa de Integración Social (PIS) o b) al Programa de Formación de

Patrimonio de Servidor Público (PASEP) y C) la Contribución para el Financiamiento de la Seguridad Social (COFINS), según las correspondientes alícuotas vigentes estando además sujetos a la incidencia del Impuesto sobre Operaciones Relativas a la Circulación de Mercaderías y sobre Prestaciones de Servicio de Transporte Interestatal, Intermunicipal y de Comunicaciones (ICMS) como a cualquier otro tributo que incida sobre la facturación del gas natural.

En el año 2002 se introduce en las tarifas de transporte una señal por distancia que reemplaza al anterior cargo tipo “estampilla”. El Instrumento legal es la Portaria ANP 45 del 09-04-2002. La misma revoca las anteriores resoluciones de la ANP y fija una revisión anual de los cargos por transporte.

En el año 2005 se dictan una serie de normas relativas a los criterios de cálculo para tarifas de transporte de gas (Res. ANP 27 / 28 / 29, 14.10.05: Criterios para cálculo de tarifas de transporte por ductos; Res.27/art.6: formalización y creación de padrones de contratos de servicios de transporte de GN; Res. 29/art 11: que resuelve que las tarifas aplicables a cualquier tipo de servicio de transporte de GN deberán ser comunicadas a la ANP y divulgadas en el mercado). Es el período caracterizado por una política que intenta masificar el uso del gas (2003-2007)

Este esquema básico rigió hasta 2007, año en el cual se presenta el proyecto de Ley de Gas PLC-90 en trámite en la Cámara del Senado hasta su promulgación como Ley 11.099 que da comienzo a la regulación del precio del gas por Decreto del MME.

En 2008 la ANP dicta la Resolución 16/2008 que establece la especificación del gas natural nacional o importado, a ser comercializado en todo el territorio nacional y, en 2009 por Resolución 40/2009, la ANP, establece los criterios de fijación del precio de referencia del gas natural.

En la práctica para el gas nacional se pierde una referencia precisa del costo de transporte, el que supuestamente debería hallarse en la parte del precio de venta a las distribuidoras (Precio City gate) denominado como parcela fija, frente a la variable que es ajustada aún con criterios similares a los de la portaria interministerial 3. Sin embargo desde 2008 es Petrobrás quien determina ambas parcelas.

Cuadro 4.3.1. Precios y Tarifas del gas natural en u\$s por MBTU-Referencia Río, Estado de Río y San Pablo

Año	Componentes				Tarifas Finales con impuestos (5)				
	Precio del gas en Boca de Pozo-Parcela variable Gas Nacional (1)	Precio del gas importado (2)	Tarifas de Transporte importado (3)	Tarifas de Transporte Nacional (4)	Residencial	Comercial	Industrial	Generación Eléctrica	GNV
2000	1,58	1,60	1,76	0,38	22,10		3,51		3,30
2001	1,35	1,70	1,76	sd	23,00	18,80	3,55		4,90
2002	1,36	1,60	1,76	sd	14,70	13,40	2,35	3,00	2,30
2003	1,62	2,00	1,76	sd	22,00	18,90	4,17	2,90	4,10
2004	2,16	2,20	1,76	sd	28,20	20,50	4,45	2,90	4,70
2005	2,94	2,80	1,76	sd	34,40	23,70	5,23	3,30	5,80
2006	3,43	3,80	1,76	sd	37,50	26,00	7,45	3,70	6,60
2007	3,91	4,30	1,76	sd	47,70	29,70	10,40	4,00	9,20
2008	7,20	6,90	1,76	2,66	52,10	32,20	14,50	3,70	12,70
2009	6,07	5,20	1,76	2,73	57,10	35,80	16,60	4,20	14,50
2010	7,09	5,70	1,76	3,03	54,10	sd	15,70	4,10	sd

Fuente: estimaciones propias con datos de ANP, Comgás, ABRACE y Agenera.

(1) Estimado según regulación ANP

(2) Valores de exportación de Bolivia

(3) Estimado con resoluciones ANP

(4) Estimado Boletín de Gas, ANP

(5) Valores estimados con datos de ABRACE y Agenera, confrontados con resoluciones recientes el valor implícito del ICMS es 14% según los pliegos tarifarios de Comgás.

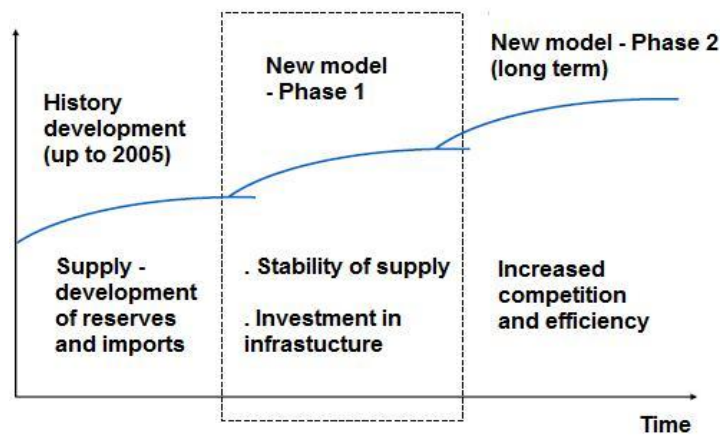
El mercado de gas en Brasil es actualmente del orden de unos 57 Mm3d. La industria es su principal consumidor con 61% del total. La generación eléctrica se estima ocupa un 26% incluida la co-generación. Los restantes mercados se hallan aún muy poco desarrollados a pesar de que en Río de Janeiro la distribución de gas es de más antigua data. El mercado total de Brasil sufrió un importante incremento a partir de la interconexión con Bolivia (fines de los noventa), país que suministra poco más del 50% del gas consumido pero ha sido crucial para el abastecimiento de San Pablo.

No existe en Brasil un organismo que centralice la información de precios y tarifas en tanto a la ANP no le ha sido asignada esta tarea. Sólo a partir de 2008 la ANP publica el Boletín de Gas. La discriminación de precios de gas y transporte sólo es nítida para la parte importada. La regulación de transporte interno sufrió modificaciones entre 2000 y 2007. A partir de 2008 Petrobras informa el precio del gas compuesto por una parte variable (gas) y otra fija (transporte y otros conceptos no identificados). El cálculo de las tarifas por tipo de usuario corresponde a datos publicados por ABRACE (Asociación Brasileira de Grandes Consumidores Industriales de Energía y de Consumidores Libres) y Agenera (Agencia Reguladora de Servicios de Saneamiento Básico del Estado de Río de Janeiro). Los datos

incluyen impuestos sin que se haya podido determinar la carga tributaria de las empresas distribuidoras Comgás, CEG y CEG Río utilizadas como referencia. Los valores después de 2006 reflejan el impacto tanto del cambio de legislación en Bolivia como las respuestas en Brasil ante los mismos para la formación de precios internos.

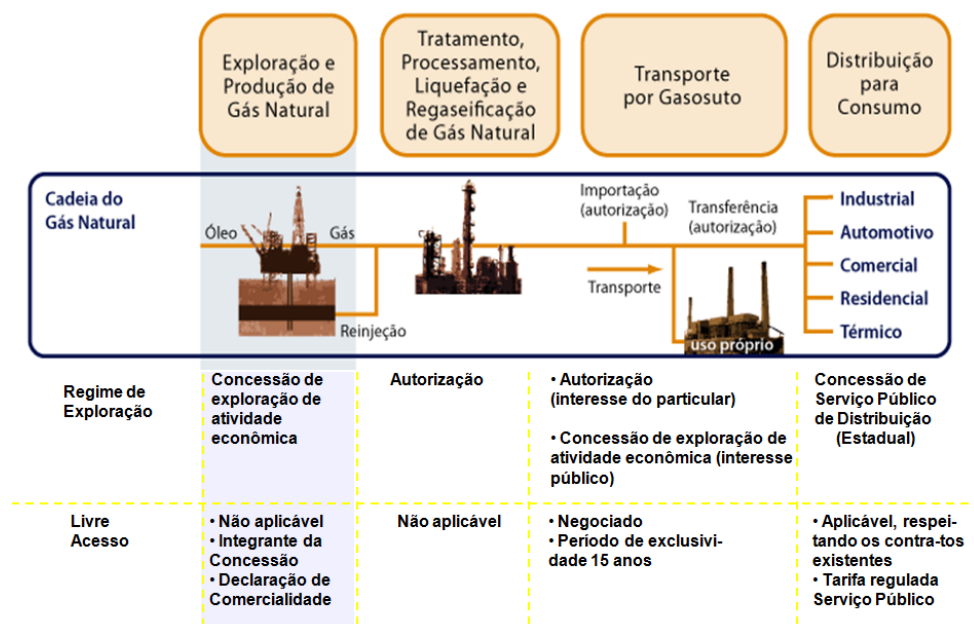
Aunque el mercado de gas en Brasil resulta hoy incipiente y sus precios no demasiado competitivos cuenta con una visión incipiente del papel del gas a largo plazo.

Figura 4.3.1. Objetivos de Petrobras para el sector de gas natural en Brasil



Fuente: Petrobras, 2006.

Figura 4.3.2. Escenario ideal para o funcionamento de laIGN brasileira



Fuente: Petrobras, 2006.

Las críticas actuales a la Ley de gas es que insisten en la cuestión del acceso libre a redes de transporte adoptando esquemas que podrían ser propios para sistemas más maduros. Se cree que los márgenes de distribución son muy elevados creando un problema circular en torno a alcanzar economías de escala que permitan la recuperación de costos. Por otra parte la modalidad actual induce a una extremada dependencia del sector eléctrico para alcanzar factores de utilización del gasoducto que sean elevados y no permite un mayor crecimiento de la demanda de otros sectores a pesar de que ella sería posible con mejores juegos de precios relativos.

4.4. Colombia

En Colombia, debido a las disposiciones regulatorias, el precio del gas natural depende de la fuente de suministro. Los campos de los cuales se extrae el gas se dividen en campos con precios regulados y no regulados. Según la Resolución CREG 119 de 2005 y la Resolución CREG 187 de 2010 los campos con precio regulado son: a) Gas Guajira; b) Gas Opón. En los demás campos el precio se determina libremente por contratos. Sin embargo la regulación se basa en la evolución de los precios del Fuel Oil en el mercado de Nueva York, fijando para cada semestre un precio de referencia calculado con base en la evolución de dicho mercado externo en el semestre anterior.

Cabe señalar que dentro del período de estudio la formación del precio medio estuvo dominado por los campos de la Guajira (Precio Regulado) dado que es sólo desde 2007 que el gas de Cusiana aporta a la oferta en un orden de magnitud considerable. Aún así el gas con precios regulados constituyó entre noviembre de 2007 a diciembre de 2010 cerca del 65 a 70% de la oferta neta en el mercado interno y externo. Con anterioridad a esa fecha la proporción fue aún mayor.

- ⇒ Las tarifas de transporte y distribución son reguladas por la Comisión de Regulación de Electricidad y GAS (CREG) -antes Comisión de Regulación de Tarifas o CRE- sobre la base de criterios de recuperación de los costos de inversión y capital declarados por los agentes y costos de operación y mantenimiento que son objeto, junto a la fijación de la tasa de descuento, por parte de la CREG.

- ⇒ Uno de los principales aspectos que han afectado los aspectos institucionales de la industria del gas en Colombia ha sido la venta en 2007 de la compañía transportadora de gas ECOGAS a Transportadora de Gas del Interior (TGI) luego Transportadora de Gas Internacional S.A. Ecogas había sido creada para administrar el nuevo sistema de gasoductos construido desde 1994-1995, en operación desde 1997 por contratos BOMT. El dilema que enfrentaron los reguladores fue como hacer competitivo al gas en un contexto de plena recuperación de las tarifas de transporte que debían pagar los BOMT, teniendo en cuenta que se trataba de un sistema incipiente cuyo factor de carga real podía no coincidir con el fijado por el regulador y que -si lo fijaba a con factores de carga efectivos y móviles- el gas no podría competir con otros combustibles abundantes como el carbón y el crudo retrasando la masificación del gas propuesta como política energética nacional desde inicios de los 90 y hasta 2007. Esta etapa de casi 10 años, fue superada con la venta de los activos y el rescate de la deuda por parte del Estado⁷⁰.

- ⇒ Desde 2006- y más aún desde 2007- el principal problema para expandir coordinadamente la infraestructura de transporte de gas y la oferta desde los campos de gas, resultó en la insuficiencia de las señales de precios-por robustas que fueran- para efectuar dicha expansión a riesgo y la dificultad de firmar nuevos contratos que garantizaran ambas expansiones de modo simultáneo. En tal sentido cabe señalar que mientras que el mercado de gas se halla fuertemente dominado por ECOPETROL, son sólo dos los sistemas de transporte y no compiten entre sí. Uno, el más antiguo, corresponde a Promigas que abastece principalmente la Costa Norte, mientras que el sistema TGI abastece al complejo sistema del interior. Por otra parte la existencia del cargo por confiabilidad para los generadores eléctricos implicaba la existencia de contratos de respaldo de combustibles por parte de los generadores térmicos. Sin embargo, al no ser necesario despachar las cantidades de gas contratadas a lo largo de todo el año- sino que dichos contratos se hallaban y hallan dimensionados para satisfacer la mayor demanda térmica frente a escenarios de escasez hidrológica-, se presentó el problema de la existencia de una importante cantidad de gas “retenido contractualmente”. La liberación de esas cantidades contractuales al mercado físico se dio en un contexto de un mercado secundario dominado por los generadores eléctricos, con el efecto de que la señal de precios no era capturada por los productores. En este complejo marco ni los consumidores

⁷⁰ La Comisión de Regulación de Energía y Gas expidió la Resolución CREG 126 de 2010 mediante la cual se adoptó la nueva metodología para remunerar la actividad de transporte de gas natural, dejando atrás la establecida mediante la Resolución CREG 001 de 2000. En términos generales, la nueva metodología no incorpora variaciones significativas en el mecanismo de remuneración de los activos de transporte de gas; se tendrán en cuenta las inversiones existentes así como las que se prevean realizar durante el nuevo período tarifario con el fin de aumentar la capacidad de transporte.

Donde sí se introduce un cambio significativo respecto a la anterior metodología, es en la posibilidad de que agentes distintos al transportador realicen extensiones de la red de transporte de gas natural. De esta manera se introdujo el mecanismo de convocatorias para desarrollar proyectos de transporte en el que podrán participar productores y distribuidores.

industriales, ni siquiera a veces los de GNV (estacioneros) podían obtener contratos en firme pagando un precio en el mercado secundario como un mercado libre de concurrencia entre oferentes y demandantes pero en condiciones de usuario interrumpible.

- ⇒ La debilidad de este esquema condujo a mecanismos de subastas en complementación al de señales de precios reguladas. Al mismo tiempo hizo eclosión en 2010 cuando el Ministerio de Energía y Minas debió intervenir el mercado de gas frente a un fenómeno de El Niño considerado de alto impacto.
- ⇒ Las discusiones acerca del impacto del cargo de confiabilidad sobre el mercado de gas y sus distorsiones han caracterizado todo el período 2007-2010, pero se agudizaron durante 2009 y 2010, sin que a la fecha haya habido cambios más allá de los introducidos por el MME a través del ya mencionado Decreto 2730 del 29 de julio de 2010, mediante el cual se establecen instrumentos para asegurar el abastecimiento de gas natural en términos de prioridades para asegurar la disponibilidad de gas para generación térmica. En tanto estas nuevas regulaciones se refieren al mercado de gas después del segundo semestre de 2010 y pueden afectar el futuro de ambos mercados, se los ha considerado neutros a los fines del impacto sobre la formación de precios y tarifas.
- ⇒ En julio de 2011 se culmina con un proceso de intervención del MME sobre el mercado de gas a través del decreto 2100. Este instrumento ordena el mercado en caso de interrupciones, fija criterios para exportaciones, índices de sostenibilidad de las exportaciones, reglas para la importación e incentivos para convertir a Colombia en eventual exportador de gas a largo plazo. Dicta además normas para desarrollo de campos de gas de metano, sustituyendo al anterior decreto 2730 de 2010.
- ⇒ Con respecto al mercado de las distribuidoras cabe señalar que la regulación establece una distinción entre áreas no exclusivas o reguladas (donde se concentran los mayores mercados) y exclusivas (en 2006 por ej representaban menos del 10% del mercado total)⁷¹.

Las siguientes figuras muestran la evolución del sector gas natural en Colombia según los principales hitos, así como los impactos de reestructuración buscados por el decreto 2100 del MME.

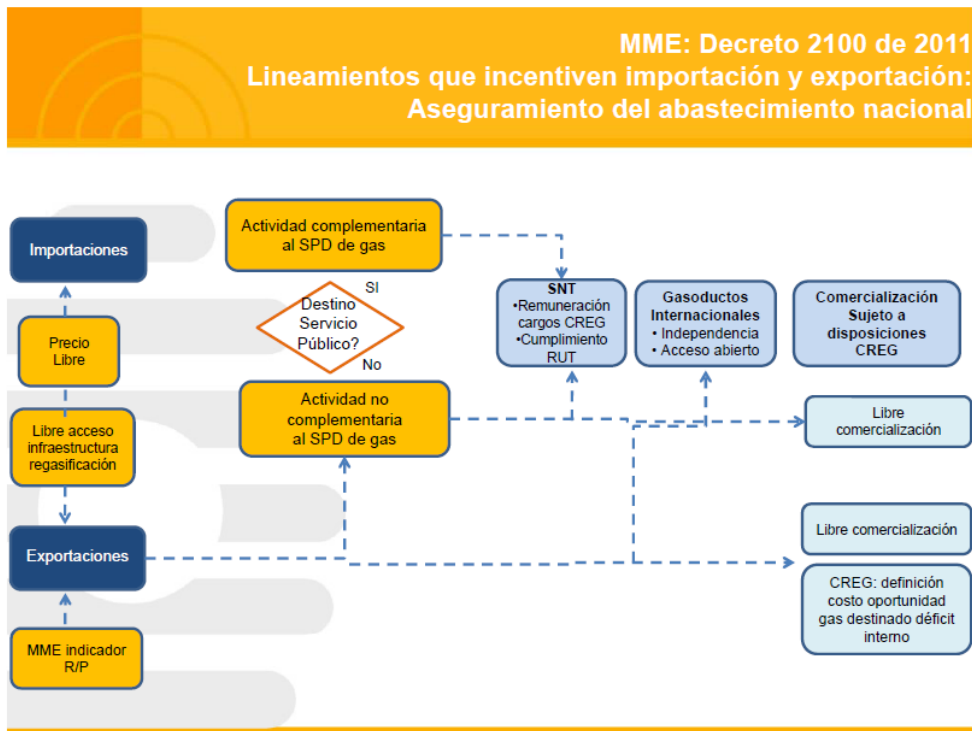
⁷¹ Reportes de Información Comercial: Tipo de Reporte: Estadísticas Facturación Usuarios Regulados. Consumos en m3; Fecha Reporte: 28 05 2006 05:50:47 COT ; Fuente: Información reportada por las empresas del sector de gas natural al SUI.

Figura 4.4.1. Evolución estructural del sector gas natural en Colombia



Fuente: Promigas, Desarrollo del gas natural y el proceso de masificación en Colombia, Aquiles Mercado González, Vicepresidente Financiero PROMIGAS S.A.E.S.P, 2011.

Figura 4.4.2. Interpretación del efecto buscado por el decreto 2100 de 2011



Fuente: Promigas, Desarrollo del gas natural y el proceso de masificación en Colombia, Aquiles Mercado González, Vicepresidente Financiero PROMIGAS S.A.E.S.P, 2011.

Cuadro 4.4.1. Precios y Tarifas del gas natural en u\$s por MBTU-Referencia Bogotá

Año	Componentes		Tarifas Finales sin impuestos (3)				
	Precio del gas en Boca de Pozo-Campos de la Guajira (1)	Tarifas de Transporte (2)	Residencial	Comercial	Industrial (4)	Generación Eléctrica	GNV
2000	1,10	1,70	6,60	6,60	3,20	1,79	
2001	1,40	1,70	6,90	6,90	3,50	2,09	
2002	1,20	1,70	6,70	6,70	3,30	1,89	5,22
2003	1,61	1,70	7,11	7,11	3,71	2,30	
2004	1,58	1,70	7,08	7,08	3,68	2,27	
2005	1,93	1,20	6,93	6,93	3,53	2,62	
2006	2,81	1,20	7,81	7,81	4,41	3,50	
2007	2,56	1,20	7,56	7,56	4,16	3,25	
2008	4,33	1,20	9,33	9,33	5,93	5,02	
2009	3,66	1,20	8,66	8,66	5,26	4,35	
2010	4,25	1,20	9,25	9,25	5,85	4,94	16,40

Fuente: estimaciones propias con datos de la ANH, UPME, Ecopetrol, CREG y otras.

- (1) Precio del gas regulado corresponde a cerca del 70% del abastecimiento.
- (2) Tarifas incluidas en distribución residencial. Los cambios corresponden a las revisiones regulatorias y cambios de formulas en las mismas.
- (3) Estimados con base a datos de la CREG y SUI. Estudiadas en detalle año 2009.
- (4) A partir de 2008 las tarifas de distribución se realizan por el método canasta de tarifas por lo cual cada distribuidora es libre de reasignar el margen de T y D con base a una flexibilidad regulada.

Colombia es un país cuyo desarrollo del mercado de gas se limitaba a la región de la Costa Norte Atlántica y Santander, hasta el desarrollo del sistema de gas del interior del país que hizo posible la llegada del gas a ciudades como Bogotá, Medellín y Cali y muchas otras a partir del año 1997 cuando se da inicio concreto a la masificación del gas planteada ya a comienzos de los noventa.

El proceso de penetración del gas ha sido muy diversificado. Hacia 2009 se registraban alrededor de 5 millones de hogares servidos con gas natural y unos 300 mil vehículos convertidos a GNV (o GNC). A pesar de ello el tamaño total del mercado de consumo final y para generación eléctrica era de cerca de los 20 MMm³/día y desde 2007 comenzaron exportaciones de excedentes a Venezuela las que se estima llegaron a una media de 5.1 MMm³/día en 2009. Una de las principales características del mercado de gas en Colombia lo constituye la muy elevada variabilidad de la demanda de gas para generación de electricidad, lo que se vincula con las propias características del sistema hidro-térmico y la ocurrencia del Fenómeno de “El Niño”. Este hecho ha acarreado en Colombia no pocas dificultades de orden de coordinación entre mercados de gas y electricidad. El mercado es diversificado. En 2009 las proporciones eran: 24% industria; 16% residencial y comercial; 20% exportaciones a Venezuela; 31% generación de electricidad y 9% GNV.

La formación de precios se halla regulada por la CREG (gas, transporte y distribución), aunque existen mercados secundarios y de contratación libre para el gas de Cusiana y otros nuevos campos.

El decreto 2100 busca ordenar y resolver en el corto plazo los eventuales problemas de suministro de gas y orientar a garantizar el abastecimiento y evitar los racionamientos ocurridos en 2009- 2010.

Colombia parece ser un caso donde ajustes progresivos en su marco institucional han permitido mantener un papel activo de la UPME en tareas de Planificación y de otorgar a los operadores señales futuras orientativas para la toma de decisiones. Por una parte realiza el Plan de Abastecimiento de Gas y por otra proyecta precios para las termoeléctricas basándose en escenarios futuros de evolución de precios internacionales.

Cuadro 4.4.2. Proyecciones de precios de Gas Natural y Combustibles Líquidos para generación eléctrica-October 2011



Tabla 1. Precio Plantas Térmicas Costa Atlántica – Escenario Medio (US\$ Constantes Dic. 2010) / MBTU).

AÑO	SEMESTRE	TERMICAS COSTA								
		TermoGuajira			Termicas en Barranquilla			Termicas en Cartagena		
		TARIFA TRANSPORTE	PRECIO BOCA POZO	PRECIO GAS NATURAL	TARIFA TRANSPORTE	PRECIO BOCA POZO	PRECIO GAS NATURAL	TARIFA TRANSPORTE	PRECIO BOCA POZO	PRECIO GAS NATURAL
2011	1	0,38	4,21	4,59	0,51	4,21	4,72	0,69	4,21	4,90
2011	2	0,38	5,61	5,99	0,51	5,61	6,12	0,69	5,61	6,30
2012	1	0,38	5,45	5,83	0,51	5,45	5,96	0,69	5,45	6,14
2012	2	0,38	5,42	5,80	0,51	5,42	5,93	0,69	5,42	6,11
2013	1	0,38	5,47	5,85	0,51	5,47	5,98	0,69	5,47	6,16
2013	2	0,38	5,53	5,91	0,51	5,53	6,04	0,69	5,53	6,22
2014	1	0,38	5,59	5,97	0,51	5,59	6,10	0,69	5,59	6,28
2014	2	0,38	5,74	6,12	0,51	5,74	6,25	0,69	5,74	6,43
2015	1	0,38	5,80	6,18	0,51	5,80	6,31	0,69	5,80	6,49
2015	2	0,38	5,89	6,27	0,51	5,89	6,40	0,69	5,89	6,58
2016	1	0,38	5,95	6,33	0,51	5,95	6,46	0,69	5,95	6,64
2016	2	0,38	6,06	6,45	0,51	6,06	6,57	0,69	6,06	6,75
2017	1	0,38	6,12	6,50	0,51	6,12	6,63	0,69	6,12	6,81
2017	2	0,38	6,22	6,60	0,51	6,22	6,73	0,69	6,22	6,91
2018	1	0,38	6,28	6,66	0,51	6,28	6,79	0,69	6,28	6,97
2018	2	0,38	6,38	6,76	0,51	6,38	6,89	0,69	6,38	7,07
2019	1	0,38	6,44	6,82	0,51	6,44	6,95	0,69	6,44	7,13
2019	2	0,38	6,52	6,90	0,51	6,52	7,03	0,69	6,52	7,21
2020	1	0,38	6,58	6,96	0,51	6,58	7,09	0,69	6,58	7,27
2020	2	0,38	6,63	7,01	0,51	6,63	7,14	0,69	6,63	7,32
2021	1	0,38	6,69	7,07	0,51	6,69	7,20	0,69	6,69	7,38

Fuente: UPME

4.5. Chile

El empleo de gas natural en Chile se remonta a principios de los años 70, cuando la ENAP comenzó a distribuir el combustible en la Región de Magallanes. Posteriormente, en el año 1981, Gasco Magallanes -una unidad de negocios de Gasco- comenzó a distribuir este energético a las tres principales ciudades de la

Región: Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir. Sin embargo su mercado total era reducido. Fue sólo años más tarde, en 1997, cuando se introdujo el gas natural a la zona central de Chile, luego que Argentina desregulara y privatizara el sector energético, lo que permitió que ambos países suscribieran -en 1995- el Protocolo de Integración Gasífera

La distribución del gas natural en Chile se da así en varias regiones: a través de las siguientes distribuidoras: a) Metrogas (Santiago, zonal central y mayor mercado con inicio en 1997 Región Metropolitana); b) GasValpo-Energas (Valparaíso, con significación desde 1998 a pesar de ser la primera distribuidora de gas manufacturado, contaba con 45000 clientes y los principales consumidores industriales de la V Región); c) GasSur (VIII, Región, Concepción, con inicio en 1999, 35000 clientes); Intergas (IX Región, Temuco, inició operaciones en 2001) y d) Gasco Magallanes (XII Región, Magallanes: Punta Arenas, Puerto Natales y Puerto Porvenir desde 1981- cerca de 48000 usuarios en 2008). De estas las cuatro primeras dependían del gas importado desde Argentina. Es de destacar que en Chile la mayor cobertura se da a través de GLP y que empresas de distribución como Integas operan también en la VIII Región, mientras que otras como Lipigas operan en la V Región.

El número de clientes residenciales atendidos por Metrogas se estimaba en el orden de los 441000 usuarios, cifra sólo un 3% superior a la de 2008.

El mercado potencial de generadores y usuarios industriales, ambos con posibilidades de utilizar derivados de petróleo como alternativa disminuyó así significativamente en 2009. Sin embargo se supone que estos mercados volverían a adoptar las magnitudes y proporciones entre usuarios propias del período 2004 a partir de la entrada en operación de la planta de regasificación GNL Quintero que comenzó en el segundo semestre de 2009⁷².

La planta de regasificación cuenta con tres vaporizadores que permite procesar 2,5 millones de toneladas por año de GNL (“2.5 MMtpa”), produciendo unos 10 millones de metros cúbicos por día de gas natural (“10 MMm³/día”) en base y hasta 15 MMm³/día en punta. Estos volúmenes se inyectan a la red de gasoductos para su distribución en la zona central del país. El Terminal ha sido diseñado para poder expandirse a una capacidad de 5 MMtpa o aproximadamente 20 MMm³/día sin interrumpir el suministro a sus clientes.

BG Group ha firmado un contrato de suministro de GNL con GNL Chile, donde garantiza suministro por los próximos 21 años.

Tanto Endesa como Metrogas conforman el consorcio con lo cual es de esperar que el mercado se divida prácticamente entre los usuarios atendidos por METROGAS y Endesa para el caso de generación.

⁷² GNL Quintero S.A. (GNLQ) es el Terminal de recepción, almacenamiento y regasificación de Gas Natural Licuado (“GNL”) que opera en la bahía de Quintero y abastece de gas natural a la zona central de Chile. El Terminal, que obtuvo financiamiento internacional por US\$ 1.066 millones. Sus socios son BG Group, ENAP, Endesa Chile y Metrogas. GNL Quintero satisface desde el segundo semestre de 2009, la demanda de gas natural de la zona central de Chile, que anteriormente se suministraba por gasoducto desde Argentina. El GNL es proveído desde el portfolio de suministro de BG Group, empresa líder en la industria mundial del GNL y socia del proyecto.

El tamaño total del mercado dependerá de los volúmenes de gas importados adicionales que Chile logra obtener y de la ampliación de la planta (GNLQ). Según la información oficial la Planta GNL Quintero cubriría, funcionando a pleno sólo el 40% de la demanda de gas y su destino es la zona central.

A los efectos de este estudio se considerará principalmente el mercado de la zona central. En tal sentido puede ser considerado que el principal instrumento legal que rige el mercado de gas en Chile lo constituyó “El Protocolo del acuerdo de complementación económica entre las repúblicas de Chile y Argentina que regula la interconexión gasífera y el suministro de gas entre ambos”, firmado hacia 1995.

El espíritu de tal acuerdo se basaba en dos principios fundamentales: a) exportaciones desde Argentina sujetas a la prioridad de suministro en Argentina (aunque basadas en certificaciones y disponibilidad a cargo de la Secretaría de Energía de Argentina) y b) libre acuerdo entre actores privados basados en contratos.

Así, en el Artículo 2° del citado “Protocolo” se estableció que: “Las Partes no pondrán restricciones a que los productores y otros disponentes de gas natural de la República de Argentina y de la República de Chile exporten gas natural al país vecino, sobre la base de sus reservas y sus disponibilidades, debidamente certificadas; que a tal fin comprometan los exportadores e importadores. Tal antecedente permitirá a la Secretaría de Energía de la República de Argentina, en nombre del Poder Ejecutivo, y al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción de la República de Chile, en nombre del Poder Ejecutivo, según corresponda, considerar las solicitudes a fin de otorgar los respectivos permisos de exportación de gas natural en la medida que no se comprometa el abastecimiento interno al momento del otorgamiento, si la legislación de las Partes así lo requiere”.

Por su parte, en su Artículo 5° se establecía que: “Los vendedores y compradores negociararán y contratarán el precio de compraventa del gas, los plazos, los volúmenes involucrados, las garantías necesarias y otras condiciones comunes a este tipo de contratos, así como el transporte de gas, a través de los gasoductos correspondientes, desde los puntos de entrega hasta los centros de consumo”.

Las bases de este acuerdo se conformaron luego con el “DECRETO SUPREMO 263”, donde se estableció el Régimen de Concesión de acuerdo a lo normado en Chile por el D.F. N° 323, de 1931, del Ministerio del Interior y sus modificaciones y el artículo 32 N° 28 de la Constitución Política de la República de Chile, que en su artículo 6° establece que “los interesados en instalar nuevas empresas de gas harán llegar a la autoridad competente la solicitud de concesión acompañada de los datos y documentos necesarios para su otorgamiento, según lo indique el Reglamento”.

Por último el Decreto 67 de 2004 aprueba el reglamento del servicio de gas.

A diferencia de otros países la regulación no involucra el aspecto tarifario ni la CNE lleva un registro de las tarifas que se halle a disposición del público, en cambio si dispone de información del valor de las facturas.

Cuadro 4.5.1. Precios y Tarifas del gas natural en u\$s por MBTU-Referencia Santiago

Año	Componentes		Tarifas Finales con impuestos (3)					
	Precio del gas en Boca de Pozo-Importado de Argentina (1)	Precio del gas GNL	Tarifas de Transporte Nacional	Residencial (2)	Comercial	Industrial	Generación Eléctrica	GNV
2000	1,22	no existente	sd	7,50	sd	sd	sd	sd
2001	1,22	no existente	sd	7,56	sd	sd	sd	sd
2002	1,22	no existente	sd	7,34	sd	sd	sd	sd
2003	1,34	no existente	sd	7,38	sd	sd	sd	sd
2004	1,45	no existente	sd	9,61	sd	sd	sd	sd
2005	1,78	no existente	sd	10,42	sd	sd	sd	sd
2006	2,59	no existente	sd	12,26	sd	sd	sd	sd
2007	3,71	no existente	sd	12,76	sd	sd	sd	sd
2008	9,71	no existente	sd	13,92	sd	sd	sd	sd
2009	11,64	no existente	sd	s/d	sd	sd	sd	sd
2010	11,71	sd (4)	sd	33,67	sd	sd	13-14 (4)	sd

Fuente: estimaciones propias con datos de la SE de Argentina y CNE, Chile.

- (1) Precios del gas según valor de exportación desde Argentina.
- (2) Dato de la CNE inferido por costo de factura.
- (3) Los valores incluyen impuestos y se desconoce si además del impuesto al valor agregado o ventas hay otras cargas.
- (4) La CNE publica valores de referencia para el GNL proveniente de la Terminal Quintero para plantas térmicas.

Al no existir en Chile regulación del mercado de gas natural distribuido⁷³ no existen tampoco forma de obtener los costos discriminados por componentes. Sólo se conocen los precios del gas pagados por Chile desde Argentina a partir de los valores normados por la Secretaría de Energía para el gas con destino al mercado externo. Por otra parte, a partir de las publicaciones efectuadas por la CNE de Chile es posible inferir la evolución del precio final pagado por el consumidor en la Región Metropolitana y también obtener un cuadro comparativo del precio pagado por los consumidores residenciales de las distintas distribuidoras sólo para el año 2010.

La estructura actual del mercado de gas en Chile no puede ser plenamente capturada a través de las estadísticas corrientes. A partir de los datos de los Balances Nacionales de Energía obtenidos de la CNE se puede ver el fuerte impacto que, sobre la estructura del mercado, tuvo la interrupción de las importaciones de gas natural desde Argentina entre 2004 y 2009. Se puede observar de este modo, que los principales mercados que en 2004 daban cuenta del 83% del total consumo final y para centrales eléctricas, disminuyeron drásticamente su participación en 2009 debido a las mencionadas restricciones de oferta total.

⁷³ Sólo en el caso de la XII Región (Magallanes) las tarifas son reguladas, aunque no ha sido posible obtener precisiones sobre dicha regulación.

4.6. Ecuador

Ecuador produce gas principalmente en sus campos del Oriente donde lo utilizaba para la producción de GLP. Sin embargo la captación de este gas a tal fin fue disminuyendo. Por otra parte también existen reservas de gas en el offshore en el golfo de Guayaquil. A fines de los noventa la empresa Energy Development Corporation (EDC) perforó un pozo en el Campo Amistad, cuyas reservas hacia 2001 resultaron inferiores a la expectativas previas. Esta empresa utilizaba el gas de dicho campo para la operación de una planta de energía eléctrica de 130 MW⁷⁴ con una producción de 32 MPCD⁷⁵.

Durante el corriente año, Petroecuador anunció que ya opera el campo Amistad del Bloque 3 de explotación de gas natural, ubicado a 65 kilómetros de las costas de El Oro. Como se dijo este campo estuvo a cargo de la compañía estadounidense EDC, que oficializó su salida del país tras no llegar a un acuerdo en la migración de su contrato de participación al de prestación de servicios, según lo establecido por la Ley Reformativa a la Ley de Hidrocarburos.

Con el inicio de las operaciones en el campo Amistad, se creó y estructuró la Gerencia de Gas Natural en Petroecuador.

Aunque existen proyectos anunciados como el de Petroecuador Gas Natural Zona Sur que plantea la difusión del uso del GNV vehicular y la distribución de GNL por vía de gasoductos virtuales desde la Estación Bajo Alto el mercado actual parece reducirse al termoeléctrico y parcial producción de GLP, producto que Ecuador Importa en más de un 85%.

Siempre considerando planes en marcha y anunciados por Petroecuador, se continuará vendiendo gas natural a la termoeléctrica Machala Power (operada también por EDC y que pasará a manos de la Corporación Eléctrica del Ecuador. La entrega del gas se hace por medio de un gasoducto de aproximadamente 65 kilómetros con Bajo Alto, en Machala, hacia la termoeléctrica. Dicho gasoducto se halla sobre el lecho marino dirigido a Bajo Alto. Ahí se lo deshidrata y se lo entrega bajo normas y condiciones que requieren las turbinas.

Se espera que el gas, en caso de lograrse incrementos en la producción (hasta 50 MPCD), sea usado también para la industria cerámica, agroindustrial, cartonera, cementera y metalmeccánica.

Por su parte el proyecto de GNL, consistiría en una planta de licuefacción con la finalidad de sustituir parcialmente el consumo de GLP, diesel y gasolina en industrias y estaciones de servicio. Además de disponer de almacenamiento de gas natural. Dicho proyecto contempla licuar gas natural proveniente del bloque 3, en el sector Bajo Alto ubicado a 30 kilómetros de Machala y distribuirlo mediante autotanques a diferentes zonas del país. Se estima que esta planta esté operando en el transcurso de 2011.

⁷⁴ Cf. Banaméricas; *EDC Desilusionado con Pruebas de Campo Amistad* – Ecuador-Nota Publicada: Miércoles 27, Junio 2001 12:34 (GMT -0400).

⁷⁵ Cf. Banaméricas; *EDC Comenzará Producción de Gas en Diciembre* – Ecuador, Publicada: Martes 27, Febrero 2001 12:20 (GMT -0400)

Respecto a los precios no se ha hallado información disponible.

4.7. Perú

El mercado de gas natural en el Perú tuvo un fuerte impulso con la llegada del gas de Camisea a la zona de Lima-Callao, hallándose antes limitado a pequeñas dimensiones en Piura (Noroeste del Perú) y en la Selva Central donde se utiliza gas asociado a la producción petrolera. Según la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía del Perú, el 94% del mercado en 2009 se hallaba conformado por los desarrollos provenientes de gas de Camisea. Este yacimiento fue descubierto en la zona del mismo nombre, en Cusco, entre 1983 y 1987. Su operación comercial se inició en agosto de 2004, con la llegada del gas natural a Lima y Callao.

Las regulaciones, contratos y acuerdos para el desarrollo del mismo se iniciaron entre el año 2000 y 2001, iniciándose las formulaciones de metodología de tarifas en el año previo a la llegada del gas a Lima.

El consorcio Camisea se halla compuesto por las compañías Pluspetrol de Argentina, con una participación de 27,2%; Hunt Oil de Estados Unidos, con 35,2%; SK Corporation de Corea, con 17,6; Tecpetrol de Argentina, con 10%; y Sonatrach de Argelia, con 10%. Sin embargo la explotación esta en manos de Pluspetrol quien es el operador en el Upstream.

A su vez el transporte lo desarrolla la compañía Transportadora de Gas del Perú, propiedad de Techint, que también participa de las actividades aguas arriba a través de Tecpetrol.

Por su parte la distribución esta a cargo de la empresa Cálidda (empresa peruana respaldada por el grupo AEI/PROMIGAS, este último el principal operador del sistema de la costa norte en Colombia).

El destino del gas de Camisea compuesto por el Lote 88 (aproximadamente 6,9 TCF)⁷⁶ y 56 (1,9 TCF)⁷⁷ fue decidido en los primeros años de las negociaciones, reservándose una porción de las reservas a la exportación en forma de GNL (Lote 56). A tal efecto en el año 2003 se conformó el consorcio Perú-LNG operado por la Hunt Oil y compuesto por esta empresa, SK Energy, Repsol y Marubeni. Dicho consorcio construyó la primera Planta de Liquefacción situada en territorio continental en América del Sur (Planta de Pampa Melchorita) y según sus proyecciones las reservas destinadas a exportación para las próximas dos décadas deberían ser de 4,2 TCF sobre un total de 10, 2 TCF. La inversión en la Planta y en los desarrollos del upstram del proyecto Perú-LNG se han estimado fueron de 5800 millones de dólares en total. La exportación esta prevista desde este año (2011).

Sin embargo las proyecciones de consumo para demanda interna y exportación de gas, han despertado en el Perú una discusión en torno a la suficiencia de las reservas totales para abastecer ambos mercados, cuestión que se convirtió en tema

⁷⁶ Según Pluspetrol serían 10,7 TCF.

⁷⁷ Según Pluspetrol serían de 3,4 TCF

clave durante el año 2009 debido a que la demanda de gas para generación de electricidad superó las proyecciones previstas.

Ello supone obviamente que Perú se halla encaminado a diversificar su matriz de generación eléctrica en el futuro, o bien que requerirá de nuevos descubrimientos de gas para poder satisfacer las demandas del mercado interno y externo previstas. Las formas de desarrollo inicial de la explotación de gas en Camisea, el diseño del sistema de transporte y las regulaciones iniciales han implicado pautas de uso y expectativas que seguramente serán modificadas también en el futuro en tanto a pesar de que los nuevos hallazgos son factibles, ellos suponen la libre disponibilidad por lo cual es de esperar que los precios externos impactarán necesariamente sobre la formación de los precios internos.

Breve caracterización de los principales aspectos regulatorios

⇒ Precios de referencia para el gas en Boca de pozo

Las bases iniciales para la fijación del precio del gas en Boca de Pozo se establecieron en el documento de la Comisión de Promoción de la Inversión Privada (COPRI) en el año 2000⁷⁸.

En el punto 8.4.4.1 de dicho documento se detalla la forma en que se determinaría el Precio Realizado del Gas Natural para el mercado interno. Se establecía que:

a) A la Fecha de Inicio de la Extracción Comercial, el Precio Realizado máximo será de un Dólar y 00/100 (US \$1.00) por millón de BTU (MMBTU) para el *generador eléctrico* y un Dólar 80/100 (US \$ 1.80) por millón de BTU (MMBTU) *para los demás usuarios*.

b) El valor referido en el literal a) anterior se reajustará a partir del primer día de cada año calendario, de acuerdo con la aplicación de la siguiente fórmula:

$$Pt = Pa \times \text{Factor de ajuste}$$

Donde:

$$\text{Factor de ajuste} = (0.5 * FO1j / FO1a + 0.25 * FO2j / FO2a + 0.25 * FO3j / FO3a).$$

Pt = Precio Realizado máximo en el Punto de la Fiscalización de la Producción reajustado, aplicable para el nuevo año calendario.

Pa = Precio Realizado máximo en el Punto de la Fiscalización de la Producción a la Fecha de Suscripción.

FO1 = Fuel Oil N° 6 US Gulf Coast Waterbone (1% de azufre)

FO2 = Fuel Oil N° 6 Rotterdam (1% de azufre)

FO3 = Fuel Oil N° 6 New York (3% de azufre)

⁷⁸ REPÚBLICA DEL PERU, COMITÉ ESPECIAL DEL PROYECTO CAMISEA, CONTRATO DE LICENCIA PARA LA EXPLOTACION DE HIDROCARBUROS EN EL LOTE 88, Lima, 28 de Noviembre del 2000.

FO1j, FO2j y FO3j son los promedios aritméticos del precio del Fuel Oil respectivo, tomado diariamente de los precios publicados en el "Platt's Oilgram Price Report", para los cuatro (4) años calendario anteriores al nuevo año calendario. FO1a, FO2a y FO3a son los promedios aritméticos del precio del Fuel Oil respectivo, tomado diariamente de los precios publicados en el "Platt's Oilgram Price Report", para el período de ciento veinte (120) meses anteriores al mes de la Fecha de Suscripción. En los casos en que el factor de ajuste resulte menor de uno (1) se considerará que el factor de ajuste es igual a uno (1).

El Precio Realizado sería el precio establecido en los respectivos contratos de compraventa, en el Punto de Fiscalización de la Producción.

Por su parte en el numeral 8.4.4.2 se definía el Precio Realizado del Gas Natural para la exportación, como el de los respectivos contratos de compra - venta internacional de Gas Natural.

En caso que las Partes no pudieran llegar a cualquiera de los acuerdos contemplados en según el acápite 8.4 del documento COPRI, se procedería a la convocatoria del Comité Técnico de Conciliación.

Entre los contratos más polémicos figura el que uno de los propios socios del consorcio de Camisea, la Hunt Oil, le compraría el gas al lote 88 precio fijado en 0.53 u\$s MBTU. Este hecho es actualmente objeto de polémicas por cuanto fue posiblemente calculado como un netback referido al GNL descontados los costos de la planta de liquefacción más transporte interno y a puerto de exportación, al momento de ser firmado el contrato muy al inicio de la explotación y cuando el gas aún no llegaba al mercado interno ni este tenía las dimensiones y perspectivas actuales. Por su parte Repsol sería el comercializador de este gas dentro de Perú-LNG.

De este modo inicialmente fueron fijados tres precios de referencia: a) el del gas para generadores a 1 u\$s MBTU; b) el de los restantes consumidores a 1,80 u\$s MBTU y c) el del gas para exportación vía liquefacción a 0,53 u\$s MBTU. El precio medio esperado en ese entonces era aproximadamente el vigente en el mercado internacional entre 2000 y 2002. Por otra parte el mayor interés de las autoridades peruanas era desarrollar las reservas de Camisea y llevar el gas a Lima, mientras que la prioridad para el consorcio productor era la extracción de líquidos que, en el nuevo contexto de precios representaría más del 80-85% de los ingresos de los productores.

Para comprender correctamente esta situación se debe considerar que uno de los mayores desafíos para la extracción del gas de Camisea lo representaba la construcción del sistema de transporte troncal, obra altamente compleja dado que debía atravesar la selva, luego la zona de alta montaña y bajar a Lima-Callao pasando por la ciudad de ICA, con la previsión de otro gasoducto empalmado al de TGP y propiedad de Perú-LNG para la planta de liquefacción de Pampa Melchorita.

De este modo alcanzar un tamaño de mercado inicial de masa crítica era visto como fundamental para viabilizar el proyecto de transporte. De allí surgió tanto el precio promocional para generación eléctrica, como los beneficios de los contratos iniciales. Estos contratos iniciales fueron firmados con: Electroperú (empresa que cedió su

pocisión contractual a ETEVENSA), Alicorp, Sudamericana de Fibras, Cerámica Lima, Vidrios Industriales, Corporación Cerámica y Cerámicas San Lorenzo.

Sin embargo estas reglas de juego iniciales condujeron - en el contexto de llegada del gas a Lima y en un nuevo escenario de precios internacionales- a una expansión de la generación eléctrica con equipos de baja eficiencia (ciclos abiertos) provocando tanto una elevación más acelerada de los esperado en la demanda de gas para generación eléctrica, como una muy elevada concentración de dichas plantas generadoras a las puertas de Lima causando problemas de congestión en las líneas de transmisión.

Del mismo modo se elevó la demanda de gas, como de electricidad por parte de los sectores industriales, mineros y comerciales en tanto Perú experimentó elevadas tasas de crecimiento como consecuencia de la bonanza minera ocurrida entre 2003 y 2009.

Como consecuencia de la tendencia acelerada al alza de los precios internacionales utilizados para la actualización de los contratos de gas los factores de ajuste de referencia publicados por Osinergmin para los distintos tipos de usuarios (Generadores, Contratos Iniciales, Otros y Distribución en Lima- Callao) sufrieron enmiendas. Así se dispuso que entre enero de 2007 y por seis años los incrementos anuales en los precios de los contratos iniciales no podrían superar el 5% anual. Del mismo modo se dispuso que ningún precio podía superar al del contrato de Camisea (Lote 88), adicionalmente el precio del gas tendría un tope fijado por el 90% del precio del Fuel Oil (R500).

⇒ Tarifas de Transporte.

Los primeros lineamientos de tarifas de transporte se realizaron durante el año 2003 antes de la entrada del gas a Lima, aunque tomando en cuenta las definiciones previas. Es que los gasoductos que conforman la Red Principal del Proyecto Camisea se hallaban y hallan normados por la Ley N° 27133, Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, su reglamento aprobado mediante Decreto Supremo N° 040-99-EM y los respectivos Contratos BOOT de las Concesiones de Transporte y Distribución suscritos con TGP⁷⁹.

Según la normatividad aplicable por el regulador (primero la CTE o Comisión de Tarifas Eléctricas, luego OSINERGMIN u Organismo Superisor de Inversiones en Energía y Minería), las Tarifas Reguladas de la Red Principal del Proyecto Camisea se determinarían según el concepto de costo medio de largo plazo, el cual se evalúa como el cociente del Costo del Servicio (obtenido del proceso de licitación de la Concesión) entre la demanda total del periodo en evaluación, considerando el criterio de valores actualizados a una tasa de descuento del 12% anual en dólares estadounidenses. Además, producto del adelanto en la recaudación de la Garantía

⁷⁹ Por exigencia del Contrato BOOT, la empresa Concesionaria estaba en la obligación de ofertar su respectiva Capacidad de transporte a los clientes interesados mediante un Oferta Pública conocida como "Open Season", la cual se realizaría en junio del 2003 y requeriría contar con precios y tarifas del gas natural para que los clientes evalúen su mejor opción. Por esta razón, el Consejo Directivo del OSINERG, mediante Resolución N° 030-2003-OS/CD del 14 de febrero de 2003, acepto la propuesta de la empresa de adelantar el proceso regulatorio de tal forma de contar con tarifas reguladas que sirvieraan de base al proceso licitatorio a iniciarse en 2004.

por Red Principal⁸⁰ (GRP), fue definido un Factor de Descuento (FD) que toma en consideración la recaudación total producto de dicho adelanto y lo resta del Costo del Servicio original (ofertado en la licitación de la Concesión) para obtener dicho factor. Como el FD se basaba, a su vez, en supuestos de recaudación del adelanto de la GRP, fue previsto que luego de la Operación Comercial y una vez conocidos los montos realmente recaudados, se procediera a la definición final del FD, lo cual por su parte definiría las tarifas reales.

Por Resolución OSINERG N° 084-2003-OS/CD), para fijar los valores del periodo tarifario comprendido entre el 1° de mayo del 2004 y el 30 de abril del 2006 se propuso distinguir entre generadores eléctricos y otros usuarios.

Tipo de usuario	Tarifa Máxima (U\$s)/MPC
Generador	
Eléctrico	0,8874
Otros	1,2663

La fórmula de ajuste de la tarifa de transporte sería así:

$$TA_{MN} = TM_{ME} \times FD \times FA1 \times FA2$$

Donde:

TA_MN : Tarifa Aplicable en Moneda Nacional con el Factor de Descuento

TM_ME : Tarifa Máxima en Moneda Extranjera sin el Factor de Descuento.

FD : Factor de Descuento producto de los montos Adelantados de la Garantía por Red Principal (GRP)

FA1 : Factor de Reajuste del Costo del Servicio de la respectiva Concesión (Ajuste del PPI en forma mensual)

FA2 : Factor de Reajuste del Tipo de Cambio (Ajuste a Nuevos Soles según Tasa de Cambio Nominal)

Este mecanismo de pago de GRP y ajuste fueron diseñados para los primeros 7 años y las capacidades de referencia fueron 380 MPCD y 450 MPCD a partir del octavo año hasta la plena recuperación de la inversión total del gasoducto.

Como se verá luego, en tanto Osinergmin presenta las tarifas de gas por categoría desglosadas por componente, este valor referencial de costo de transporte parece haber regido a lo largo de 2005-2010.

⇒ Tarifas de Distribución.

La distribución estuvo inicialmente conformada por la empresa GNLC, grupo operado por Suez Tractebel. Mas tarde la empresa fue tomada por el consorcio de Promigas antes mencionado (Cálidda).

El criterio inicial para fijar márgenes de distribución fue el de una categorización de mercados por niveles de consumo. Categoría A:Hasta 300 m3/mes; Categoría B:

⁸⁰ Por este mecanismo el Estado garantizó la diferencia entre lo realmente transportado y la plena capacidad del ducto, el cargo de esta garantía a su vez lo pagan los usuarios eléctricos como compensación que la generación a gas produciría sobre las tarifas eléctricas. Por otra parte Electroperú firmó un contrato "Take or Pay" por el 15% del volumen como forma de viabilizar la construcción del gasoducto.

Desde 301 a 17500 m³/mes; Categoría C: Desde 17501-300000 m³/mes y Categoría D: más de 300000 m³/mes. Los consumidores independientes fueron definidos como aquellos con contratos de más de 30000 m³/día (900000 m³/mes) que tuvieran contratos directos con productores y transportistas por un período de al menos seis meses. En este último caso los clientes sólo pagan a la distribuidora el cargo MD.

Los criterios de remuneración separan el costo comercial del repago de los BOOT y son similares a los del costo medio de largo plazo.

La fijación de tarifas se dio con la Resolución OSINERG No.097-2004-OS-CD.

Los cuadros iniciales, susceptibles de modificarse por mayores costos reales fueron y actualizaciones fueron los siguientes:

Categoría	Cargos MD		Cargos MC	
	S/m ³	u\$s MBTU	u\$s cliente Mes	U\$/m ³
A	120	3,2	0,85	
B	53	1,4	10,67	
C	19	0,5		0,144
D	12	0,3		0,087

Hacia finales de 2010 se unifican las tarifas de la categoría E ausente del primer cuadro y que corresponde a todos los usuarios de mas de 900 mil m³/mes es decir clientes independientes. Las categorías E1 y E2 que discriminaban usuarios iniciales y resto fueron unificadas en 2010. Lo valores se presentan luego al analizar la evolución de esta categoría, pero el margen es aproximadamente 45-50% del normado para la categoría D hasta la cual los clientes son regulados.

Los precios del gas en Boca de Pozo

Como fue descrito en el punto anterior, las bases iniciales para la fijación del precio del gas en Boca de Pozo se establecieron en el documento de la Comisión de Promoción de la Inversión Privada (COPRI) en el año 2000, estableciéndose una diferencia entre el valor del gas para generación eléctrica y para otros usuarios, así como las fórmulas de actualización de los precios. Para comprender las limitaciones de la aplicación de la fórmula se debe considerar que salvo para el caso de generadores y precio a la distribuidora para clientes regulados, dichas fórmulas se vieron afectadas por adendas al contrato que establecieron topes generales al incremento anual de los precios a partir de enero de 2007.

Del resultado de la aplicación de estas reglas y a partir de la información del OSINERGMIN se tendría la siguiente estimación del precio del gas en boca de pozo.

Cuadro 4.7.1. Estimación de los precios del gas en Boca de Pozo- En u\$s MBTU

Estimación de los Precios del Gas en Boca de Pozo según tipo de cliente						
Período	Distribuidor	Generador	Cientes Iniciales	GNV	Según aplicación del coeficiente general del contrato de Camisea (1)	Precios Calculados según índices para contratos iniciales sin adendas ni limitaciones (2)
Inicial-2003	1,8	1	1,8		1,8	1,8
2005	1,95	1,38	1,95		2,83	2,48
2006	2,22	1,37	2,22	0,8	3,40	2,78
2007	2,33	1,43	2,32	0,8	3,57	3,72
2008	2,44	1,58	2,44	0,8	3,75	4,86
2009	2,56	1,58	2,56	0,8	3,94	6,35
2010	2,69	1,57	2,69	0,8	4,13	6,48

Fuente: estimaciones propias con datos de Osinergmin.

Nota: (1)Estos valores se calculan con base a los coeficientes vigentes para la actualización del precio del gas del contrato de concesión de Camisea para 2005, 2006 y enero de 2007. A partir de allí se aplica el 5% anual de incremento establecido como tope. (2) Estos valores surgen de los factores de actualización publicados por OSINERGMIN sin aplicar las limitaciones de las adendas. Se supone que serían los vigentes para nuevos usuarios independientes que no pudiesen adquirir gas de la distribuidora, ni estuvieran sujetos a las limitaciones de las adendas.

Entre las razones que pudieran explicar la fijación de un precio diferencial al inicialmente previsto, se halla una compleja trama. Por una parte la intención de las autoridades regulatorias ha sido aprovechar el gas para reducir las tarifas eléctricas, pero también generar condiciones para acelerar la penetración del gas en todos los sectores de consumo basándose en condiciones de competitividad del gas natural en cada uno de los mercados, condición necesaria para alcanzar un factor de utilización del gasoducto en un tiempo breve teniendo en cuenta que con ello se reduciría progresivamente el cargo por Garantía de la Red Principal (Transporte), pero además condición necesaria para desarrollar el mercado de distribución. Sin embargo, el factor posiblemente más determinante ha sido el precio fijado para la venta de gas a Perú LNG, en tanto con precios que evolucionaran según los marcadores internacionales seleccionados inicialmente en el contrato de concesión, la brecha entre este precio en el mercado interno respecto al de venta para la producción de GNL hubiera sido aún más profunda generando un fuerte conflicto de intereses tanto dentro del consorcio de Camisea, como con las propias autoridades y con los organismos que financiaron la Planta de GNL.

Una imagen de los valores actuales en el mercado interno se presenta seguidamente.

Cuadro 4.7.2. Tarifas de gas en Lima-Calao según categorías a inicios de 2011. En U\$/Mbtu

Abrev.	Unidades	Categoría de Consumidor						
		A	B	C	D	GNV	E	GE
Consumo	m ³ /mes	28	450	125.000	600.000			
FG	US \$/MMBTU	1,05	2,83	2,83	2,83	0,80	2,83	1,65
FTRP	US \$/MMBTU	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89
FSD	US \$/MMBTU	4,20	3,79	1,08	0,84	0,93	0,38	
SUB TOTAL	US \$/MMBTU	6,14	7,50	4,80	4,55	2,62	4,10	2,54
	19% (IGV)	1,17	1,43	0,91	0,86	0,50	0,78	0,48
TOTAL	US \$/MMBTU	7,31	8,93	5,71	5,42	3,11	4,87	3,02

Fuente: datos proporcionados por Osinergmin.

FG Precio del Gas en Boca de Pozo
 FTRP Tarifa Red Principal
 FSD Tarifa Distribución de Otras Redes

Cuadro 4.7.3. Precios y Tarifas del gas natural en u\$s por MBTU-Referencia Lima-Callao-Evolución Históricas

Año	Componentes		Tarifas Finales sin impuestos (3)				
	Precio del gas en Boca de Pozo (1)	Tarifas de Transporte	Residencial	Comercial	Industrial	Generación Eléctrica	GNV
2000							
2001							
2002							
2003							
2004	1,80						
2005	1,95	1,04	6,69	5,12	3,55	2,42	
2006	2,22	1,01	6,91	5,34	3,76	2,38	
2007	2,32	1,06	7,20	5,58	4,24	2,50	2,76
2008	2,44	1,12	6,78	5,82	4,36	2,60	2,82
2009	2,56	0,93	6,97	6,42	4,39	2,52	2,65
2010	2,69	0,98	7,06	6,60	4,57	2,55	2,72

Fuente: estimaciones propias con datos de OSINERGMIN

- (1) Corresponde al precio del gas para distribuidor y clientes iniciales.
- (2) Datos estimados con referencias parciales. Para 2009-2010 según imputación de la Distribuidora-Referencia usuarios residenciales
- (3) Estimados con datos de Osinergmin y Cálida Gas Natural de Lima.

4.8. Venezuela

A pesar de las cuantiosas reservas de gas que Venezuela posee, el desarrollo del mercado interno de gas ha sido muy escaso en términos relativos. Los últimos datos oficiales disponibles son tomados del PODE 2006.

Según el anuario publicado por el antes Ministerio de Energía y Minas de la República de Venezuela- actualmente Ministerio del Poder Popular para la Energía y el Petróleo -, el mercado interno era de aproximadamente unos 84 MMm³/día, reducido a sólo poco menos de 55 MMm³/día si se excluye el consumo propio en yacimientos cifra que incluye gas procesado para extracción de líquidos.

El sector del gas natural en Venezuela se rige por el Reglamento de la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos, publicado en la Gaceta Oficial N° 5.471 Extraordinario de fecha 05 de junio de 2000, según Decreto N° 840 Caracas, 31 de mayo de 2000 de la Presidencia de la República.

Entre los aspectos normativos que este instrumento dispuso se halla el de su artículo 5° que expresa que “Hasta tanto la separación de las actividades de producción, transporte o distribución de gas no se efectúe, el Ministerio de Energía y Minas podrá exigir a las empresas que realicen de manera integrada sus actividades, la separación de la contabilidad de cada una de ellas, como unidades de negocios claramente diferenciadas, de manera que permita facilitar la imputación de activos, pasivos, ingresos, costos y gastos de cada una”

En el artículo 6° se tratan las condiciones para permitir la integración vertical de actividades.

En la mencionada ley, se contempló también la creación del Ente Nacional del Gas (ENAGAS) como un órgano desconcentrado, con autonomía funcional, administrativa, técnica y operativa, adscrito al Ministerio de Energía y Minas, hoy Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo.

Entre las funciones asignadas se halló la de determinar el desglose de las tarifas en sus componentes. Se establecieron así los criterios para la valorización del gas natural, de acuerdo a tres consideraciones o principios metodológicos: a) Valor actual neto de proyectos industriales; b) costos de operación y c) costo de oportunidad por sustitución de energéticos. Al parecer esta nueva metodología debía considerar además una evaluación amplia de la capacidad económica de cada tipo de demandante de gas, considerando que el precio del gas en Venezuela se encuentra por debajo del costo de oportunidad (especialmente para los grandes consumidores industriales). La revisión y ajuste del esquema de precios vigente y su reorientación se efectuaría en función de alcanzar los objetivos de políticas públicas para el gas.

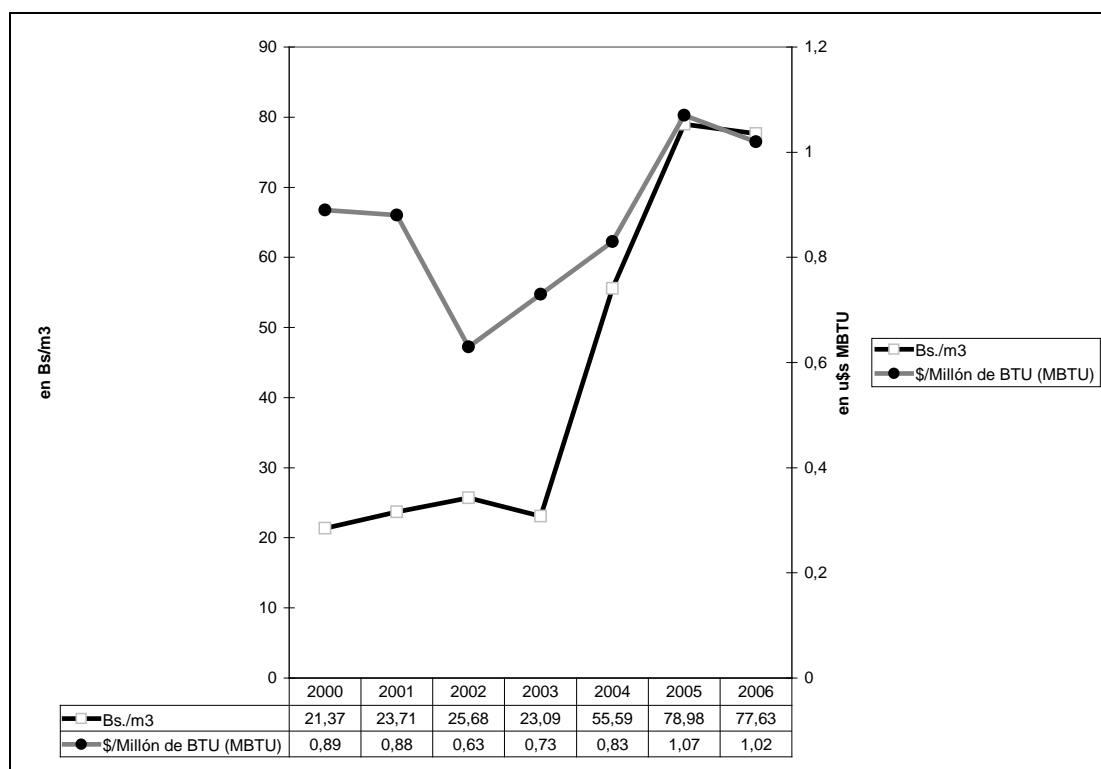
Cabe señalar que del análisis de los precios actuales no se desprende que tal política haya sido aún aplicada.

Los precios del gas natural

En el caso de Venezuela no existía un desglose de tarifas por componentes y su aplicación ha sido reciente, aún cuando se desconocen las reglas de fijación, más allá de las definiciones generales establecidas por el Ente Nacional del Gas (ENAGAS).

Los valores medios del gas para los consumidores evolucionó desde un valor medio de 0,89 u\$s por MBTU en el año 2000 hasta un valor de 1,02 u\$s MBTU en 2006, año hasta el cual se hallan publicados.

Gráfico 4.8.1. Precios medios del gas al consumidor final en moneda local y en dólares (Bs/m³ y u\$s MBTU). Período 2000-2006



Fuente: datos publicados en el PODE 2006, Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo, Caracas, 2007.

Según los datos publicados por el citado Ministerio, las tarifas para distintos tipos de usuarios en 2006 eran las siguientes:

Cuadro 4.8.1. Precios medios del gas según consumidor final en moneda local y en dólares (Bs/m³ y u\$s MBTU). Año 2006

Sector	Región	Bs. Por M3	u\$s MBTU 2006
Eléctrico	Centro-Oriente	55,26	0,73
	Occidente	49,22	0,65
	Total sector eléctrico 1/	54,88	0,72
Industrial	Centro-Oriente	93,26	1,23
	Occidente	49,42	0,65
	Total Industrial 1/	85,49	1,13
Doméstico y Comercial	Centro-Oriente	107,33	1,41
	Occidente	10,18	0,13
	Total doméstico y comercial 2/	44,61	0,59
Total Nacional		77,63	1,02

Fuente: datos publicados en el PODE 2006, Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo, Caracas, 2007.

La formación de Precios y Tarifas según el ENAGAS se realizan actualmente en base a la sumatoria de: a) Precio de adquisición del gas; b) tarifa de transporte; b) tarifa de distribución industrial y c) tarifa de distribución doméstica, en caso de ser aplicable.

Cada uno de estos elementos se correspondería respectivamente a la valoración del recurso y los servicios de transporte, distribución industrial y distribución doméstica, actividades necesarias para colocar el gas a disposición del usuario.

Los precios del gas en los centros de despacho, son fijados por el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo y son revisados anualmente. En el caso de las tarifas de transporte, distribución industrial y distribución doméstica se fijan conjuntamente por el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo y el Ministerio del Poder Popular para las Industrias Ligeras y Comercio, previa propuesta del Ente Nacional del Gas.

Tarifas para el sector Residencial y Comercial

Con la nueva forma de cálculo establecida las tarifas del sector residencial son actualmente las siguientes, valor de referencia que podría asimilarse al caso para 2010. Como se puede apreciar la principal componente del precio es el margen de distribución que se aplica también al Occidente (caso Zulia) a diferencia de las tarifas reportadas para 2006 (ver cuadros 2.8.3.1 y 2.8.3.1.1).

Cuadro 4.8.2. Tarifas unitarias vigentes para el sector doméstico y comercial. Caso años 2010-2011. En U\$S MBTU

Área	Unidad	Gas Metano (precio del gas)	Transporte (T)	Industrial (MD-Industrias)	Doméstico Comercial (MD-Comercial y Doméstico)	Total (Bs.F/mc) a facturar
Metropolitana	En moneda local	Bs.F 0,02328	Bs.F 0,02801	Bs.F 0,00607	Bs.F 0,17450	Bs.F 0,23187
Metropolitana	En u\$S MBTU	0,15	0,18	0,04	1,10	1,46
Zulia-Táchira	En moneda local	Bs.F 0,04657	Bs.F 0,00000	Bs.F 0,00379	Bs.F 0,17450	Bs.F 0,22487
Zulia-Táchira	En u\$S MBTU	0,293391	0	0,023877	1,10	1,42
Anaco	En moneda local	Bs.F 0,02328	Bs.F 0,00000	Bs.F 0,00227	Bs.F 0,17450	Bs.F 0,20006
Anaco	En u\$S MBTU	0,15	0	0,01701	1,10	1,27

Fuente: ENAGAS, calculos según referencia obtenida online en <http://www.enagas.gob.ve/info/areasimportancia/preciosytarifas.php>.

Si se observa el valor medio respecto a los datos de 2006, se aprecia un incremento total en la tarifa media residencial ubicada en 2010 en un rango 1,27-1,49 MBTU contra valores 0,13-1,41 (valor medio 0,59 u\$S MBTU) en 2006.

De todos modos, el hecho concreto es que a pesar de los muy bajos valores respecto al conjunto de casos estudiados, el precio interno se ha incrementado tendencialmente entre 2000 y 2010.

A pesar de este hecho el abastecimiento de gas natural en Venezuela es reducido y aún los planes futuros como Gas Comunal apuntan al GLP como combustible principal. En este caso no se trataría por lo tanto de tendencias de mercado sino de políticas de oferta de servicios liderada básicamente por PDVSA.

Tarifas para el sector Industrial

Las tarifas para industrias son reguladas. El precio del gas en boca de pozo o valor del gas es fijado en forma diferencial según el gas provenga del occidente o del oriente y su valor es superior al fijado para el sector residencial. Los costos de transporte reflejarían distancias, pero por su magnitud, se infiere no valorizan el costo de capital. El costo de distribución aplicable es el del tramo industrias. El valor final para usuarios industriales va de 0,33 a 0,51 u\$S por MBTU, lo que hace que sea el gas mas barato de toda la región.

Cuadro 4.8.3 Tarifas unitarias vigentes para el sector Industrial. Caso años 2010-2011. En u\$s MBTU

Área	Unidad	Gas Metano (precio del gas)	Transporte (T)	Industrial (MD-Industrias)	Total (Bs.F/mc) a facturar
Metropolitana	En moneda local	Bs.F 0,04441	Bs.F 0,02801	Bs.F 0,00607	Bs.F 0,07850
Metropolitana	En u\$s MBTU	0,28	0,18	0,04	0,49
Zulia-Táchira	En moneda local	Bs.F 0,06679	Bs.F 0,00000	Bs.F 0,00379	Bs.F 0,07058
Zulia-Táchira	En u\$s MBTU	0,42	0,00	0,02	0,44
Falcon	En moneda local	Bs.F 0,06679	Bs.F 0,01286	Bs.F 0,00607	Bs.F 0,08573
Falcon	En u\$s MBTU	0,42	0,08	0,01	0,51
Anaco	En moneda local	Bs.F 0,04441	Bs.F 0,00000	Bs.F 0,00227	Bs.F 0,04669
Anaco	En u\$s MBTU	0,28	0,00	0,01	0,29
Pto Ordaz	En moneda local	Bs.F 0,04441	Bs.F 0,00529	Bs.F 0,00227	Bs.F 0,05199
Pto Ordaz	En u\$s MBTU	0,28	0,03	0,02	0,33

Fuente: ENAGAS, calculos según referencia obtenida online en <http://www.enagas.gob.ve/info/areasimportancia/preciosytarifas.php>.

Tarifas para el sector Petroquímico

El modo de cálculo es idéntico al fijado para el sector industrial, aunque con un valor inferior para la componente gas. El rango del valor es de 0,27 a 0,33 u\$s MBTU.

Cuadro 4.8.4. Tarifas para el sector Petroquímico. Caso años 2010-2011. En u\$s MBTU

Área	Unidad	Gas Metano (precio del gas)	Transporte (T)	Industrial (MD-Industrias)	Total (Bs.F/mc) a facturar
Metropolitana	En moneda local	Bs.F 0,03432	Bs.F 0,02801	Bs.F 0,00607	Bs.F 0,06840
Metropolitana	En u\$s MBTU	0,22	0,18	0,04	0,43
Zulia-Táchira	En moneda local	Bs.F 0,05840	Bs.F 0,00000	Bs.F 0,00379	Bs.F 0,06220
Zulia-Táchira	En u\$s MBTU	0,35	0,00	0,02	0,37
Falcon	En moneda local	Bs.F 0,05840	Bs.F 0,01286	Bs.F 0,00607	Bs.F 0,07734
Falcon	En u\$s MBTU	0,35	0,08	0,01	0,43
Anaco	En moneda local	Bs.F 0,03432	Bs.F 0,00000	Bs.F 0,00227	Bs.F 0,03659
Anaco	En u\$s MBTU	0,22	0,00	0,01	0,23
Pto Ordaz	En moneda local	Bs.F 0,03432	Bs.F 0,00529	Bs.F 0,00227	Bs.F 0,04189
Pto Ordaz	En u\$s MBTU	0,22	0,03	0,02	0,27

Fuente: ENAGAS, calculos según referencia obtenida online en <http://www.enagas.gob.ve/info/areasimportancia/preciosytarifas.php>.

2.8.3.4. Otros sectores

Aún cuando el uso para generación eléctrica es importante, no existe un valor de referencia por lo que debe asumirse es idéntico al industrial o aún menor.

El programa de GNV se halla entre los planes futuros de PDVSA⁸¹.

En general las obras de infraestructura de Transporte de gas se hallaron demoradas, a excepción de la interconexión con Colombia ejecutada entre 2004 y 2008. (ver Presentación PDVSA Proyectos mayores negocio metano, 2010)

4.9. Uruguay

Uruguay es un país importador neto de gas natural. El sistema de transporte de gas natural del país está compuesto por dos gasoductos. El primero, que entró en operación en 1998, es el Gasoducto Cr. Federico Slinger, también denominado Gasoducto del Litoral. Construido y operado por ANCAP, cruza el río Uruguay desde la República Argentina a través del puente Paysandú-Colón y abastece varias plantas industriales de Paysandú, así como la red de distribución de la misma ciudad operada por Conecta.

El segundo, el Gasoducto Cruz del Sur, se extiende desde las inmediaciones de la ciudad de Buenos Aires, más precisamente Punta Lara (La Plata), hasta la ciudad de Montevideo, abasteciendo también a Colonia, San José de Mayo, Canelones, Pando, Ciudad de la Costa entre otras localidades. Cruza el Río de la Plata a la altura de Colonia y entró en funcionamiento a fines de noviembre de 2002. Abastece algunas plantas industriales del interior, así como la red de distribución de Conecta en Canelones y la red de distribución de Gaseba en Montevideo.

Las cantidades de importación desde la Argentina han sufrido variaciones significativas entre 2002 y 2010.

Se trata de un mercado muy reducido y que se compone en un 85% por las ventas en Montevideo, siendo el sector residencial un 47% del mercado de distribución regulada o con transporte contratado en Firme. Se estima que este segmento de distribución representa alrededor del 46% del mercado final, siendo el restante 54% el mercado industrial de grandes usuarios que contratan en modalidad interrumpible⁸².

⁸¹ Cf. Los problemas del programa GNV, en Veneconomía Hemeroteca, www.veneconomia.com El programa de uso de gas en transporte data del 2002 y fue suspendido en 2004. Según el Ministerio de Energía y Petróleo (Menpet) se relanzaría en 2009 aunque a la fecha se desconoce el grado de avance real. Véase también nota de PDVSA del 08-09-2006 donde se anuncia el relanzamiento del sistema alternativo de combustible para vehículos como parte del programa 2005-2010.

⁸² Esto se infiere de los datos de los Balances Energéticos del Uruguay y también de la confrontación entre volúmenes de importaciones y cifras publicadas de ventas por parte de las distribuidoras. Ver archivo: Copia de matrices+2000+a+2008.xls. Es explícito en los reportes publicados por la DNETN ya que no reporta ni volumen ni número de usuarios en modalidad interrumpible.

Cuadro 4.9.1. Precios y Tarifas del gas natural en u\$s por MBTU-Referencia Montevideo

Año	Componentes		Tarifas Finales sin impuestos				
	Precio del gas (1)	Tarifas de Transporte	Residencial (5)	Comercial (6)	Industrial (7)	Generación Eléctrica	GNV
2000							
2001							
2002	1,22		14,22	25,10	4,71	No existe	No existe
2003	1,34		14,22	25,10	4,71	No existe	No existe
2004	1,45		14,78	26,07	4,87	No existe	No existe
2005	1,78		15,44	27,27	5,01	No existe	No existe
2006	2,59		17,29	29,76	6,29	No existe	No existe
2007	3,71		19,40	32,39	8,01	No existe	No existe
2008	9,71		28,50	42,61	15,97	No existe	No existe
2009	11,64		26,16	39,71	14,28	No existe	No existe
2010	11,71	0,2 (2)-1,6 (3)- 13,3 (4)	25,85	39,78	13,56	No existe	No existe

Fuente: elaborado con datos de la DNETN, www.dnetn.gub.uy. Archivo: Síntesis Clientes Facturación.xls.

- (1) Valor de referencia gas de exportación Argentina
- (2) Cargado a usuarios industriales
- (3) Cargado a usuarios comerciales y pequeñas industrias
- (4) Cargado a usuarios residenciales
- (5) Categoría R6-proxy media
- (6) Categoría Com/ind 2-Pequeños usuarios
- (7) Categoría Com/ind 18-Grandes usuarios

4.10. Algunas reflexiones acerca del mercado de gas natural

Del análisis de algunos casos analizados, se desprende que existe un muy diverso desarrollo de los mismos según las condiciones históricas de su desarrollo en cada país, además de la diversidad de marcos regulatorios existentes.

Cuadro 4.10.1. Caracterización de los mercados de gas en América del Sur

País	Autoabastecido	Importador neto (más de 40% de mercado)	Exportador neto (más de 50% de la producción)	Precios con regulación según costos de oportunidad	Política de precios administrados en Mercado Interno	Activos privatizados	Sistema principal incipiente o con desarrollo inferior a los 15 años	Ranking en tamaño regional mercado interno	Ranking en tarifa media ponderada a mercado interno (tarifa mas baja)
Argentina	X				X	X		1	2
Bolivia			X		X			7	3
Brasil		X		X			X	2	6
Chile (2004)		X		X			X	4	s/d
Colombia	X			X		X		5	5
Ecuador	X				X			9	s/d
Perú	X				X		X	6	4
Venezuela	X				X			3	1
Uruguay		X		X			X	8	7

Fuente: elaboración propia.

Nota: Argentina importa gas de Bolivia y vía GNL desde 2009 pero estas importaciones representan aún cerca del 10% del mercado. Colombia por su parte exporta a Venezuela pero se trata de cantidades marginales como importaciones para el último y cerca del 15% del mercado para Colombia. Perú sería exportador de GNL a partir de 2011, con cerca del 40% de sus reservas destinadas a tal fin.

Se observan así situaciones muy disímiles:

Argentina, Perú, Bolivia y Venezuela han sido países autoabastecidos que han aplicado durante la mayor parte del período 2000-2010 políticas de precios administradas con diferenciación importante en el precio de sus tarifas y con diversos criterios de segmentación de mercados. Aunque las diferencias entre ellos son aún múltiples presentan algunos rasgos comunes como el hecho de fijar precios internos sin referencia a los del mercado internacional o a los propios valores regionales de exportación. Sin embargo en Perú el desarrollo de la industria es incipiente y las reglas de mercado administrado se aplican sólo a los lotes actuales de Camisea y su contrato inicial (Lote 88). Venezuela tiene un muy antiguo desarrollo de uso del gas pero a partir, en su mayor parte, de gas asociado, cuya distribución ha sido planteada fundamentalmente vía transformación en GLP para el mercado domiciliario. Cuenta además con dos sistemas claramente diferenciados como lo son el de Oriente y Occidente. Por el contrario en Argentina el desarrollo de redes es muy vasto y su explotación privada deviene de un previo desarrollo de una industria estatal.

En el caso de Bolivia el desarrollo del mercado interno no había sido considerado como prioritario sino hasta las nuevas definiciones de política del año 2006 y, aún hoy, el énfasis en el mercado externo es una necesidad por su impacto global sobre la economía.

En el caso de Brasil por su parte, se presenta una situación mixta en tanto es un país productor e importador, pero los precios internos guardan referencia a los del mercado internacional o aún son superiores cuando se incluye el transporte.

Chile y Uruguay son casos de importadores netos que desarrollaron sus mercados sobre supuestos de abastecimiento de gas de Argentina vía gasoductos y que deberán desarrollar sus mercados vía GNL, pero con magnitudes inconmensurables entre ellos, en tanto la Argentina se ha convertido también en importador marginal.

Ecuador ha explotado el gas a partir del anterior esquema de legislación petrolera y su uso se ha limitado a la generación eléctrica en un caso de integración de actividades entre productor y generador, situación que se halla en transición tras los cambios en la legislación sobre hidrocarburos.

Colombia es un país autoabastecido, con un desarrollo de un sistema antiguo y otro más reciente y que ha aplicado en el sector, de modo progresivo una política de precios internos vinculada a precios internacionales. Sin embargo parte del desarrollo se debió al accionar de su empresa estatal cuando de modo indirecto financió el sistema de transporte del interior del país aunque luego se privatizaron estos activos. Cabe destacar no obstante que Colombia tiene el segundo mercado domiciliario de la región, después de Argentina a pesar de contar con consumos medio residenciales de 18-22 m³ mensuales, lo que ha roto el mito de que los bajos niveles de consumo domiciliario son un obstáculo para la penetración del gas a costo pleno.

A su vez en cada uno de estos países el gas representa una proporción muy distinta en el total de la matriz de energía. Si a ello se suman los cambios en la regulación del sector en cada país, se vuelve comprensible hallar tal multiplicidad de valores para las tarifas aplicadas en cada caso.

Entre las lecciones aprendidas se tiene que:

- Es necesario en los sistemas incipientes disponer de mecanismo de subsidios para la expansión de mercados, los que pueden desaparecer tras esta etapa inicial que puede darse entre 8 y 12 años.
- Que es necesario contar con una coordinación fina de contratos de suministro de gas a distintos usuarios, que no debería poder ser ofertada sin el servicio de transporte en simultáneo.
- Que una forma de impedir el incumplimiento contractual por parte de proveedores y transportistas con distribuidoras y otros usuarios es repartir equitativamente el riesgo en contratos o bien disponer de cláusulas de obligación de suministro a precios razonables guiados por precios internos alineados con precios internacionales de largo plazo ajustados sobre promedios móviles sincrónicos pero con topes piso y techo para otorgar señales estables respecto a los sustitutos potenciales de cada mercado (criterio de precios relativos como señal de largo plazo)
- Que la planificación de la cadena de gas debe ser realizada en el marco de la planificación energética integral decrita para el caso de la industria de los hidrocarburos.
- Que formas de integración vertical- o su emulación por contratos- son deseables si reducen costos de transacción y no implican prácticas de monopolio en perjuicio de los usuarios

- Que los sistemas de subastas por comprador único pueden ser una solución para dirimir prácticas discriminatorias en sistemas donde el unbundling ha llevado a fuertes distorsiones.
- Que es aconsejable que los países con recursos abundantes fijen precios internos con una acotación muy precisa de los segmentos a los que se transfiere renta (o son subsidiados), ya que la contradicción entre abundantes recursos y escasos desarrollos indica la persistencia de señales adversas para un mayor desarrollo de los mercados
- Que para el caso de la electricidad no debería haber una desvalorización del precio del gas respecto al que rige para industrias, ni, en el largo plazo una mayor dependencia del gas para generar electricidad en tanto este sector puede en muchos casos generar con renovables. Sin embargo, en situaciones de reservas abundantes y desarrolladas esta cuestión será dirimida naturalmente por los precios relativos en tanto el gas es de bajas emisiones específicas.
- Que la penetración del gas en cada país depende de la valoración que se hace de la conveniencia o no de diversificar la matriz energética y lograr o no una mayor penetración de este energético, pero que se debe considerar el fuerte impacto sobre costos hundidos cuando se modifican las reglas unilateralmente en el Upstream.
- Que la confiabilidad en el sector de electricidad debe ser lograda a costos razonables para el usuario fijando como criterio alternativas tecnológicas en cada caso, pero que dicha confiabilidad no debería implicar jamás una pérdida de confiabilidad en la cadena de suministro de gas.
- Que la introducción del GNL como alternativa de suministro no debería constituir una señal de precios trasladable a la cadena de gas o a su eslabón del Upstream, sino en la proporción que estas importaciones representen sobre el total del suministro de modo tal que no se transfieran rentas sin mecanismos que permitan asegurar su reinversión en cada país sea en esta fuente o en otras con miras a lograr seguridad de abastecimiento y mínimo costo de largo plazo.

Referencias

Agenera (www.agenera.rj.gov.br/), acceso marzo 2011.

ANP, Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural, No. 43 - Out/10, Río de Janeiro, 2010.

ANP, Indústria Brasileira de Gás Natural: Histórico Recente da Política de Preços Até dezembro de 2001, Río de Janeiro, 2002.

Arsesp (www.arsesp.sp.gov.br/) , acceso marzo 2011.

Unidad de Planeación Minero Energético, Ministerio Energía y Minas de Colombia, Balance Nacional de Energía año 2009, Bogotá 2009-

Banaméricas; EDC Desilusionado con Pruebas de Campo Amistad – Ecuador-Nota accedida en marzo de 2011.

Comisión de Regulación de Energía y Gas, Resolución CREG 126 de 2010, Bogotá Colombia.

DNETN, www.dnetn.gub.uy. Archivo: Síntesis Clientes Facturación.xls. Acceso DNETN, www.dnetn.gub.uy. Marzo 2011.

Kozulj, R. 2002, ARGENTINA: LOS DESEQUILIBRIOS DE LA ECONOMIA A 10 AÑOS DE LA CONVERTIBILIDAD / KOZULJ, Roberto .- Mexico: Banco Nacional de Comercio Exterior , 2002 .- 1vol; 15pp; 28cms .- ISSN 0185-0601.- español

Kozulj, R., 2005, Crisis de la industria del gas natural en Argentina LC/L.2282-P/E, Marzo del 2005, Serie Recursos Naturales e Infraestructura, Nº 88 81 pp. Santiago de Chile.

Kozulj, R., 2009, Estrategias empresariales en el sector energético en los países del Cono Sur, serie Recursos Naturales e infraestructura, CEPAL-Olade-GTZ, Santiago de Chile, Santiago de Chile, 2009.

Medinaceli Monrroy, Mauricio (2009), Consumo de gas natural en Bolivia: Una aplicación del Sistema Cuadrático Casi Ideal de Demanda, La Paz, agosto de 2009.

Ministerio de Hidrocarburos & Energía, REPORTE SEMANAL DE PRECIOS, 10 – 14 DE OCTUBRE DE 2011, Bolivia, acceso diciembre 2011.

Ministério de Minas e Energia, Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis, Departamento de Gás Natural, BOLETIM MENSAL DE ACOMPANHAMENTO DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL No. 43 - Out/10.

Ministerio del Poder Popular para la Energía y el Petróleo, PODE 2006, Caracas, Venezuela, 2007.

REPÚBLICA DEL PERU, COMITÉ ESPECIAL DEL PROYECTO CAMISEA, CONTRATO DE LICENCIA PARA LA EXPLOTACION DE HIDROCARBUROS EN EL LOTE 88, Lima, 28 de Noviembre del 2000.

Revista Entregas, pág. 9, última edición, marzo 2011, en <http://www.enagas.gob.ve.>, acceso marzo 2011.

5. RENOVABLES

Los aspectos regulatorios en torno a las energías renovables, se vinculan principalmente con la promoción y – dentro de las denominadas RES-E (generación eléctrica a partir de energía renovable) - con la compatibilización e incorporación gradual dentro del mix de generación existente en cada Sistema Eléctrico.

Resulta poco recomendable la extrapolación de experiencias en países desarrollados, en general debido a la problemática rural de América Latina y El Caribe, no sólo en cuanto al asentamiento de la población, sino también respecto a las actividades productivas y por otro las características de los sistemas energéticos. Se identifican por un lado diferencias en las características físicas de los sistemas. Las matrices de los países de la región son en general más limpias, basadas en recursos hidroeléctricos, que presentan aún un importante potencial aprovechable y bioenergía. Por otro lado dentro de los aspectos regulatorios: ningún país de América Latina y El Caribe ha asumido aún compromisos internacionales de reducción de emisiones vinculadas al cambio climático, algunos reguladores están desarrollando **contratos de largo plazo** (15 a 25 años) para incorporar renovables en la generación eléctrica, mediante subastas (Brasil, Argentina, Perú, Uruguay, Guatemala y República Dominicana, más recientemente Panamá, El Salvador, Honduras y México). En tercer lugar la realidad socio-económica de los países de la región en general se caracteriza por un elevado riesgo país, dificultades en el acceso al financiamiento, y una mayor sensibilidad social y política respecto a los costos, comparada con los países desarrollados⁸³.

Un breve análisis de la incipiente bibliografía en torno a aplicación regional de instrumentos de promoción de energías renovables, permite identificar algunos importantes desafíos regulatorios y algunas lecciones aprendidas⁸⁴. Previamente se presenta una tabla con ejemplos de targets, tanto para Generación eléctrica a partir de fuentes renovables, como de participación de estas en la energía total consumida.

⁸³ Battle, C. y Barroso, L.A. Review of Support Schemes for Renewable Energy Sources in South America, Center for Energy and Environmental Policy Research, 2011

⁸⁴ CIER, Informe del Grupo de Trabajo CIER 08 “Regulación del Sector Eléctrico” Señales regulatorias para la rentabilidad e inversión en el sector eléctrico, Setiembre de 2011. CEPAL, Fuentes Renovables de Energía en América Latina y El Caribe: Situación y Propuestas de Políticas, CEPAL, Santiago de Chile, mayo 2004. Battle, C. y Barroso, L.A., 2011. Bouille, D., Policy Considerations for Scaling Up Renewable Energy in Latin America. León, Mexico Global Renewable Energy Forum (Background Paper), 2009.

Cuadro 5.1. Targets u objetivos para las energías renovables en la región

País América Latina y El Caribe	Objetivo de energía Renovable	Año
Argentina	8% de la Electricidad, excluyendo gran hidro	2016
Brasil	16% de la capacidad instalada eléctrica, excluyendo gran hidro	2020
Chile	8% de la Electricidad generada al 2020 y 10% al 2025, excluyendo gran hidro	
Colombia	3.5% de la Electricidad, generada, excluyendo gran hidro	2014
Costa Rica	100% de la Electricidad, generada, incluyendo gran hidro	2021
Ecuador	80% de la electricidad origen hidro (del 40-50% actual) y 10% de renovables distintas a las grandes hidroeléctricas	2020
Jamaica	20% de la energía total y 15% de la electricidad al 2020	2030
México	7.6% de la capacidad instalada	2012
Nicaragua	38% de la electricidad	2011
Perú	5% de la electricidad, excluyendo gran hidro	2013
República Dominicana	25% de la electricidad, excluyendo gran hidro	2020
St. Lucia	5% de la electricidad para el 2013, 15% /2015, 30%/2020.	
St. Vincent & Grenadines	30% de la electricidad para el 2015, 60% /2020	
Uruguay	50% de la energía primaria, incluyendo gran hidro, y 15% electricidad	2015

Fuentes: elaboración propia, REN21, 2011 y DB Climate Change Advisors, 2011.

5.1. Generación Eléctrica

Focalizando la discusión en el segmento de la generación, muchos de los sistemas eléctricos de la región poseen una alta porción de plantas hidroeléctricas con capacidad de embalse y regulación, lo cual brinda una interesante opción para desarrollar de modo complementario renovables con características de intermitencia (eólica y en menor medida solar), y/o estacionalidad (bagazo de caña de azúcar y algunas hidroeléctricas). Por otro lado hidroeléctricas de pasada y plantas geotérmicas pueden aportar energía de modo más previsible.

Desde la perspectiva de la seguridad de abastecimiento, las renovables permitirían diversificar el mix de generación existente, que en algunos casos depende fuertemente del fenómeno del Niño/La Niña oscilación sur.

A diferencia de las grandes hidroeléctricas, la posibilidad de construir un conjunto de módulos de menor tamaño para implementar renovables, puede evitar tanto las demoras en la obtención del licenciamiento ambiental, como el rechazo social a los diques o reservorios, mejorando los tiempos de construcción y permitiendo además dividir la obra en módulos⁸⁵.

De igual modo la menor escala incrementaría el rango de inversores potenciales, comparando con grandes obras hidroeléctricas. La consabida sustitución de gas o

⁸⁵ Batlle, C. y Barroso, L. 2011.

diesel oil importado por un recurso disponible localmente hace también atractivas estas opciones.

Sin embargo la incorporación de centrales eléctricas en base a renovables intermitentes a la red (eólica, solar) presenta desafíos regulatorios sustantivos:

- prioridad de despacho,
- necesidad de regular frecuencia por intermitencia y estacionalidad
- garantizar el recupero de la inversión
- facilitar el financiamiento de la inversión inicial
- planificar la incorporación a la red, en muchos casos los nuevos generadores nos son necesariamente actores actuales de los sistemas eléctricos nacionales (esta situación se deriva por ejemplo de las citadas subastas de energía renovable,)

Respecto al despacho, puede ser necesario revisar el cálculo de energía firme para plantas que emplean energías renovables no convencionales, ya que la normativa vigente puede no facilitar su participación en el libre mercado, el principio de mínimo costo dificultaría particularmente el empleo de mecanismos habituales como portafolio estándar, tarifas garantizadas o mecanismos licitatorios (Caso Colombia).

En esta misma dirección, la existencia de cargos por confiabilidad, le otorga un perfil más atractivo a la generación de electricidad a partir de geotermia o biomasa, que brinda estabilidad al sistema eléctrico involucrado, cosa que no ocurre con las opciones menos previsible eólica o solar fotovoltaica.

Debe tenerse en cuenta además que muchos países privilegian la componente nacional de las nuevas fuentes a desarrollar (Uruguay, Brasil, Argentina), e incluso la localización geográfica distribuida en el interior del territorio (Argentina, Perú).

Sin embargo a un nivel más agregado un desafío importante consiste en la definición de los criterios para establecer las cuotas de cada fuente renovable a incorporar o licitar, y el diseño del conjunto de garantías efectivas, desde lo financiero, técnico y operativo, de modo de asegurar que el proyecto se lleve a cabo según lo pautado. En la región el sólo establecimiento de un sobre precio para la generación eléctrica a partir de renovables no ha sido suficiente para motivar la inversión. Los actores requieren más garantías y un marco menos incierto para emprender los proyectos.

Las subastas de energía renovable, si bien en esencia constituye un mecanismo empleado para desarrollar estas energías en base a competencia, ha requerido medidas de apalancamiento. Por un lado suponen el establecimiento de una determinada cuota de generación por fuente (justamente la convocada mediante el llamado a subasta) y además garantizan un pago que cubra los costos de generación. Esa remuneración suele ser la característica clave por la cual se elige el proyecto ganador en la subasta. Otros elementos clave son garantizar el acceso a la red y desarrollar un modelo financiero para el financiamiento inicial.

Algunos de los principales desafíos para la efectividad de este mecanismo en la promoción de energía renovables son⁸⁶:

- la necesidad de atraer oferentes de modo de asegurar la competencia (se sugieren procesos simples de subasta con reglas claras)
- asegurar que los ganadores de la subasta desarrollen efectivamente los proyectos ganadores, se sugiere realizar una pre-calificación de potenciales oferentes (lista corta) para desalentar especuladores y empresas sin solvencia financiera. Requerir que el proyecto disponga de permiso ambiental y registros históricos auditados del recurso involucrado (eólico, hídrico, solar) ayudaría a garantizarlo, aunque podría ser muy restrictivo en la actualidad.
- Disponer de mecanismos de aplicación y fiscalización creíbles y efectivos para asegurar que los proyectos estén listos en tiempo, y que se apliquen penalidades previstas, en caso de demoras o desvíos importantes.

Estos mecanismos no necesariamente van a derivar en los desarrollos más costo-eficientes entre todas las tecnologías existentes. Sin embargo, una vez definida la voluntad política mediante la definición del conjunto de opciones deseadas (ej eólica, biomasa, mini-hidro) pueden ser útiles para seleccionar las mejores opciones tecnológicas definidas por decisiones de política (preferidas). De este modo se introduce la decisión de política energética de modo explícito, en función de los objetivos deseados y explicitados: diversificar la matriz energética con opciones limpias, promocional el desarrollo económico regional, generación de empleo, impulsar puntualmente una determinada tecnología.

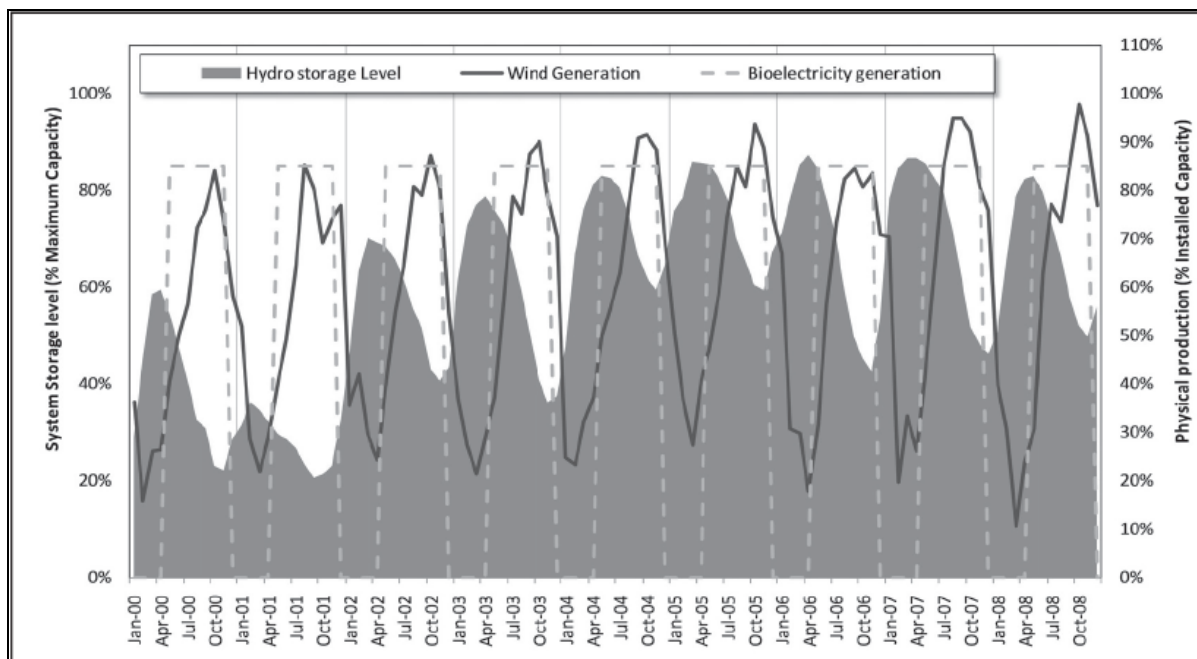
Otra ventaja de la subasta por fuente, es que permite además, una comparación más racional u homogénea de opciones, en torno a una misma tecnología.

Existencia de sinergias entre generación a partir de recursos hídricos y de biomasa. Lo mismo ocurre entre las plantas eólicas, que se complementan con la capacidad de embalse en algunas regiones de Brasil. Esto otorga una ventaja competitiva significativa a las fuentes renovables, que compensa parcialmente el mayor costo de las tecnologías involucradas⁸⁷. El caso de Brasil resulta ejemplar, en la figura siguiente se exhibe la conducta contra-estacional entre la producción de plantas eólicas y a biomasa, y la capacidad de embalse de agua.

⁸⁶ Maurer, L. T. y Barroso, L. A. Electricity auctions: an overview of efficient practices, The International Bank for Reconstruction and Development/The World Bank, Washington DC. 2011.

⁸⁷ Maurer, L. y Barroso, L. 2011.

Gráfico 5.1.1. Capacidad histórica de embalse y generación Eólica y Biomasa típica en Brasil



Fuente: Maurer, L. y Barroso, L. 2011.

Se analiza a continuación el **caso brasileiro**, que tras varios años de experiencia y distintos ajustes, permite extraer algunas conclusiones preliminares de interés. El resto de los países que están recurriendo a este esquema, se encuentran en un estadio inicial, por ejemplo en Perú y Argentina se han adjudicado importantes cantidades de potencia, pero los adjudicatarios aún no están generando su energía. Luego del caso Brasil se presentan el estado de situación del programa GENREN de Argentina.

En el año 2002 fue lanzado el programa de incentivos de tipo feed-in para energía alternativa PROINFA. El objetivo era contratar 3300MW de energía eólica, biomasa y pequeña hidro. Eletrobras adquiriría la producción de modo equivalente a un comprador único, re vendiéndola a las distribuidoras en proporción a su participación en el mercado. Sin embargo a partir de la subasta de energía eólica del año 2009, se abandona esta estrategia para pasar a un enfoque de mercado basado en subastas competitivas.

Desafíos iniciales enfrentados:

- requisito de cubrir un 60% de los costos de construcción, con insumos nacionales. Difícil de alcanzar para eólicos, sólo existía un fabricante operando en Brasil, al lanzar el programa ahora son cuatro.
- Requisito de regionalización o cuotas geográficas para evitar concentración, esto implicó una menor disponibilidad inicial
- La tarifa garantizada para el caso de la biomasa, fue considerada escasa, debido al costo de oportunidad del bagazo de caña (se valorizó al implementarse el programa, provocando una re-categorización virtual como insumo en vez de residuo), esto disminuyó las ofertas de esta fuente.

- Los requisitos de garantías para acceder al financiamiento fueron considerados restrictivos para algunos desarrolladores de proyectos.
- Incertidumbre derivada de la demora de dos años en la regulación a la ley (algo similar ocurrió en Argentina) y preocupación por la demora en la continuidad de la etapa subsiguiente

Subasta de energía de reserva: prerrogativa de la autoridad para desarrollar una fuente o proyecto específico y la porción de la demanda que va a ser contratada. El costo de la energía contratada es pagado por todos los usuarios mediante un cargo fijo. La energía generada se vende en el mercado spot y los ingresos así obtenidos son empleado para cubrir el pago fijo a los consumidores.

La primera subasta de este tipo fue en 2007, con resultados desalentadores. Los potenciales oferentes habrían preferido vender la energía a grandes usuarios. A su vez éstos estaban dispuestos a pagar un precio mayor, ya que podían acceder a descuentos por el uso del sistema de transmisión y distribución.

Más allá de este contratiempo inicial, la subasta por energía de reserva, fue finalmente considerada exitosa. La no obligación de suministrar energía firme es atractiva para el generador ya que mitiga riesgos al garantizar la venta a un precio fijo, socializando riesgos asociados al recurso eólico.

Las desventajas de este tipo de subastas radican en la arbitrariedad respecto al criterio de selección de las cuotas para cada tecnología y la fragmentación del proceso de compra, con la consiguiente pérdida de competencia y encarecimiento de costos.

En agosto 2008 se produce la primera **subasta para energía de reserva en base a Biomasa**. Un interesante fortalecimiento del sistema eléctrico, fue impulsado en base a la reciente expansión de caña de azúcar. Se diseñaron contratos de energía de reserva a 15 años, basados en la producción anual media. Como resultado de la subasta, cerca de 2400 GW de nueva capacidad de bioelectricidad serán construidas entre 2011 y 2012. El costo neto de la electricidad para el consumidor, podría alcanzar los 50US\$/MWh en caso de verificarse un precio anual de energía spot en torno a 30 US\$/MWh durante el plazo del contrato, cuyo precio neto depende de la remuneración recibida en el mercado spot por estas plantas

En paralelo los grandes clientes se benefician de importantes descuentos en los cargos por uso de la red de transmisión, al comprar energía generada a partir de fuentes renovables. Este mecanismo fue extendido también a clientes regulados, con consumos mayores a 500kW (supermercados y centros comerciales). Sin embargo estas oportunidades pueden ser interpretadas como **incentivos no económicos**, que distorsionan la estructura de tarifas entre grupos de consumidores. La situación refleja los desafíos que implica introducir medidas de promoción firmes, en combinación con reglas de competencia.

La misma fuente⁸⁸ indica la existencia de casos donde los potenciales desarrolladores han preferido no participar de la subasta y vender la energía a usuarios finales mediante contratos bilaterales. La regulación también permite la intermediación de comercializadores, su existencia estimula la firma de tales contratos y dotar al mercado de mayor liquidez y eficiencia.

La cuestión de fondo a ser evaluada es trasladar al precio final sólo los costos reales de generación a partir de biomasa (válido también para energía eólica) sin sobre precios injustificados. Por un lado las subastas intentan incorporar las plantas de menor costo, pero por el otro, los generadores pueden usufructuar su producción renovable al vender directamente a clientes finales. Esto se debe a la existencia de importantes descuentos en los cargos de transporte de energía renovable. Si bien en ambos casos se alcanza el objetivo de incorporar energía limpia, es clave un monitoreo de costos que limite un eventual incremento de rentabilidad a costa de electricidad más cara.

En diciembre 2009 se realizó otra **subasta para contratar energía eólica**⁸⁹, mediante la firma de contratos a 20 años, que entre en producción a partir de 2012. Se otorga al inversor un pago fijo y se incentiva la producción por sobre el umbral de energía firme determinado en el contrato (se penaliza un nivel de producción inferior). En esencia la empresa ofrece un volumen de MWh/año y los consumidores pagan un valor fijo por esta producción. El monitoreo ayuda a evaluar si este valor de referencia está siendo alcanzado, y existen penalidades por una producción menor (e incentivos para un nivel mayor). El desafío consiste en determinar el nivel de su certificado de energía firme. Una vez declarados estos valores, se vuelven un compromiso mandatario, contra el que se medirá la energía realmente generada. El oferente corre un riesgo importante de difícil mitigación, ya que en estas subastas no está permitido ofertar un conjunto de opciones o portfolio.

Cerca de 11000 MW eólicos fueron ofertados de este modo, una gran parte en la región noreste, que ya ha explotado gran parte de su potencial hidroeléctrico. Los precios fueron definidos a lo largo de 75 rounds, arrojando un valor medio de 82US\$/MWh, para 1800MW de potencia. El precio más bajo fue ofertado por la estatal Eletrosul, a partir de tres parques en la región sur, los precios en general fueron inferiores a lo esperado, con inversores locales, extranjeros y empresas públicas. Tres nuevas fábricas de molinos se instalarán en el país.

Nuevamente han surgido algunas dudas respecto a la factibilidad de desarrollar la totalidad de los proyectos asignados, a estos bajos precios. Sin embargo los ganadores disponen además de beneficios e incentivos indirectos, incluyendo créditos impositivos, 75% de reducción en el impuesto a los ingresos durante los 10 primeros años por localización geográfica. Adicionalmente el BNDES financia hasta el 80% de la inversión en moneda local, a bajas tasas y períodos de amortización en torno a los 14 años.

⁸⁸ Maurer, L. y Barroso, L. 2011.

⁸⁹ En Brasil también se han llevado a cabo subastas para energías específicas en sitios específicos: tres plantas hidroeléctricas Santo Antonio 3150MW, Jirau 3300MW y Belo Monte 11233MW, fueron subastadas en procesos específicos desarrollados en 2007, 2008 y 2010. Se ofrecieron condiciones especiales, garantizando contratos de compra de energía por 30 años, incentivos para la conformación de consorcios e incentivos impositivos. El desafío principal ha pasado por atraer un oferente adicional, ya que es muy difícil promover la competencia en obras de este porte.

En definitiva los costos de producción parecen ser ya competitivos, en términos de MW instalados. En Brasil los precios de las plantas eólicas ofertados en la última subasta (agosto 2011) estarían por debajo de la generación térmica a gas⁹⁰ resultando inferiores incluso a algunas plantas térmicas que emplean bagazo de caña, esta situación también se dio en la última licitación en Uruguay (agosto 2011).

En agosto de 2010 2900MW adicionales fueron contratados mediante subastas, 2050 MW eólicos, 713MW de biomasa y 132MW de pequeña hidro, a precios medios de US\$75; US\$82 y US\$81 por MWh, respectivamente.

⁹⁰ La agencia Nacional de Energía Eléctrica brasilera, ANEEL ha recibido en su última licitación (agosto 2011) de potencia, ofertas para instalar energía eólica que no llegan a los 100 reales por MWh – sensiblemente inferiores a los 120 reales por MWh proveniente de generación térmica a gas e incluso menores que algunas generadoras en base a biomasa de caña. De un total de 3,9 GW de proyectos contratados, 1.929 MW corresponden a parques eólicos en la A-3 y subastas de la Reserva (LAWEA 5/09/2011). El mercado brasilero cuenta con cuatro productores de aerogeneradores, con lo que la demanda contratada es plenamente atendida por industria radicada en el propio país. La capacidad de fabricación anual se ubica en torno a las 1400 unidades de 2 MW de potencia promedio. Otras cuatro empresas se encuentran discutiendo con el BNDES su radicación en suelo brasilero.

La UTE de Uruguay encontró sextuplicada la energía eólica licitada en Agosto de 2011, Con valores que estuvieron casi US\$ 30 por debajo del primer llamado de 150 MW que se abrió en enero.

BOX o RECUADRO Nº 5.1.1
El Programa de Generación Eléctrica a partir de Fuentes Renovables,
GENREN Argentina

Dentro del desarrollo de proyectos de Renovables conectados a la red, se identifica un caso pre- GENREN:

Parque eólico de Arauco 25MW, terminado a fines del 2010, esta potencia entró gradualmente en operación durante el 2011⁹¹. Está prevista la duplicación de esta capacidad en el año 2011.

	Genren Original	ofertas dic 2009		Orden conveniencia económica		20% rebaja obtenida al pedir mejora		
		proyectos	MW	proyectos	MW	precio min	precio max	media us\$/mwh
eólica	500	27	1182	17	754	121	134	126.9
térmica	150	7	155.4	4	110.4	258	287	287.6
biocombustibles								
residuos sólidos urbanos	120			relanza licitacion				
biomasa	100	3	52.3					
pequeños aprov Hidro	60	5	10.6	5	10.6	150	180	162.4
geotermia	30			relanza licitacion				
solar térmica	25			relanza licitacion				
biogas	20	2	14	relanza licitacion				
solar fotovoltaica	10	7	22.2	6	20	547	598	571.6
TOTAL	1015	51	1436.5		895			

Existe Una planta solar ya conectada, dentro del GENREN, el parque solar San Juan I de 1.2MWp, 4836 paneles solares, contó con financiamiento del sector público: BICE.

La operadora es Energia Provincial Sociedad del Estado (EPSE) para esta planta piloto, Valle del Ullum.

Mediante el programa GENREN se adjudicó la construcción de parques eólicos por unos 754 Mw. La mayoría está terminando de definir su ingeniería financiera (casos 2 a 6), pero algunos ya están en construcción (caso 1).⁹²

1. Parque eólico Rawson 2MW ya inaugurados de un total de 77MW (43 molinos)) en construcción. Hacia fin de año habría 48.6MW (27 molinos) operando. El segundo parque sumaría 28.6MW (16 molinos) y estaría listo para febrero de 2012. La inversión involucrada ronda los 145 Millones de us\$ y financia Anses, Banco Nación, Banco Macro y el propio operador EMGASUD. El contrato con CAMMESA es por 15 años, a una tarifa promedio que rondaría los US\$ 120 el MW.

2. Emgasud se adjudicó además la construcción de otra granja en Chubut, el Parque Eólico Madryn, que en enero de 2012 iniciaría el montaje de las torres del en un predio de 6000 hectáreas. 119 aerogeneradores sumando 220 MW. La inversión

⁹¹

Dirarioc, Catamarca
http://www.dirarioc.com.ar/produccion/Destacan_que_la_Rioja_es_lider_en_generacion_de_energia_eolica_en_la_A/150764

⁹² Nicolas Gandini, Perfil, Domingo 28 de agosto de 2011.

rondaría los US\$ 510 millones, en cinco etapas: cuatro parques de 50 MW y el restante, de 20 MW. Aún no está definido el financiamiento⁹³.

3. En Chubut Impsa está cerrando la estructura crediticia para lanzar la construcción de dos parques, Malaespina I y II. "Existen fondos de inversión y bancos interesados en participar del emprendimiento, la financiación de los cuarenta molinos eólicos de 2 Mw,(80 MW) está avanzada, se prevé un desembolso de US\$ 240 millones, cuantificó Sánchez Perco.

4. Impsa Wind también construirá dos granjas eólicas en Santa Cruz: Koluel Kaike I y II, por 75 Mw. La inversión ronda los US\$ 130 millones.

5. La española Isolux Ingeniería también controla varios proyectos bajo el paraguas del programa. "Está cerrando el financiamiento para empezar a construir antes de fin de año dos parques en Buenos Aires por 100 MW", comentaron allegados a la compañía.

6. Similar proceso está transitando la local Sogesich, que quiere instalar 100 MW eólicos en Sierra de la Ventana. "Están en tratativas para instalar molinos de la china Goldwind", precisaron fuentes del mercado.

En el contexto del GENREN, ENARSA paga una tarifa fija, o precio diferencial de entre 125 y 136 dólares el MWh, mediante contratos a 15 años –

En base a la experiencia, es alta la posibilidad de demora en estas fechas estimadas o publicitadas.

Los ganadores de las licitaciones del GENREN presentaron los proyectos con el probable objetivo de no perder posicionamiento, pero muchos de ellos no cuentan aún con la financiación como para llevarlos adelante, tal vez especulando con la postergación o relajamiento de las multas en caso de no poder concretarlos en tiempo. El GENREN logró la presentación de proyectos por más de 1000MW pero lo mencionado anteriormente hace que pocos de estos proyectos se concreten en los plazos que se requeriría para cumplir con el 8% en el 2016.

Al ritmo actual parece difícil que se cumpla con el plazo de llegar en 5 años a un 8% de participación de energías renovables en el consumo eléctrico que marca la ley 26.190. Un parque eólico de envergadura puede requerir entre uno y dos años para instalarlo. A esto hay que sumar mediciones detalladas del recurso por al menos un año (asumiendo que están en marcha), y la demora en la entrega de los equipos. Si para el 2014 hay un salto importante en la tendencia podría llegarse. Para el 2016 se deberían instalar cerca de 3000MW de renovables, aproximadamente la mitad de eólica, unos 900MW de biomasa, 400 de minihidro y el resto solar y geotermia. Más allá de que se cumpla o no con este plazo y la meta, lo importante es ir avanzando con algunos proyectos y acumular experiencia.

En definitiva la generación renovable puede aportar puntualmente a la diversificación de la de matriz dependiente de hidrocarburos, pero deben formar parte de una estrategia que contemple obras que permitan manejar la variabilidad de la eólica, por ejemplo con nuevas hidro de embalse. Se debe evaluar en el caso de Argentina la interacción eólica, hidro, termoeléctricas. Ausencias o demoras en la inversiones en

⁹³ María Giselle Castro, La Nación, 1 de octubre de 2011.

plantas hidroeléctricas pueden arrojar la paradoja que para incrementar la penetración eólica se deba aumentar la potencia en centrales de punta con respuesta rápida - como ciclos abiertos a GN y motores diesel. El efecto de esto sobre el consumo de hidrocarburos es incierto. Otro aporte concreto puede ser el corte con biodiesel, que podría sustituir una parte significativa del gasoil importado. De todas formas hay que ver también los impactos de estas estrategias sobre todas las dimensiones relevantes para el desarrollo.

Respecto a las tarifas reconocidas en las subastas de Argentina, su revisión parece necesaria. Uruguay está adjudicando eólica a cerca de 60USD/MWh, Brasil a 80USD/MWh. En Argentina – como se ilustra en la tabla superior - el valor rondó los 125USD/MWh, con factores de capacidad probablemente superiores a los de los países vecinos. Se destaca por último la relevancia del financiamiento y garantías, ya sea mediante el Banco Nación, el BICE, el Banco del Sur o alguna otra institución que brinde crédito menos oneroso que el existente en el mercado financiero comercial actual del País.

La capacidad instalada de fabricación componentes industria eólica es creciente en Brasil, Argentina, con casos puntuales en Chile, Uruguay. Existe capacidad tecnológica local/regional, tanto en la fabricación de turbinas como torres, incluso con desarrollos propios. Esto redundando en menores costos de instalación, contribuyendo al desarrollo local.

Los proyectos eólicos de envergadura tienen escasos antecedentes en la Región, con la excepción de Brasil y de modo creciente Méjico. Se requiere un fuerte proceso de aprendizaje por parte de los diversos actores que no quieren perder la posibilidad de participar pero actúan con mucha cautela y enfrentan muchas restricciones. Algunos aspectos críticos de los proyectos aún no están resueltos, el principal es el tema del financiamiento y las garantías. En Brasil la diferencia principal, además de un mayor tiempo de implementación del programa de incorporación de renovables, es la función del BNDES, el resto de la región aún no cuenta con un actor de este tipo.

Cuestiones técnicas y principalmente la forma en la cual una entrada masiva de energía renovable variable afecta los intereses del resto de los generadores, las obras en TyD, el despacho, etc deben aún ser resueltas. Hasta tanto no se disponga de buenas simulaciones de los posibles efectos y sus costos, es difícil argumentar de modo contundente sobre la conveniencia o no de su desarrollo, hasta qué nivel y dónde. La solar fotovoltaica aún es muy cara, incluso en las mejores localizaciones. Adicionalmente es una tecnología no está disponible a nivel industrial en la región en general. La solar termoeléctrica, a pesar de sus interesantes ventajas, no termina de despegar y posesionarse a nivel internacional.

Los detalles del diseño de las subastas son claves para el éxito, deben tener en cuenta principalmente las características específicas de cada sistema eléctrico, tamaño y cantidad de actores, los objetivos de política priorizados por el gobierno, el grado de madurez de la competencia, el interés y el rol previsto para los actores privados, la disponibilidad de la generación existente, la variedad de tecnologías disponibles, el marco regulatorio e institucional dentro del cual va a operar el oferente, tanto para la subasta como para el desempeño posterior.

Desde lo regulatorio también resulta esencial que la participación de actores y empresas en el desarrollo de las nuevas energías, mediante decisiones individuales, sea coherente con los objetivos establecidos por las autoridades nacionales, evitando divergencias a partir de estrategias empresariales no coincidentes.

5.2.Regulación y Promoción de Energía Renovables, panorama en la Región

El interés en las energías renovables no convencionales (ERNC) es creciente en la región, los esfuerzos de promocionarla también lo son. A título de ejemplo, Brasil, Argentina y Perú realizan subastas para comprar esas energías, complementando la estrategia regular de concursos públicos para la expansión del sistema de generación. Todos los usuarios pagan una suma fija como un cargo del sistema, en ese sentido es que se incluyen estas estrategias como tarifas feed-in. En Chile se estableció que a partir de 2010, las empresas distribuidoras deben cubrir el 5% en el abastecimiento con ERNC o pagar una multa y Ecuador ha establecido precios especiales por tipo de tecnología. En estos dos últimos años, Uruguay ha visto incrementada su capacidad de generación por la participación de empresas privadas con proyectos de ERNC (Eólica, Biomasa)⁹⁴.

En cuanto a los principales mecanismos de promoción, durante los últimos 10 años se ha avanzado principalmente en base a los **incentivos impositivos o fiscales**. A principios de los noventa Brasil, Argentina y Ecuador (seguidos más tarde por Nicaragua, Perú, Panamá, Honduras y Guatemala) implementaron tarifas tipo **feed in**, con un éxito relativo. Nunca tuvieron mandatos obligatorios para renovables en sus matrices eléctricas. Con la segunda ola de reformas en el sector eléctrico, en el 2004 comienzan a implementarse subastas para contratos a largo plazo (Brasil) o pagos por capacidad (Colombia, aunque la única renovable que se beneficiaría sería la pequeña hidro).

Hacia el 2008 el **esquema de subastas** pasa a ser el principal elemento promocional. Brindan en definitiva, una forma indirecta de identificación del costo de generación, tratando de desarrollar una cantidad correcta de inversión y de reducir la aversión al riesgo mediante contratos a largo plazo. Argentina y Uruguay también han implementado subastas específicas por fuente, para atraer inversión en generación. Chile en cambio ha optado por un esquema de cuotas fijadas a los generadores, no orientado a una tecnología específica. Sin embargo es incierto el resultado de este último esquema promocional, con un limitado número de proyectos de implementación a corto plazo, respecto a lo que requeriría el objetivo fijado.⁹⁵ Guatemala, República Dominicana, Panamá, Honduras, México y el Salvador también están transitando la experiencia de subastas para energías renovables. Nicaragua está evaluando pasar de contratos bilaterales a subastas públicas para lograr una mayor transparencia y menores precios de la generación a incorporar. Estos serían los países que poseen un apoyo explícito además de crédito blando, crédito impositivo, incentivo fiscales o fondos específicos para impulsar inversión en generación renovable en áreas aisladas.

⁹⁴ CIER Grupo de Trabajo 08, 2011.

⁹⁵ Batlle, C. y Barroso, L.A. Review of Support Schemes for Renewable Energy Sources in South America, Center for Energy and Environmental Policy Research, 2011

A continuación se presenta primero una tabla resumen seguida de otra tabla detallada con ejemplos de programas, leyes e instrumentos destinados principalmente a promocionar la penetración de energía renovable para generar electricidad conectada a la redes de los sistemas eléctricos principales⁹⁶. Si bien sólo en algunos casos (Brasil) puede hablarse de un esquema de promoción, en el sentido de un conjunto de instrumentos complementarios ajustados en función de la experiencia transitada, el ejercicio resulta útil para contrastarlo con los avances cualitativos que van sucediéndose en los diversos sistemas eléctricos de la región.

Se destaca particularmente los programas incipientes de impulso al **aprovechamiento directo de energía solar** o Calentadores solares de agua (Uruguay, Chile, República Dominicana y México), la incorporación de **medición neta**, que permite volcar pequeñas fracciones de energía renovable en la red siguiendo tendencias propias de países desarrollados con sistemas eléctricos más maduros, casos de Uruguay, México, Costa Rica, Guatemala y República Dominicana (Puerto Rico El Salvador y Panamá estarían también implementando esta opción⁹⁷).

Por último se han encontrado menciones en los casos de Colombia y Panamá donde la incorporación de un proyecto al mecanismo MDL trae ventajas adicionales al emprendimiento. En Colombia, se proponen exenciones impositivas y en Panamá se permite aplicar hasta un 25% de la inversión directa, al pago del impuesto sobre la renta, durante los primeros diez años del proyecto. El respaldo consiste en los futuros ingresos por **certificados de reducción de emisiones** de CO2 equivalente prevista.

En el Anexo se presenta un detalle de los instrumentos de promoción de las energías renovables en la región por país, incluyendo consideraciones del alcance, metas, etc.

⁹⁶ Este ejercicio resulta sumamente ambicioso, intenta brindar una imagen del estado de situación actual, pero los cambios y avances son permanentes, además algunas de las clasificaciones distan de ser objetivas por lo que las categorías se entrecruzan. Por ejemplo el esquema de tarifas feed in, incluiría como mínimo (1) el pago de un premio o prima que cubra los costos de la fuente renovable impulsada y una tasa de retorno razonable, (2) la existencia de contratos de largo plazo (garantía de compra), (3) garantía de acceso a las redes y (4) generalmente la recaudación de los fondos destinados a tal remuneración, se origina en un cargo a todos los consumidores finales de electricidad. Sin embargo las variantes y los cambios permanentes dificultan encasillar la estrategia dentro de este mecanismo.

⁹⁷ <http://www.puntocerodigital.com/?p=1197>

Cuadro Nº 5.2.1. Instrumentos de Promoción de Energías Renovables (excluye biocombustibles)

Países seleccionados de América Latina y El Caribe

	Instrumentos Regulatorios					Incentivos Fiscales				Financiamiento Público	
	Tarifa o premios garantizados -feed in-	Objetivos cuantitativos/ cuotas para penetración de renovables – obligación RPS: renewable portfolio standard	Medición neta (red-ciliente –red) net metering (Generación Distribuída)	Mandatos o Incentivos para calentamiento /enfriamiento de ambientes o agua o mediante ER	Mercado bonos (certificados negociables de reducción de emisiones)	Subsidios de capital o reintegros	Créditos impositivos a la Inversión o Producción de energías renovables.	Reducción de impuestos a las ventas, a la energía, activos, o al valor agregado	Pagos por producción de energía	Inversión, préstamos o financiamiento públicos.	Subastas / Licitación pública competitiva
ARGENTINA	X					X	X	X	X	X	X
BRASIL	X ⁹⁸						X	X		X	X
COLOMBIA					(*)			X			
COSTA RICA	X		piloto								
CHILE		X		I		X		X		X	
REPUBLICA DOMINICANA	X		X	M & I		X	X	X			X
ECUADOR	X									X (FERUM)	
EL SALVADOR							X	X	X _{FOFER}	X	X
GRANADA								X			
GUATEMALA			X				X	X			X
HONDURAS	X						X	X			X
MEJICO			X	I			X			X	X
NICARAGUA	X							X			
PANAMA	X		X		(*)		X	X	X		X
PERU	X							X			X
URUGUAY	X(**)		X	M				X			X

(*) Si bien el instrumento se refiere a la existencia de un mercado nacional de certificados (de reducción de emisiones) se destacan los casos de Colombia y Panamá que benefician a los proyectos que participan del mecanismo de desarrollo limpio (MDL).

(**) Su implementación tanto para generación de Calor como de Electricidad a partir de biomasa, acaba de ser definida a nivel oficial (<http://www.fia.com.uy/materiales/ponencias/65-ramon%20mendez.ppt> Noviembre, 2011)

Fuente: elaboración propia en base a versión desarrollada para el Renewables 2011 Global Status Report, REN21 Secretariat, Paris, 2011.

⁹⁸ Este esquema caracterizó la primera parte del PROINFA; actualmente se considera que Brasil focaliza el impulso a las renovables vía Subastas.

5.3. Recomendaciones para la formulación/modificación de políticas vinculadas a las energías renovables

Se presentan a continuación algunas reflexiones generales, las recomendaciones puntuales se incluyen en la tabla resumen de la sección cuatro.

Destruir los cuellos de botella del sistema de transporte eléctrico. Por ejemplo, las líneas de 500 kilovoltios (Kv) que vienen desde el sur de Argentina están saturadas.

Se necesitan fuertes cambios en la infraestructura de redes para integrar energía renovable fluctuante a gran escala, haciendo coincidir la oferta con la demanda. También se precisa reestructurar los sistemas eléctricos basados en energía fósil, incorporar renovables e implementar acuerdos para la compra de energía renovable.

La disponibilidad de tierras puede ser una traba ya que los parques eólicos requieren superficies relativamente extensas (en comparación con plantas térmicas). Valido para grandes parques solares fotovoltaicos conectados a la red.

Impulsar la integración regional: en general el incremento del tamaño del sistema eléctrico, permite diluir las desventajas de intermitencia del viento o la necesidad de contar con importantes reservas. De este modo la combinación de parques eólicos distribuidos geográficamente en función de la producción hidroeléctrica dependiente de distintos ciclos de lluvia, puede complementar las fluctuaciones, brindando generación más confiable.

Esto es común a casi todas las renovables, el crecimiento de los sistemas e infraestructura de transmisión es imprescindible para las renovables, requiere planificación.

Por último, no deben descuidarse los factores vinculados a problemas estructurales o culturales, riesgos percibidos reales o no, demoras en la implementación o administrativas, la falta de organización, etc. impide que la brecha entre precio garantizado y costos de generación, sea aplicada a la nueva energía renovable.

El campo de los denominados usos térmicos (y motrices) o empleos directos de la energía renovable (biomasa en calor de proceso; calentamiento solar de agua); no ha recibido la atención que se merece. Se presentan vacíos legales que no aprovechan los beneficios potenciales y la costo-efectividad de opciones actualmente disponibles. El establecimiento de estándares en edificios y hogares (ejemplo Chile y Uruguay, calentamiento solar de agua) junto con políticas específicas para alentar la penetración y empleo de renovables en usos básicos no eléctricos - cocción y calentamiento de ambientes - puede ser un buen inicio del rumbo apropiado.

La leña y el bagazo sobresalen como recursos de biomasa en la región, Se requieren políticas públicas para sustitución de equipos de uso final y para el monitoreo de la extracción y consumo del recurso. El empleo tanto del bagazo como de otros subproductos agropecuarios y residuos sólidos urbanos puede ser incrementado ya que su potencial es importante. En particular el rol de la biomasa para cocción y calentamiento es sustantivo así como también las oportunidades para

el desarrollo de tecnologías de conversión asociadas. Esto adquiere especial importancia en los países con baja energización rural (Bolivia, Centroamérica). Las políticas para un uso más eficiente de biomasa no sólo deben alentar un mayor empleo, sino también influir los hábitos y patrones culturales del consumo final, esto es deseable para todas las fuentes.

En el caso de aprovechamiento solar térmico, factores puntuales como la disponibilidad de bajo precios del gas natural puede atender contra su desarrollo (Argentina)

La calidad variable de los equipos y servicios postventa, la pobre infraestructura y servicios de O&M, representan barreras adicionales al despegue del uso directo de la energía renovable. Se requiere el desarrollo e implementación de estándares y certificación. La falta de conocimiento/confianza en alternativas tecnológicas renovables por parte de planificadores/profesionales constituye otra dificultad. Existe una fuerte necesidad de proyectos de demostración y capacitación.

En cuanto a la generación de Electricidad descentralizada, dotando del servicio a sitios aislados y dispersos, se identifican dificultades debido a la calidad variable del equipamiento e instalación, deficiencias en O&M y apoyo técnico de largo plazo. Costo de las tecnologías en relación al ingreso de los potenciales usuarios....

Las mayores brechas para promoción de renovables en la región pasan por:

- Construcción de capacidades
- Experiencia y Financiamiento de tecnologías renovables
- Infraestructura energética y de O&M
- Reestructuración de las redes de T&D
- Marcos institucionales adecuados
- Análisis multiobjetivo y un mínimo de planificación para reducir la incertidumbre en la implementación y el efecto de las políticas
- datos confiables, muchas veces no disponibles para sustentar la política propuesta

Sin embargo también pueden destacarse algunos elementos y tendencias positivas:

- Nuevos Marcos Legales, leyes de promoción
- Establecimiento de metas de crecimiento para las renovables, tanto como porcentaje de la energía primaria como de la electricidad generada.
- Llamados a licitación pública para cantidades o cuotas específicas por fuente renovables, muy buena recepción y ofertas que superan ampliamente la previsión (Uruguay, Argentina, Brasil).
- Implementación de incentivos a la inversión

Bibliografía.

- SIEE OLADE
- Datos disponibles a partir de los respectivos Balances Energéticos Nacionales y Estudios de Caracterización de la Demanda de Energía.
- REN21, Renovables 2010 – Global Status Report, Septiembre 2010
- UNEP / SEFI, Global trends in sustainable energy investment - 2010, 2010

- CEPAL / GTZ, Sostenibilidad energética en América Latina y el Caribe: el aporte de las fuentes renovables, M. Coviello et al., Octubre 2003
- CEPAL, Energías renovables y eficiencia energética en América Latina y el Caribe – Restricciones y perspectivas, H. Altomonte et al., Octubre 2003
- CEPAL, Entorno internacional y oportunidades para el desarrollo de las fuentes renovables de energía en los países de América Latina y el Caribe, M. Coviello, Octubre 2003
- CEPAL / GTZ, Fuentes renovables de energía en América Latina y el Caribe – Situación y propuestas de políticas, H. Altomonte et al., Mayo 2004
- LAWEA, Boletín de Noticias, <http://www.lawea.org>
- GENI, Renewable energy potential of Latin America, P. Meisen et al., Diciembre 2009
- MINEM / JICA, Estudio del plan maestro de electrificación rural con energía renovable en la República del Perú, JICA, Agosto 2008
- Universidad de Chile, Estimación del aporte potencial de las Energías Renovables No Convencionales y del Uso Eficiente de la Energía Eléctrica al Sistema Interconectado Central (SIC) en el período 2008-2025, Julio 2008
- GTZ / CNE, Las energías renovables en el mercado eléctrico Chileno, R. Palma Behnke et al., Marzo 2009
- Ministerio de Minas y Energía de Colombia, Programa de uso racional y eficiente de energía y fuentes no convencionales – PROURE, Plan de acción 2010-2015, O. Prias Caicedo, Abril 2010
- FB / REEEP, República Argentina, Energías Renovables – Diagnóstico, Barreras y Propuestas, H. Dubrovsky et al., Junio 2009
- OLADE / CIDA, Diagnóstico del sector energético en el área rural de Paraguay, JC Pulfer, Agosto 2005
- CNE República Dominicana, Diagnóstico y definición de líneas estratégicas del subsector de fuentes de energías nuevas y renovables (FENR), H. Rodríguez, Septiembre 2007
- CEPAL, Estrategia energética sustentable centroamericana 2020, Noviembre 2007
- International Cooper Association, Energías Renovables para Generación de Electricidad en América Latina: mercado, tecnologías y perspectivas, G. De Martino Jannuzzi et al.

ANEXO I. Capítulo 5-Marco Legal y Esquemas promocionales

Tabla Nº A1- Capítulo5
Esquemas y programas para la promoción de energía renovable (excluye biocombustibles)
Países seleccionados de América Latina y El Caribe

	Ley/ Año	Instrumento o Política de Promoción	Comentarios/Detalle
Argentina	Ley 26190 / 2006, reglamentada Decreto 562 / 2009 (Ley 26360/2008 y Ley 25924/2004) ⁹⁹ Resolución Conjunta 572 y 172 2011 ¹⁰⁰	- Reconocimiento o premio sobre tarifa de mercado (feed in) 1cen/ kWh - Subastas por fuente (cuotas) mediante contratos a largo plazo. - Incentivos fiscales, diferimientos impositivos	Objetivo de 8% del total de electricidad generada para el 2016, en base a fuentes renovables (hidro <30MW). Crea un fondo fiduciario, conformado por un cargo de 0.1 us\$/MWh sobre la venta de electricidad en el Sistema interconectado. La generación eólica, mareomotriz, hidro <30MW, biomasa, geotérmica, biogás, y otros gases reciben una prima (remuneración adicional) de 0.005 us\$/kWh; la fotovoltaica 0.3 us\$/kWh. El incentivo se mantiene por un período de 15 años en los casos de generación para servicio público. Decreto 562, especifica beneficios fiscales especiales a los productores (reducción de impuestos ordinarios: devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado, acreditada contra otros impuestos pagaderos a la Administración Federal de Ingresos Públicos; amortización acelerada del Impuesto a las Ganancias). Define tres componentes prioritarios para establecer la remuneración adicional: sustitución de combustible fósil, componente nacional y rápida puesta en marcha. los beneficiarios de esta remuneración adicional deberán instalar a su cargo equipos de medición a determinar.
	Resolución 220/2007		Habilita el establecimiento de Contratos de abastecimiento entre Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y auto o cogeneradores.
	Res. 280/2008		Habilita a prestadores municipales y/o provinciales a entregar al Organismo Encargado del Despacho (OED) generación hidroeléctrica o eólica de hasta 2000 kW.
	Resolución (SE) 108/ 2011		Habilita la realización de Contratos de Abastecimiento a partir de fuentes renovables a 15 años entre el Mercado Eléctrico Mayorista y las ofertas de disponibilidad de generación y energía asociada. Permite celebrar contratos tanto a los proyectos que puedan respaldar la potencia, como aquellos en los que esto no fuera posible de acuerdo a las características del recurso explotado y/o la tecnología aplicada.
Brasil	Ley 10438/ 2002 y 10762/ 2003 (PROINFA) Subastas, Decreto 6048/ 2007	- Premio sobre tarifa de mercado (feed in) hasta 2009. - Subastas por fuente (cuotas) mediante contratos a largo plazo. - Créditos Impositivos	Beneficios e incentivos indirectos, incluyen créditos impositivos, 75% de reducción en el impuesto a los ingresos durante los 10 primeros años por localización geográfica. Subsidios directos a estudios pre-inversión. ¹⁰¹ Las pequeñas hidro, (potencia <30 MW), solar, biomasa, eólica obtienen un descuento de al menos el 50% por la energía comercializada. El Banco Nacional de Desarrollo BNDES financia hasta el 80% de la inversión en moneda local, a bajas tasas y períodos de amortización en torno a los 14 años. Inicialmente se requirió un elevado porcentaje de componentes y servicios locales. Los distribuidores realizan contratos a largo plazo por las ofertas ganadoras de las subastas o licitaciones. 2008 primera subasta energía de reserva (biomasa) contratos a 15 años, aproximadamente 2400GW de capacidad bruta será construida en 2011 y 2012. El costo total de la energía contratada es pagado por todos los consumidores,

⁹⁹ Preferencias similares son otorgadas por la Ley 26360 de Promoción de Inversiones, al no estar dirigida específicamente a las Energías Renovables (se aplica sobre inversiones productivas importantes), no es incluida en el presente resumen.

¹⁰⁰ Procedimientos para presentación y selección de proyectos. Régimen de fomento para uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica

¹⁰¹ Batlle y Barroso, 2011.

		- Subsidios a estudios de preinversión - descuentos en tarifas de conexión a la red	regulados y libres, mediante un cargo fijo. Toda la energía es vendida en el mercado spot y los ingresos son empleados para compensar el pago fijo de los consumidores ¹⁰² . En diciembre 2009 se realizó una subasta para contratar energía eólica, contratos a 20 años pago fijo al inversor. Éste debe certificar un mínimo de energía firme , determinado en el contrato. Se penaliza una cantidad inferior y se premia un mayor volumen entregado. Se contrató así una potencia de 1800MW a un valor medio de 82US\$/MW ¹⁰³ . En agosto de 2010 2900MW adicionales fueron contratados mediante subastas, 2050 MW eólicos, 713MW de biomasa y 132MW de pequeña hidro, a precios medios de US\$75; US\$82 y US\$81 por MWh, respectivamente.
Chile	Ley 19940 “Ley corta” / 2006	Sistema de Cuotas ¹⁰⁴	Se otorgan preferencias a plantas de generación pequeñas, no convencionales que empleen fuentes renovables de energía y se conecten a la red ¹⁰⁵ . Se excluye del pago de los principales cargos de conexión a los proyectos cuya energía excedente (respecto a sus necesidades de consumo propio y autogeneración) sea inferior a 20MW y provenga de fuentes no convencionales de energía como geotermia, eólica, solar, mareomotriz, hidroeléctricas <30MW, biomasa o cogeneración.
	Ley 20257 / 2008 Ley de energías renovables no convencionales		Establece una obligación sobre los sistemas eléctricos principales SIC y SING: las Comercializadoras deben adquirir un porcentaje del 5% de la electricidad despachada en la red, originada en Fuentes no renovables, entre los años 2010 y 2014, incrementándose desde el año 2015 en un 0.5% (anual) hasta el año 2024, en el cual el porcentaje debe alcanzar el 10%. Las multas por incumplimiento consisten en un cargo aproximado de 27 US\$/MWh de déficit, incrementándose un 50% si reiteran el incumplimiento dentro de los tres años siguientes. Otros elementos promocionales incluyen subsidios de capital, reducción en el impuesto a las ventas e inversión o financiamiento público. ¹⁰⁶ En 2009 se otorgó un contrato a 15 años por 275 GWh/año por un precio de 93 US\$/MWh,
	Ley 20365/2009	Subsidios al capital y reducciones impositivas = incentivos para SWH	Se establecen beneficios – exención del impuesto a los ingresos) para nuevos edificios que instalen SWH, ¹⁰⁷
Colombia	Ley 697 / 2001 de URE e incentivos a fuentes no convencionales Ley 788/2002	exenciones impositivas	Ley de Uso Racional de Energía (URE), e incentivos (exención del impuesto a la renta) a fuentes no convencionales de energía en la generación, especialmente orientados a ZNI rurales. Actualmente se discuten herramientas de promoción, existe un esquema de promoción que propone exención

¹⁰² Maurer, L. T. y Barroso, L. A. Electricity auctions: an overview of efficient practices, The International Bank for Reconstruction and Development/The World Bank, Washington DC. 2011.

¹⁰³ También se desarrollaron subastas para energías específicas en sitios específicos: tres plantas hidroeléctricas Santo Antonio 3150MW, Jirau 3300MW y Belo Monte 11233MW, subastadas en procesos específicos desarrollado en 2007, 2008 y 2010. Se ofrecieron condiciones especiales, garantizando contratos de compra de energía por 30 años, incentivos para la conformación de consorcios e incentivos impositivos. Maurer, L. T. y Barroso, L. A., 2011.

¹⁰⁴ También denominado como RPS (Renewable Portfolio Standard).

¹⁰⁵ También se introducen importantes modificaciones al modo de desarrollar y operar sistemas de transmisión, se define al segmento como servicio público y se instaura un nuevo procedimiento para determinar el cargo. Se exige o reduce el cargo para proyectos de capacidad inferior a 20MW, se garantiza el acceso a la red (especialmente para generadores de pequeño porte), se permite vender la energía al costo marginal estabilizado (otorga previsibilidad al precio de mercado y reduce la variabilidad del costo marginal del mercado spot), se les requiere a las distribuidoras suministrar a sus clientes regulados un mínimo de 5% de energía a partir de fuentes renovables, si es que están disponibles.

¹⁰⁶ CNE (Comisión Nacional de Energía) Política Energética, Nuevos Lineamientos, 2008.

http://www.cne.cl/archivos_bajar/Politica_Energetica_Nuevos_Lineamientos_08.pdf

¹⁰⁷ A las firmas constructoras que instalen Calentadores Solares de Agua en nuevos hogares residenciales, se les concederá una exención impositiva del impuesto a la renta equivalente al 20% a 100%, de la inversión realizada. El monto y porcentaje se define en función de los costos de capital e instalación, dependiendo del valor de la propiedad, en un extremo para hogares básicos o más pequeños la disminución en el impuesto alcanza el 100% del costo de capital e instalación, mientras que construcciones más complejas y complejas reciben un mínimo del 20%. Fuente: Ley N° 20.365 Establece Franquicia Tributaria Respecto de Sistemas Solares Térmicos. <http://www.leychile.cl/Navegar/?idNorma=1005169&idVersion=2009-08-19&idParte>

	exenciones impositivas para la electricidad a partir de renovables		impositiva para aquellos parques eólicos que cuando obtengan financiamiento MDL, inviertan o empleen los ingresos por CER para propósitos de beneficio comunitario. Resolución 0136 febrero 6 2004 CONPES 3242/2003 Estrategia institucional para la venta de servicios ambientales de mitigación del Cambio Climático
	Resolución 18 - 0919/2010		Ministerio de Minas y Energía determina la implementación del Programa de Uso Racional de energía y demás Formas de Energía No Convencionales, PROURE. En generación con FNCE, se establecen metas de participación tanto para el Sistema Interconectado Nacional como para las Zonas no Interconectadas. Se propone (Res 18 - 0919) para 2015, un incremento en la participación de las FNCE en la canasta energética total del 5%, de los cuales 4% estarían asociados al uso de la biomasa y biocombustibles para aplicaciones térmicas y transporte, y el 1% restante, a energía eléctrica ¹⁰⁸ .
Costa Rica			Según ley de creación el Instituto Costarricense de la Electricidad debe maximizar el uso de recursos renovables hidro en particular.
		Plan Piloto de Generación Distribuida	Implementado por el ICE, para autoconsumo, busca analizar nuevas tecnologías de generación a pequeña escala, y su efecto sobre las redes de distribución. Techos de edificios, excedentes de biomasa o de calor generado.
Ecuador	Ley 2005-20. • Beneficios tributarios temporales para inversiones en generación eléctrica con energías renovables. Regulación CONELEC 009/06. • Nuevos precios y despacho preferente para electricidad producida con energías renovables hasta el 2% de la capacidad instalada.	Despacho y precios preferenciales (feed in) para renovables Para instalaciones fotovoltaicas Inversión Pública directa	Regula la operación de unidades de generación de energía renovables a instalarse y establece parámetros para cálculos tarifarios. La generación con fuentes renovables tiene despacho preferente y obligatorio dentro del MEM. El CONELEC (ente regulador y planificador) establece precios para solar, eólica, biomasa (la más desarrollada) y geotérmica, que resultaron superiores a los costos del mercado de corto plazo, y cuyo sobrecosto lo asumen los distribuidores y GU. Se han establecido precios preferenciales (en el 2011) por fuente y contratos a 15 años. Adicionalmente, las centrales hidroeléctricas de menos de 10 MW, también forman parte de esta categoría de generadores y se les ha asignado un precio preferente. El techo para ER es del 6% de la potencia instalada, luego se discontinúan las preferencias o precios especiales, que se revisarán en el 2013 ¹⁰⁹ . Los principales beneficiarios han sido usuarios preexistentes de biomasa. En el año 2000 se aprobó una ley para promocionar instalaciones fotovoltaicas mediante una tarifa Feed-in de 520US\$/MWh, pero no habría llegado a abonarse. Algunos cientos de sistemas fotovoltaicos aislados, se instalaron entre el 2003 y 2006, mediante un fondo público (FERUM) formado con un cargo del 10% sobre el consumo comercial e industrial de electricidad. Programa para electrificación rural en Amazonía (PERVA) busca instalar 15 mil sistemas PV de 20W antes del 2013.
	Ley de régimen del sector		

¹⁰⁸ Participación energía renovables en consumo final: 37.5% (6,5% biocombustibles, 10,4% bagazo y 20,6% en utilización de leña). El 1% de generación eléctrica al 2015, representa un 3.5% de participación en el SIN: 1.5% capacidad actual instalada generación con residuos de biomasa, plantas hidroeléctricas menores de 10 MW y el parque eólico de Jepirachi interconectados al SIN. Más el 2% adicional. Para el 2020 la participación propuesta alcanza el 6.5% de participación en el SIN.

El 92% de los 118MW de capacidad instalada de generación en las ZNI corresponde a plantas Diésel y el 8% restante a PCH's y Sistemas fotovoltaicos. La meta propuesta al año 2015 es del 20%: 8% de capacidad actual y 12% por desarrollos eólicos, biomasa, PCH's y energía solar. A 2020 la meta de participación de las FNCE en las ZNI es del 30%.
http://www.cntv.org.co/cntv_bop/basedoc/resolucion/minminas/resolucion_minminas_180919_2010.html

¹⁰⁹ CIER Grupo de Trabajo 08, 2011.

	<p>eléctrico (de 1996).</p> <ul style="list-style-type: none"> • Uso del Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal (FERUM) para electrificación rural con energías renovables.¹¹⁰ 		
Guatemala	<p>Decreto 52 / 2003 Incentivos para el desarrollo de Proyectos de energía renovable.</p>	<p>Incentivos fiscales y económicos. Normas técnicas para conexión, operación, control y comercialización de Generación Distribuida</p> <p>Subastas por fuente (cuotas)</p>	<p>Se declara la prioridad y urgencia en desarrollar energías renovables nacionales, otorgando mandato al Ministerio de Energía y Minas de realizar e inventariar tales recursos y analizar los estudios de preinversión respectivos. Otorga incentivos varios y exenciones impositivas sobre tasas aduaneras, valor agregado e ingreso, a firmas comerciales y agrícolas durante los primeros diez años de operación comercial¹¹¹.</p> <p>Guatemala ha tomado medidas específicas para alentar el desarrollo de la cogeneración, favorecer contratos de compra de energía eléctrica a largo plazo con un esquema de generación dual (empleando tanto bagazo como derivados de petróleo) que también permite generar electricidad con independencia de la disponibilidad estacional del residuo de caña. El país posee una capacidad instalada de 200MW de energía de biomasa.¹¹²</p> <p>En octubre de 2008 la entidad reguladora, Comisión Nacional de Electricidad, aprobó las normas técnicas para conexión, operación, control y comercialización de Generación Renovable Distribuida (NTGDR) y de excedentes de auto producción. Esta normativa permite el acceso a las redes y lo reglamenta, estableciendo costos y responsables de la expansión. Esta Generación distribuida está exenta de pagos por cargos de transmisión, ya que permite la reducción de pérdidas de la red.</p>
Grenada			<p>Dispone de incentivos para emplear Fuentes renovables de energía, incluyendo sistemas solares y eólicos, las exenciones comprenden el impuesto general al consumo. El plan de energía de Grenada comprende también la promoción de proyectos de energía renovable y exenciones impositivas a hoteles que importen equipos de energía renovable.¹¹³</p>
El Salvador	<p>Ley "LIFFER" / 2007 Decreto 462 / 2000 Incentivos Fiscales Ley de Promoción de Energía Renovable</p>	<p>Subastas¹¹⁴ Incentivos Fiscales</p>	<p>A partir de la Ley se implementaron, además de incentivos fiscales, otras medidas e instrumentos, destinados a facilitar contratos de largo plazo mediante subastas públicas. Permitiendo al Estado la inversión directa acelerando procedimientos para la concesión de proyectos de pequeña escala, y posibilitando el desarrollo de estudios vinculados al potencial de las energías renovables. Una de las principales iniciativas es el SIFER (Sistema de promoción de la energía renovable, que crea un fondo rotatorio específico el FOFER para facilitar ventas a largo plazo, de este tipo de fuentes. Se establecen períodos de amortización extensos, se garantiza el precio. Se consigue así estabilizar el flujo de caja, facilitando el financiamiento bancario, Se otorgan créditos blandos, garantías y asistencia para financiar estudios de factibilidad. Exenciones impositivas por 10 años para proyectos de capacidad instalada inferior a 10MW.</p>
México	<p>Ley "LAERFTE)" / Noviembre 2008. Nueva Ley para el</p>	<p>Fondos públicos Promoción aprovechamiento</p>	<p>Se crea un fondo de fideicomiso de 55 millones de dólares por año, con el objetivo de impulsar un 12% de energías renovables en la generación total de energía para el año 2012. Se prevé la implementación de un mecanismo financiero especial, que dispondrá de fondos provenientes del presupuesto nacional brindarán incentivos (premios) a</p>

¹¹⁰ Coello Guevara, Javier y Morales Tremolada, Vanesa. Estudio Mapeo de Energía y Clima en América Latina, Febrero de 2010.

¹¹¹ CEPAL, GTZ, 2004.

¹¹² <http://www.reeep.org/index.php?id=9353&text=policy-database&special=viewitem&cid=22>

¹¹³ <http://www.reeep.org/index.php?id=9353&text=policy-database&special=viewitem&cid=21>

¹¹⁴ http://www.centralamericadata.com/es/article/home/Exclusiones_en_licitacin_de_energa_levantan_protestas 4/5/2011.

	Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética DOF: 1/06/2011 DECRETO por el que se reforman la Ley.	directo de la energía	la producción. También se incluye dentro de la promoción a los usos o empleos no eléctricos de las renovables y a los proyectos de co-generación. De modo complementario, se desarrollaron en 2003/2004 regulaciones específicas, metodologías y acuerdos para facilitar y hacer operativa la transmisión de la energía renovable. A mediados del 2010 la CRE analizaba la posible aplicación de esquemas de feed in para la energía eólica y solar
		Beneficios económicos	Considera los siguientes elementos: a) Fortalecimiento institucional en la materia (SENER y CRE); b) Programa y Estrategia Nacional en la materia; c) Evaluación de beneficios económicos y d) Fondo para Financiamiento. En particular para el año 2024 busca incrementar la participación de tecnologías limpias en el parque de generación al 35% y capturar el potencial de ahorro en el consumo final de energía identificado en el Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía ¹¹⁵ . El Reglamento de la ley se publicó en 2009, fue reformado mediante el DOF: 1/06/2011, estableciendo dos reformas a la LAERFTE y a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica. ¹¹⁶
		Subastas por fuente (eólica) Contratos de "autoconsumo"	Las energías renovables deben alcanzar un 7.6% de la capacidad instalada en 2012, según pronósticos oficiales. La eólica en particular, cubriría la mitad del volumen. El principal desafío pasa por la disponibilidad de financiamiento. Casi toda la nueva capacidad está planeada en Oaxaca, donde se están realizando nuevas obras de transmisión. La mayor parte de los proyectos eólicos venderán su energía a través de contratos bilaterales de autoconsumo con grandes consumidores industriales y municipales, como la cementera Cemex y la cadena Wal-Mart. El modelo es complejo ya que requiere la concurrencia de varios consumidores, y un contrato de compra por separado con la CFE para balancear la carga. La ventaja del esquema denominado "autoconsumo" es el precedente de financiamiento por fuera de las subastas convocadas por la CFE. En el pasado la CFE sólo comisionaba a desarrolladores privados la explotación de infraestructura eólica pública (ej., Los 84.8MW de La Venta I y II). En el 2009 Iberdrola y el consorcio local de Oaxaca ganaron subastas públicas para construir y operar los primeros dos proyectos eólicos, que venderán energía a la CFE, como productores independientes.
	Resolución 176/ 2007 y Resolución Comisión Reguladora de Energía 054/ 2010	Medición Neta	Desde 2007 existe un esquema de interconexión para fuente de energía solar a pequeña escala en todas las regiones del país donde opera la Comisión Federal de Electricidad y la infraestructura lo permite ¹¹⁷ . La Resolución 54 <i>Modelo de Contrato de Interconexión para Fuente de Energía Renovable o Sistema de Cogeneración en Mediana Escala</i> , sustituye la del 2007.
Bolivia			Si bien el gobierno ha determinado incentivar el desarrollo de tecnologías para el uso de fuentes de energía renovables en generación eléctrica (plan Electricidad para vivir con dignidad), la normativa actual no contempla incentivos económicos. Se cuenta con un plan de electrificación rural con fuerte relevancia de la energía solar y con dos proyectos importantes proyecto Geotérmico de Laguna Colorada que produciría 120 MW y el proyecto Hidroeléctrico de Cachuela Esperanza que produciría 900 MW. En el sistema interconectado nacional sólo se contaba hacia el año 2010, con una central con biomasa y en los sistemas aislados hay cierta introducción de tecnología de energía renovable con biomasa en el norte del país ¹¹⁸
Nicaragua	Ley 532 Promoción de Generación eléctrica con Fuentes renovables /	Feed-in Contratos entre partes	Se establecen períodos de exención de impuestos de 7/10 años, para las firmas inversoras. Comprende el impuesto al valor agregado, impuesto municipal y ganancias. Se garantiza un pago de entre 5.5 y 6.5 centavos de US\$/kWh a los productores de electricidad basada en fuentes renovables.

¹¹⁵ <http://www.suelosolar.es/newsolares/newsol.asp?id=5992&idp=63> 15/04/2011.

¹¹⁶ http://www.amdee.org/Legal/Marco_regulatorio#Otros%20documentos

¹¹⁷ Generadores renovables y cogeneradores en pequeña escala (capacidad hasta 30 kW, interconectados a la red eléctrica en tensiones inferiores a 1 kV, y que no requieren hacer uso del Sistema del Suministrador para portear energía a sus cargas. <http://xml.cie.unam.mx/xml/ms/royoe/UA-FV/DiarioOficial-7Abril-ContratoInterMediaTensi%C3%B3n.pdf>

¹¹⁸ <http://eerrbolivia.blogspot.com/2010/11/bolivia-impulsa-incorporacion-de.html> 28/11/2010.

	2005	(generador/distribuidor) Exenciones impositivas	Hacia fines del 2010 se analizaba la instauración de subastas públicas, para reemplazar contratos entre partes ¹¹⁹ . Se han encontrado dificultades en la incorporación de energía eólica, los costos estarían muy por encima de los del sistema eléctrico interconectado y debe confirmarse la disponibilidad de capacidad de transmisión. ¹²⁰
	Ley 4697 / 2005 Promoción del subsector recursos hídricos		Se impulsa el uso sustentable de recursos hídricos. Brinda incentivos por 10/15 años, incluyendo exención de derechos de importación (DAI), impuesto a las ventas (IGV), impuesto a los ingresos (ISR), cargos por uso de agua, exenciones en el impuesto a la propiedad.
Perú	Ley N°28546 "Promoción y Utilización de Recursos Energéticos Renovables no Convencionales en Zonas Rurales, Aisladas y de Frontera del País" 2005.	Feed-in Esquemas de subastas con contratos a largo plazo Incentivos fiscales	Promueve el uso de recursos energéticos renovables no convencionales en zonas rurales, aisladas y de frontera. Reglamento D.S. N° 025-2007-EM/2007 prioridad al desarrollo de recursos energéticos renovables de origen solar, eólico, geotérmico, hidráulico y biomasa existentes en el territorio nacional. Establece primas para recursos renovables cargadas en la tarifas eléctricas, de modo de garantizar una rentabilidad mínima del 12% a los generadores de energías renovables. Se garantiza la tarifa adjudicada en la Subasta por 20 a 30 años. Se reconoce el precio del mercado spot, de resultar inferior a la tarifa garantizada, la diferencia se traslada al precio final de la electricidad, opera de modo similar a una prima feed in ¹²¹ . Preferencias: se pagan solo los eventuales costos adicionales de la transmisión requerida para su despacho. ¹²²
	Decreto Legislativo 1002 / 2008: Ley Promoción Inversión en Generación de Electricidad con Energías Renovables; DS N° 050-2008-EM Reglamento de la Ley 1002.		Promoción del aprovechamiento de Recursos Energéticos Renovables para mejorar la calidad de vida de la población y proteger el medio ambiente, promocionando la inversión en la producción de electricidad. Asimismo, con las normas, se otorga prioridad para el despacho diario de carga que efectúa el comité de Operación Económica del sistema (COES), para el que se le considerará con costo variable de producción igual a cero. Asimismo, otorga recursos financieros, para la investigación y desarrollo para proyectos de generación eléctrica con RER.
	Resoluciones MEM-VME N°078 y N° 113 / 2009 ¹²³ Resolución 036 /abril 2011 Vice ME		Esquema de subastas a largo plazo 500 MW (1300 GWh): 62% biomasa, 24% eólico y 14% solar, contratos a 20 años, la porción de Energía no contratada se venderá a precio del mercado spot. Esta capacidad debería estar disponible a principios del año 2012. En una segunda subasta se solicitaron otros 1150 GWh o 250 MW de potencia.
República Dominicana	Ley 57/ 2007 de Incentivo y	Feed-in ¹²⁴ Subastas por fuente	Garantiza el 100% de exención impositiva sobre equipos importados, maquinaria y accesorios; exención del impuesto a la renta por 10 años (Ley No. 57-07). ¹²⁵ Se conceden primas sobre el precio spot par la energía

¹¹⁹ http://www.centralamericadata.com/es/article/home/Nicaragua_analiza_licitar_contratos_energia_eolica 26/10/2011.

¹²⁰ La Blue Power & Energy está desarrollando un proyecto eólico, que debe ser debidamente revisado por el Instituto Nicaragüense de Energía (INE). Los contratos (con la distribuidora Gas Natural) fijarían un precio de compra de 104,5 US\$/MWh (39,6 megavatios de potencia máxima), muy superior a los 82 a 90 US\$/MWh promedio del sistema. Además debe brindar información adicional referida al soporte, técnico y económico del proyecto. 23 09 2010 <http://www.laprensa.com.ni/>

¹²¹ Agencia de noticias peruana <http://www.andina.com.pe/espanol/Noticia.aspx?id=6dvvil1sylvil> 24/11/2008.

¹²² Régimen de Depreciación Acelerada de activos para efectos de Impuesto a la Renta (D.L. N° 1058). Recuperación anticipada del Impuesto General a las Ventas (D.L. N° 973, Ley N° 28876 y su Reglamento DS N° 037-2007-EF).

¹²³ <http://www.minem.gob.pe/download.php?idTitular=1658>

¹²⁴ Ley 57/2007, Art.17, regulación correspondiente al mismo año, artículos 111/16 y anexo I. Las estructuras tarifarias son mencionadas varias veces, queda claro que se adicionará una prima al precio spot de la electricidad generada con fuentes renovables. Se garantiza una prima o premio por sobre el costo marginal de generación (precio spot) para garantizar la rentabilidad del proyecto en un lapso de 10 años.

¹²⁵ Ley 57/2007, Art.2, Párrafo VI: La producción de energía y combustibles de fuentes primarias renovables autorizadas es eximida de aranceles aduaneros e impuestos internos, incluyendo impuestos a transferencias de bienes y las ventas finales. Además se exceptúa del pago del impuesto a la renta por 10 años, se reduce el pago de intereses de deuda con el exterior. Incentivos fiscales: dependiendo la

a	Regímenes Especiales y Reglamento de Aplicación, Decreto 202-08, Ley General de Electricidad 125-01 y Reglamento de Aplicación, Decreto No. 555-02.	(cuotas) Beneficios Fiscales	producida por fuentes alternativas, prioridad en el despacho para la energía generada en régimen especial, etc. Se promueve la energía renovable en general y los biocombustibles en particular. Indicativamente, el 10% de la electricidad comprada por las distribuidoras debe producirse con energías renovables en el año 2015, alcanzando un 25% en el 2025.
		Programa de medición neta	Permitirá el autoabastecimiento parcial o total mediante medición bidireccional, opciones fotovoltaica y eólica.
		Mandato para SWH ¹²⁶	Los beneficios fiscales de la Ley de promoción de la inversión se extienden a la producción, implementación y uso de calentadores solares de agua en particular y de generación de agua caliente en general. ¹²⁷
Panamá	Ley No. 6 / 1997 Marco Regulatorio Eléctrico Ley Nro. 45 / 2004 Régimen incentivos para sistemas de generación hidroeléctrica y otras fuentes nuevas, renovables y limpias Reglamentado mediante Decreto Ejecutivo N. 45 /junio 2009 ¹²⁸	Feed-in Beneficios impositivos, y a la inversión	Las empresas de transmisión – al adquirir energía y potencia en bloque por medio de subastas públicas – deben reconocerle a las fuentes de energía renovable una preferencia del 5% sobre el precio ofrecido. Las distribuidoras de Energía están obligadas a contratar con la compañía de transmisión, esos volúmenes preferidos de energía renovables. De modo similar, si los distribuidores compran directamente a los generadores, deben reconocer la preferencia indicada. ¹²⁹ Los sistemas de centrales mini-hidroeléctricas, geotermia y de otras fuentes nuevas, renovables y limpias, con una capacidad instalada de hasta 10MW, podrán realizar contratos de compraventa directa con las empresas distribuidoras (con capacidad de contratación). La suma de la generación propia y las compras directas aquí autorizadas no deben exceder el límite del 15% de la demanda máxima de generación atendida por la respectiva distribuidora. Estas ventas (en forma directa o en el mercado ocasional) no estarán sujetos a ningún cargo por distribución ni transmisión, lo mismo rige para centrales similares de entre 10 y 20MW, por los primeros 10MW vendidos. En ningún caso, los costos de la distribución y la transmisión serán trasladados a los usuarios ¹³⁰ . Establece un régimen de incentivos para el fomento de sistemas de generación hidroeléctrica y de otras fuentes nuevas, renovables y limpias, beneficios fiscales: 1. Exoneración de Impuestos, aranceles y cargos por Importación de equipos. 2. Incentivo fiscal por hasta un 25% de la inversión directa, con base a la reducción de emisiones de CO2 equivalente prevista, aplicable al pago del impuesto sobre la renta, durante los primeros diez años del proyecto (si el proyecto es mayor a 10MW sólo puede cubrir el 50% de tal impuesto) ¹³¹ . Los ingresos por venta de los certificados de reducción de emisiones deben ser informados y se deducen del beneficio otorgado.

fuentes renovables involucradas, se reintegra hasta un 75% de la inversión para auto-producción de energía en los sectores residencial, comercial e industrial (descontada del pago anual del impuesto a la renta). Adicionalmente se pone a disposición crédito a bajo costo para inversiones en pequeños proyectos (menos de 50kW o proyectos comunitarios) los fondos afectados provienen de impuestos sobre los hidrocarburos. http://retecsa.net/ley_57-07.pdf

¹²⁶ Desde Julio del 2008 los proyectos de nuevas edificaciones, incluyendo reformas de hoteles y edificios del sector público deben incluir una propuesta para cubrir un mínimo de 80% de las necesidades de agua caliente con calentadores solares de agua (SWH). Desde 2010 el mandato para incorporar sistemas de enfriamiento solar (solar systems for cooling by absorption and gas) se extienden a edificios de más de 1500 metros cuadrados de los sectores Público, Comercios y Hogares.

¹²⁷ http://www.suprema.gov.do/PDF_2/reglamentos_otras_inst/Reg_Aplic_ley_57-07.pdf

¹²⁸ http://www.energia.gob.pa/pdf_doc/leyes/Ley45-2004%28GO25112%29.pdf

¹²⁹ Mihalitsianos, Michael, Director Ejecutivo, Panorama General de la Energía Renovable En Panamá, Comisión de Política Energética (COPE), Ministerio de Economía y Finanzas, Memoria del Primer Encuentro Nacional de Energías Renovables a Pequeña Escala en Panamá, Ciudad de Panamá, 8 de noviembre, 2000, Oficina Regional para Centro América de BIOMASS USERS NETWORK (BUN-CA).

¹³⁰ Además los generadores cubrirán tanto las inversiones requeridas para adecuar las redes de distribución, como las eventuales pérdidas de distribución atribuibles a su conexión.

¹³¹ Para determinar el monto del incentivo fiscal, se utilizará un precio de referencia por tonelada de CO2 equivalente por año y una línea base en toneladas métricas de dióxido de carbono (CO2) equivalente por MW-hora generados, calculado para cada proyecto por el Ente Regulador de los Servicios Públicos, en coordinación con el Ministerio de Economía y Finanzas y la Autoridad Nacional del Ambiente.

			3. Crédito fiscal aplicable al impuesto a la renta por hasta el 5% del valor total de la inversión directa, en concepto de obras que luego de la construcción del proyecto se conviertan en infraestructura de uso público.
	Ley No. 44 / 2011	Subastas Beneficios fiscales Incentivo producción nacional	Régimen de incentivos para el fomento de la construcción y explotación de centrales eólicas destinadas a la prestación del servicio público de electricidad. La Autoridad Nacional de Servicios Públicos otorgará la licencia a la central eólica destinada a servicio público. Los licenciarios deberán aportar una fianza de cumplimiento. La Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. es responsable de autorizar la conexión al Sistema interconectado, emitiendo un informe anual que establezca la capacidad máxima de generación eólica que es posible incorporar a corto mediano y largo plazo. Subastas para compra de energía eólica (hasta el 5% del consumo anual de energía) con contratos a 15 años. ¹³² beneficios fiscales: 1. Exoneración de Impuestos, aranceles y cargos por Importación de equipos. 2. Depreciación acelerada del equipo destinado a generación. 3. Exoneración de todo gravamen impositivo nacional, por 15 años, alcanza a las actividades de producción de equipo diverso por parte de empresas nacionales o extranjeras radicadas en Panamá destinadas a fabricar equipos de generación eólica en territorio nacional. 2. Incentivo fiscal por hasta un 25% de la inversión directa, con base a la reducción de emisiones de CO2 equivalente prevista, aplicable al pago del impuesto sobre la renta, durante los primeros diez años del proyecto (si el proyecto es mayor a 10MW sólo puede cubrir el 50% de tal impuesto) ¹³³ . Los ingresos por venta de los certificados de reducción de emisiones deben ser informados y se deducen del beneficio otorgado. 3. Crédito fiscal aplicable al impuesto a la renta por hasta el 5% del valor total de la inversión directa, en concepto de obras que luego de la construcción del proyecto se conviertan en infraestructura de uso público.
Uruguay	Decreto 77/ 2006	Esquema de subastas con contratos a largo plazo	La Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE) está autorizada a firmar contratos especiales de comercialización de energía con proveedores locales que generen electricidad a partir de fuentes eólicas, biomasa y pequeña hidro. Estos generadores son escogidos mediante subastas públicas y se les otorgan facilidades de conexión a la red nacional de electricidad. Marco de incentivos del Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM) dirigido a productores independientes para realizar contratos con la UTE. El sobreprecio resultante de comprar la energía de los proyectos adjudicados a los precios ofertados se trasladaría a la tarifa de los consumidores regulados ¹³⁴ . Se adjudicaron primero 60MW, y luego 30 adicionales. Decreto del 2009, del PE de promoción eólica por 150 MW.
	decreto del Poder Ejecutivo N° 176/ 2010	Generación Distribuida	Se establecen las principales condiciones para microgeneración en base a energías renovables (eólica, solar, biomasa microturbinas hidro) conectada en baja tensión. El microgenerador se autodespachará, considerándose su costo variable nulo, sin cargo por uso de redes. Los costos de energía asociados a esta forma de contratación se incluirán en el cálculo de las tarifas de UTE. La potencia pico del equipo no puede superar la contratada por el suscriptor. La energía entregada se remunerará – en general - al mismo precio que el cargo por energía del propio suscriptor ¹³⁵ .

¹³² http://www.energia.gob.pa/pdf_doc/leyes/Ley44-2011%28GO26771%29.pdf

¹³³ Para determinar el monto del incentivo fiscal, se utilizará un precio de referencia por tonelada de CO2 equivalente por año y una línea base en toneladas métricas de dióxido de carbono (CO2) equivalente por MW-hora generados, calculado para cada proyecto por el Ente Regulador de los Servicios Públicos, en coordinación con el Ministerio de Economía y Finanzas y la Autoridad Nacional del Ambiente.

¹³⁴ En definitiva están dados los elementos que permiten considerar la existencia de esquema de tarifas feed in: reconocimiento del costo de generación, contratos a largo plazo, traspaso del sobreprecio a consumidores finales y facilidades para conexión a red.

¹³⁵ CIER Grupo de Trabajo 08, 2011.

	Decreto incorporando Feed-in-Tarif ¹³⁶	Biomasa para Calor y Electricidad	Primeras 8 plantas instaladas (16% de la potencia media demandada). Combustible: forestal, arroz, bagazo, licor negro 50% - 60% componente nacional.
	Ley N° 18585 /2009 Promoción Energía Térmica	Mandato para calentamiento solar SWH ¹³⁷	Los beneficios fiscales otorgados mediante la Ley de promoción a la Inversión son extendidos a la producción, implementación y uso de calentadores solares de agua y aprovechamiento directo de energía solar.
Honduras ¹³⁸	Ley marco para el subsector eléctrico y reglamento respectivo / 1994 - 1998 Decretos No. 85-98 y 267-98	Feed-in Extensiones impositivas y crédito fiscal Subastas públicas	Se establece un incentivo para generadoras eléctrica a partir de fuentes renovables, de capacidad instalada inferior a 50MW. La empresa estatal puede comprar su Energía con un premio del 10% por sobre el costo marginal de corto plazo. Se libera el impuesto a la renta durante los primeros 5 años de operación comercial, y de los derechos de importación e impuesto a las ventas durante el período de construcción incluyendo importación temporal de maquinaria. Esta estructura promocional ha facilitado la negociación de unas 30 asociaciones publico/privadas con la empresa integrada nacional ENEE para pequeñas plantas de energía renovable.
	Decreto 9 / 2001 Decreto 103 /2003		Para garantizar la compra – por parte de la empresa estatal – de electricidad generada a partir de plantas de menos de 50MWfuentes renovables, se aceleran los procedimientos de aprobación legislativa, para facilitar y reducir los tiempos de autorización. A fines de 2009 una subasta pública fue lanzada, con el objetivo de adquirir 250MW de energía renovable. 202MW fueron asignados al proyecto eólico Hulla en agosto de 2010.
Venezuela			En 2007 se creó un registro nacional de energía renovable, sin impacto real. En 2008 se anunció un plan piloto para Generación Eólica y el desarrollo de cuatro parques.
Paraguay			Se cuenta con financiamiento PNUD para estudios de prefactibilidad de generación a partir de fuentes no convencionales

Fuente: elaboración propia, en base a Altomonte, H, 2008; OECD/IEA 2008; SIEL OLADE; Ajila, et al. 2007, CIER Grupo de Trabajo 08, 2011 y otras fuentes indicadas.

¹³⁶ Ramón Méndez, Director Nacional de Energía Ministerio Industria, Energía y Minería <http://www.fia.com.uy/fia-2011-programa-disertacion.php?idDisertacion=65>

¹³⁷ Desde marzo de 2019, los centros de salud, hoteles y clubes deportivos cuyos requerimientos de energía para calentamiento de agua represente un 20% o más del consumo total de energía, no podrán obtener el permiso de construcción si no prevén el calentamiento solar de agua en el diseño de sus instalaciones. Para el año 2012 esas instalaciones deberán cubrir al menos el 50% de las necesidades de agua caliente con SWH. Este mandato se extiende a edificios del sector público a partir del 2015 y a piletas de natación a partir del 2013. Fuente: Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear, Energía Solar en Uruguay, Breve reseña del estado de situación de esta tecnología en el País, enero de 2009. Ley N° 20365, 8 septiembre 2009. <http://www.parlamento.gub.uy/leyes/ AccesoTextoLey.asp?Ley=18585&Anchor>

¹³⁸ CEPAL, GTZ, 2004.

6. BIOCOMBUSTIBLES

6.1. Marco legal, regulatorio e institucional

Los marcos legales y regulatorios son relativamente recientes en la mayor parte de los países (excepto Brasil) y han sufrido modificaciones en función de la experiencia en la implementación de los mismos y los problemas que han surgido (ver Informe III- Capítulo Biocombustibles).

Cuadro 6.1.1. Legislación sobre Biocombustibles en América Latina y el Caribe

País	Instrumentos legales y metas	Incentivos	Marco legal/normativo que establece calidad	Instituciones involucradas
Argentina	Ley 26093/ 2006 Decreto 109/ 2007	Amortización acelerada. Devolución anticipada del IVA. Exención de la tasa de infraestructura hídrica. Exoneración impuesto a combustibles líquidos y gas natural. Exoneración impuesto sobre importación de gasoil. Incentivos a la construcción de infraestructura asociada. No se aplican a las exportaciones. Régimen promocional de 15 años;	x	Ministerio de Planificación Federal e Inversiones. Secretaría de Energía (aplicación); Comisión Nacional Asesora interinstitucional
Bolivia	Decreto Supremo 27972 / 2005 Ley 3207 / 2005 Ley 3086 / 2005 Ley 3546 / 2006	Exoneración impuesto a los hidrocarburos. Exoneración de 50% de carga impositiva para producción y comercialización componente vegetal. Estabilidad fiscal por 10 años. Liberación del gravamen arancelario consolidado y de IVA para compra de bienes de capital.		Poder Ejecutivo, a través del Ministerio de Hidrocarburos.
Brasil	Ley 737/ 1938 – 11116/ 2006 Ley 11097/ 2005 Decreto 3824/ 2001	Exenciones tributarias diferenciadas (CIDE - afecta al etanol; PIS/PASEP; COFINS - afecta al biodiesel sobre volumen comercializado y al alcohol sobre precio de facturación; ICMS - afecta a precio de facturación de biodiesel/alcohol). Sello combustible social. Exclusión del impuesto a los productos industriales. Financiamiento para almacenaje de producto y garantía de precios.	x	Consejo Ministerial del Azúcar y Alcohol (Políticas); Ministerio de Minas y Energía (políticas y directrices) Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP, Ente regulador) PETROBRAS (Comercialización)
Chile	Circular N°30/2007 Decreto N° 11/2008 Ley N° 20.339/2009 Resolución Exenta N° 746	Exención de impuesto específico a los combustibles. Financiamiento I&D	x	
Colombia	Decreto 2629/2007 Ley 939/2004, Ley 693/2001	Exención tributaria producción y uso final (impuestos al diesel y gasolina). Creación de zonas francas para la producción de materias primas. Beneficios e incentivos para promover los cultivos para la producción de aceites. Créditos blandos a la inversión. Subsidios. Reducción impuesto a ingresos brutos (15% en lugar de 38%; tarifa cero para equipos industriales. Incentivos fiscales para inversiones de capital nacional o extranjero. Exoneración de tasas de inspección para cadena productiva.	x	Ministerio de Energía y Minas; Ministerio de Ambiente, Ministerio de Hacienda, Ministerio de Agricultura, Ministerio de Comercio Exterior. Mesa Nacional de Biocombustibles.

Costa Rica	Decreto Ejecutivo N° 33357-MAG-MINAE Decreto Ejecutivo 35091/2009	Asistencia técnica para la producción de materias primas		Comisión Nacional de Biocombustibles
Ecuador	Decreto ejecutivo 2332 / 2004 Decreto ejecutivo 146 / 2007 Proyecto de ley de biocombustibles	Incentivos para la producción de materias primas, el sector industrial y la comercialización de biocombustibles		
El Salvador	Proyecto de ley			
Guatemala	Decreto Ley 17 / 1985 Borrador de ley			MEM, Dirección General de Hidrocarburos Comisión Nacional de Biocombustibles
Honduras	Decreto 144 / 2007 Matriz de acciones para la Integración y desarrollo energético de Centroamérica	Incentivos para el sector industrial, producción y comercialización		
Méjico	Ley de promoción y desarrollo de los bioenergéticos / 2008 Reglamento / 2009			
Paraguay	Ley 2748/ 2005 Resoluciones: 234/2007 162/2009; Decreto 12240 y Res. 280 of 2008 Decreto Ejecutivo 3667/2009	Beneficios impositivos, en particular para la inversión. Reducción IVA al 2% para los biocombustibles y eliminación de tasas a la importación de vehículos flexfuel nuevos y usados (E85) y preferencia en compras estatales. Los cultivos están exentos de las tasas de importación del Mercosur. Incentivos fiscales para inversiones/capital nacional o extranjero. Exoneración tasas de inspección en la cadena productiva de biocombustibles.		Ministerio de Industria y Comercio; Petropar (mezcla y comercialización)
Perú	Ley 28054/ 2003 DS 013 / 2005-EM; 021 / 2007	Promoción de inversiones para la producción y comercialización. Programa de cultivos alternativos para la producción de biocombustibles en la selva		Comisión Interinstitucional complementarias para la aplicación de Ley) Técnica (normas)
República Dominicana	Ley 57/ 2007	Incentivos a I&D. Exención impositiva. a) Exención rentas, tasas, aranceles por 10 años; b) Exención impuestos combustibles fósiles en producción menor 20% consumo nacional.		Comisión Nacional de Energía (CNE); Organismo Asesor interinstitucional
Uruguay	Ley 17.567/2002 Ley 18195/2007 Decreto 523/2008	Exoneración total o parcial de impuestos a los combustibles fósiles		ANCAP

Venezuela				PDVSA INIA CTA
-----------	--	--	--	----------------------

Fuente: elaboración propia.

Cuadro 6.1.2. Biodiesel – Alcance, metas y grado de desarrollo en América Latina y el Caribe

País	Productor	Exportador	Importador	% de corte (vol.) promedio sector transporte (2010)	Metas % corte (vol.)
Argentina	x	x		4%	B7 – 2011
Bolivia				0%	B2.5 meta inicial; B20 en plazo inferior a 10 años
Brasil	x	x		5%	B2 - 2008 B5 – 2010 B20 – 2020
Chile				0%	B2 y B5 (voluntario)
Colombia	x			7%	B5 - 2008; B7 - 2010, B20 - 2012?
Costa Rica	x				<B5
Ecuador	x	x			B3 – 2013 (10% del mercado de diesel transporte)
El Salvador					B2 a B5 (en discusión)
Guatemala	x			0%	
Honduras	x			0%	B5?
Paraguay	x		x	<1%	B1 – 2007 B3 – 2008 B5 - 2009
Perú	x		x		B2 - 2009 B5 – 2011
República Dominicana					B2 - 2015
Uruguay	x			2%	B2 - 2009 B5 – 2012

Fuente: elaboración propia.

Cuadro 6.1.3. Bioetanol carburante – Alcance, metas y grado de desarrollo en América Latina y el Caribe

País	Productor	Exportador*	Importador	% de corte (vol.) promedio sector transporte (2010)	Metas % corte (vol.)
Argentina	x			1.5%	E5 – 2010
Bolivia		x		0%	E25 (gradualmente)
Brasil	x	x		44%	E22 – 2001 E25 – 2007
Chile				0%	E2 y E5 (voluntario)
Colombia	x			8%	E8 – 2009 E20 – 2012
Costa Rica	x	x			<E8
Cuba	x				
Ecuador	x				E5 - 2010 (sólo gasolina premium en Guayaquil) E5 - 2015
El Salvador	x	x			E5 (inicial) a E10 o E15 (en discusión)
Guatemala	x	x		0%	E5 – E10?
Honduras				0%	E10?
Jamaica	x	x			E10 - 2009 (gasolina 87 octanos)
Méjico	x			0.5%?	E06.7: 2010 Guadalajara; 2011 Monterrey y 2012 Valle Central
Nicaragua	x	x			
Panamá	x				E2 - 2013; E5 - 2014; E7 - 2015; E10 - 2016;
Paraguay	x			24%	E24 (sólo gasolinas 85 y 95 octanos)
Perú	x	x	x		E7.8 - 2010 (comienza progresivamente en 2011 y antes en Amazonía)
República Dominicana					E15 - 2015
T&T	x	x			
Uruguay	x		x	4%	E10 con gasolina premium. E5 para todas las gasolinas - Marzo 2011. La meta es E10.
Venezuela			x	8%	E8 (sustituto del MTBE en todas las gasolinas)

Fuente: elaboración propia

*parte de estas exportaciones pueden estar reflejando etanol de Brasil con destino a USA aprovechando preferencias comerciales de países de América Central y el Caribe. Estas exportaciones podrían reducirse en el corto plazo debido a los excedentes de etanol en USA.

6.2. Diferencias regulatorias e institucionales que dificultan los procesos de integración

En el caso de los biocombustibles, los fenómenos de integración involucrados exceden el área energética para abarcar también los sectores automotriz y agroindustrial.

Los aspectos que pueden influir sobre el proceso de integración se refieren a:

<ul style="list-style-type: none">• Características y normas de calidad de los biocombustibles y sus mezclas (compatibilidad entre países)
<ul style="list-style-type: none">• Características y normas de calidad de las gasolinas y el diesel oil (compatibilidad en las mezclas con biocombustibles)
<ul style="list-style-type: none">• Aptitud del parque vehicular existente y características de vehículos fabricados para consumir biocombustibles (compatibilidad con mezclas con biocombustibles)
<ul style="list-style-type: none">• Fabricación, exportación e importación de vehículos flexfuel. Actualmente sólo Brasil fabrica masivamente este tipo de vehículos en ALyC y está en condiciones de exportarlos (e.g. a Colombia y Paraguay).
<ul style="list-style-type: none">• Fabricación, exportación e importación de tecnología para la producción y uso de biocombustibles. Argentina, Brasil y Colombia han incursionado en esta área, siendo Brasil el actor más importante en relación a la tecnología para la producción de bioetanol. Argentina ha desarrollado una importante industria de fabricación y exportación de maquinaria agrícola, alguna de la cual es compatible con mezclas B20, y también posee capacidad para la fabricación de plantas de producción de biodiesel. Colombia por su parte ha exportado alguna planta de producción de biodiesel a Mesoamérica.
<ul style="list-style-type: none">• Competencia por destinos de exportación de biocombustibles (e.g. biodiesel de Argentina y Brasil con destino a la Unión Europea)
<ul style="list-style-type: none">• Modificación de exportaciones de alimentos (e.g. aceites, granos, azúcar) para destinar materias primas a la producción de biocombustibles
<ul style="list-style-type: none">• Diferencias en incentivos a la producción y exportación entre países (lo que puede conducir a importar en lugar de producir localmente)
<ul style="list-style-type: none">• Barreras a la importación (medidas tomadas para proteger la industria local de los biocombustibles)
<ul style="list-style-type: none">• Normativa ambiental (el intercambio de biocombustibles podría restringirse a futuro por cuestiones relacionadas con el impacto ambiental a lo largo de la cadena energética)

6.3. Problemas identificados y Recomendaciones

Uno de los principales problemas ha sido la promoción de metas de penetración de biocombustibles sin una evaluación previa detallada de los posibles impactos y requerimientos (e.g. impactos fiscales, sobre el medio ambiente, requerimiento de recursos). Esto ha conducido a:

- conflictos entre instituciones y actores involucrados (en general numerosos por la cantidad de sectores involucrados). Falta de coordinación interinstitucional. Ejemplo: Colombia – discusiones entre Ministerio de Agricultura y el Ministerio de Minas y Energía en torno al mecanismo de fijación del precio del etanol; Paraguay – conflicto entre Petropar y productores de biodiesel, discusión en torno al precio del biodiesel
- incumplimiento o revisión de metas de penetración. Ejemplo: Colombia – reducción meta de penetración de etanol y biodiesel; Argentina – incumplimiento metas E5 y B5 al 2010
- importación de biocombustibles para cubrir la demanda. Ejemplo: Perú, Paraguay, Brasil

- falta de regulación y aplicación efectiva de instrumentos legales. Ejemplo: Bolivia, falta de regulación de la legislación; México, falta de implementación y participación de PEMEX
- revisión de mecanismos para la fijación de precios. Ejemplo: Colombia – cambio de la fórmula para fijar el precio del bioetanol
- revisión de marco legal. Ejemplo: Argentina - flexibilización de la legislación sobre biocombustibles para que las empresas dedicadas a la exportación abastezcan el mercado interno
- problemas medioambientales. Ejemplo: Paraguay – Vertido de efluentes de la destilería Troche; Argentina – efectos potenciales de la utilización de glifosato cerca de centros urbanos
- problemas sociales. Ejemplo: Colombia – Tierras comunales en conflicto con plantaciones de palma africana; Argentina – desplazamiento de población con tenencia precaria y modos de vida tradicionales

Se puede observar hasta el momento que los resultados derivados de la implementación de mezclas con biocombustibles contrastan con las motivaciones citadas en el marco legal para la promoción de los mismos en la región. Esto señala la evolución en el conocimiento de los impactos que ha tenido lugar recientemente y la necesidad de re-evaluar y adecuar las políticas en función del mismo.

La legislación en general no hace mayores distinciones entre materias primas y prácticas agrícolas en relación a los incentivos y mecanismos de promoción, cuando se reconoce que estos aspectos pueden afectar los impactos. Una excepción es el caso de México, donde se prohíbe explícitamente la producción de etanol en base a maíz, a menos que se demuestre la existencia de excedentes de dicho grano.

Motivaciones citadas en marco legal	Resultados de la penetración de biocombustibles
Diversificación de la matriz energética (Argentina, Bolivia, Brasil, Colombia, Honduras, Méjico, República Dominicana, Uruguay)	Positivo, pero hasta el momento limitado dados los bajos porcentajes de penetración y acotados casi exclusivamente al sector transporte (excepto Brasil).
Reducción de la vulnerabilidad a condiciones externas y dependencia energética. (Argentina, Bolivia, Brasil, Colombia, Honduras, Méjico, República Dominicana, Uruguay)	Relativo. Los precios de los biocombustibles están vinculados a los de los derivados de petróleo y/o a los de commodities agrícolas, cuyos precios se fijan en el mercado internacional.
Sustitución de derivados de petróleo y aditivos (Argentina, Bolivia, Brasil, Colombia, Honduras, Méjico, República Dominicana, Uruguay)	Positivo, pero hasta el momento limitado dados los bajos porcentajes de penetración y acotados casi exclusivamente al sector transporte (excepto Brasil). En general se produce una reducción de importaciones del diesel oil y en algunos casos un aumento de los volúmenes exportables de gasolinas. Se sustituye el MTBE. Como impacto fiscal negativo se dejan de percibir impuestos a la importación de derivados. Como impacto positivo mejora la balanza de pagos.
Desarrollo rural (Argentina, Brasil, Colombia, Honduras, Perú)	Positivo para algunos sectores y regiones. Problemas relacionados con la distribución de beneficios entre los actores (e.g. cañeros vs ingenios). En algunos casos ha habido desplazamiento de actividades y modos de vida tradicionales. En muchos casos los beneficios no alcanzan a los pequeños productores (ausencia de

	economías de escala, tierras menos adecuadas, falta de acceso a maquinaria especializada, poder de negociación limitado).
Fortalecimiento y diversificación de la agricultura (Argentina, Brasil, Colombia, Honduras, Perú)	Relativo. En algunos países ha derivado en el desplazamiento de cultivos tradicionales y una reducción importante de la diversidad de cultivos. En el caso de destinarse los biocombustibles al mercado interno se reducen las ganancias por desvío de materias primas y productos asociados que estaban destinados a la exportación.
Generación de empleo (Brasil, Colombia, Honduras, Perú)	Relativo. El empleo cambia en cantidad y carácter. El incremento de la mecanización ha desplazado mano de obra poco calificada ocupada en tareas laboriosas e incluso riesgosas. Se incrementa la ocupación en sector de servicios y agroindustrial (menor cantidad de empleos pero de mayor calificación). Se incrementa la ocupación temporaria. El desplazamiento de otras actividades productivas puede reducir la ocupación de mano de obra por hectárea.
Creación de una industria para exportar	Relativo. En el caso de los biocombustibles está limitado a países con condiciones adecuadas (bajos costos, alto volumen y eficiencia de producción, tratados comerciales preferenciales, cumplimiento de requisitos medioambientales). Un número muy limitado de países de la región ha desarrollado un mercado exportador de tecnología (e.g. FFV en Brasil).
Reducción de emisiones GEI (Bolivia, Colombia, Costa Rica, Honduras, Méjico, Perú, República Dominicana)	Relativo. Depende de una compleja serie de factores entre las cuales están la materia prima, las prácticas agrícolas, el tipo de suelo y el clima. Efectos directos e indirectos en el cambio en el uso del suelo están bajo estudio (e.g. emisiones de N ₂ O).
Reducción de emisiones de otros contaminantes (Bolivia, Colombia, Costa Rica, Honduras, Méjico, Perú, República Dominicana)	Relativo. Depende del contaminante y la cadena energética. En algunos casos puede incrementarse (e.g. aldehídos derivados del bioetanol).
Sustitución de cultivos ilícitos (Perú)	¿avances?

Fuente: (IICA, 2010b)

La vulnerabilidad a las condiciones externas constituye una importante motivación para la implementación de políticas de penetración de biocombustibles en el mercado local. Sin embargo, entre los países con elevada vulnerabilidad energética por carencia de reservas energéticas convencionales (América Central y el Caribe excluyendo a Guatemala y Trinidad Tobago, Paraguay, Uruguay, Chile) se encuentran diversas situaciones regulatorias debido a las restricciones en cuanto a la disponibilidad de recursos y condiciones favorables para producir biocombustibles. Por otra parte, algunos de los países de América Central y el Caribe que sí poseen condiciones favorables han incursionado en la exportación de etanol antes que el abastecimiento local, debido a la ausencia de políticas de promoción. La presencia de políticas públicas resulta entonces determinante para la penetración de los biocombustibles en el mercado local de los países.

El marco legal no siempre ha sido acompañado de normas técnicas y de calidad adecuadas para las mezclas de combustibles fósiles con biocombustibles. En algunos casos dichas normas han sido un reflejo de normas existentes en otros países pero sin adecuarse a las características de los combustibles líquidos

disponibles localmente ni a las perspectivas de intercambios entre países. Existen iniciativas para unificar estándares y especificaciones técnicas para biocombustibles y sus mezclas (Secretaría General del Sistema de Integración Centroamericana – SICA).

En relación a los aspectos medioambientales y sociales, la mayor parte de los países de la región posee normativa que atiende estos aspectos, aunque en general no específicamente para la cadena energética de los biocombustibles. Esto genera la necesidad de investigar los potenciales impactos, y en caso de ser necesario adecuar el marco normativo, legal e institucional que presentara deficiencias, áreas grises o vacíos. Adicionalmente, en muchos países la normativa existente no se cumple adecuadamente por la falta de recursos destinados al monitoreo y control, por incapacidad institucional, por la falta de eficacia de los mecanismos jurídicos, y en algunos casos por fenómenos de corrupción y connivencia con los importantes intereses económicos asociados a la producción de biocombustibles. Todo esto hace que se deban redoblar las precauciones y controles al implementar medidas de promoción de biocombustibles que tienen potenciales impactos sobre el medio ambiente y la sociedad. Estos aspectos no son solamente críticos para salvaguardar el patrimonio natural y el bienestar de los países productores de biocombustibles sino también como requisito cada vez más importante para exportar a ciertos destinos como la UE.

6.4. Síntesis de recomendaciones

- Evaluar detalladamente los posibles impactos de una estrategia de penetración de biocombustibles previamente a la implementación de la misma. En particular, evaluar adecuadamente los impactos fiscales, sociales y ambientales. Evaluar la reacción de actores y sus potenciales conflictos. Incorporar elementos que brinden flexibilidad para adaptarse a nuevos conocimientos e información. Diseñar políticas viables de implementar en función de los recursos disponibles y las condiciones relevantes imperantes en cada país y el mundo.
- Prever los posibles impactos de los desarrollos tecnológicos relacionados con los biocombustibles de segunda generación y prepararse anticipadamente para una demanda preferencial de los mismos por parte de ciertos mercados (e.g. UE).
- Impulsar la I&D en biocombustibles de segunda generación como posible meta de exportación
- Adecuar políticas y marco legal a los nuevos conocimientos
- Insertar dentro de la política de desarrollo y coordinar con políticas sectoriales. Comparar con políticas orientadas al logro de objetivos en común. Vincular con políticas de URE en transporte y otras del sector energético. Complementar estrategias (e.g. mejoras en infraestructura de refinación)
- Mejorar la coordinación interinstitucional
- Fortalecer capacidades

- Fomentar el cooperativismo y la asociación entre pequeños productores. Para ello es esencial la asistencia del Estado y sus organismos técnicos.
- Implementar políticas específicas para lograr una mayor redistribución de los beneficios en el área rural, y para proteger a los pequeños y medianos productores de los posibles impactos negativos
- Desarrollar una estrategia para la sustitución de aditivos (e.g. MTBE) en países con capacidad de producción de biocombustibles
- Compatibilizar estándares de calidad
- Desarrollar planificación en el uso del territorio, incluyendo zonificación para biocombustibles y prácticas de manejo adecuadas.

Referencias

- (Biotop, 2009a) Biotop, Feedstock production in Latin America, Biofuels Assessment on Technical Opportunities and Research Needs for Latin America BioTop Project No: FP7-213320, 2009
- (Biotop, 2009b) Biotop, Full Scale integrated biorefineries, Biofuels Assessment on Technical Opportunities and Research Needs for Latin America BioTop Project No: FP7-213320, 2009
- (Biotop, 2010a) Biotop, Policy Recommendations on research and technical development for biofuels, Deliverable D7.4, Biofuels Assessment on Technical Opportunities and Research Needs for Latin America BioTop Project No: FP7-213320, 2010
- (Biotop, 2010b) Biotop, Policy Recommendations on research and technical development for biofuels, Deliverables D7.1, D7.2, and D7.3, Biofuels Assessment on Technical Opportunities and Research Needs for Latin America BioTop Project No: FP7-213320, 2010
- (CEPAL, ¿?) Fuente de los datos de población
- (CONPES, 2008) Consejo Nacional de Política Económica y Social República de Colombia Departamento Nacional de Planeación, Lineamientos de política para promover la producción sostenible de biocombustibles en Colombia, Documento CONPES 3510, 2008
- (Duffey, 2011) Duffey, A., Estudio regional sobre la economía de los biocombustibles 2010: temas clave para los países de América Latina y el Caribe, Documento para discusión, Diálogo de políticas sobre el desarrollo institucional e innovación en biocombustibles en América Latina y el Caribe, CEPAL/FAO/GIZ, 2011
- (FAO, 2010) Organización de Naciones Unidas para la Agricultura y la Alimentación, Análisis de costos de producción de biocombustible en Perú, Bioenergía y seguridad alimentaria Vol.1, 2010
- (FAO, 2009) Organización de Naciones Unidas para la Agricultura y la Alimentación, El estado de la inseguridad alimentaria en el Mundo, 2009
- (FAOSTAT, 2011) Organización de Naciones Unidas para la Agricultura y la Alimentación, Base de datos sobre recursos, <http://faostat.fao.org/>, 2011
- (Fedebio, 2011) Federación Nacional de Biocombustibles de Colombia, <http://www.fedebiocombustibles.com/v2/>, 2011
- (IEA, 2011) International Energy Agency, Technology Roadmap – Biofuels for transport, OECD/IEA, 2011
- (IICA, 2007) Instituto Interamericano de Cooperación para la Agricultura, Atlas de la Agroenergía y los biocombustibles en las Américas – I Etanol, 2007
- (IICA, 2010a) Instituto Interamericano de Cooperación para la Agricultura, Atlas de la Agroenergía y los biocombustibles en las Américas – II Biodiesel, 2010
- (IICA, 2010b) Instituto Interamericano de Cooperación para la Agricultura, Mapeo político-institucional y análisis de la competencia entre producción de alimentos y bioenergía, 2010

- (Lamers, 2011) Lamers, P. et al., International Bioenergy Trade – A review of past developments in the liquid biofuel market, Renewable and Sustainable energy Reviews 15, 2011
- (MEM, 2011) Ministerio de energía y minas de Colombia, <http://www.minminas.gov.co/minminas/>, 2011
- (Minagri, 2005) Ministerio de Agricultura y Desarrollo rural, La cadena de las oleaginosas en Colombia, 2005
- (Montamat, 2011) Motamat & Asociados, Informe Mensual de precios de la energía, Junio 2011
- (OSINERGMIN, 2011) Osinergmin, Análisis de la Evolución de Precios del Etanol y Gasohol y propuesta de Metodología para el Cálculo del Precio de Referencia del Gasohol, 2011
- (Petropar, 2011) Petróleos Paraguayos, <http://www.petropar.gov.py/datoscomerciales.php>, 2011
- (Pistonesi, 2008) Pistonesi, H. et al., Aportes de los biocombustibles a la sustentabilidad del desarrollo en América Latina y el Caribe, CEPAL, 2008
- (SE, 2011) Secretaría de Energía de la República Argentina <http://energia3.mecon.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3033>
- (SIEE, 2011) OLADE, Sistema de Información Económica Energética SIEE, <http://siee.olade.org/siee/default.asp>, 2011
- (IPCC, 2011) Intergovernmental Panel on Climate Change, Special Report on Renewable Energy Sources and Climate change Mitigation, Postdam Institute for Climate Impact Research, 2011
- (UNCTAD, 2009) United Nations Conference on Trade and Development, The Biofuels market: current situation and alternative scenarios, United Nations, 2009
- (UNFCCC, 2011) United Nations Framework Convention on Climate Change, Clean Development projects database, <http://cdm.unfccc.int/Projects/>, 2011
- (WB, 2011) World Bank, World Development Indicators, <http://data.worldbank.org/indicator>, 2011

Anexo II. Aspectos regulatorios del sector eléctrico: anexo por país

A continuación se profundiza en los análisis realizados por país, se resumen las principales modificaciones regulatorias, que presentarán diferente profundidad en concordancia con la información disponible. Se realiza especial hincapié en cambios a nivel de país, orientados a mejorar las señales para a la expansión de la generación. Se han recogido también comentarios sobre la situación regulatoria de los eslabones de transmisión y distribución, si es que estima que se han concretado cambios regulatorios relevantes para el estudio.

Los análisis realizados sobre las reformas iniciales en **Chile** (crisis 1999) indican que no se logró incrementar la competencia en tanto el grado de concentración de la propiedad de los activos, continuó siendo elevado. La inversión privada fue relativamente por detrás de la demanda en la primera fase, aprovechando las rentas hidráulicas. La subsiguiente expansión basada en ciclos combinados a gas con respaldo de reservas abundantes y baratas de Argentina chocó con la realidad de las crisis de abastecimiento de este último país desde 2004. En 2009 se construyó la planta de regasificación de GNL para el SIC. Dado que los derechos de agua están casi todos concedidos, pero los proyectos hidro grandes (también algunos térmicos), están cuestionados ambientalmente y socialmente, por lo que la situación sectorial se complica a futuro. En respuesta a las dificultades planteadas se sancionaron dos nuevas Leyes: Ley corta I y II del 2004 y 2005 (con vigencia desde 2010). Básicamente se modificaron, los procedimientos de licitaciones (que deben ser públicas y aprobadas por la CNE, quien sigue realizando planificación indicativa) que utilizan los distribuidores para obtener nuevos contratos de abastecimiento con los generadores. Se ha pasado de precios regulados a precios determinados libremente, aunque sujetos a topes superiores regulados. Se adjudican al que ofrece menor precio de nudo de largo plazo, el que será traspasado a las tarifas reguladas. Las licitaciones deben realizarse con anticipación suficiente y con plazos de contrato largos para permitir la entrada en el mercado de nuevas centrales. Los Distribuidores y clientes libres (>2 MW), tienen la obligación de firmar contratos por el 100% de la demanda, no pueden comprar en el spot. Los precios de esos contratos tienen precios diferentes, si son anteriores o posteriores a la entrada en vigencia de la Ley corta II. Los contratos deben ser firmados con una anticipación de 3 años (y luego de la ley corta, como máximo de 15 años). En esos contratos existe una remuneración a la potencia firme en punta de una TG tipo (para incentivar a los generadores), y energía. Se permiten transferencias de potencia solamente entre generadores como resultado de la operación. Si hay racionamiento los generadores tienen que pagar a los distribuidores (y estos a los usuarios finales) el (costo de falla – precios de nudo) *MWh cortados. La actividad de los comercializadores puros, no está regulada.

En cuanto a los incentivos a la Energías Renovable (ER) (< 20 MW, e hidro <40MW), con las Leyes Cortas se fijaron exenciones de peajes de transmisión troncal. Las distribuidoras fueron obligadas a comprar hasta un 5% de su demanda al precio promedio de compra de las distribuidoras, sin embargo como los costos de generación de ER eran superiores, no significó un incentivo real. En 2008 la ley N° 20.257, obligó a las empresas que compran en la red, con capacidad instalada > de 200 MW, a comercializar un 5% para los años 2010 a 2014, aumentándose en un 0,5% anual a partir del año 2015, hasta alcanzar el 10% en el año 2024 de la energía generado con ER (propios o contratados), y pueden comercializar los excedentes de su obligación de ER. Si no cumplen estas obligaciones, hay multas

(pago de cargo aproximado de 27 US\$/MWh de deficit, incrementándose un 50% si dentro de los tres años siguientes incumpliera otra vez).

En transmisión hay libre acceso con peajes regulados por el Ministerio, antes era libremente pactado. La licenciataria estudia y propone la expansión (que debe ser aprobada por la CNE) y la ejecuta. Las obras nuevas las licita el CDEC

Las respuestas a la crisis han implicado costos mayores y una selección de alternativas menos eficientes (Kozulj, R. 2009), aunque con ciertos topes de precios regulados.

En **Argentina**, la expansión de la oferta correspondiente al sector privado fue similar a los ingresos de Yacretá y dos hidroeléctricas más financiadas las tres por el Estado. Por su parte los privados concentraron sus inversiones gran parte a las estrategias seguidas para lograr la valorización del gas. El sistema logró, en este contexto, bajar los costos de generación, pero el traslado a los consumidores de esta mayor eficiencia fue muy diferenciado entre los grandes usuarios industriales y los usuarios cautivos. El sesgo del equipamiento hacia un mayor peso relativo de CC a gas también chocó con la escasez de este recurso en 2004, cuando comenzaron a importarse derivados (FO y luego GO), luego GN y más recientemente GNL. Por otra parte tras la crisis de 2001/2, los marcos regulatorios, aunque continuaron formalmente vigentes perdieron su consistencia". Las tarifas vinculadas de modo directo o indirecto a la paridad del dólar, fueron congeladas en pesos y levemente reajustadas, dislocando sus niveles relativos. Luego por la Resolución SE 240/03 del año 2003 se puso un techo al costo variable reconocido para la sanción de precios, que es el de las máquinas empleando gas natural, aunque empleen combustible líquido alternativo más costoso.. En este marco la expansión del sistema se basó en la creación de diversos fideicomisos (incluyendo mecanismos de capitalización de acreencias de generadores ante el mercado - FONINVEMEM), nuevos sistemas de incentivos, y a la ejecución directa por parte del Estado (p.ej. ENARSA térmicas chicas/Energía Delivery), con financiamiento de diversos fondos, en especial provenientes de la administración de la Seguridad Social (ANSES) y del Tesoro Nacional. Las Res. S.E. 1281/ 2006 de Servicio energía Plus con 1000 MW (los grandes usuarios limitaron sus contratos, a la cantidad de energía demandada del 2005, y los excedentes con contratos a nueva oferta, CC, repotenciaciones, nuevas de industrias u otras privadas); y la Resolución 652/2009 con precios diferenciales por tipo de usuario, que no ha permitido cubrir costos reales de generación, cubiertos por el Tesoro. Además de los costos variables, a las térmicas se les remunera la Potencia puesta a disposición. Las hidroeléctricas reciben otra remuneración (por simulación todas las hidrologías). También se remuneran reservas de corto y mediano plazo. Las centrales del FONINVEMEM, cobran otras componentes (p.ej. ampliación gasoducto)

Con respecto a la normativa de Transmisión, vale mencionarse que lograr ampliaciones en el sistema, debieron impulsarse desde el Gobierno por Res SEE 1/2003 (plan Federal II) y la Res. 821/2006 por la cual las provincias solicitan ampliaciones y financian 30% obra.

Para la distribución vale mencionarse que no se han realizado las RTI de las empresas federales, cuyos usuarios son los más subsidiados del país. Vale mencionarse que si bien el Reglamento de Suministro indica claramente establecida la facultad de la empresa para desconectar a los usuarios morosos, en general no se está cumpliendo.

Los Incentivos regulatorios y otras medidas orientadas a la generación renovable no convencional son numerosos y muy diversos, aunque con resultados pequeños frente a los potenciales disponibles. Entre ellos merecen especial mención: Régimen para el desarrollo de la tecnología, producción, uso y aplicaciones del hidrógeno como combustible y vector de energía (Ley 26.123); Fomento para el uso de fuentes renovables para la generación eléctrica (Ley 26.190); Res. 220/2007 que habilita el establecimiento de Contratos de abastecimiento entre Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y auto o cogeneradores; Res. 280/2008, que habilita los Prestadores municipales y/o provinciales a entregar al Organismo Encargado del Despacho (OED) generación hidroeléctrica o eólica de hasta 2000 kW; Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales (PERMER); Estudio de Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos (PAH); Bioenergía, Sistema de Información Nacional; Plan Nacional de Energía Eólica; llamado GENREN de ENARSA, etc.

Con respecto a los intercambios con otros países vecinos, la imposibilidad de cumplimiento de contratos privados con Uruguay y con Brasil. Por otro lado se destaca el acuerdo de intercambio con Brasil por el cual la importación de energía interrumpible procedente de centrales térmicas, ha tenido importancia en el abastecimiento en los últimos años. También ha tenido lugar también el envío de energía hidráulica embalsada desde Brasil a Argentina en los meses de invierno, con el compromiso de devolución. Con Uruguay se ha logrado establecer intercambios compensatorios.

En el caso de Argentina se destacan como aspectos críticos a resolver aún el pleno traslado a tarifas de los costos lo que se encarado durante 2011-2012 de forma aún no clara, en tanto subsisten tres flancos simultáneos de problemas: a) mayores importaciones; b) una indefinición respecto a que sectores subsidiar a cuales no; b) un apartamiento de costos internos y externos sin claros mecanismos de garantía de inversión de expansión coordinada de los insumos de generación eléctrica y ausencia de RTI.

En el caso de **Brasil**, la secuencia de las Reformas y la gran concentración de propiedad en manos de Eletrobrás, indujo a efectos indeseables en el manejo de la reserva hidráulica, lo que con la sequía del año 2000 se puso de manifiesto. Las tarifas se incrementaron, y el Estado nacional tuvo que realizar erogaciones en compensación por pérdidas a las distribuidoras (Sauer, I. 2004). La oferta mediante las subastas mostró ser un medio para superar las deficiencias del anterior método de remuneración por costos marginales en cuanto a la expansión. Para ello se creó en 2004 el “Ambiente de Comercialización Regulado”. Allí los distribuidores realizan contratos de largo plazo por las mejores ofertas de generadores, en el marco de “leilões” (licitaciones o subastas) organizadas por las autoridades públicas. Por su parte la Empresa de Pesquisa Energetica (EPE) creada por Ley 10487/2004 y reglamentada por Dto 5184/2004, realiza una planificación centralizada, y determina qué centrales hidroeléctricas serán concedidas en esas subastas, a los oferentes que requieran un menor precio por la energía generada. Este mecanismo sustituye al anterior, en el que los contratos de los distribuidores resultaban de contratos licitados de manera descentralizada por cada distribuidor, y en el que no existía planificación hidráulica. La clave para la realización de inversiones de generación consiste en la obtención por anticipado de un contrato de suministro a precios predecibles y estables: para centrales en construcción son contratos como max de

30 y min de 15 años, existentes 15 a 5 años, y con alternativas 30 y 10 años (primer subasta del 2007 para 186 MW (77 U\$/MWh). Sin embargo subastas posteriores y de gran envergadura como Belo Monte han sido ofertadas a precios muy inferiores

Con respecto la Transmisión, la Planifica EPE, es de Libre acceso, y a partir de la Resolución 386/2009 los costos operacionales se definen a partir del benchmarking. Las remuneraciones que pagan los usuarios de las líneas se llaman: TUST, a partir de 2004 se calculan por modelo sistema nodal, y por prorrateo de cargas; y a partir de 2007 las generaciones nuevas pagan un diferente TUST. Las pch, alternativas (solar, biomasa, eol y cogen) con pot <30 MW tienen derecho a un descuento de al menos el 50% por la energía comercializada

Con respecto a la Distribución, vale mencionarse que los Costos de generación se trasladan a las tarifas. Las revisiones tarifarias se realizan cada 4 años para el segundo ciclo 2007/2010 se define el VNR a precios de mercado. La tasa de retorno según WACC por benchmarking (9.95% después de impuestos). Los costos de operación, mantenimiento y otros se definen, según una empresa de referencia.

Para incentivar renovables continúa el PROINFA (Ley 10438/2002), que se propone la instalación de 3300 MW (33% phid, 38% eól, y resto bioma), 12 TWh (3.2% consumo), además de la primer subasta del 2007 (merc regulado) y las 2 de 2008 y 2009 (de reserva), también pagan 50% de la remuneración al transporte.

En **Colombia**, las características hidro-térmicas de parque, condujeron a la necesidad de modificar sucesivamente la regulación para garantizar firmeza, a la retención del gas por parte de los generadores eléctricos (creando escasez e incremento de precios del gas para otros usuarios), sin resolver finalmente la seguridad de abastecimiento como se mostró durante 2009 (Kozulj, 2010). Entre los cambios destacables, debe citarse el procedimiento para la remuneración a los generadores de la capacidad de generación. Antes se pagaba el Cargo por Capacidad, que se atribuía a cada central en función de su contribución en un despacho simulado en verano (condiciones hidráulicas más desfavorables). Posteriormente, en 2006 se crearon las Obligaciones de Energía Firme (OEF), por las que se remunera en el largo plazo, un Cargo por Confiabilidad de la capacidad de generación firme durante condiciones críticas del sistema. Las centrales que reciben ese Cargo se definen por una subasta de generadores convocada por el Ministerio, en la que se presentan precios para hacerse cargo de las OEF necesarias para cubrir la demanda del Sistema. El generador al que se le asigna una OEF, se compromete a entregar determinada cantidad de energía cuando el precio de bolsa supere un umbral pre establecido por el regulador. El período de vigencia de la obligación comienza cuatro años después de realizada la subasta, ello permite así, la participación de proyectos a construirse. Se asegura el ingreso de plantas y/o unidades de generación por un plazo de hasta veinte años para plantas nuevas, 10 años para plantas especiales, 5 años para plantas existentes con obras y 1 año para plantas existentes, adicional al que perciben por la venta de su energía a través de los contratos y la Bolsa de Energía.

Resolución CREG 051/2009 remuneración de costos de arranque y parada a térmicas en subasta diaria

En Transmisión la Resolución CREG 011 de 2009 establece la metodología de remuneración de la actividad de transmisión, y divide en obras de antes (tasa para remunerar activos de 11.5%) y después de 1999. Es de Libre acceso y cargos regulados. La UPME planifica el STN; debe identificar los refuerzos y ampliaciones

del sistema. El CND debe coordinar los aspectos asociados con las Restricciones que inciden en la planeación de la expansión del STN. Los proyectos son ejecutados por inversionistas seleccionados a través de convocatorias públicas internacionales (desde 1999 hay competencia en la expansión), cuyo ganador recibe la remuneración que ha ofertado por un período de 25 años. Tasa WACC 11.5%

En Distribución, la Resolución CREG 097 de 2008 regula la actividad (Operador de Red OR). Tiene Libre acceso y cargos regulados. Los Distribuidores no actúan directamente como compradores sino bajo la figura de comercializadores (entre los que se encuentran las propias distribuidoras, con separación contable). Los períodos tarifarios son de 5 años, y se revisa todo: WACC (tasa de retorno de activos, promedio 13.5%). El alumbrado público lo cobra el distribuidor. Cuando no se paga el servicio, se puede cortar.

El Comercializador que atiende mercado regulado, recibe por todos los costos desde la lectura de contadores hasta el recaudo, atención al cliente, gestión de compra de energía, y un margen del 15% sobre los anteriores costos como máximo.

En cuanto a los Incentivos para Renovables, la Ley 697 de 2001, Ley de Uso Racional de Energía (URE), e incentivos a fuentes no convencionales de energía en la generación, especialmente orientados a ZNI rurales. Además el Plan Energético propone la promoción de proyectos con financiamiento de Mecanismo de Desarrollo Limpio – MDL. Adicionalmente, en junio de 2010, el Ministerio de Minas y Energía determinó a través de la Resolución 180919, la implementación del Programa de Uso Racional de energía, el cual, en el tema de generación con FNCE establece metas de participación tanto para el Sistema Interconectado Nacional como para las Zonas no Interconectadas y establece otras metas de eficiencia energética en diferentes sectores de demanda.

Con respecto al Comercio Internacional, existen exportaciones a Ecuador bajo el esquema de las Transacciones Internacionales de Electricidad - TIEs. Son de corto plazo, no existen un mercado de contratos de largo plazo entre ambos países. La Decisión CAN 720, reglamenta transitoriamente estos intercambios. A partir del año 2006 las exportaciones se han reducido considerablemente. Se publicó la resolución CREG 080-2007 que limita la transferencia en casos de que haya embalses con nivel más bajo que el nivel de ENFICC. Para Ecuador, las transferencias han representado del orden del 15% de su demanda. (ojo ver Ecuador).

Con Venezuela hay dos interconexiones (una para contingencias de Colombia, y otra de intercambio de bilateral entre agentes), y las transacciones son representadas por un agente del mercado.

Está en discusión la armonización regulatoria entre CREG y ASEP de Panamá para la implementación de intercambios de energía y confiabilidad entre los países y entre ellos y el Mercado Eléctrico Regional (MER) centroamericano. Los principios básicos son: La remuneración de activos de interconexión; Agentes de cada país que podrán realizar transacciones de Potencia Firme y/o Energía, mediante contratos, según las opciones vigentes en cada mercado y en los mercados regionales; Modelo de Despacho Coordinado Simultáneo; La demanda de cada país en el otro, para efectos de situación de escasez y racionamiento, será tratada como parte del mercado nacional, si existen contratos de largo plazo que involucren asignaciones

de Cargo por Confiabilidad en Colombia o Potencia Firme en Panamá; La información diaria y equivalente será necesaria y obligatoria para la formación de los precios. Se espera que la interconexión se encuentre en funcionamiento a partir del año 2015.

Entre 2010 y 2011 significativas modificaciones en la regulación de la cadena de gas tienden a reforzar la confiabilidad de suministro de gas para el conjunto de los actores y en especial su rol en el respaldo térmico.

Por otra parte las subastas de 2008 otorgarían una confiabilidad al sistema hasta 2018.

En **Ecuador**, se han realizado cambios significativos en la organización sectorial en el marco de los cambios políticos implementados a nivel nacional. A título introductorio merece mencionarse que se constituyó la Corporación Eléctrica del Ecuador, CELEC S.A., resultado de la fusión de empresas generadoras y transmisión. También se ha formado la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL), por la fusión de empresas estatales de distribución. Así, dos empresas estatales pasaron a concentrar respectivamente la mayor parte de la generación y transmisión y la distribución. Las demoras en las inversiones fueron uno de los sustentos de los cambios implementados.

En realidad la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE) de 1996, nunca se efectivizó, salvo la creación y organización del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) con el CENACE centralizando el despacho de cargas.

En 2008, en el Registro Oficial No. 449, se publicó la Constitución Nacional en donde el sector eléctrico es considerado como un sector estratégico y público. El Estado asumió la gestión, regulación, control y planificación en Plan Nacional Para el Buen Vivir, con una excepción en la que se indica que el Estado podría delegar a la iniciativa privada y a las empresas de economía popular y solidaria, el ejercicio de actividades dentro del sector eléctrico. También se han dictado otras resoluciones que indican el creciente control del estado a nivel sectorial. La Regulación No. CONELEC – 013/08 “Regulación Complementaria para la Aplicación del Mandato Constituyente No. 15”. Remuneraciones reguladas a generadores privados, es un ejemplo mas en esa dirección.

El CONELEC continúa su actividad de regulador y planificador del desarrollo futuro sectorial (Plan Maestro de Electricidad), del cual se desprenderán los proyectos que obligatoriamente realizará el Estado y los que serían delegados a la iniciativa privada. El Plan considera alrededor de 2400 MW en 4 CH.

Con respecto al funcionamiento del sector, se destaca que continúa un mínimo funcionamiento del mercado spot, ya que ha quedado como resto para algunas operaciones, como por ejemplo las transacciones internacionales. Por otra parte, en agosto 2009 se completó la firma de contratos de todos generadores (estatales-inmediato, privado-negociación por precio) y distribuidores (demanda regulada). Los generadores privados futuros deben ser aceptados por selección y tendrán contratos obligados y regulados (remuneraciones con Regulación No. CONELEC – 013/) con distribuidoras (proporcionalmente a su demanda). La remuneración: cargo fijo solamente si está disponible (capital, aoy), y el variable, según normativa.

Los Clientes libres son los que demandan mas de 4500 MWh/año anterior. Pueden comprar en el mercado de corto plazo o firmar contratos libres, pero parecería que al

tener no prioridad frente al mercado regulado, y ante la falta oferta, cayeron de 71 a 10.

El Costo de Falla: es el costo marginal del último generador, y en general se utiliza U\$S 300/kWh.

La Transmisión tiene libre acceso y cargos regulados. Es un monopolio estatal CELEC, que planifica (por 10 años) la expansión y lo aprueba el CONELEC. La tarifa cubre costos standards de aoy. La expansión la paga el Estado

La Distribución presenta escasa participación privada. Se trasladan los costos medios de las compras de los contratos. Para el VAD se toma la anualidad de los costos de comercialización, oym, el Valor de Reposición, ambos auditados y calculados en base a costos standart y a estudios anteriores. No hay reducción de remuneración por eficiencia. Expansión asumida por el estado. La tasa de retorno es nula, así se cubre únicamente la amortización.

No hay sanción si hay déficit. Los contratos de abastecimiento son financieros y no físicos. Se socializan los déficits de energía.

Si un usuario no paga, se le corta el servicio, sin embargo en 2008 por mandato constituyente se condonaron las deudas.

La generación con fuentes renovables tiene despacho preferente y obligatorio dentro del MEM. El CONELEC ha establecido precios para cada una: solar, eólica, biomasa (la que mas se desarrolló) y geotérmica, que son superiores a los costos del mercado de corto plazo, y cuyo sobrecosto lo asumen los distribuidores y GU. Adicionalmente, las centrales hidroeléctricas de menos de 10 MW, también forman parte de esta categoría de generadores y se les ha asignado un precio preferente. El techo para ER es del 6% de la potencia instalada.

Con respecto a la integración se rige por la Decisión CAN 720, que reglamenta transitoriamente el intercambio de electricidad entre Colombia y Ecuador, que solamente tienen transacciones de corto plazo, separando precio interno de externo, sin obligación de abastecer con déficit.

En **Bolivia**, al igual que en Ecuador se ha iniciado un proceso de Nacionalización, en el que ha tomado un rol preponderante el Estado, con planificación centralizada. Uno de los principales argumentos es la falta de inversiones en el sector, de hecho actualmente hay limitaciones en la oferta, e interrupciones a las que se hizo frente con racionamientos y otras acciones como regulación de voltaje¹³⁹. En ese marco el CNDC, ha elaborado un Plan Optimo de Expansión del SIN al 2018, cuyos principales objetivos del plan son: cambio de matriz, menos gas, menos subvención de combustibles, interconexión de aislados, y exportaciones (gas y ee). Por Decreto Supremo se autoriza la formación de una Sociedad de Economía Mixta con ENDE que participa en forma accionaria (no mayoritaria), de los fondos de pensión en las principales generadoras eléctricas, con vistas a obtener la mayoría estatal en esas generadoras. Por Decreto Supremo se creó la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE).

Otros cambios regulatorios se realizaron con el fin de disminuir los precios de la energía. En Septiembre de 2007, por Decreto Supremo N° 29260 se redujo la remuneración del precio básico de la potencia en alrededor del 20%, también se

¹³⁹ Se están haciendo estudios para saber si las interrupciones fueron por negligencia de las empresas o fallas ajenas al control operativo.

limitó el precio de energía, que no puede ser mas fijado por unidades operadas a diesel oil o con participación de diesel oil.

Los contratos son privilegiados ante racionamientos. Los nuevos agentes que se interconecten deben poseer contratos. Fuera del SIN, los contratos son privados.

En el Mercado spot, los generadores realizan su oferta previa a diferentes costos y es el CNDC quien decide, en función de la necesidad de satisfacer la demanda, la oportunidad de ingreso de una unidad generadora, bajo el esquema de despacho seguro y de costo mínimo.

Un Generador que opera en el Mercado Spot es remunerado por su producción de energía inyectada al Sistema Troncal de Interconexión y por su potencia, (ya sea Potencia Firme, o Reserva Fría o Potencia de Punta Generada). La remuneración de su producción (MWh) permite cubrir los costos de operación, administración y mantenimiento, es decir los costos variables en general. Con el pago por potencia (firme, reserva fría y de punta), se remunera la inversión de la unidad generadora, es decir los costos fijos. Los precios son aprobados semestralmente por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad y están referidos a cada nodo del Sistema. Los precios de Nodo de Energía, Potencia y Peajes, y sus respectivos factores de indexación son utilizados para la remuneración mensual por energía y potencia a los Generadores.

En el Mercado de contratos de generación para clientes regulados: actualmente no hay contratos entre generadores y distribuidores.

Los generadores que cuenten con contratos, entregarán al Mercado Spot toda la energía que generen a precios del nodo en el cual estén conectados, y retirarán del Mercado Spot la energía que requieran para cubrir sus contratos a precios del nodo donde se efectúen dichos retiros.

Hay un Mercado de generación para clientes libres de Contratos con generadores de acuerdo a precios libremente pactados entre las partes.

En cuanto a la **transmisión**, la expansión de la red puede hacerse a solicitud del transmisor o por licitación pública. La incorporación se define por una evaluación Beneficio/costo adecuada para el mercado. Han existido ampliaciones privadas de la Transportadora de Electricidad. El Sistema de Transmisión es Económicamente adaptado (STEA) y los costos se fijan como costos anuales de: inversión; oym, y administración. La remuneración de la Transmisión considera la aplicación de un precio de Peaje (determinado a partir de la diferencia entre el costo anual de transmisión y el Ingreso tarifario). El Ingreso Tarifario se obtiene de la diferencia entre los retiros e inyecciones valorizados de energía y Potencia de Punta. El generador paga el 25% del peaje de transmisión total y los consumidores el 75% restante. Es indexado cada 6 meses sobre una simulación de cada 4 años. El peaje aprobado semestralmente por la AE es aplicado a las transacciones mensuales, previa la actualización con el Índice de Precios al Consumidor, el tipo de cambio del dólar y la tasa arancelaria.

En la normativa vigente está establecido que el **Distribuidor** debe contratar (a precio libre) el abastecimiento de su demanda de los Generadores, a partir de ofertas presentadas por éstos últimos. Si el Distribuidor no recibiese ofertas, la totalidad de su requerimiento puede ser cubierto por el Mercado Spot.

Para las tarifas base de los Distribuidores se reconoce como precio máximo al Precio de Nodo respectivo. Actualmente, no existen contratos entre generadores y distribuidores.

Para las tarifas al usuario final, las diferencias entre las compras que el distribuidor hace a precios spot y las recaudaciones obtenidas a precios de nodo de aplicación (que puede ser positiva o negativa), se acumulan en el fondo de estabilización. La Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, aprueba los precios máximos de suministro de electricidad para los consumidores regulados de cada empresa de Distribución, los cuales tienen una vigencia por periodos de cuatro años.

Estos precios deben cubrir los costos de suministro, los cuales comprenden: compras de electricidad, costos de consumidores, impuestos, tasas, costos de operación, costos de mantenimiento, costos administrativos y generales, cuota anual de depreciación de activos tangibles, cuota anual de amortización de activos intangibles, gastos financieros y otros costos que tengan relación con el suministro y sean aprobados mediante Resoluciones por la AE. Asimismo, los precios también deben reconocer una utilidad sobre el patrimonio afecto a la concesión que las distribuidoras deben percibir durante el periodo tarifario y cuya tasa de retorno es también definida por la AE.

La Tarifa Dignidad que benefició a más de 650.000 consumidores de la categoría domiciliaria en todo el país.

Costo de falla: El Comité Nacional de Despacho de Carga, aplica un valor de 1.500 USD/MWh para la energía no servida incluido el documento de “Condiciones de Desempeño Mínimo del Sistema”.

En cuanto a los Incentivos a la generación con ER. El gobierno central, dentro del plan “Electricidad para vivir con dignidad”, ha determinado el cambio de la matriz energética incentivando el desarrollo de tecnologías para el uso de fuentes de energía renovables. Sin embargo **la normativa actual no contempla incentivos económicos** para la generación con fuentes renovables a nivel nacional. No hay regulación para renovables, pero CDM colabora, y hay Plan de electrificación con solar. También hay dos proyectos grandes (geotérmico e Hidro). De hecho la empresa Hidroeléctrica Boliviana calificó por cuatro años consecutivos, junto con otras empresas

En Bolivia, existe un plan de electrificación rural basado en energía solar para pequeñas poblaciones. Además hay dos proyectos de gran envergadura: como ser el proyecto Geotérmico de Laguna Colorada que produciría 120 MW y el proyecto Hidroeléctrico de Cachuela Esperanza que produciría 900 MW.

En cuanto al Comercio internacional, la Ley de Electricidad indica que el precio de exportación no debería ser igual al precio interno definido por gas subvencionado. Se plantea como estrategia desarrollar la infraestructura eléctrica de generación y transmisión, para satisfacer la demanda interna y de exportación de electricidad. Para cumplir con esta estrategia se ejecutarán tres programas: aumento de la capacidad de generación y transmisión del SIN, e interconexión de los sistemas aislados de Tarija y Trinidad. El tercer programa, la exportación de electricidad a países vecinos, que generará recursos mediante la instalación de centrales y líneas de transmisión.

En **Panamá** también se han implementado cambios regulatorios al esquema inicial, aunque no alterando significativamente los postulados de la Ley Marco de 1997 y el decreto reglamentario de 1998.

Por orden cronológico se resume que en 2005, se aprobó el Reglamento de Transmisión (2005), que define los derechos y obligaciones de los participantes, el libre acceso, las normas de calidad de servicio, la planificación y la expansión, el régimen tarifario, la separación de actividades y el sistema de liquidación y cobranza. En 2006, se aprobaron las Reglas Comerciales que definen: la administración comercial del MME y las Metodologías de detalle para la operación del sistema y la administración del MME. El MME es un Mercado de Costo Marginal, que es el precio de energía en el mercado ocasional (spot).

También en el año 2006 se aprobó el Reglamento de Operación que es un conjunto de principios, criterios y procedimientos establecidos para el planeamiento, la coordinación y la operación del SIN. En 2007, la Resolución AN No. 991-Elec con modificaciones para contratos de clientes regulados de potencia y/o energía reglamentados por la ASEP

Como resultado de la normativa existente y de los cambios efectuados se observa un mercado de generación de acceso libre. Los generadores pueden: ofrecer potencia (firme, por un año) y/o energía (generada o comprada a otro generador) en licitaciones; realizar transacciones de compra/venta de potencia y energía entre agentes productores (Contratos de Reserva); vender en el Mercado Ocasional sus excedentes de energía; negociar libremente suministros de energía a grandes clientes (precios acordados); exportar al mercado regional. Los Clientes libres (demandas de > 100 kW) pueden comprar en el ocasional o ir al regulado.

El Mercado de Contratos por energía y potencia (licitaciones reguladas), es el más importante. Hay licitaciones convocadas por Distribuidores para estabilizar precios (ASEP controla). El mercado ocasional es de ajustes con costo marginal, auditado por el CND. Además se manejan Servicios Auxiliares generales (Reserva de Corto Plazo),

Existe un plan de expansión de generación Referencial, no mandatario, que recoge el tipo, tamaño y ubicación de las generadoras, decididas por los inversionistas. El Estado con ASEP (reguladora), firma licencias y concesiones. El Estado puede participar en la construcción de centrales generación y redes de distribución para garantizar el servicio público de electricidad en las áreas no rentables, rurales no servidas y no concesionadas para asegurar la cobertura del servicio, e intervenir para proteger al medio ambiente. El costo de racionamiento se simula agregando, en el despacho, unidades ficticias denominadas Unidades Falla, con un Costo Variable creciente (el mayor escalón de 1.85 \$/kWh) por escalón (4) de falla.

La generación representa aproximadamente un 68.5% del precio total de la energía.

La Transmisión, como resultado de la normativa existente y de los ordenamientos de 2005, se caracteriza por ser de acceso libre (¿) y regulado. Representa un 6% del precio al cliente. Las concesiones son hasta 25 años. Planifica la compañía ETESA (100% estatal), con preparación del plan de expansión del SIN según políticas de la SEE. El Plan es aprobado por la ASEP y luego obligatorio para ETESA, que lo lleva adelante con recursos propios provenientes de los cargos por el acceso y uso de la red de transmisión, por el servicio de operación integrada por los servicios de la red

meteorológica e hidrológica y por los estudios básicos que se pongan a disposición de posibles inversionistas.

El análisis de la normativa para la Distribución (y comercialización) indica que es un mercado regulado y libre acceso. Las concesiones son hasta 15 años. Las empresas están obligadas a contratar la potencia (firme de largo plazo) y/o energía (propia o generada por otro) para garantizar el suministro de sus clientes regulados. Se realiza mediante procesos de licitación regulada cuyos precios se traspasan a la tarifa final. Todo ello de acuerdo a lo que establece la Ley, las normas y procedimientos que regula la ASEP.

El VAD, está constituido por costos de aoym, una tasa razonable de rentabilidad que remunera inversiones y sus activos y la depreciación sobre los activos de la distribuidora. El costo de comercialización está compuesto, entre otros, por los costos que cubren la administración, medición, facturación y cobro a los clientes. Estos costos representan aproximadamente un 25% del precio total de la energía. Para determinar el Ingreso Máximo Permitido se realiza un análisis de eficiencia de las empresas, aplicando una metodología de Análisis de las Fronteras de Eficiencia. En tal análisis se han integrado tanto a las empresas comparadoras posibles como a las tres empresas distribuidoras panameñas a fin de determinar su real situación actual. Ajuste ipc. Hay índices de calidad zonales.

El distribuidor puede suspender servicio por: atraso de sesenta días o más, en el cargo de las facturas respectivas, por fraude comprobado, o por defectos de las instalaciones.

Con respecto a los Incentivos a las Energías Renovables, la Ley 45 de agosto de 2004 propone algunos beneficios como por ejemplo: exoneración del cargo por distribución y transmisión a generadores con ER (< 10 MW) cuando vendan en forma directa o en el mercado ocasional. Independientemente de su ubicación, podrán realizar contratos con empresas distribuidoras, siempre que exista la capacidad de contratación por parte de la distribuidora. Existen otros Incentivos adicionales como por ejemplo: exoneración impuestos de importación, aranceles, tasas, contribuciones y gravámenes; así como del Impuesto de Transferencia de Bienes Muebles y Prestación de Servicios (c, o y m) de centrales de ER de < de 500 kW. También exoneración del Impuesto sobre la Renta, durante los primeros diez años contados a partir de la entrada comercial del proyecto hasta el veinticinco por ciento (25%) de la inversión directa en el respectivo proyecto, con base a la reducción de toneladas eq. de CO₂/año. Hay proyecto para incentivar eólicas.

Con respecto a las señales de integración con países de la región vale destacarse que Panamá forma parte del SIEPAC, en el que existen ya transacciones comerciales, y se espera ir incorporando ampliaciones. Estas transacciones surgen de un despacho de energía con criterio económico regional, con intercambios de corto plazo y también mediante contratos de mediano y largo plazo efectuados entre empresas de generación, transmisión, distribución y comercialización de los países integrantes del Tratado Marco. Estos intercambios están basados en sistemas de libre oferta correspondiente a energía disponible que no es requerida para abastecer el mercado local.

Se está avanzando en la discusión del proyecto de interconexión con Colombia (300 MW) en CC. Se está estudiando la armonización de los marcos institucionales, normativos y regulatorios de ambos países. Se conformó la sociedad (ISA y

ETESA), propietaria de la línea, llamada ICP (Interconexión Eléctrica Colombia-Panamá, S.A.), que estará a cargo de construir y operar dicha línea.

En **Uruguay**, la normativa marco de la Reforma sectorial data de 1994 (Ley 16466 y Decreto 435/94). Con posterioridad a esa fecha se ha concretado ajustes, innovaciones y ampliaciones de normativa que han dejado como saldo un sector constituido por: una empresa estatal (UTE) integrada verticalmente, con separación contable (pero no jurídica), que planifica la transmisión y distribución, y ejecuta la mayor parte de las actividades sectoriales; un ente regulador (Unidad Reguladora de los Servicios de Energía y Agua); un Mercado mayorista Eléctrico (MME); y una Administradora del Mercado Eléctrico (ADME) que planifica la demanda de potencia firme, y permite la participación de generadores privados en el mercado. Luego por Decreto 389/05, se ha promovido la generación distribuida, y se ha autorizado a UTE a contratar energía a precios prefijados. Luego por Decreto 77/06, se habilitó a UTE a licitar la compra de energía procedente de fuentes primarias de biomasa, eólica y pequeñas centrales hidroeléctricas (ER), con ciertos límites de contratación. Posteriormente la nueva normativa fue modificando las condiciones relativas a: remuneraciones en Transmisión, límite del precio spot, tasas de conexión y microgeneración en base a renovables, etc.

La regulación no prevé la realización periódica de un plan de generación de carácter determinativo o indicativo, pero establece que ADME debe determinar anualmente los requerimientos de potencia firme del sistema en un horizonte futuro de ocho años y otorga al Poder Ejecutivo la posibilidad de determinar la construcción de centrales de generación en el país por la remuneración de reserva nacional o estableciendo que los contratos del distribuidor se realicen con centrales nacionales. UTE planifica transmisión y distribución.

En cuanto a la normativa de generación, el marco regulatorio prevé la existencia de contratos iniciales entre la generación de UTE y de Salto Grande, ambas de propiedad estatal, y la distribución, a cargo de UTE (monopolio). UTE, ha actuado para asegurar el abastecimiento, invirtiendo y convocando a licitaciones para contratar a privados.

En los Mecanismos de abastecimientos hay 2 remuneraciones: Reserva anual: Si los contratos de suministro no alcanzan a cubrir un porcentaje prefijado, la ADME, debe realizar licitaciones para cubrir mediante potencia firme dicho faltante, con un año de anticipación; y Reserva nacional: Si la potencia firme de centrales localizadas en el país, comprometida en contratos con la demanda nacional, es inferior a una cantidad que debe estipular el Ministerio de Industria, Energía y Minería, la ADME, debe realizar licitaciones para cubrir mediante contratos con centrales locales dicho faltante, con anticipación y duración del contrato suficientes para permitir la instalación de nueva generación.

El mercado Spot tiene un costo marginal de corto plazo acotado por costo de falla de U\$S 250/MWh. Son muy variables, entonces se los estabilizados calculándolos semestralmente, como el valor esperado, para los distintos bloques horarios definidos.

En el Mercado de contratos, las distribuidoras deben contratar 5 años antes, el 80% de potencia firme de largo plazo (fuera del valle) para regulares, y el 50% de la demanda de GU (libres). Si hay contratos entre generadores y GU (>250 kW), negocian si hay apartamientos respecto al spot. Los generadores externos (con

contratos internos), que compran en el local deben pagar el máximo entre spot y nodo exportador.

Hay 26.8 MW de contratos con independientes de Energías Renovables.

En cuanto a la normativa para la Trasmisión (RT), UTE planifica Expansión sujeto a la aprobación de la URSEA. En esta planificación se estudia: la red de beneficio general que resulta de la expansión óptima del sistema; las expansiones por requerimiento de particulares, las Interconexiones internacionales, y Ampliaciones menores, etc. Hay distintos mecanismos para remunerar las instalaciones existentes a la puesta en funcionamiento del mercado y las instalaciones con entrada posterior a esa fecha. Para las existentes: se le remunera al transportista (4 años) la suma de: anualidad a Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de existentes, calculada con una vida útil de 30 años, a la tasa de retorno regulada en transmisión. La tasa de retorno regulada se calcula mediante el método WACC, y debe ser aprobada por el Poder Ejecutivo; costos de a, o y m. (como % de los VNR) por benchmarking; otros costos, y compensaciones por confiabilidad (mejoras de eficiencia). Para las nuevas y durante el período de amortización (no mas de 15 años), se le reconoce a UTE (y sus subcontratistas una remuneración que depende del papel respectivo que hayan cumplido.

Los usuarios (generadores y cargas) deben aportar al Ingreso Tarifario (en forma implícita en la comercialización de energía a precio spot de nodo) con: peajes de localización, pagados por los generadores, cualquiera sea el nivel de tensión al que se conecten, y las importaciones, supuestas conectadas en el nodo frontera; peajes de Potencia, pagados por todas las demandas, con cargos diferenciados según el nivel de tensión al que están conectadas, y los contratos de exportación; y cargos de Conexión.

En análisis de la normativa para el distribuidor, indica que está facultado a trasladar a los consumidores los precios que resulten de contratos de suministro, siempre que los mismos hayan sido adjudicados mediante la realización de licitaciones competitivas. Si no fueran así, los precios regulados trasladables en ese caso son: i) para la energía, el mínimo entre el 80% del precio del último contrato licitado y el precio spot estabilizado ii) para la potencia, el mínimo entre el 80% del precio de la potencia del último contrato licitado y el 50% del precio de referencia de la potencia vigente. La energía que el distribuidor no compre en contratos es adquirida en el mercado spot a los precios spot estabilizados.

La normativa establece una reducción del VADE por concepto de economías de escala alcanzadas dentro del período de revisión tarifaria. El precio de referencia de la potencia se calcula como la anualidad de los costos de inversión, operación y mantenimiento fijos de una unidad generadora de punta, considerando una vida útil de quince años, incrementada por un porcentaje de indisponibilidad previsto inicialmente en 10%.

El uso de activos de distribución en actividades no reguladas reduce sus ingresos.

Es normal el corte a los consumidores morosos, con la excepción de algunos clientes públicos como las intendencias municipales. Hay hurto de energía, y la dificultad de facturar la energía en zonas con bajos niveles de ingreso.

Los Incentivos para la generación con ER, son: marco de incentivos del MIEM para productores independientes para contratar con UTE, y a trasladar a la tarifa de los consumidores regulados el sobreprecio resultante de comprar la energía de los

proyectos adjudicados a los precios ofertados. Se adjudicaron 60MW mas 30 adicionales.

Decreto del 2009, del PE de promoción eólica por 150 MW, pero la convocatoria alcanzó los 945 MW ofertados. Por decreto del Poder Ejecutivo N°176/010 se establecieron las principales condiciones relativas a la microgeneración en base a energías renovables (eólica, solar, microturbinas) conectada en baja tensión. El microgenerador se autodespachará, considerándose su costo variable nulo. Los costos de energía asociados a esta forma de contratación se incluirán en el cálculo de las tarifas de UTE.

Para el Comercio internacional, la reglamentación indica que el comercio está subordinado a lo que establezcan los acuerdos de interconexión con los países vecinos. Con Argentina el acuerdo es: sustitución a la semisuma de costos marginales, exportación contingente a precio ofertado). Con Brasil, en 2006, se firmó un Memorando de Entendimiento para la construcción de un proyecto de interconexión de gran porte. Por Rivera, UTE realiza periódicamente licitaciones competitivas en Brasil para elegir un comercializador de energía que toma los excedentes ofertados por el ONS y los exporta a Uruguay. También hay importaciones desde Brasil por medio de las redes Argentinas (en Garabí), sujeto a disponibilidad de redes (300 a 400 MW). Hay construcción de interconexión en 500 kV con Brasil (500 MW).

En **República Dominicana** en el año 1997, la Ley de Reforma de la Empresa Pública No. 141-97 estableció el pasaje de un monopolio verticalmente integrado a la conformación de una empresa de Transmisión (estatal), tres distribuidoras (primero privadas, luego estatales), dos generadoras térmicas y una hidráulica. Se permitió hasta un 50% de inversión privada en distribución y generación térmica, y se permitieron nuevas empresas generadoras completamente privadas. En 2001 la Ley General de Electricidad No. 125-01 estableció el marco normativo para la operación del mercado eléctrico, con promoción de la participación privada y de una sana competencia en generación, con participación Estatal en planificación y regulación. Se creó la Comisión Nacional de Energía (elabora Plan Energético Nacional, que incluye planes indicativos de desarrollo de generación, transmisión y distribución), la Superintendencia de Electricidad, el Organismo Coordinador, Centro Control de Energía. En 2005 luego de dificultades para lograr la expansión de la oferta ¹⁴⁰, y de una severa crisis económica, República Dominicana, ha lanzado el Plan para la Recuperación del Sector Eléctrico, para dotar al sector eléctrico de autosostenibilidad financiera mediante: Incremento ingreso tarifario 30%, Racionamiento del Suministro 30%, Incremento de las cobranzas y reducción pérdidas.

En cuanto a la normativa del Mercado de Generadores, se presenta un mercado Spot donde se comercia la potencia firme en punta (con seguridad del 95 al 98%) y la energía. Estas transacciones se realizan entre generadores, generadores y distribuidoras (que solo compran el 6% de la demanda), y entre generadores y usuarios no regulados. Las distribuidoras pueden generar hasta un 15% de la demanda del SENI, pero deben vender un 40% de su producción en el mercado spot. Las transacciones se valorizan al costo marginal de corto plazo de energía

¹⁴⁰ Al inicio de la Reforma se firmaron contratos de compra (por 5 años) de energía entre distribuidoras y generadoras con precios de energía. Como fueron renegociados, según CIER, se desincentivó el ingreso de nuevos generadores.

(costo variable de última máquina despachada). El cmcp (auditado por regulador) es afectado por un factor de pérdidas para vincularlo a una barra de referencia. Las transacciones de potencia de punta se valorizan sobre la base del costo marginal de potencia (de desarrollo de la potencia de punta) del SENI. Ese costo marginal es igual al costo anual de inversión más el costo fijo de operación y mantenimiento de una TG ciclo abierto de 50 MW.

En cuanto al mercado de Contratos con regulados: Los contratos con distribuidoras deben ser para abastecer la demanda por 18 meses, no debe superar el 80% de la demanda máxima de las empresas distribuidoras. Pero actualmente las empresas distribuidoras tienen comprometido en contratos más del 94% de la demanda total de sus clientes. De este porcentaje, alrededor del 77% corresponde a contratos de largo plazo (más de 10 años), mientras el restante 17% se encuentra comprometido en contratos con un plazo de vencimiento menor a 36 meses.

En el mercado de generación con clientes libres, se observa que la normativa ha ido bajando el nivel de consumo autorizado (Ley 186-2007), alcanzando hasta > 1000 kW. Representan aproximadamente el 8% de la generación total del SIN.

En cuanto al Costo de Falla, cada año la Superintendencia de Electricidad lo establece. Si se produce racionamiento por déficit de generación, los generadores utilizarán este costo de desabastecimiento para compensar a las empresas distribuidoras, las cuales a su vez deberán traspasar las mismas a los clientes.

Con respecto a la normativa de la Transmisión vale mencionarse que ETED elabora plan de expansión cada 4 años. La SIE debe reconocerlo, y autorizar la tarifa que es regulada, y debe cubrir costos que incluyen: anualidad de la inversión (VNR) y expansiones) mas los costos de oym de una empresa eficiente. Existe un peaje unitario por transmisión equivalente al ingreso/energía.

En cuanto a la Distribución, vale mencionarse que la crítica situación de las empresas debido a costos altos, tarifas subsidiadas, y crisis económica, las llevaron tener pérdidas por un 30%, y se fueron estatizando. La normativa indica que las compras de generación por contratos no pueden ser por mayores al 80% (actualidad el 85%) y no menores de 20% en el spot. Las Tarifas finales, son reguladas generación. El VAD, se determina cada cuatro años sobre la base de costo incremental de desarrollo y el costo total de largo plazo del servicio de distribución en sistemas eficientemente dimensionados.

Con la finalidad de traspasar a los clientes finales el costo real de la prestación del servicio eléctrico y de hacer mejoras en la regulación, la Superintendencia de Electricidad (SIE) ha realizado el estudio (2008) “Esquemas de Transición para Tarifa y Normas Técnicas de Calidad de Servicio para el período 2008-2012”.

Con respecto a las Energías Renovables, hay una Ley de Incentivo y Regímenes Especiales No. 57-07. En la Ley se proponen entre otras exenciones: el impuesto sobre la renta, reducción al impuesto al financiamiento externo; primas en el precio de la energía producida por fuentes alternativas, prioridad en el despacho para la energía generada en régimen especial, Etc.

En **Paraguay** el sector eléctrico está constituido por una sola empresa eléctrica integrada verticalmente (ANDE), que es un ente autárquico perteneciente al Estado, que desde 1964 presta el servicio público de electricidad, en todo el territorio nacional. ANDE realiza el Plan Maestro sectorial.

Actualmente, Paraguay dispone de una capacidad instalada de generación que excede sus necesidades como resultado de la construcción de centrales binacionales con Brasil y Argentina. También tiene algunas centrales térmicas de respaldo. Paraguay es importador de Derivados de Petróleo y GLP. Se detectan atrasos en inversiones de transmisión, transformación y distribución.

Para ampliar las posibilidades de exportación, fue aprobada una Ley denominada “del productor y transmisor independiente”. En la misma se legisla: La producción independiente para exportar con gas natural o energías renovables; la Cogeneración y autogeneración para consumo interno o para exportación; productor independiente a partir de recursos hidráulicos, en plantas mayores a 2 MW, mediante Licitación Pública Internacional llevada a cabo por la ANDE; y la Generación hidráulica en plantas menores a 2 MW, para atender sistemas aislados o a conectarse al Sistema Interconectado Nacional. Vale mencionarse que para suplir la falta de marco regulatorio, todos los intercambios realizados, se han regulado por contrato bilateral.

En cuanto a la Transmisión no existe una remuneración separada de la fijación de las tarifas a los consumidores finales que abarcan en su conjunto todos los servicios eléctricos. Se establece el criterio por el cual las tarifas deben cubrir los costos de operación y mantenimiento, depreciación de inversiones y una remuneración adecuada de la Inversión Inmovilizada. El Ingreso Neto anual debe generar una rentabilidad no inferior al ocho por ciento (8%) ni superior al diez por ciento (10%) de la inversión inmovilizada vigente durante el ejercicio. ANDE declara que existe un desfase entre el costo y la tarifa, siendo esta última de menor monto. Iguales consideraciones son aplicables al segmento de distribución.

En cuanto a la normativa sectorial de **Perú**, vale mencionarse que la reforma de comienzos de lo 90' ha sido profunda alcanzando la división horizontal y vertical de los mercados, inicialmente sin control sobre la reintegración, para luego incorporar una ley antimonopolio. Se ha incorporado una amplia participación privada, aunque manteniendo la presencia estatal en algunas áreas no poco relevantes del sector. Posteriormente se fueron aplicando diversas modificaciones, pero la más relevante fue en julio de 2006, cuando se sancionó la Ley N° 28832, para asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación, que modificó la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) pasando de precios regulados en los contratos entre las distribuidoras y los generados, a precios libres, aunque con topes. Se estableció el régimen de licitaciones que deben realizarse con anticipación suficiente y plazos de contrato lo bastante largos como para permitir la entrada en el mercado de nuevas centrales. Los motivos de tal decisión estaban asociados a modificar las señales desfavorables que otorgaban los altos costos variables de las centrales menos eficientes y de reserva del sistema, y la volatilidad de los precios de los combustibles. El precio del mercado spot se mantuvo por encima del precio regulado, y de esa manera las distribuidoras no recibieron ofertas de los generadores para contratar.

El Mercado de Generadores, está compuesto por 22 empresas. Casi el 31% de la energía generada procede de empresas estatales. La más importante es Electroperú propietaria de CH Mantaro (23,2%) de la energía del país. Endesa cubre alrededor del 27.2 % del mercado.

En el mercado spot se considera el costo marginal para el que no existen límites superior o inferior. El costo marginal es proyectado para los próximos 24 meses y los valores del parque, plan de obras y demanda reales de los últimos 12 meses. Por su

parte en el mercado spot los distribuidores, usuarios libres y grandes usuarios pueden comprar parte de su demanda.

Se consideran Clientes libres a demandas > a 200 kW y < de 2 500 kW, y pueden elegir entre ser usuarios libres o regulados. Los mayores de 2500 kW son libres, y los > a 10 MW son Grandes Usuarios. La Ley 28832 prevé la participación en el mercado spot de los Grandes Usuarios Libres.

En el Mercado para clientes regulados, las ventas de generadores a distribuidores, para servicio público de electricidad, se efectúan de dos maneras: Con Contratos sin Licitación (precios inferiores a los de Barra); y Contratos Resultantes de Licitaciones convocadas por Distribuidores. Las distribuidoras deben tener contratos que garanticen la demanda total de potencia y energía como mínimo por dos años. Los precios son libres pero controlados por OSINERGMIN. Si convocan a licitaciones anticipadas, están autorizadas a cargar un adicional a la tarifa final de regulados.

Para la determinación de la Remuneración a la capacidad de generación y a las reservas, se calcula el precio de la potencia de punta considerando una turbina a gas como la alternativa más económica. El precio básico corresponde a la anualidad de la inversión de ese tipo de central (incluidos los costos de conexión) más sus costos fijos de operación y mantenimiento anual. Para ese cálculo se tienen en cuenta un factor por concepto de Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad y el Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema fijado por el OSINERGMIN.

Los Ingresos Garantizados por Potencia Firme resultan de valorar la potencia firme remunerable de cada generador a un precio de potencia garantizado, que es igual al precio de potencia de barra multiplicado por un factor de ajuste.

El precio de potencia regulado en mayo de 2009 vigente en la Barra Lima fue de 5,08 US\$/kW por mes.

En los contratos se incluye un pago por potencia. En el caso de los clientes regulados el precio de potencia es el fijado en los Precios de Barra. En el caso de los clientes libres, el precio de potencia es un precio libre.

Otros aspectos vinculados al Mercado de generación:

- √ Hay mecanismos para transmitir recursos de los consumidores del SEIN hacia sistemas aislados para compensar las diferencias entre los precios de ambos sistemas.
- √ Existe un Plan Referencial de Electricidad, elaborado por el Ministerio de Energía y Minas cada 2 años, de carácter indicativo.
- √ Existe un encargo para el MEM de promover proyectos hidroeléctricos, también hay una medida específica para promover la generación distribuida del sistema y la cogeneración eficiente, y se ha previsto un mecanismo para controlar los costos marginales cuando ocurre una falla del gaseoducto de Camisea.
- √ El costo de falla empleado en la optimización de la operación del sistema es de 785,5 Soles por MWh, equivalentes aproximadamente a 250 US\$/MWh.

En cuanto al mercado de Transmisión (7 empresas), está constituido por el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) o troncal (220 kV), y los sistemas secundarios están conectados a 138 kV y 60 kV. La Ley N° 28832 cuatro categorías de instalaciones/Sistemas: Garantizado (del Plan y con licitación) y Complementario (del Plan pero como resultado de la iniciativa propia de algún agente), ambas con puesta en operación comercial posterior a la Ley; y Principal y Secundario, ambas

con puesta en operación comercial posterior a la promulgación de la Ley N° 28832, y con diferentes funciones o tipos de comercializaciones.

Vale mencionarse que desde la reforma se ha iniciado un proceso de expansiones en licitaciones integradas, se han interconectado subsistemas importantes que han permitido reducir precios como por ejemplo Mantaro – Socabaya. Para la expansión: El MEM licitaba nuevas instalaciones de acuerdo con un plan de Transmisión, se posibilita la construcción de nuevas líneas de manera libre, en que transmisor y beneficiarios pactan una retribución.

La Ley N° 28832 (2006), establece que el Comité de Operación Económica del Sistema (COES) tiene a su cargo la elaboración de la propuesta del Plan de Transmisión para su aprobación por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM), que tiene carácter vinculante para las decisiones de inversión que se adopten durante su vigencia.

La remuneración de los sistemas de transmisión (es diferenciada según cada tipo de conexión) es a través de las tarifas reguladas, e incluyen la anualidad de los costos de inversión, y costos estándares de operación y mantenimiento correspondientes a un Sistema Económicamente Adaptado (SEA). Los activos de la transmisión eléctrica se remuneran a través de la anualidad del valor nuevo de reemplazo (VNR) del “sistema económicamente adaptado” a la demanda, que corresponde al costo de abastecer la demanda de transporte al menor costo de mercado. La anualidad del VNR se calcula considerando una vida útil de 30 años y la tasa de actualización fijada en la Ley de Concesiones Eléctricas (12%).

En 2009, se detectaron problemas de congestión en algunas líneas del SEIN. En particular, la línea de transmisión eléctrica Mantaro – Socabaya en 220 kV, que sirve para interconectar los sistemas eléctricos centro-norte y sur del país. Se tenía previsto su ampliación de capacidad a 500 MW.

Con respecto a la Distribución, una cuestión importante está relacionada con la metodología con la que el distribuidor traslada a las tarifas los precios en barra. Estos son fijados por Ley cada año, junto a las fórmulas de actualización que consideran el índice de precios al por mayor, el tipo de cambio del dólar, la tasa de aranceles de productos importados, y el precio de los combustibles. Son regulados y fijados por el OSINERG, no puede diferir en más de diez por ciento, del promedio ponderado de los precios de las Licitaciones, vigentes al 31 de marzo de cada año.

El distribuidor recibe el VAD que incluye: Cargos fijos mensuales por lectura, reparto, facturación y cobranza, Pérdidas estándar de distribución, y Costos estándares de inversión, y oym por unidad de potencia suministrada.

En el VAD el principio para la remuneración de activos es pagar la anualidad de la inversión del VNR un Sistema Económicamente Adaptado, correspondiente a una empresa modelo eficiente, valorado con los precios vigentes. La vida útil de los equipos considerada es de treinta años. La tasa de retorno que se emplea es del del 12% nominal antes de impuesto a los beneficios.

La Revisión Tarifaria Integral se realiza cada 4 años. Se aplica una reducción paulatina en las remuneraciones al distribuidor a lo largo del tiempo, como resultado de factores de economía de escala de aplicación anual.

Por Ley 28832, existe un mecanismo de compensación entre Usuarios Regulados, a fin de que el Precio en barra sea único, excepto por las pérdidas y la congestión de los sistemas de transmisión.

Existen penalizaciones por falta de calidad a nivel de usuario.

Se están implementando medidores prepagos

Los consumidores morosos, pueden recibir cortes del servicio. Aunque en ocasiones existen recursos de amparo, que lo impiden.

Otro aspecto a considerar está relacionado con el grado de concentración empresaria. Al respecto la Ley Antimonopolio y Antioligopolio (1997) en el Sector Eléctrico, establece que solamente concentraciones verticales iguales o mayores al 5% u horizontales iguales o mayores al 15%, en las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica deberán ser autorizadas

En cuanto a los Incentivos para la generación con fuentes renovables, no existen incentivos significativos. El Ministerio de Energía y Minas ha desarrollado el Proyecto de Ley para promover la generación de energía eléctrica con fuentes de energías renovables en el Sistema Interconectado Nacional (SEIN) y en los sistemas aislados mayores, sin embargo, esta norma se encuentra aún en debate.

Para sistemas aislados rurales, se tiene en vigencia la Ley N° 28546, Ley de Promoción y Utilización de Recursos Energéticos Renovables no Convencionales en Zonas Rurales, Aisladas y de Frontera del País, que tiene por finalidad promover el uso de las energías renovables no convencionales para fines de electrificación de las zonas rurales, aisladas y de frontera del país.

Con respecto al Comercio internacional de energía, se observa que no cumple ningún papel en el abastecimiento. Existe una línea de interconexión a 220 kV con Ecuador, pero que se ha utilizado únicamente en situación de emergencia para resolver una contingencia en dicho país. La utilización normal de esta interconexión no se da por la falta de acuerdo entre Perú y Ecuador respecto de las reglas comerciales en el marco de la Decisión 536 de la Comunidad Andina. La energía eléctrica generada en el Perú destinada a la exportación al Ecuador no ha sido significativa (0,19% de la energía eléctrica generada en el SEIN en el año 2009).

Bibliografía

Corporación Andina de Fomento (CAF),

"La infraestructura en el desarrollo integral de América Latina. Diagnóstico estratégico y propuestas para una agenda prioritaria. 2011

"Infraestructura Pública y Participación Privada Conceptos y experiencias en América y España", 2010

Desarrollo local: hacia un nuevo protagonismo de las ciudades y regiones. RED 2010".

"Caminos para el futuro. Gestión de la infraestructura en América Latina. RED 2009".

Banco Interamericano de Desarrollo (BID). *"Hacia la integración energética hemisférica: retos y oportunidades".* 2008.

"Ecuador. Análisis del sector eléctrico". Informes Sectoriales de Infraestructura, Año 5 N° 1, Enero de 2007.

"Perú. Análisis del sector eléctrico". Informes Sectoriales de Infraestructura, Año 1 N° 2, Octubre de 2003.

"Colombia. Análisis del sector eléctrico". Informes Sectoriales de Infraestructura, Año 4 N° 3, Septiembre de 2006.

"Energía sin fronteras. Interconexión eléctrica suramericana. Mercados mayoristas". 2000.

Comisión de Integración Energética Regional

Alvarez, Julio. *"Matriz energética e interconexiones regionales en América Central".* Consejo de Electrificación para América Central (CEAC).

Argüello R. Gabriel, Presidente de CIER. *"Evolución de la situación energética de los países de la región. CIER seguirá apoyando la integración".* 43 Reunión de Altos Ejecutivos. 27 de noviembre de 2008. Cuenca, Ecuador.

Camargo, José Vicente, CIER Área G&T. *"Tema 6: Integración Energética. Panel 3: Avances en la Integración Electro Energética".* 12 Encuentro Internacional de Energía. São Paulo-Brasil, 15 y 16 de Agosto de 2011.

Centro Nacional de Control de Energía (CENACE). *"Oferta, demanda y matriz energética en Ecuador".* 41º Reunión de Altos Ejecutivos de la CIER, Comité Nacional Peruano de la CIER. Cusco, 13 de Noviembre del 2006.

Cordero, Jorge. *"Oferta y demanda de energía en Bolivia".* 41º Reunión de Altos Ejecutivos de la CIER, Comité Nacional Peruano de la CIER. Cusco, 13 de Noviembre del 2006.

Damazio Machado, Jorge; da Serra Costa, Fernanda, de Oliveira Ghirardi, Angela. *"Análise de complementariedades hidrológicas a nivel continental na América do Sul".* Octubre de 1995.

Herrera Descalzi, Carlos. *"Oferta, demanda y matriz energética en el Perú".* 41º Reunión de Altos Ejecutivos de la CIER, Comité Nacional Peruano de la CIER. Cusco, 13 de Noviembre del 2006.

Jordão Consultoria e Projetos Ltda. *"Proyecto CIER 16. Diagnóstico de la situación de la eficiencia energética (energía eléctrica) en los países de Sudamérica. Informe Final (Versión 2)".* Junio de 2010.

Mercados Energéticos Consultores. *"Informe sectorial energético. Informaciones de los Sectores Electricidad y Gas Natural en la Región. Edición 2007".* Noviembre de 2007.

Mercados Energéticos Consultores; PSR. *"Estudio de transacciones de electricidad entre las regiones Andina, América Central y MERCOSUR factibilidad de su integración. Primera fase. Informe final".* Noviembre de 2006.

Mercados Energéticos Consultores; PSR: Synex. *"Proyecto CIER 15 Fase II. Resumen Ejecutivo – Informe Final".*

Pérez Mibelli, Carlos. Comité Nacional Venezolano de la CIER. Panel 2: *"La oferta, demanda y matriz energética. Sector eléctrico venezolano".* 41º Reunión de Altos Ejecutivos de la CIER, Comité Nacional Peruano de la CIER. Cusco, 13 de Noviembre del 2006.

Sanz, Ramón. *"La matriz energética y su evolución en un ambiente de mercado".* 41º Reunión de Altos Ejecutivos de la CIER, Comité Nacional Peruano de la CIER. Cusco, 13 de Noviembre del 2006.

Informe del Grupo de Trabajo. Medio Ambiente y la Industria Eléctrica. *"Desarrollo sostenible. Marco normativo ambiental en los países de la CIER".* Serie: Informe Técnico, Sostenibilidad Ambiental. Septiembre de 2006.

Informe del Grupo de Trabajo. Medio Ambiente y la Industria Eléctrica. *"Desarrollo sostenible. Marco normativo ambiental en los países de la CIER".* Serie: Informe Técnico, Sostenibilidad Ambiental. Diciembre de 2007.

Informe del Grupo de Trabajo. Medio Ambiente y la Industria Eléctrica. “Desarrollo sostenible. Marco normativo ambiental en los países de la CIER”. Serie: Informe Técnico, Sostenibilidad Ambiental. Septiembre de 2010.

“Encuesta CIER de Satisfacción del Cliente Residencial Urbano. Sumario Ejecutivo”. 2006.

“Encuesta CIER de Satisfacción del Cliente Residencial Urbano. Sumario Ejecutivo”. 2007.

“Encuesta CIER de Satisfacción del Cliente Residencial Urbano. Sumario Ejecutivo”. 2008.

“Encuesta CIER de Satisfacción del Cliente Residencial Urbano. Sumario Ejecutivo”. 2009.

“Evolución de las tarifas eléctricas en distribución. Análisis trimestral con base en un grupo de referencia de empresas. Sudamérica, América Central y El Caribe”. N° 4, Diciembre de 2010”.

“Evolución de las tarifas eléctricas en distribución. Análisis trimestral con base en un grupo de referencia de empresas. Sudamérica, América Central y El Caribe”. N° 5, Marzo de 2011.

“Evolución de las tarifas eléctricas en distribución. Análisis trimestral con base en un grupo de referencia de empresas. Sudamérica, América Central y El Caribe”. N° 2, Junio de 2010”.

“Evolución de las tarifas eléctricas en distribución. Análisis trimestral con base en un grupo de referencia de empresas. Sudamérica, América Central y El Caribe”. N° 3 Septiembre de 2010”.

“Evolución de las tarifas eléctricas en distribución. Análisis trimestral con base en un grupo de referencia de empresas. Sudamérica, América Central y El Caribe”. N° 1 Marzo de 2010”.

“Informe de resultados – Año 2009 (con datos del año 2008)”. Julio de 2009.

“Informe de resultados – Año 2005, Sumario Ejecutivo para divulgación abierta”. Diciembre de 2006.

“Informe de resultados – Año 2006, Sumario Ejecutivo para divulgación abierta”. Diciembre de 2007.

“Informe de resultados – Año 2008 (con datos del año 2007), Sumario Ejecutivo para divulgación abierta”. Febrero de 2009.

“Informe de resultados – Año 2010 (con datos del año 2009)”. Abril de 2011.

“Informe de resultados – Año 2009 (con datos del año 2008), sumario ejecutivo para divulgación abierta”. Marzo de 2010.

“Informe de resultados – Año 2007”. Febrero de 2009.

“Informe de resultados – Año 2005”. Diciembre de 2006.

“Informe de resultados, Año 2010 (con datos del año 2009). Sumario ejecutivo para divulgación abierta”. Abril 2011.

“Interconexiones eléctricas regionales de Sudamérica. Marco legal y comercial, resultados y lecciones aprendidas”. Serie: Documentos de Análisis y Discusión. Diciembre de 2004.

“Investigación de Satisfacción del Consumidor Residencial. Sumario Ejecutivo. Informe Comparativo de Índices entre Distribuidoras”. 2010.

“Marco normativo de la remuneración del negocio de distribución” Noviembre de 2003.

“Regulación de la transmisión y el transporte de interconexión”. Serie: Documentos de Análisis y Discusión. Noviembre de 2006.

“Remuneración del generador y diseño de los mercados mayoristas de Sudamérica y España”. Serie: Documentos de Análisis y Discusión. Septiembre de 2005.

“Señales regulatorias para la rentabilidad e inversión en el sector eléctrico. Generación, Transmisión y Distribución”. Serie: Documentos de Análisis y Discusión. Noviembre de 2008.

“Señales regulatorias para la rentabilidad e inversión en el sector eléctrico. Generación, transmisión y distribución”. Serie: Documentos de Análisis y Discusión. Octubre de 2009.

“Señales regulatorias para la rentabilidad e inversión en el sector eléctrico. Generación, Transmisión y Distribución”. Serie: Documentos de Análisis y Discusión. Setiembre de 2011.

“Señales regulatorias para la inversión y el abastecimiento eficiente de energía eléctrica”. Serie: Documentos de Análisis y Discusión. Octubre de 2002.

“Señales regulatorias para la rentabilidad e inversión en el sector eléctrico. Generación, Transmisión y Distribución”. Serie: Documentos de Análisis y Discusión. Setiembre 2010.

“Señales regulatorias para la inversión en generación y transmisión”. Serie: Documentos de Análisis y Discusión. Noviembre de 2007.

Síntesis informativa energética de los Países de la CIER 2006”.

“Síntesis informativa energética de los Países de la CIER 2007”.

“Síntesis informativa energética de los Países de la CIER 2008”.

“Síntesis informativa energética de los Países de la CIER 2009”.

“Tarifas eléctricas en distribución”. Enero De 2010.

Área Corporativa Grupo de Trabajo: Precios de la Energía y Tarifas Eléctricas. “Informe de Tarifas Eléctricas en Distribución. Sudamérica, América Central y El Caribe. Sinopsis del informe completo”. Año 2010.

Grupo de Trabajo CIER-08 Regulación del Sector Eléctrico. *“Marco legal y regulatorio para las energías renovables no convencionales (ERNC) en los países de la CIER”*. 6 de septiembre de 2009. World Energy Council. *“Energy end-use technologies for the 21st century”*. July 2004.

Bibliografía Brasil

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica (2005). Acesso e Uso dos Sistemas de Transmissão e de Distribuição – Cadernos Temáticos Aneel 5. Brasília: ANEEL, 2005. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/caderno5capa.pdf>>. Acessado em: 5 de octubre de 2011.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica (2006). Apresentação Institucional da Agência Nacional de Energia Elétrica, Jerson Kelman. Brasília, DF.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica (2007). Perguntas e Respostas sobre Tarifas das Distribuidoras de Energia Elétrica. Brasília, DF.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica (2008). Atlas de Energia Elétrica do Brasil, 3ª edição. Brasília: ANEEL, 2008.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica (2008b). Relatório ANEEL 10 Anos. Brasília: ANEEL, 2008.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica (2011). Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acessado em: 5 de octubre de 2011.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica (2011b). PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional. Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição, revisão 2. Brasília, DF.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (2010). Apresentação “Dinâmica Empresarial e Mecanismo de Formação de Preço”, Antonio C. F. Machado. São Paulo, SP.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (2011). Disponível em: <www.ccee.org.br>. Acessado em: 5 de octubre de 2011.

COOPERS & LYBRAND (1997). Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, Relatório Consolidado Etapa VII-1, Volume I – Sumário Executivo. Dezembro de 1997.

ELETOBRAS (2011). Disponível em: <www.eletobras.com>. Acessado em: 5 de octubre de 2011.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética, (2011). Disponível em: <www.epe.gov.br>. Acessado em: 5 de octubre de 2011.

HUMMLER, Ramón Fiestas. Análise do Marco Regulatório para Geração Eólica no Brasil. Comité Latinoamericano - Global Wind Energy Council. São Paulo: 2011.

MME – Ministério de Minas e Energia (2011). Disponível em: <www.mme.gov.br>. Acessado em: 5 de octubre de 2011.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico (2011). Disponível em: <www.ons.org.br>. Acessado em: 5 de octubre de 2011.

BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (2011). Disponível em: <www.bndes.gov.br>. Acessado em: 5 de octubre de 2011.

Otra bibliografía por Región y país

AMERICA LATINA

CEPAL, *Energía y Desarrollo Sustentable en América Latina y el Caribe: Guía para la Formulación de Políticas Energéticas*, 2001

Pantanali, Carla; Benavides, Juan. Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Diciembre de 2006. *“Subsidios eléctricos en América Latina y el Caribe: Análisis comparativo y recomendaciones de política”*.

CEPAL, Centroamérica 2011-Estad.subs.elect.-L.1039.pdf

ARGENTINA

Mercados Energéticos. Junio 2003. *“Formación del precio de la energía en mercados eléctricos mayoristas. Informe Final”*.

Müller, Alberto. 2009. Plan Fénix - FCE – UBA. *“Notas sobre el presente y las perspectivas de la energía en Argentina”*.

Montamat y Asoc. Abril 2011. *“Informe mensual de precios de la energía”*. Año VI. Vol. Nº 60.

BRASIL

Gcia. Sector Análisis Tarifario, SubGcia. Costos de Red y Generación. Junio 2010. *“Informe de actualización. Comparación tarifaria – Cuentas tipo. Argentina – Brasil – Chile - Uruguay – Paraguay”*.

Naciones Unidas – Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), Sede Subregional México. 2010. *“Centroamérica: Estadísticas del subsector eléctrico”*.

CHILE

Revista Electricidad, Abril 2011. www.revistaelectricidad.cl, N° 134
http://www.revistaei.cl/revistas/index_neo.php?id=899

COLOMBIA

Derivex S.A. Febrero de 2011. *“El mercado de derivados de commodities energéticos”*.

COSTA RICA

“Ley que Autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela”.

Zúñiga Blanco, Ulises. Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). *“El sector eléctrico en Costa Rica. Principales características”*.

Jiménez Gómez, Roberto. Centro Nacional de Planificación Eléctrica, Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), 2010. *“Sector eléctrico de Costa Rica: aplicación del análisis estructural para definir variables claves de una reforma neoclásica”*.

EL SALVADOR

Unidad de Transacciones S.A. *“Boletín Estadístico. Enero - Diciembre 2010”*.

GUATEMALA

Administrador del Mercado Mayorista. *“Informe estadístico 2010”*.

HAITI

Ministerio de Obras Públicas, Transporte y Comunicaciones (MTPTC), Electricidad de Haití (EDH) y los habitantes de Puerto Príncipe (PauP). Septiembre de 2009. Perfil de Cooperación Técnica: *“Apoyo al Programa de Rehabilitación de la Red de Distribución de Electricidad de Puerto Príncipe – Fase II”*.

HONDURAS

Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente. Enero de 2010. *“Acuerdo 206-2010”*. La Gaceta, N° 32,114.

“Estadísticas del mercado eléctrico en Honduras”.

Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE). Mayo de 2011. *“Cobertura del servicio de energía eléctrica en Honduras”*.

JAMAICA

Jackson, Gary. Wigton Wind Farm Ltd. *“Energía eólica y desarrollo en Jamaica”*. Presentado en la Conferencia ARPEL 2009.

MEXICO

Huacuz Villamar, Jorge M. Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE). Gerencia de Energías No Convencionales, División de Energías Alternas. *“Energías renovables para la generación eléctrica en México: ¿Opción real o moda pasajera?”*.

Secretaría de Energía. 2006. *“Prospectiva del sector eléctrico 2006-2015”*.

Secretaría de Energía. *“Prospectiva del sector eléctrico 2010-2025”*.

González, Erika. Septiembre de 2007. *“La privatización silenciosa en México”*.

Sepúlveda Fariña, Manuel y Sepúlveda Peña, Gonzalo. Octubre 2010. Pontificia Universidad Católica. Magister en Ingeniería de la Energía. *“México y su desarrollo energético: ¿Un desarrollo frustrado?”*.

Diario “Tiempo argentino”. Diciembre de 2010. Nota especial: Energía Eléctrica y Nuclear. *“Aunque la constitución estipula que el petróleo sólo puede ser extraído por el Estado, el gobierno mexicano privatizará “de facto” la explotación de crudo”*.

NICARAGUA

DISSNORTE-DISSUR. *“Informe anual 2008”*. Informes al 26 de noviembre de 2009.

“Metodología para la fijación de la tarifa del sector eléctrico de Nicaragua”.

PANAMA

Urrutia, Víctor Carlos. Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP). Junio de 2007. *“El mercado eléctrico panameño. Descripción general”*.

PERU

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin), Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria. Julio 2007. *“Tarifas Eléctricas”*. Año 5 N° 07.

Galarza, Karen. Pacific Credit Rating (PCR). Enero de 2011. *“Informe sectorial Perú: sector eléctrico”*.

URUGUAY

CEPAL, Beno Ruchansky, Hilda Dubrovsky. *“El desarrollo y la provisión de servicios de infraestructura: La experiencia de la energía eléctrica en Uruguay en el período 1990-2009”*. 2010

VENEZUELA

Chávez Frías, Hugo. Presidente de la República. *“Reglamento general de la ley orgánica del sistema y servicio eléctrico”*.

Iñaki M Rouse G. 16 de Marzo de 2010. *“El sector eléctrico venezolano. Fortalezas y debilidades en su actual crisis. Causas*

