



CEARE

**CENTRO DE ESTUDIOS DE LA
ACTIVIDAD REGULATORIA ENERGÉTICA**

**PROPUESTA PARA RECREAR EL MERCADO ELÉC-
TRICO EN EL MARCO DE LA LEY 24065**

DIRECTOR: ING. JULIO BRAGULAT

ELABORADO POR: ING. LUIS PEDRAZA

Noviembre 2012

AGRADECIMIENTOS

A Mariela y Nico, gracias por tanto amor, y
perdón por el tiempo que no les dediqué.

A Julia por sus aportes, correcciones y paciencia
a Gustavo y Nicolás por su ayuda invalorable.

A la Comisión Directiva de AGUEERA por el apoyo recibido para la realización de la maestría
y por permitirme trabajar en la elaboración de este documento.

A Ivonne, la familia y a los amigos que nos ayudaron
a que Nico no sienta tanto el tiempo que requirió la maestría

A los amigos que escucharon, corrigieron y aportaron ideas
como Daniel, Sabino, Jorge, Eduardo, Juan Manuel y Emiliano,

A los amigos que leyeron y corrigieron los n borradores con los que los atormenté
como Damian, José Luis, Roberto Guillermo, Nicolás y Luis

A los infinitos que me tuvieron paciencia, y finalmente

A mi mamá que me enseñó con su ejemplo lo que es el tesón

y a la vida, que hoy con algunos temas de salud, me da la oportunidad de
transmitirle a mi hijo que sólo te caes para levantarte de nuevo....

A todos
GRACIAS....

*No te des por vencido, ni aún vencido,
no te sientas esclavo, ni aún esclavo;
trémulo de pavor, piénsate bravo,
y acomete feroz, ya mal herido.*

*Ten el tesón del clavo enmohecido
que ya viejo y ruin, vuelve a ser clavo,
no la cobarde intrepidez del pavo
que amaina su plumaje al primer ruido.*

*Procede como Dios que nunca llora;
o como Lucifer, que nunca reza;
o como el robledal, cuya grandeza
necesita del agua y no la implora...*

*¡Que muerda y vocifere vengadora,
ya rodando en el polvo, tu cabeza!*

Almafuerte (#)

CONTENIDO DE LA SECCIÓN.

1. OBJETIVO	5
2. ANTECEDENTES.....	5
3. CONTEXTO NORMATIVO	6
4. VARIABLES RELEVANTES DEL MERCADO ENERGÉTICO	7
5. EVOLUCIÓN TENDENCIAL DEL MERCADO ENERGÉTICO	9
6. CONTRATOS.....	10
7. DIAGNÓSTICO DE SITUACIÓN	10
8. PROPUESTA	11

RESUMEN EJECUTIVO

*La verdad se corrompe tanto con la mentira como con el silencio.
Cicerón¹.*

1. OBJETIVO

Este trabajo se desarrolla como tesis final de la Maestría Interdisciplinaria en Energía. Tiene por objeto delinear un conjunto de medidas tendientes a lograr un mercado energético sustentable. Para ello, y a partir de la definición de sustentabilidad de Naciones Unidas, se asume entonces, como un mercado eléctrico sustentable a aquel que desde lo económico sea autosostenible y que, además, permita tarifas y precios competitivos. Desde lo social que sea capaz de cubrir las necesidades de nuestro país, desarrollar la producción nacional de tecnología en generación, y propenda a la integración regional. En lo que respecta a la faceta ambiental, diversifique la matriz energética y reduzca el nivel de emisiones de Gases de Efecto Invernadero.

Para su elaboración se realizó un diagnóstico que requirió, en primera instancia, investigar lo ocurrido hasta aquí. Esto incluye estudiar las normas vigentes hasta 2002 y los ajustes implementados posteriormente, la evolución de las diferentes variables relevantes y prever su tendencia para construir un escenario probable. En función de lo precitado se determina un diagnóstico de la situación. Esto permite la construcción de una propuesta bajo una serie de supuestos y/o premisas.

2. ANTECEDENTES

A partir del año 2002, el sector energético de la Argentina vivió tres eventos extremos simultáneos: una crisis económica, institucional y social sin precedentes; la abrupta declinación de la oferta de gas y el incremento notorio del precio internacional de los hidrocarburos. Probablemente la ocurrencia simultánea de dos de ellos se podría haber sobrellevado. La profunda distancia que separa los costos de las tarifas muestra que ese era el límite.

El conjunto de normas emitidas tras la salida de la convertibilidad tendieron a velar por la continuidad y seguridad del abastecimiento del corto y mediano plazo pero no se logró introducir señales de largo plazo que direccionen al sector.

Desde principios de la última década, parcialmente a las tarifas de los usuarios finales de la variación de costos. Ante los incrementos de éstos, debió establecerse criterios de distribución de los ingresos y de consolidación de las acreencias de los oferentes. Luego, por iniciativa de las autoridades, éstas se aplicaron a la construcción de unidades de generación, mantenimientos extraordinarios y luego erogaciones cada vez más cercanas a las corrientes. Esta nueva mecánica hizo que progresivamente se requiera más asistencia del Estado Nacional.

¹ Marco Tulio Cicerón (106 AC-43 AC) Escritor, orador y político romano.

En este entorno se retrae cada vez más la iniciativa privada y, como contrapartida, avanza la acción del Estado en el sector energético, constituyéndose en un círculo de retroalimentación negativa. Según se detalla, la operación sectorial encabezada por el Estado, es un camino ya recorrido por la regulación argentina.

En cuanto a la tecnología preponderante en la expansión del sector, durante la década del sesenta se optó por el desarrollo de aprovechamientos hidroeléctricos y a partir de la tecnología nuclear. Como consecuencia de ello, a partir del primer quinquenio de los setenta, disminuyó gradualmente la participación de las centrales térmicas convencionales, que hasta el año 1970 generaban el 90% de la energía eléctrica.

A mediados de la década del ochenta, luego del descubrimiento de grandes yacimientos de gas y la presunción de precios muy convenientes, Argentina se inclinó por la expansión a partir de unidades que consuman este recurso no renovable (gas natural). Con ello el plan estratégico de expansión del sistema eléctrico a partir de centrales hidráulicas y nucleares no continuó.

Hoy volvemos a tener la presunción de abundantes reservas de gas natural que podrían devenir en disponibilidad y precios competitivos de este hidrocarburo: ¿Volveremos a tomar el mismo camino?

3. CONTEXTO NORMATIVO

Tras la crisis de suministro de 1988 y los estallidos hiperinflacionarios, a principios de la década del noventa, se lleva adelante la reforma del sector energético. Esta profunda transformación abarcó el conjunto de las industrias energéticas e introdujo drásticos cambios en el rol desempeñado por el Estado dentro del sector.

La Ley 24065 derogó y modificó buena parte del articulado original de la Ley 15336 allanando el proceso de privatización y organización del MEM. No obstante, no modificó los aspectos esenciales a través de los que la última norma mencionada asigna el reparto jurisdiccional en el sector.

Como resultado de estos cambios, se analizan los indicadores más significativos del funcionamiento de cualquier mercado. En particular, en cuanto al precio del bien en cuestión, desde la creación del MEM los precios disminuyeron en más de un 50% en los primeros 10 años, alcanzando a principios de siglo, un nivel muy competitivo a nivel internacional.

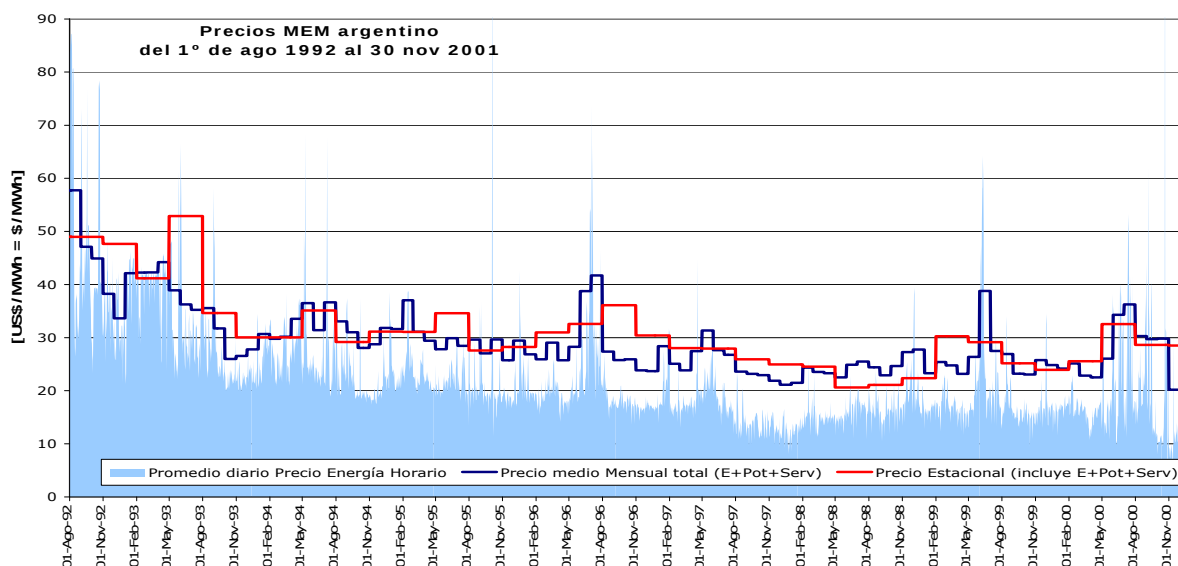


Ilustración 1 Evolución del precio spot, desde 1992 hasta 2001.

Este resultado se sostiene, básicamente, desde la oferta eléctrica que muestra, en los primeros años del MEM, una impactante evolución: la generación térmica, prácticamente, se triplicó hasta 2002. Se incorporaron unidades de última generación, se profundizó el mantenimiento y por ende la disponibilidad, etc. Cabe mencionar, además, que se continuó con la consecución de proyectos hidroeléctricos a cargo del Estado Nacional iniciados con anterioridad al dictado del nuevo Marco Regulatorio Eléctrico, tales como los proyectos de Piedra del Águila, Yacyretá, Casa de Piedra y Pichi Picún Leufú.

3.1. NUEVO ESQUEMA NORMATIVO

En medio de una crisis económica, institucional y social, el 6 de enero 2002 el Poder Legislativo Nacional aprobó el proyecto de Ley de Emergencia Pública y de Reforma del Régimen Cambiario -Ley 25561-. Ésta ley derogó el régimen de convertibilidad y dispuso, entre otras cuestiones, la conversión a pesos de todas las tarifas de los servicios públicos, incluidas las de gas y energía eléctrica suministrada por los distribuidores y transportistas, prohibiéndose su indexación y abriendo una instancia de renegociación de los contratos de servicios públicos, que tras diez años, no presenta grandes avances.

En el informe se analizan las disposiciones adoptadas en este período. Las mismas se presentan tras puntualizar el estatus operativo de CAMMESA, agrupadas en torno a tarifas, costos de generación, segmentación y expansión de la oferta, y algunos aspectos donde puede inferirse el nuevo rol que se pretende para el Estado.

En el mercado del gas natural, se implementan distintas medidas, las que son analizadas y agrupadas en: redireccionamiento del gas, precios de gas en boca de pozo y tarifas de usuarios finales, rol de CAMMESA en el mercado de gas natural, MEGSA, Renegociación de los contratos de concesión del sector Gas Natural, Expansiones de Oferta y redes.

4. VARIABLES RELEVANTES DEL MERCADO ENERGÉTICO

En esta sección se analiza la evolución de las variables relevantes del mercado de energéticos de Argentina. Entre ellas se detalla la demanda de energía eléctrica, su evolución, composición y potencia máxima. En cuanto a la oferta, se analiza la evolución de cada tecnología instalada y los combustibles utilizados.

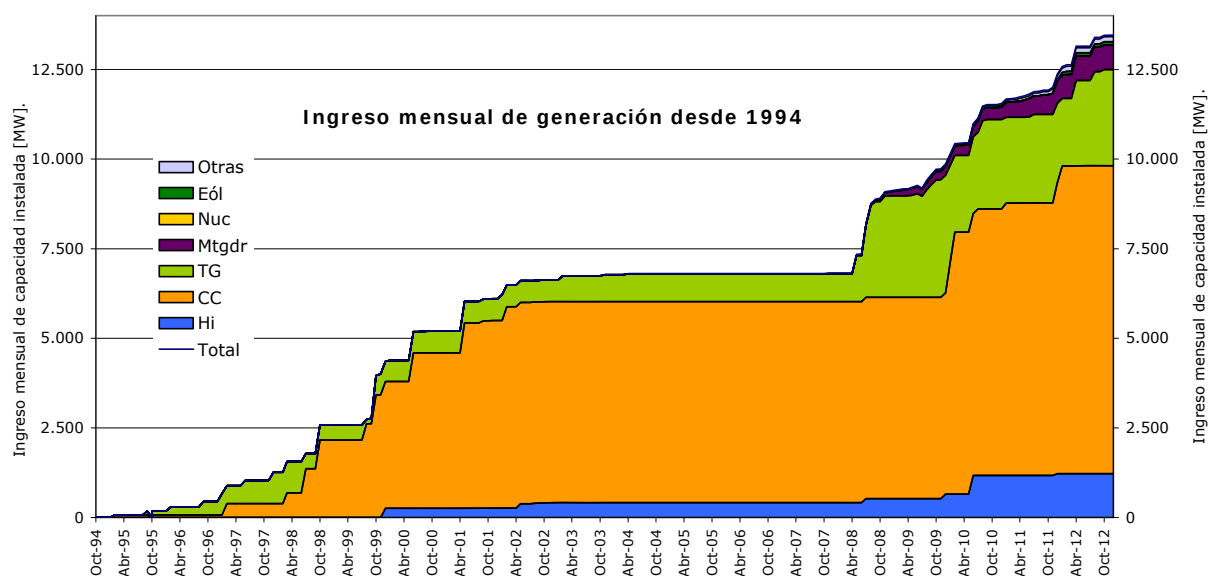


Ilustración 2 Evolución de los ingresos de generación por tecnología desde 1996.

Durante el año 2012 el gas natural aportará prácticamente la mitad (48%) de la energía eléctrica consumida. La contribución del primer sustituto de éste (fuel oil) duplica la generación nuclear. El siguiente sustituto (gas oil) es similar a la producción de las centrales atómicas. Esta composición de la oferta es muy diferente a la de los primeros años de la década pasada donde no eran significativos. Se utilizaban para sostener la operación del sistema en los períodos invernales durante los cuales el gas se emplea prioritariamente para atender la demanda residencial. El crecimiento de los requerimientos del parque térmico no acompañados por una expansión de la oferta de gas, por lo menos, análoga devino en que, desde 2007, se tenga operación con combustibles alternativos aún en verano. En los últimos inviernos su aporte conjunto es del orden del de gas natural.

El incremento del consumo de hidrocarburos y principalmente de los sustitutos del gas natural, impactó en el costo del sistema. La demanda enfrenta estos costos dentro de los cargos llamados Sobrecostos Transitorios de Despacho (STD) y Adicional STD.

El precio de la energía muestra una tendencia creciente siguiendo una forma básicamente lineal. Este incremento se sustenta en los aumentos del precio del gas y en su uso en máquinas de menor rendi-

miento. Este efecto anual tiende a anularse desde 2010 cuando se acerca al tope fijado (120 \$/MWh) por la res SE 240/03.

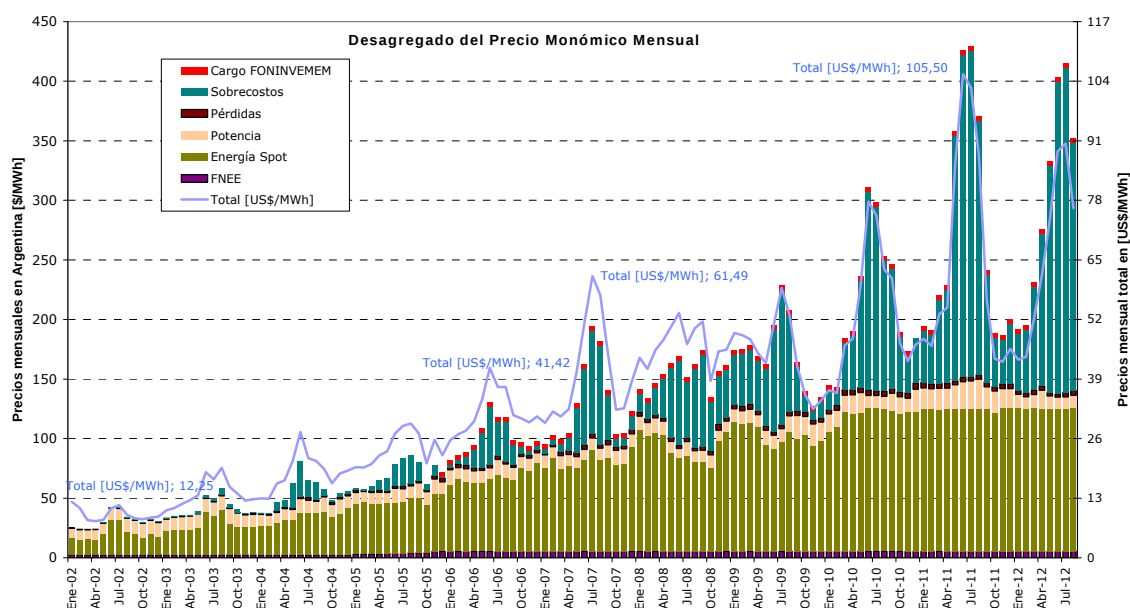


Ilustración 3 Precios mensuales acumulados de los cargos que componen el precio de la energía.

En el caso de los sobrecostos, los volúmenes y costos crecientes imprimen a estos cargos una tendencia exponencial atenuada parcialmente en 2012 por la gran disponibilidad de generación hidroeléctrica.

En cuanto a la evolución de las variables relevantes del sector gas natural, se analizó la evolución de la demanda y su composición, la disponibilidad de hidrocarburos y los intercambios internacionales de gas natural.

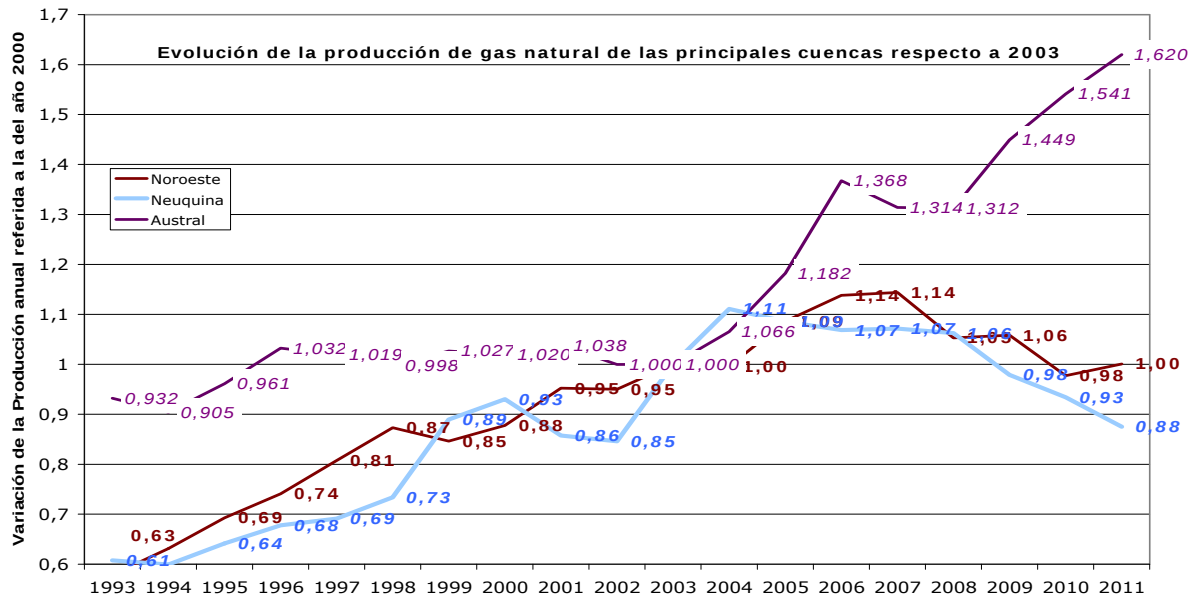


Ilustración 4 Variación relativa de la producción de las principales cuencas productoras de gas en Argentina.

Los datos precedentes muestran que las principales cuencas argentinas producen volúmenes inferiores a los generados en el año 2003. Sólo la cuenca Austral, aproximadamente el 20% de la producción local, muestra alguna recuperación.

En cuanto a las reservas han disminuido desde 17 años en el año 2000, a 7,3 años en el año 2011. En este caso debido al incremento en los niveles de producción y sobretodo, a la escasa reposición de reservas (bajo esfuerzo exploratorio y cuencas productivas maduras).

5. EVOLUCIÓN TENDENCIAL DEL MERCADO ENERGÉTICO

En este segmento se expone la evolución que se estima más probable de las variables relevantes del mercado energético de Argentina. Entre ellas se analiza la demanda de energía y potencia máxima a fin de cuantificar las necesidades del sistema en el mediano y largo plazo.

En función de lo mencionado se estima una demanda que crece entre el 4 y 4,5% anual, lo que deviene en un requerimiento de potencia máxima que alcanza en el 2015 aproximadamente los 25.100 MW. Es decir un incremento inicial anual del orden de 1.000 – 1.200 MW.

Se detallan los proyectos de generación eléctrica que se estarían desarrollando, las líneas de transmisión esperadas y se asumen hipótesis de ingreso de distintas centrales. Si se cumplen las presunciones detalladas, se tiene el siguiente panorama futuro.

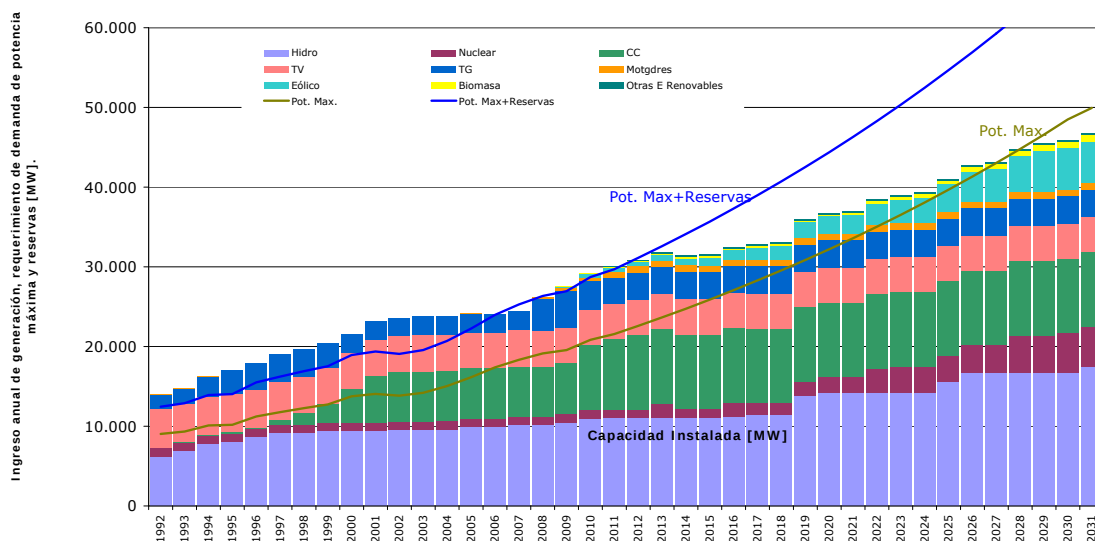


Ilustración 5 Evolución 1992 a 2031 de la capacidad instalada, demanda máxima de potencia y ésta con las reservas.

El sistema necesita, para la composición del parque de los últimos años, por lo menos un 38% más de capacidad instalada respecto de la demanda de potencia máxima prevista. Las ampliaciones previstas que se detallan no cubren la oferta proyectada. Esto determina que deban definirse proyectos de modo de cubrir esta brecha.

Las previsiones asumidas implicarían inversiones del orden de US\$ 8.500 millones hasta el año 2015. A pesar del esfuerzo que la Sociedad llevaría adelante, se requiere de un aporte adicional del orden de US\$ 4.000 millones (para cubrir la demanda propuesta). Es decir, la tendencia actual, aún sin analizar la dimensión del combustible, en cuanto a crecimiento de la oferta, no resulta sustentable.

También se analiza la demanda esperada de gas en función de los datos de las diferentes categorías.

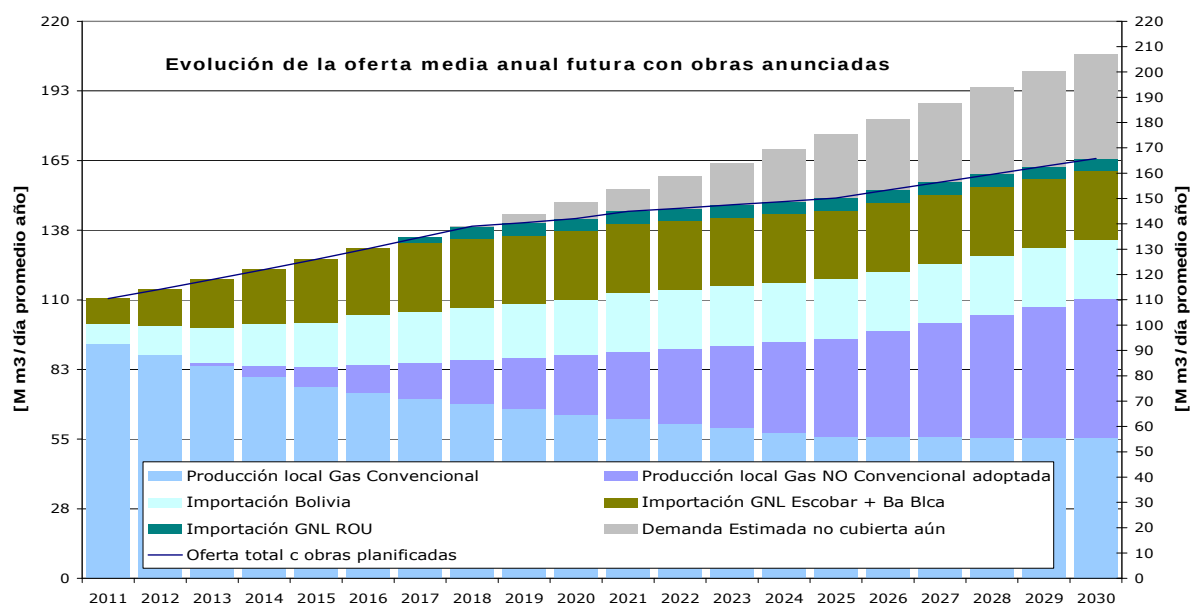


Ilustración 6 Estimación de la demanda y la oferta de gas.

Para la oferta se consideró la producción de gas convencional, no convencional, provisión de gas de Bolivia y GNL. Se asumieron distintas hipótesis a partir de las cuales se construyó un escenario esperado, el que es contrastado con la demanda supuesta. A pesar de considerar un escenario optimista (baja tasa de incremento de demanda, operación de la importación sostenidamente al máximo) se mantiene el balance actual entre el gas y sus supletorios hasta 2018. A partir de ese año se requiere más oferta que la asumida.

Si se cubriera el incremental de demanda supuesta a partir de GNL deberían incorporarse tres nuevas plantas para sostener el mismo nivel de aprovisionamiento de gas. Es decir, para mantener la misma relación de gas y alternativo que la demanda tiene a 2012 deben incorporarse tres nuevas plantas de regasificación a partir de 2018.

6. CONTRATOS

En este segmento se detallan los distintos tipos de contratos hoy existentes y los defectos de esta herramienta regulatoria, tanto en el caso de los grandes usuarios como de las distribuidoras. Se analizó también el caso de los contratos transferidos al momento de la privatización de EDENOR, EDESUR y EDELaP, caso que se consideran exitosos por haber sido un factor determinante para que los tres operadores de esos contratos instalaran sendos ciclos combinados.

Posteriormente se presenta las distintas modalidades de Contratos MEM, en los que a partir de 2004 se basa la Secretaría de Energía para sustentar la expansión del sistema energético.

En forma separada se analiza el caso de contratos con fuentes renovables. En estos caso, la falta de confianza de los inversores se manifiesta tanto en el precio ofertado por los oferentes como en el desarrollo de éstos emprendimientos: aún con contratos firmados 15 años, en dólares y a precios más altos que los de la región, los desarrolladores no logran financiamiento (a mayo 2012, se cuenta con 83,2 MW de los 1.015 MW contratados).

7. DIAGNÓSTICO DE SITUACIÓN

Los requerimientos incrementales de los últimos años tienen epicentro en el consumo residencial y éste no muestra señales de retracción. En lo inmediato los aumentos de demanda se sostendrán con nuevas unidades térmicas ya que presentan plazos de obras más acotados y de menores costos iniciales de inversión², aunque con altos costos de operación.

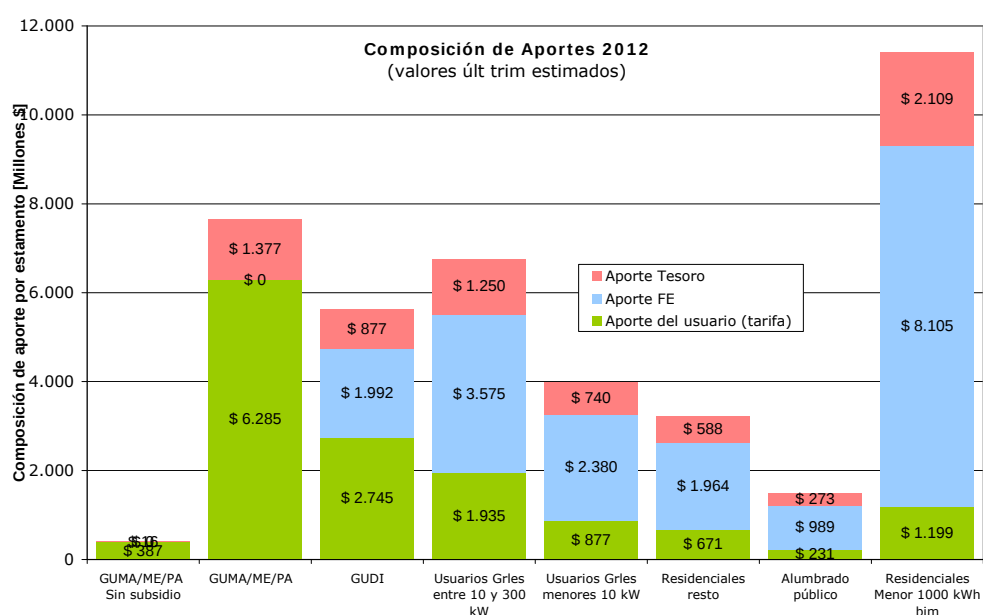


Ilustración 7 Estimación de la asistencia del Estado Nacional por estamento de demanda en 2012.

² Como excepción puede citarse a Punta Negra, una central hidroeléctrica de 60 MW en San Juan.

El gas natural en la Argentina es el hidrocarburo de menor precio relativo y de mayor infraestructura asociada pero cuyas reservas decrecen cada año. La oferta insuficiente de gas respecto de las necesidades del sistema eléctrico, se suple con el empleo de combustibles líquidos. En los últimos años se agregó el uso de gas natural foráneo, ya sea proveniente tanto de las plantas de regasificación como desde Bolivia. Todos estos supletorios del gas natural local tienen precios correlacionados con el valor internacional del petróleo (WTI).

Por lo tanto, los requerimientos creciente de demandas de energía y combustibles, sumado a las incertezas en la expansión de la oferta eléctrica, lleva a costos crecientes de la energía. Esto implica un Déficit del Fondo de Estabilización ascendente. La regulación paulatinamente fue dirigiéndose hacia esquemas del tipo reconocimiento de deuda contra reinversión obligada, y/o reconocimiento integral de costos ejecutados, tanto operativos como de inversión, a través de un contrato particular. Esta última característica con posteridad se profundiza con los programas "Plus".

En este entorno, los agentes, tienden a priorizar en sus decisiones aquellas que se resuelven en el corto plazo. Esto posterga las que necesitan plazos mayores para desenvolverse como las inversiones. Como la demanda presiona por respuestas desde la oferta, las autoridades sectoriales intervienen apuntando a soluciones rápidas. Esto retrae más la iniciativa privada.

Se asumió inicialmente como un mercado eléctrico sustentable a aquel que desde lo económico permita tarifas y precios competitivos, que además, sea autosostenible. Desde lo social que sea capaz de cubrir las necesidades de nuestro país, desarrollar la producción nacional de tecnología en generación, y propenda a la integración regional. En lo que respecta a la faceta ambiental, diversifique la matriz energética y reduzca el nivel de emisiones de Gases de Efecto Invernadero. El camino recorrido hasta aquí, las tendencias que presentan las distintas variables, un entorno regulatorio incierto y el profundo divorcio entre los costos y las tarifas devienen en condiciones muy diferentes a la de un mercado sustentable.

8. PROPUESTA

En los últimos tiempos, el mercado eléctrico flaquea, entre otras cosas a partir de las incertezas del mercado de los combustibles. Parece no haber unidad de criterios en cuanto a la disponibilidad y precios de la oferta futura de gas natural argentino.

La propuesta se centra en la contractualización del mercado a largo plazo. Esto implica la formalización de contratos entre los generadores principalmente térmicos, los grandes usuarios y el segmento de distribución. La difícil situación de este último y la fortaleza de la gestión de CAMMESA de los últimos años permiten pensar en una implementación gradual que aproveche la experiencia reciente.

Se sugiere que los contratos de abastecimiento con centrales térmicas otorguen respaldo sólo a partir de la operación a partir de **gas nuevo**. Estos contratos de mediano y largo plazo además de otorgar respaldo, "blindarán" al comprador (gran usuario y/o distribuidoras) de las variaciones de precios del MEM.

Para garantizar la transparencia en la contractualización de la demanda de las distribuidoras se deben realizar licitaciones. Éstas en primera instancia serán llevadas a cabo por CAMMESA.

Este nuevo sistema requiere tiempo para que madure la nueva oferta de gas natural. Para permitir una transición ordenada en los próximos años puede implementarse un sistema de contratos de disponibilidad para los grandes usuarios con precios surgidos de los análisis que lleva adelante el Ministerio de Economía. Así se instala en la demanda la lógica de operación a partir de contratos de mayores plazos. En este caso, estos contratos brindan respaldo al comprador pero no asegura el precio de la energía, el que estará sujeto a las variaciones del precio medio horario. En el caso de la demanda estacional, estos nuevos precios de potencia se verán reflejados en el cargo por PPaD. Esto permitirá a las autoridades un ajuste fino de la remuneración de generación.

Para disminuir la actual dependencia del sector del gas natural se requiere un mayor énfasis en una planificación centrada en unidades hidroeléctricas y nucleares, cuya financiación se sustentará en el MEM.

Para el desarrollo de la generación renovable, se propone un esquema similar, a la vez que se trasladará a los agentes demandantes el objetivo establecido en Ley 26190.

Por otra parte, actualmente, la generación instalada presenta panoramas muy disímiles: Mientras que la generación hidroeléctrica de porte devenga renta marginal, la operación de unidades térmicas presenta precios muy dispersos en función de los rendimientos de cada unidad, el combustible utilizado y el encuadre normativo según el que se rige. Esto hace que se convoque en la misma hora unidades

cuyo precio oscila entre 60 \$/MWh y 1.700 \$/MWh. En este contexto, la sanción de precios se maneja mediante un sistema híbrido entre marginal y de costos.

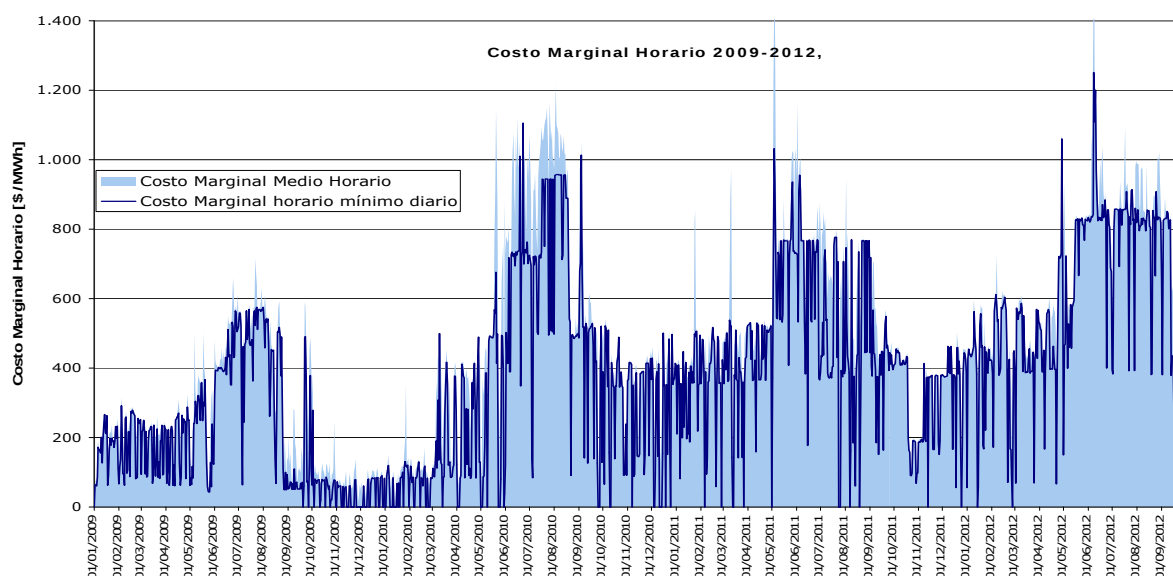


Ilustración 8 Mínimos y medios diarios de los costos marginales horarios 2009-2012.

La aplicación de reconocimiento de precios de mercado a partir de un criterio marginalista en este entorno de oferta insuficiente implicaría una renta extraordinaria para los oferentes, fruto de la situación de mercado desadaptado. En este contexto resulta más razonable un reconocimiento de costos medios de la oferta requerida.

Se propone entonces ajustar el precio spot a un valor tal que unifique el criterio de determinación de precios. Se sugiere fijar el precio spot como el máximo valor del Agua, es decir 60 \$/MWh, convirtiendo al sistema en uno de costos. Este precio spot junto con el costo medio de las distintas centrales despachadas sin contrato de abastecimiento determinan el precio final horario de la energía.

8.1. LOS GRANDES USUARIOS COMO PROMOTORES DEL CAMBIO

Por otra parte los grandes usuarios son un sector dinámico de la economía que, para competir en un mundo globalizado requieren una cultura operacional que minimice los costos a largo plazo. En muchas actividades industriales también se requiere un suministro seguro con precios predecibles. En el MEM, las demandas de gran porte ya interactúan con los oferentes. En muchos casos son también grandes consumidores de gas, por lo que allí también han logrado experiencia y la confianza de los productores y comercializadores de gas.

Esta demanda paga actualmente por la energía que consumen un precio muy cercano al costo real de la energía y que, al incluir uso de combustibles alternativos al gas, se traducen a precios finales que permiten el desarrollo de gas nuevo para su reemplazo.

En la **Tabla 24** (X 2 Grandes Usuarios) se presenta la conformación de los precios que enfrenta la demanda por su requerimiento anterior (base) y posterior a la de 2005 (excedente). Finalmente éstos resultan (**Tabla 1**).

Precio de la energía base y excedente				
	2012	2011	2010	
Demanda que excede la base				
Costo total dda Excedente [c]	338.42	297.63	221.64	[\$/MWh]
tipo de cambio	4.40	3.98	3.10	[\$/US\$]
	76.9	74.8	71.5	[US\$/MWh]
Demanda Base				
Costo total dda Base [d]	282.5	269.7	210.5	[\$/MWh]
tipo de cambio	4.40	3.98	3.10	[\$/MWh]
	64.2	67.8	67.9	[US\$/MWh]

Tabla 1. Resumen del precio global de energía 2010 a 2012 (últ cuat estimado).

A Octubre 2012 la energía excedente representa aproximadamente un 20% de la consumida por los usuarios de más de 300 kW. Adoptándose esta participación relativa para ponderar los diferentes precios:

Precio de la energía ponderando base y excedente. Usuarios con subsidio				
	2012	2011	2010	
Costo total dda Excedente [c]	293,7	275,3	212,7	[\$/MWh]
tipo de cambio	4,40	3,98	3,10	[\$/US\$]
	66,7	69,2	68,6	[US\$/MWh]

Tabla 2. Precio global de energía 2010 a 2012 (últ cuat estimado) ponderado.

Estos precios no incluyen los costos de los contratos suscriptos por CAMMESA ni la importación de Brasil. Como la res SE 1301/2011 aplica estos cargos a los grandes usuarios alcanzados por la quita de subsidios, los precios anteriores serán entonces para los usuarios no alcanzados por la quita de subsidios.

Importación desde Brasil y Contratos MEM				
	2012	2011	2010	
Cargo x Importación desde Brasil	8,42			[\$/MWh]
Cargo x Ctos MEM	56,1			[\$/MWh]
Cargo x Importación desde Brasil + Cargo x Ctos MEM	64,5	44,0	39,3	[\$/MWh]

Tabla 3. Costo de la importación desde Brasil y de los contratos de CAMMESA. 2010 a 2012 (últ cuat estimado).

En definitiva, un usuario sin subsidio debe solventar:

Precio de la energía ponderando base y excedente. Usuarios sin subsidio				
	2012	2011	2010	
Usuario con subsidios	293,7	275,3	212,7	[\$/MWh]
Cargo x Importación desde Brasil + Cargo x Ctos MEM	64,5	44,0	39,3	[\$/MWh]
Total	358,2	319,3	252,1	[\$/MWh]
tipo de cambio	4,40	3,98	3,10	[\$/US\$]
	81,4	80,2	81,3	[US\$/MWh]

Tabla 4. Precio global de energía 2010 a 2012 (últ cuat estimado) Usuario Sin subsidio.

Por otra parte un ciclo combinado de gran porte requiere una inversión unitaria de 985 US\$/kW. Esto implica, asumiendo una utilización del 85%, una tasa de descuento del 12% en 15 años, un costo unitario de capital del orden de 19,42 US\$/MWh. Estas unidades operan con un consumo unitario de 1.485 kCal/kWh (6,6 MBTU/MWh). El costo medio estándar de Operación y Mantenimiento (O&M) ronda los 4 US\$/MWh. En definitiva los costos no combustibles de este ciclo rondan los 23,42 US\$/MWh.

Si se emplea un ciclo combinado como el descrito para producir la energía que demanda un usuario del MEM, el precio de indiferencia del combustible, resultará de descontar los costos no combustibles de ese ciclo y los gastos inherentes a seguridad y calidad del sistema eléctrico³ (en 2012 aproximadamente 3 US\$/MWh):

Costo de combustible de indiferencia con el Precio 2012 de la energía			
Usuario con subsidios	66,7		[US\$/MWh]
Usuario sin subsidio		81,4	[US\$/MWh]
Ciclo Combinado. Costo No combustible	23,4	23,4	[US\$/MWh]
Costos Seguridad y Calidad MEM	3,0	3,0	[US\$/MWh]
Neto	40,3	55,0	[US\$/MWh]
Consumo unitario	6,6	6,6	[MBTU/MWh]
Costo de combustible de indiferencia	6,10	8,32	[US\$/MBTU]

Tabla 5. Costo de combustible de indiferencia con el Precio 2012 de la energía.

³ Reservas de potencia, regulación de frecuencia que se abona como parte del cargo de Servicios Asociados a la Potencia y pérdidas de transmisión (Cargo de Energía Adicional).

Estos valores de indiferencia son mayores que los que se autorizan a sep 2012 para el programa Gas Plus (5,2 US\$/MBTU).

Este cúmulo de experiencias puede aprovecharse para clarificar la verdadera disponibilidad y precio del gas natural. Con ajustes mínimos que básicamente recreen condiciones de confianza y aseguren la continuidad a futuro de estas políticas pueden ser el motor del cambio.

Una gestión activa de estos usuarios y gestores intermedios contribuirá no sólo a aumentar la oferta de generación y producción de gas, sino también a dar transparencia sobre los reales costos de inversión en generación, disponibilidad y precio final de los combustibles, a la vez que dilata las necesidades de expansión por parte del Estado Nacional y las empresas distribuidoras.

"Nunca es triste la verdad, lo que no tiene es remedio"

Joan Manuel Serrat.

PROPUESTA PARA RECREAR EL MERCADO ELÉCTRICO EN EL MARCO DE LA LEY 24065

TABLA GENERAL DE CONTENIDOS

AGRADECIMIENTOS	3
RESUMEN EJECUTIVO	5
1. OBJETIVO	5
2. ANTECEDENTES.....	5
3. CONTEXTO NORMATIVO	6
4. VARIABLES RELEVANTES DEL MERCADO ENERGÉTICO	7
5. EVOLUCIÓN TENDENCIAL DEL MERCADO ENERGÉTICO	9
6. CONTRATOS.....	10
7. DIAGNÓSTICO DE SITUACIÓN	10
8. PROPUESTA	11
MARCO DE LA TESIS	19
II MARCO DE LA TESIS	19
1. INTRODUCCIÓN.....	19
2. EL PROBLEMA DE AYER Y DE HOY.....	19
3. EL PROBLEMA DE MAÑANA.	24
4. LA ENCRUCIJADA	29
5. UNA PROPUESTA.....	30
6. ORGANIZACIÓN DEL DOCUMENTO.	31
MARCO NORMATIVO	34
III MERCADO ELÉCTRICO ARGENTINO 1992 2002	34
1. ENTORNO SOCIOECONÓMICO Y POLÍTICO EN 1992	34
2. LEY 24065, MARCO ELÉCTRICO.....	35
3. LA PRIVATIZACIÓN	36
4. FUNCIONAMIENTO DEL MEM	37
5. RESULTADOS OBTENIDOS:.....	41
NUEVO ESQUEMA NORMATIVO	44
IV MERCADO ELÉCTRICO ARGENTINO DESDE 2002	44
1. EL MARCO SOCIOECONÓMICO Y POLÍTICO EN 2002	44
2. PRIMERAS MEDIDAS EN 2002	45
3. CAMESA, NUEVO ROL	46
4. TARIFAS	46
5. DÉFICIT DEL FONDO DE ESTABILIZACIÓN	48
6. COSTOS DE GENERACIÓN	49
7. SEGMENTACIÓN DE MERCADOS, ENERGÍA PLUS.	51
8. EXPANSIÓN DE LA OFERTA.....	51
9. OTRAS MEDIDAS	54
10. MARCO DE LAS FUENTES RENOVABLES	55
11. MEDIDAS APLICADAS EN GAS NATURAL.	57
DESCRIPCIÓN DE LAS VARIABLES RELEVANTES DEL MERCADO ENERGÉTICO	62
V EVOLUCIÓN DE LAS VARIABLES RELEVANTES DEL SISTEMA ELÉCTRICO.....	62

1. DEMANDAS.....	62
2. OFERTA.....	66
3. CONSUMOS DE COMBUSTIBLES.....	67
4. PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES.....	68
5. PRECIOS DE LA ENERGÍA.....	69
6. PRECIO ESTACIONAL.....	70
VI EVOLUCIÓN DE LAS VARIABLES RELEVANTES DEL GAS NATURAL.....	71
1. DEMANDA DE GAS.....	71
2. DISPONIBILIDAD DE HIDROCARBUROS.....	74
EVOLUCIÓN TENDENCIAL DEL MERCADO ENERGÉTICO.....	80
VII DEMANDA FUTURA.....	80
1. MERCADO ELÉCTRICO.....	80
2. DEMANDA DE GAS.....	82
VIII PERSPECTIVAS DE LA OFERTA DE GENERACIÓN.....	83
1. AMPLIACIONES DE GENERACIÓN.....	83
2. AMPLIACIONES DE DE TRANSMISIÓN.....	85
3. EVOLUCIÓN PROBABLE DEL SECTOR ELÉCTRICO.....	86
IX OFERTA DE GAS NATURAL.....	91
2. GAS CONVENCIONAL, PERSPECTIVAS DE PRODUCCIÓN.....	91
3. HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES.....	93
4. PROVISIÓN DESDE BOLIVIA.....	95
5. GAS NATURAL LICUADO.....	96
6. PROYECCIÓN DE OFERTA DE GAS NATURAL.....	96
CONTRATOS.....	100
X MERCADO A TÉRMINO.....	100
1. GRANDES USUARIOS.....	100
2. DEFECTOS DE LA HERRAMIENTA REGULATORIA.....	102
3. CONTRATOS TRANSFERIDOS. UN CASO EXITOSO.....	105
XI CONTRATOS MEM.....	106
1. CARACTERÍSTICAS.....	106
2. FUENTES RENOVABLES. RESOLUCIÓN SE 712/09.....	109
XII CONTEXTO REGIONAL.....	110
XIII DISEÑO DE MERCADO DE LA FERC.....	112
XIV CONCLUSIÓN.....	113
DIAGNÓSTICO.....	116
XV DIAGNÓSTICO.....	116
1. SUSTENTABILIDAD.....	116
2. ESTADO DE SITUACIÓN Y PERSPECTIVAS DE CORTO PLAZO.....	117
3. DIAGNÓSTICO.....	119
PROPUESTAS.....	122
XVI PROPUESTAS.....	122
1. MARCO SOCIAL.....	122
2. CONTRATOS.....	122
3. HOJA DE RUTA.....	124
4. CONSIDERACIÓN INICIAL.....	126
5. DESARROLLO DE LA PROPUESTA.....	126
6. ETAPAS INTERMEDIAS HASTA ALCANZAR EL ESCENARIO DESCRIPTO.....	135

7.	RESULTADOS ESPERADOS.....	143
8.	REDUCCIÓN DEL DÉFICIT DEL FONDO DE ESTABILIZACIÓN.....	144
	RESUMEN DE LAS MEDIDAS MÁS SIGNIFICATIVAS.....	145
A.	DETALLE DE INSTITUCIONES Y AGENTES DEL SECTOR ELÉCTRICO	1
1.	INSTITUCIONES DEL SECTOR ELÉCTRICO.....	1
2.	AGENTES DEL MEM.....	4
B.	DETALLES DE LAS NORMAS SOBRE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN	8
1.	INTRODUCCIÓN.....	8
2.	RESOLUCIÓN SE 712/2003. FONINVEMEM.....	8
3.	RESOLUCIÓN SE 1281/2006. ENERGÍA PLUS.....	10
4.	NOTA SE 511/2009. NUEVAS UNIDADES, NO ENERGÍA PLUS.	14
5.	RESOLUCIÓN SE 1782/2006. GENERADORES EN ÁREAS DE DISTRIBUCIÓN.	14
6.	RESOLUCIÓN SE 220/2007. NUEVAS UNIDADES.	14
7.	RESOLUCIÓN SE 1836/2007. ENERGÍA DISTRIBUIDA.....	15
8.	NUEVAS UNIDADES. DECRETO PEN 938/07	16
9.	RESOLUCIÓN SE 280/2008. GENERADORES RENOVABLES EN ÁREAS DE DISTRIBUCIÓN.	16
10.	RESOLUCIÓN SE 200/08. FINANCIAMIENTO DE AMPLIACIONES EN UNIDADES DE GENERACIÓN ESTATALES.....	17
11.	RESOLUCIÓN SE 762/2009. PROGRAMA NACIONAL DE OBRAS HIDROELÉCTRICAS.	17
12.	RESOLUCIÓN SE 712/2009. UNIDADES A PARTIR DE FUENTES RENOVABLES	18
13.	NOTA SE 6018/2010. GENERACIÓN CON BIODIESEL.....	19
14.	RESOLUCIÓN SE 108/2011. CONTRATACIÓN DIRECTA DE UNIDADES RENOVABLES.	20
15.	AUTOGENERADOR DISTRIBUIDO. RESOLUCIÓN SE 269/2008.	20
16.	FONINVEMEM II. ACUERDO CON GENERADORES 2008-2011.....	21
C.	DETALLE DEL SECTOR GAS	23
1.	AGENTES	23
2.	INSTITUCIONES.	25
3.	PRINCIPALES RASGOS DEL MARCO REGULATORIO PREVISTO POR LA LEY 24076	27
4.	EVOLUCIÓN DEL MERCADO DE GAS NATURAL DESDE 2002	28
D.	DETALLES DE LAS NORMAS SOBRE ENERGÍAS RENOVABLES	32
1.	PRIMEROS PASOS DE LA ENERGÍAS RENOVABLES EN ARGENTINA	32
2.	RÉGIMEN DE ENERGÍAS RENOVABLES A PARTIR DE 2006.....	33
3.	DESPACHO DE FUENTES RENOVABLES	38
4.	ENARSA EN EL DESARROLLO DE RENOVABLES.....	38
E.	ANEXO OFERTA DE GAS NATURAL	44
	PREVISIÓN EMPRESA PETROLERA.	44
	PREVISIÓN YPF.....	45
F.	ANEXO PROVISIÓN DESDE BOLIVIA.....	45
G.	ANEXO REQUISITOS EXIGIDOS EN CHILE PARA LICITACIONES	48
	SÍNTESIS DE RESOLUCIÓN EXENTA CNE/704.	48
	GLOSARIO	52
	BIBLIOGRAFÍA.....	57
	TABLAS DE CONTENIDOS.....	58
	TABLA DE CONTENIDO EXHAUSTIVA	58
	TABLA DE ILUSTRACIONES	60
	LISTADO DE TABLAS.....	62

CONTENIDO DE LA SECCIÓN.

<u>MARCO DE LA TESIS</u>	
II MARCO DE LA TESIS	19
1. INTRODUCCIÓN.....	19
2. EL PROBLEMA DE AYER Y DE HOY.....	19
3. EL PROBLEMA DE MAÑANA.	24
4. LA ENCRUCIJADA	29
5. UNA PROPUESTA.....	30
6. ORGANIZACIÓN DEL DOCUMENTO.	31

MARCO DE LA TESIS

Es preciso considerar el pasado con respeto y el presente con desconfianza si se pretende asegurar el porvenir

Joseph Joubert⁴

II MARCO DE LA TESIS

1. INTRODUCCIÓN

Este trabajo se desarrolla como tesis final de la Maestría Interdisciplinaria en Energía de la Universidad de Buenos Aires. Se pretende elaborar una propuesta de ajuste de la normativa del sector eléctrico, que dentro del marco legal vigente, reactive el desarrollo de generación a partir de la conjunción del capital privado y del Estado.

Se considera que la temática elegida está siendo analizada por diferentes estamentos gubernamentales y que puede constituirse en un aporte para la readaptación del sector.

Conceptualmente una propuesta de esta índole pretende erigirse en una solución a un problema. Por lo tanto, para su elaboración debe definirse el dilema a resolver. La realización de este diagnóstico requiere, en primera instancia, investigar lo ocurrido hasta aquí. En nuestro caso y, dado los resultados, debieran estudiarse las normas vigentes hasta 2002, los ajustes implementados y los diferentes resultados. Por ello, se debe investigar la evolución de las diferentes variables relevantes. Con esto se podrá prever su tendencia y por ende construir un escenario probable. En función de lo precitado se determina un diagnóstico de la situación. Esto permite la construcción de una propuesta bajo una serie de supuestos y/o premisas. Esa propuesta puede contrastarse con lo que países de la región llevan a cabo y con lo realizado por Argentina en situaciones similares.

2. EL PROBLEMA DE AYER Y DE HOY

Inmersos en una profunda crisis⁵, el 6 de enero 2002 el Poder Legislativo Nacional aprobó el proyecto de Ley de Emergencia Pública y de Reforma del Régimen Cambiario -Ley 25561-. Esta ley derogó el régimen de convertibilidad y dispuso, entre otras cuestiones, la conversión a pesos de todas las tarifas de los servicios públicos, incluidas las de gas y energía eléctrica suministrados por los distribuidores y transportistas, prohibiéndose su indexación y abriendo una instancia de renegociación de los contratos de servicios públicos. Se constituyó así en un punto de inflexión del desarrollo del sector energético.

Tanto los mercados eléctricos y de gas como los inherentes a los hidrocarburos líquidos, tenían como punto basal de su desarrollo la convertibilidad de la moneda y la libre disponibilidad de los capitales. Las administraciones sucesivas postergaron la implementación de medidas de fondo y no se logró efectuar una transición ordenada del sector energético a partir de la reforma de tipo de cambio e imprimirle el dinamismo de la última década del siglo pasado.

⁴ Joseph Joubert (Montignac, Périgord, 7 de mayo de 1754 - París, 4 de mayo de 1824) fue un moralista y ensayista francés recordado sobre todo por sus "Pensamientos" publicados póstumamente.

⁵ Ésta abarcó aspectos sociales, políticos, económicos e institucionales. Ver [IV 1 El marco socioeconómico y político en 2002](#).

2.1. CRISIS 2002

La actividad económica en 2002 sufrió una de las mayores caídas de la historia argentina. El PIB a precios constantes disminuyó 10,9% (similar a la registrada en 1914 y superior a la de 1931 y 1932). El desempleo alcanzó en mayo 2002 una tasa del 21,5% y la proporción de la población por debajo de la línea de la indigencia superó los niveles alcanzados durante los períodos de hiperinflación de principio de los años noventa. El consumo se retrajo en un 12,9%. La inversión y las importaciones disminuyeron 36,1% y 49,7% respectivamente⁶.

En 2003 se inició una incipiente recuperación de la producción y el fortalecimiento de las variables financieras. En abril de ese año, se normaliza la institucionalidad política con las elecciones nacionales en las que se designa presidente al Dr. Néstor Kirchner⁷. Las autoridades adoptaron, quizás condicionadas por su base social, la recomposición de la economía a partir de la reactivación del consumo interno. La reactivación económica que se comenzó a vislumbrar a mediados

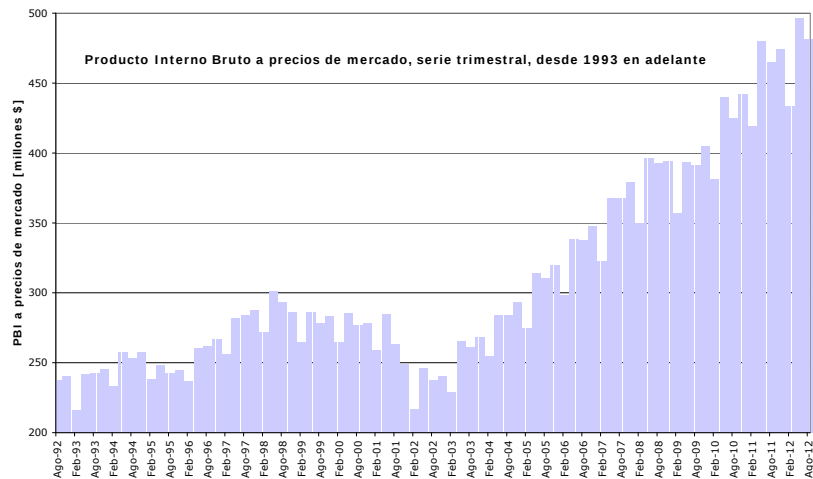


Ilustración 9 Producto Interno Bruto, promedio trimestral

de 2002 se consolida en 2003. Desde ese año a 2007, el país registró una fase de crecimiento económico con tasas que oscilaron en torno al 9%⁸. Como en el tercer trimestre de 2005 el PBI argentino (en pesos argentinos y a precios constantes) superó el valor de 1998, se puede decir que la crisis económica había finalizado.

2.2. DISPONIBILIDAD DE GAS

En 2004 la producción de las cuencas argentinas empezó a decaer. Ya no sólo no pudo acompañar a la demanda creciente sino que inició un proceso de depletamiento que aún no se detiene.

La exportación a los países limítrofes se restringió hasta prácticamente anularse hacia 2012. Con ello la crisis traspasó fronteras ya que Chile se vincula a nuestro país con siete gasoductos construidos a finales de la década del noventa, con la presunción de disponibilidad de gas.

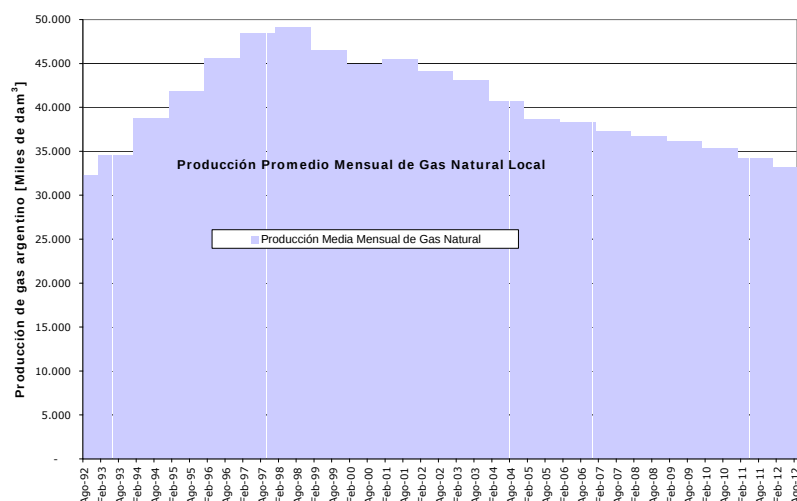


Ilustración 10 Gas Natural de producción nacional, promedio anual

⁶ Las mencionadas son variaciones entre promedios trimestrales.

⁷ Ver IV 1.1 Administración actual

⁸ 8,8% en 2003, 9% en 2004, 9,2% en 2005, 8,5% en 2006, 8,7% en 2007 y 6,8% en 2008.

2.3. PRECIO DEL PETRÓLEO

La oferta insuficiente de gas derivó en el uso de combustibles alternativos para generación de energía eléctrica: fuel oil, carbón mineral y gas oil. La producción nacional de estos hidrocarburos no cubre la demanda.

Estos combustibles se transan internacionalmente, son *commodities*. Su precio se correlaciona con el internacional del petróleo⁹ (WTI) cuyo precio FOB se cuadruplicó entre 2004 y 2008.

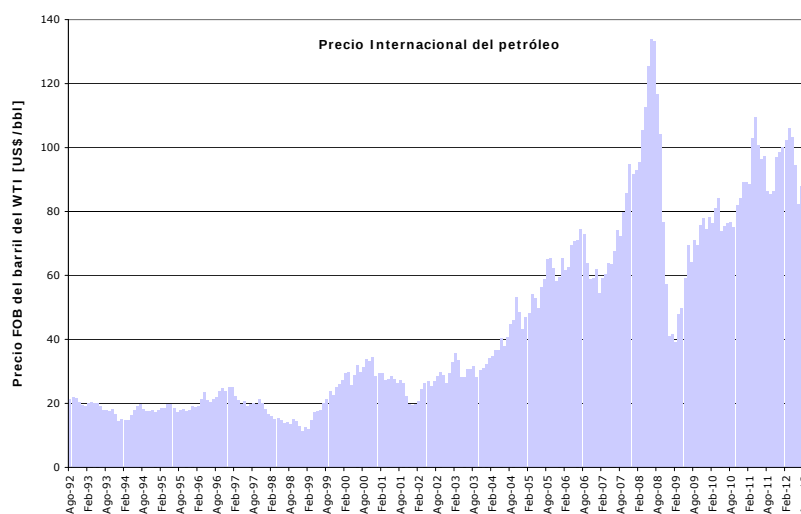


Ilustración 11 WTI, evolución mensual

El primer sustituto del gas natural, tanto por cuestiones operativas como por precio, es el fuel oil. Este rol en la primera década del MEM (1992-2002) se limitaba a los inviernos ante insuficiencia de transporte de gas.

Como la oferta de gas continuó menguando, paulatinamente su uso se fue extendiendo, supliendo ya no la falta de transporte sino la de producto. A 2012 la operación del MEM requiere de este hidrocarburo de manera permanente.

Tras llevar al máximo al fuel oil, tanto por disponibilidad de equipamiento como por razones logísticas, se apeló al gas oil.

Este hidrocarburo liviano sustituye al gas en unidades turbogas y por ende en ciclos combinados, tiene un precio superior al fuel oil entre un 50 y un 70%. Todo esto derivó en un crecimiento notorio del costo de generación operada a partir de estos combustibles alternativos al gas.

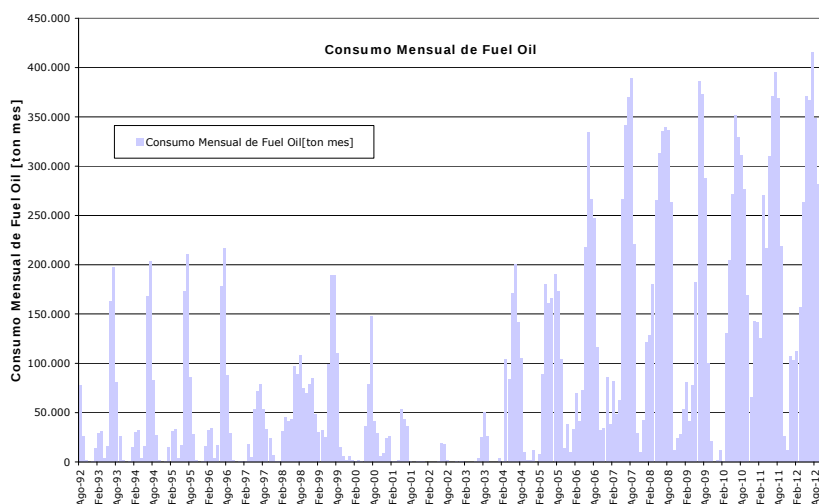


Ilustración 12 MEM, consumo mensual de FO

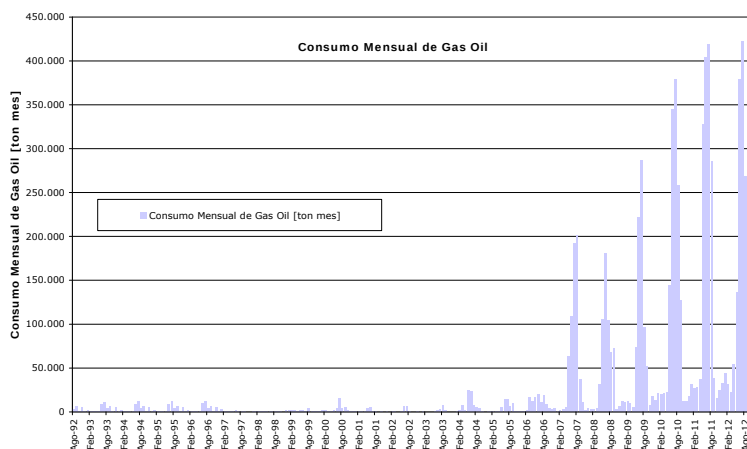


Ilustración 13 MEM, consumo mensual de GO

⁹ El petróleo WTI (*West Texas Intermediate* o *Texas Light Sweet*) es el marcador internacional que refleja el precio en dólares por barril. Sirve de referencia a todos los crudos que se comercializan en el hemisferio occidental y que tiene una repercusión directa en la cotización de todo tipo de crudos, de los productos refinados y petroquímicos del mundo entero, así como en el precio del gas natural en Norteamérica.

También se apeló a gas foráneo para suplir la declinante oferta del producido localmente. Por ello se reanudó en 2004 la importación de gas desde Bolivia, pautándose en 2006 un contrato de largo plazo. Además, se instaló una unidad de regasificación de GNL en Bahía Blanca, a la que en 2010 se sumó otra en Escobar. Actualmente se está en proceso de instalar una tercera y se llegó a un acuerdo para desarrollar conjuntamente con Uruguay otra terminal en Montevideo.

Tanto el precio del contrato de importación de gas desde Bolivia, como el GNL, se correlacionan con el WTI.

2.4. CONJUNCIÓN DE EVENTOS

El sector energético de la Argentina vivió tres eventos extremos simultáneos: una crisis económica, institucional y social sin precedentes; la abrupta declinación de la oferta de gas y el incremento notorio del precio internacional de los hidrocarburos. La profunda distancia que separa actualmente los costos de las tarifas posiblemente podría haberse superado si sólo hubieran ocurrido dos de los eventos mencionados.

2.4.1. CON UN PRECIO DEL PETROLEO DEL ORDEN DE 50 US\$

Si el precio internacional de los hidrocarburos hubiera permanecido en los valores de mediados de 2004, los sobre costos inherentes a la generación a partir de hidrocarburos serían muy inferiores.

Si bien los aportes del gas local hubieran disminuido y debieran suplirse con fuel oil primero y luego gas oil, las erogaciones serían menores.

La crisis argentina hubiera requerido una política cuidada en cuanto a tarifas pero el descalce entre los precios y los costos no alcanzaría la dimensión actual

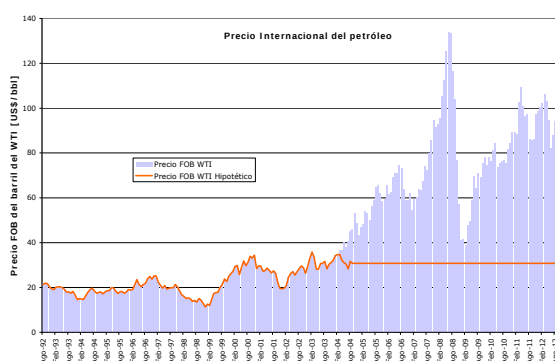


Ilustración 14 Hipotético WTI estabilizado en 2004

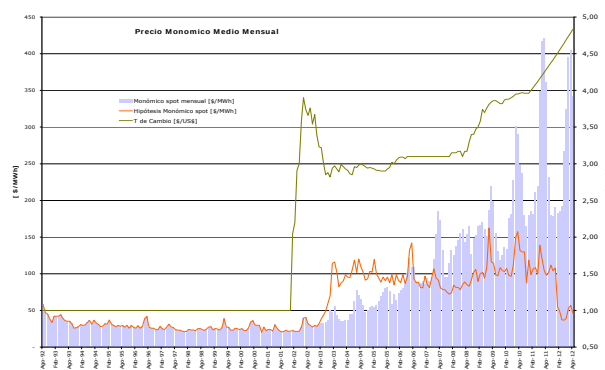


Ilustración 15 Hipotético costo global si no se hubiera incrementado el WTI

2.4.2. SIN LA CRISIS ARGENTINA DE 2002

Ante la disminución de la oferta de gas se apela a los sustitutos elegidos. La magnitud de la reducción deviene en la necesidad de hidrocarburos en los volúmenes y precios actuales. Sin embargo, de no haber ocurrido la Crisis en Argentina, la política tarifaria seguramente hubiera descansado en un sendero de ajuste posiblemente correlacionado con el PBI.

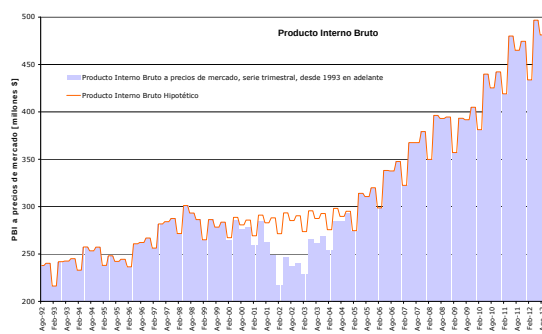


Ilustración 16 Hipotético PIB si se hubiera evitado la crisis 2002

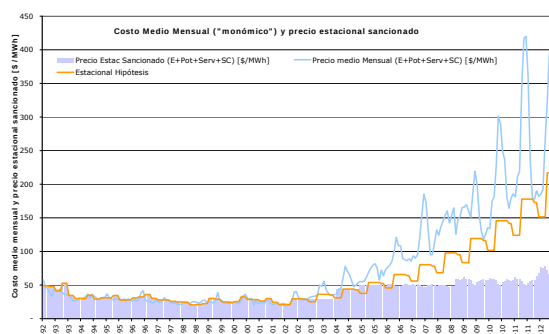


Ilustración 17 Hipotético sendero del precio estacional siguiendo el PIB si se hubiera evitado la crisis 2002

2.4.3. CON MAYOR OFERTA DE GAS

El descalce entre los precios y los costos no se hubieran producido ya que se podía superar el incremento del precio internacional del petróleo y la crisis argentina de 2002 si la oferta de gas no hubiera declinado. Esa mayor oferta de gas hubiera reducido a niveles manejables los volúmenes de gas oil y fuel oil que fueron necesarios para sustituir la oferta no cubierta por el gas.

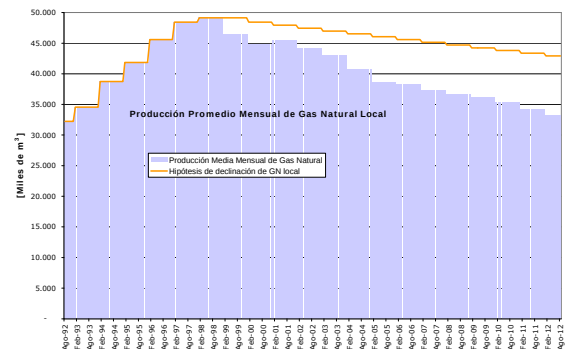


Ilustración 18 Hipotética mayor oferta de GN

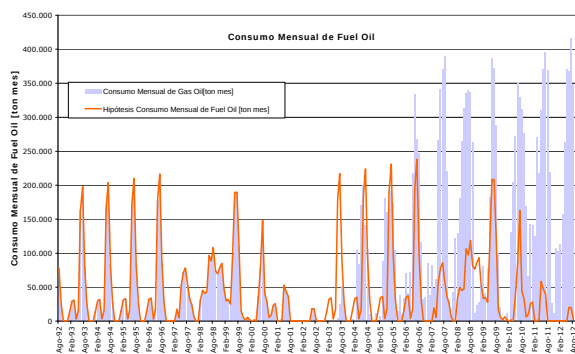


Ilustración 19 Hipotético consumo de FO ante hipotética mayor oferta de GN

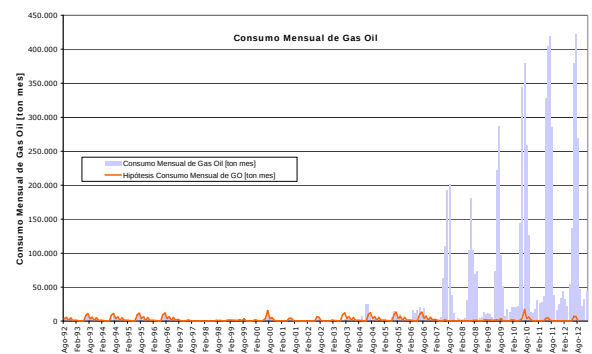


Ilustración 20 Hipotético consumo de GO ante hipotética mayor oferta de GN

2.5. TARIFAS, PRECIOS Y COSTOS

En lo que hace a la energía, se aisló las tarifas de los usuarios finales de la variación de costos. En grandes rasgos, este lineamiento se mantiene hasta la actualidad. Esta situación continuó evolucionando de modo tal que debió establecerse criterios de distribución de los ingresos y de consolidación de las acreencias de los generadores.

Éstas, por iniciativa de las autoridades, en primera instancia se acumularon, luego los pagos del tesoro se aplicaron a la construcción de unidades de generación. Para paulatinamente destinarse a mantenimientos extraordinarios y erogaciones cada vez más cercanas a las corrientes.

El incremento progresivo de los costos y el congelamiento tarifario de la demanda atendida por las distribuidoras hizo que cada vez se requiera más asistencia del Estado Nacional

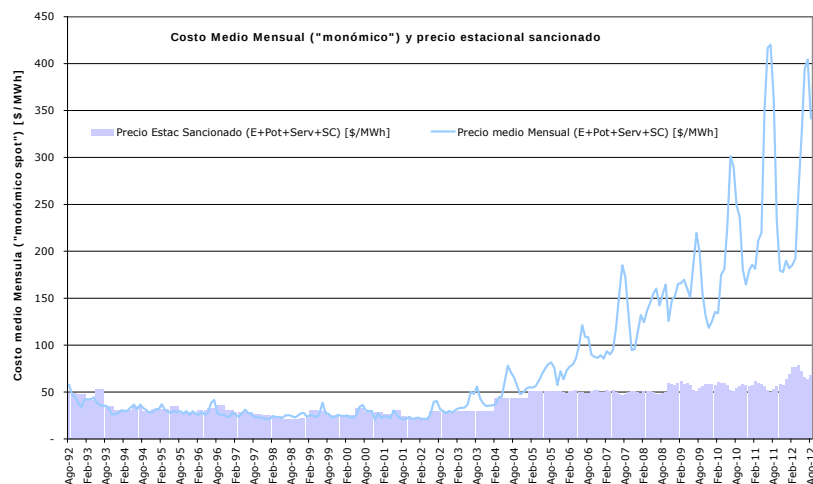


Ilustración 21 Precio estacional promedio y global mensual

2.6. CUESTIONES DE REGULACIÓN

El conjunto de normas emitidas tras la salida de la convertibilidad tendieron a velar por la continuidad y seguridad del abastecimiento del corto y mediano plazo. La Administración Central debió acomodar la normativa a esas circunstancias. Sin embargo, y más allá de la forma de instrumentación de las decisiones de políticas regulatoria adoptada e independientemente de los cuestionamientos jurídicos que pueda merecer, no logró introducir señales de largo plazo que direccionen al sector. No se encontró el momento adecuado para incorporar medidas que permitan recrear un mercado auto sustentable. De este modo se mantiene y profundizan disposiciones que podían aceptarse como válidas para el contexto de 2002. El tiempo acentúa esta situación, constituyéndose a 2012 en un círculo negativo: las medidas adoptadas no resultan en normalización del sector lo que hace necesario, nuevas medidas de corto plazo.

En este entorno, los agentes, tienden a priorizar en sus decisiones aquellas que se resuelven en el corto plazo. Esto posterga las que necesitan plazos mayores para desenvolverse como las inversiones. Como la demanda presiona por respuestas desde la oferta, las autoridades sectoriales intervienen apuntando a soluciones rápidas. Esto retrae más la iniciativa privada.

2.7. SITUACIÓN ACTUAL: SINOPSIS

En definitiva, la iniciativa privada se retrae y avanza la acción del Estado en el sector energético y cada paso de los involucrados profundiza este sendero. Esto configura un entorno regulatorio cambiante, lo que genera desconfianza en los actores del Mercado.

En cuanto a las variables de mercado existen requerimientos crecientes de ampliaciones de oferta energética: gas nuevas unidades de generación, combustibles alternativos como fuel oil y gas oil, todo ello inmerso en un profundo divorcio entre los costos y las tarifas.

Es decir, se avanza hacia un esquema sectorial donde el Estado tiene un rol preponderante y hacia un entorno físico donde deberá recomponerse integralmente la oferta energética.

3. EL PROBLEMA DE MAÑANA.

3.1. LA HISTORIA SE REPITE I.

Se ordenaron cronológicamente algunos hechos sectoriales relevantes alineados en función del entorno regulatorio imperante junto a datos del sector hidrocarburos y del parque de generación

Esta breve síntesis de hechos relevantes de la historia del sector eléctrico detallada en la [Ilustración 22](#), muestra que la operación sectorial encabezada por el Estado, es un camino ya recorrido por la regulación argentina.

Referencias:

E.E.: Energía Eléctrica	CADE: Cía. Argentina de Electricidad	CNEA: Comisión Nacional de Energía Atómica
AyEE: Agua y Energía Eléctrica	CLyFM Comp. de Luz y Fuerza Motriz de Córdoba (G Electric).	ENARSA: Energía Argentina Sociedad Anónima
CATE: Compañía Alemana de Electricidad	CGE Compañía General de Electricidad de Córdoba, (G Electric).	
CIAE: Compañía Italo Argentina de Electricidad	CEPBsAs: Compañía. de Electricidad de la Prov. de Bs. As	ENARGAS: Ente Nacional Regulador del Gas
CHADE: Cía. Hispano Argentina de Electricidad	CEN: Corporación de Empresas Nacionales	EDECat: Empresa Distribuidora de Energía de Catamarca
CPA: Cooperativa Punta Alta	EFEE: Empresa Federal de Energía Eléctrica	EDEFFor: Empresa Distribuidora de Energía de Formosa

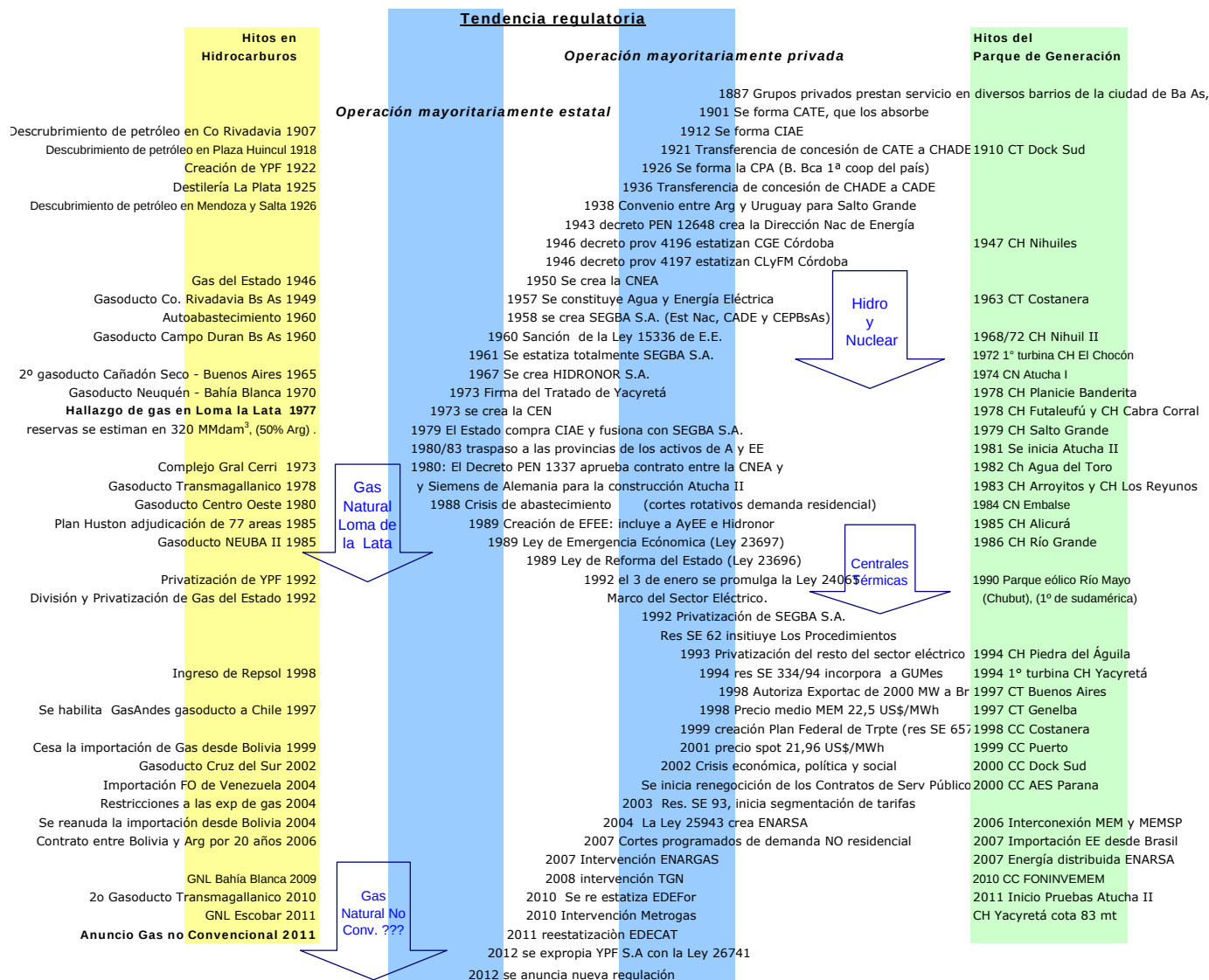


Ilustración 22 Hitos del sector eléctrico, el péndulo regulatorio.

Fuente: Elaboración propia.

3.2. LA HISTORIA SE REPITE II.

A inicios de la década del sesenta, Argentina optó por una expansión de su sistema eléctrico a partir de grandes obras hidroeléctricas y nucleares. Estas obras orientadas a la sustitución de petróleo en la generación eléctrica comienzan con el aprovechamiento hidroeléctrico Chocón-Cerros Colorados y la Central Nuclear Atucha I. Esta programación estratégica se definió en un contexto de bajas tasa de interés, abundancia internacional de financiamiento y reducido nivel de deuda externa en Argentina.

El país realizó entonces un considerable esfuerzo. Es así como la inversión en el sector eléctrico trepó de un 1% anual del PBI en el quinquenio 1960/65 a un 2,3% en el período 1976/84.

CUADRO V.21.4.3-2/2

TOTAL PAIS

EVOLUCION DE LA POTENCIA INSTALADA 1985-2000 (1)

(MW)

	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
HIDRAULICA CONVENCIONAL	7024	7699	8791	9466	11096	11716	13046	13316
HIDRAULICA BOMBEO	974	974	974	974	974	974	974	974
NUCLEAR	1763	1763	1763	1763	2088	2088	2088	2413
CICLO COMBINADO	150	150	150	150	150	150	150	150
TURBOVAPOR	5037	5037	4704	4704	4694	4260	4164	4451
TURBOGAS	1964	1974	1974	1989	1989	1999	1999	2139
DIESEL	713	719	727	748	762	793	805	842
TOTAL PAIS	17625	18316	19083	19794	21753	21980	23226	24285

INCORPORACION DE POTENCIA (2)

TV- Comodoro Rivadavia	65							
H- Yacyretá	135	675	675	675	540			
H- Los Blancos			325					
H- Pichi Picún Leufú			250					
H- Carrenleufú					240			
N- Nuclear IV					325			
H- Cerdón del Plata Fase I					850			
H- Michihua						620		
H- Los Blancos II							100	
H- Collón Curá							380	
H- El Chihuido I							850	
H- Segunda Angostura								120
H- La Leona								150
H- Río Paraná								(4)
N- Nuclear V								325(4)
TV- NOA								350
H- Salto Grande			-158					
RETIRO TV	-145		-333		-10	-434	-96	-63
BALANCE TG (3)		10		15		10		140
BALANCE DIESEL (3)	-28	6	8	21	14	31	12	37

REFERENCIAS: (1) Potencia nominal (Potencia de chapa), en operación al 31 de diciembre.
(2) Incluye retiros.
(3) Corresponde al saldo neto entre la potencia incorporada y los retiros.
(4) A definir.

Ilustración 23 Plan 1975.
Fuente: Ing Julio Bragulat

En 1975, se revisó la programación de inversiones para la expansión del sistema eléctrico nacional. En ese momento se tenía:

- incrementos en los costos del equipamiento eléctrico para la generación hidroeléctrica y nuclear,
- tasas de interés internacional eran altas en términos reales, y
- la capacidad nacional de nuevo endeudamiento externo era prácticamente nula.

Por otra parte, en materia de recursos energéticos, las reservas gasíferas crecían anualmente¹⁰. Se suponía que la magnitud de este recurso no renovable lo mantendría en precios competitivos. En este marco, desde finales de la década del setenta, la planificación de la expansión del sector eléctrico se lleva adelante principalmente a base de centrales térmicas. De este modo se trunca el desarrollo de numerosos proyectos (Ilustración 23), muchos de ellos aún vigentes.

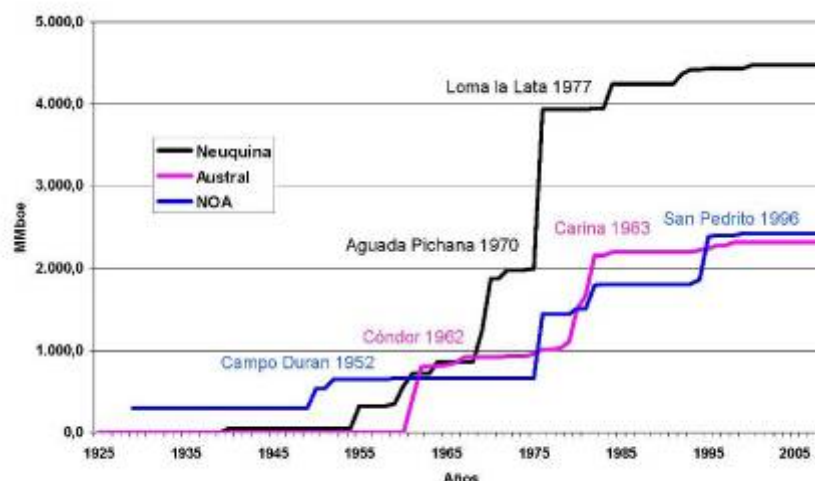


Ilustración 24 Evolución de las reservas de gas.

Fuente: transparencia 6 de la presentación Panorama de las Cuencas Argentinas realizada en sept. 2011 por el Dr. Miguel Hassekief de la Secretaría de Energía de la Nación en Jornadas de producción, tratamiento y transporte de Gas: "El desafío del Gas no convencional"

A finales de los ochenta empieza a estar disponible la tecnología de ciclo combinado¹¹. El aumento del rendimiento de estas unidades, con costos de inversión escalables y, a ese momento, de tecnología no afianzada permitió se reduzca el costo incremental de la expansión de la generación en Argentina.

El fortalecimiento de la economía argentina de principios de los noventa consolida este proceso de expansión de la generación a partir de estas unidades que desemboca en una reducción de los costos de inversión y de operación. Con ello el precio de la energía a nivel mayorista se reduce a prácticamente un tercio del valor inicial (22 US\$/MWh en 1998).

En definitiva, estos resultados implican que Argentina monetizó este recurso no renovable.

La presunción de abundancia de combustible y la sobrecapacidad se traduce en precios mayoristas con tendencia a la baja y la falta de riesgo de abastecimiento. Esto permitió y/o propició que el sector se desenvuelva sin contratos, es decir con transacciones horarias (mercado spot de muy corto plazo). Este no es el ámbito adecuado para el desarrollo de alternativas hidroeléctricas, lo que llevó a los inversores por otros caminos.

¹⁰ Un informe de la época indicaba: "ya nadie duda que las reservas gasíferas nacionales no sólo son muy amplias si no que además seguirán creciendo en el futuro bien por encima de la expansión de las reservas petroleras, dada la naturaleza asociada de ambos hidrocarburos."

Hacia 1985 es evidente que el país posee en abundancia recursos gasíferos y un amplio potencial hidroeléctrico y al mismo tiempo ha logrado avances en el campo nuclear. Es hora de replantear íntegramente la política energética prestando atención a un hecho simple: en 1985 el mundo (petróleo e intereses) y la Argentina (gas y deuda) presentan situaciones totalmente distintas a las de 1975. Parece difícil que la población pueda afrontar sobrecostos por generar núcleo electricidad, tecnología que absorbe intensamente lo que escaseará en el futuro: capital

No debemos esperar el ejemplo de nadie, ya que nadie está en nuestra propia situación. El gas barato debe jugar en la Argentina el rol que la frontera agropecuaria significó en el siglo XIX: un factor de ensanchamiento del mercado, de cambio tecnológico y de acumulación de capital vía generación de renta de los recursos naturales. Para afrontar esta tarea el país cuenta con tres factores esenciales: grandes reservas, una larga tradición en el manejo del recurso y tecnología de alto nivel"

¹¹ Se denomina ciclo combinado a la coexistencia de dos ciclos termodinámicos en un mismo sistema. En el primero, la combustión de gas en unidades turbogas produce energía eléctrica. El otro, utilizando los gases de combustión del primero, produce vapor de agua que se emplea en una unidad turbo vapor para también producir energía eléctrica. Esta tecnología alcanza rendimientos superiores al 50%

En la década de los noventa el Estado argentino abandona su actitud proactiva en cuanto al desarrollo de generación hidroeléctrica y nuclear. De este modo, la generación alternativa a la producida a partir de recursos no renovables se discontinuó.

A pesar que desde 2004 se evidencia que la producción de gas natural no puede sostener la demanda, el sector continúa basando su expansión en centrales térmicas. En ellas se opera con combustibles alternativos en momentos de restricciones de gas. En el nuevo contexto económico las centrales térmicas esta vez son las elegidas a partir de su versatilidad para operar con diferentes combustibles, su rapidez de instalación y su costo de inversión unitario inferior al de otras tecnologías. Así la falta de inversión en centrales hidráulicas y/o nucleares, el mayor uso de combustibles alternativos al gas natural y una demanda de gas y electricidad que crece impulsada desde el crecimiento económico y desde la contención tarifaria aplicada, llevan a un incremento sostenido del precio mayorista hasta superar los 80 US\$/MWh en 2011.

3.2.1. ¿RESURGE LA DISPONIBILIDAD DE GAS NATURAL?

Un informe elaborado a pedido de la *US Energy Information Administration*, –que tomó estado público en abril de 2011–, indica que la Argentina dispondría de importantes recursos de *shale gas* técnicamente recuperables. El volumen estimado, 774 trillones de pies cúbicos, es de una magnitud tal, que sólo es superado por China (1.275) y Estados Unidos (827), superando a México (681), Australia (396), Canadá (388), Libia (290), Argelia (230) y Brasil (226). La cuenca argentina con mayores posibilidades es la neuquina, donde se destaca la formación geológica denominada Vaca Muerta.

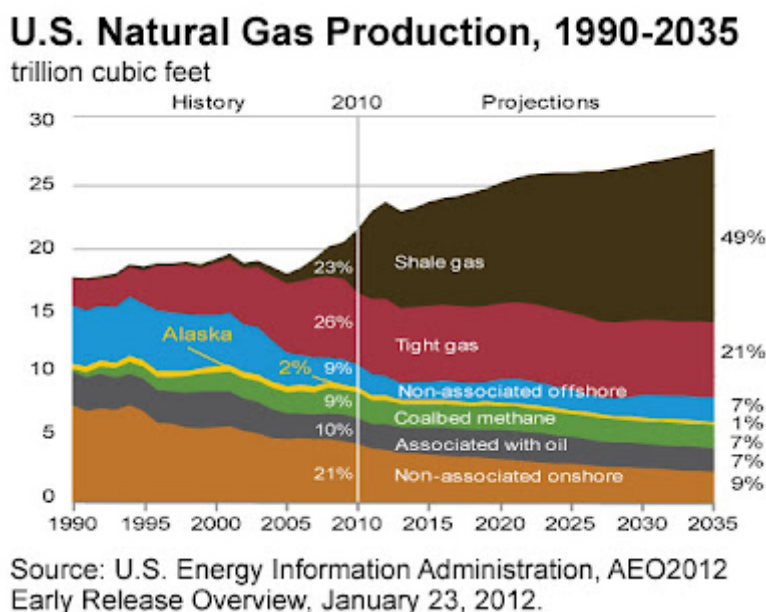


Ilustración 25 Disponibilidad del gas en EE.UU.
Fuente en el gráfico

Por otra parte, el *shale gas* resultó en un cambio en EE.UU. en el panorama energético. En la última década, se ha convertido en una fuente importante de gas natural en los Estados Unidos y su producción se ha incrementado hasta representar 23% de la producción total de gas seco. La tendencia indica que la producción de *shale gas* se va a quintuplicar entre 2007 y 2035.

Los costos de la producción de gas no convencional han disminuido abruptamente. Una ventaja adicional es que el gas se encuentra en áreas que ya cuentan con infraestructuras de gasoductos.

Esta nueva oferta de gas, combinada con una demanda debilitada derivada de la crisis económica, ha provocado la caída de los precios del gas en EEUU desde los 13,68 US\$/MBTU en julio de 2008 hasta los 2,5 US\$/MBTU en 2012. El desarrollo de los recursos de gas no convencionales supone que la producción de gas de EE.UU. es sostenible al nivel actual durante décadas. Una primera consecuencia de esto es que el mercado de gas de Estados Unidos tiene menos necesidad para competir por los suministros de gas mundiales, pues los precios relativamente bajos en EEUU pueden disuadir las importaciones de GNL.

Gulf Day-Ahead Hub Spot Prices and Basis



Source: Derived from Platts data

Updated: October 01, 2012

Ilustración 26 Precios del gas en EE.UU.
Fuente: *Federal Energy Regulatory Commission*

Numerosos analistas señalan a la Argentina como el lugar donde se repetirá esa revolución a partir de la disponibilidad del recurso¹² y de la infraestructura de transporte y procesamiento de gas.

4. LA ENCRUCIJADA

4.1. ¿REPETIMOS EL CAMINO?

En la década del sesenta en lo que respecta al sector eléctrico, se construyeron importantes aprovechamientos hidroeléctricos y se decidió desarrollar la tecnología nuclear para la generación eléctrica. Como consecuencia de ello, a partir del primer quinquenio de los setenta, disminuyó gradualmente la participación de las centrales térmicas convencionales, que hasta el año 1970 generaban el 90% de la energía eléctrica.

El empleo intensivo del gas natural en centrales eléctricas se promovió luego del descubrimiento de grandes yacimientos de ese hidrocarburo a finales de los años setenta. Con la presunción de disponibilidad de un recurso no renovable como el gas natural a precios muy convenientes, Argentina optó por la expansión a partir de unidades que lo consuman. Se abandonó así el plan estratégico de expansión del sistema eléctrico a partir de centrales hidráulicas y nucleares.

Hoy volvemos a tener la presunción de abundantes reservas de gas natural que podrían devenir en precios competitivos: ¿Volveremos a tomar el mismo camino?

Por otra parte el rol paulatinamente más preponderante del Estado en el sector, ya sea por acción y decisión propia y/o inacción u omisión del sector privado, es un proceso que parece profundizarse gradualmente.

Otra vez estamos recorriendo el camino hacia un Estado como eje central de la actividad sectorial: ¿Seguiremos avanzando en esta dirección?

¹² Por ejemplo; Kim Bates, vicepresidenta para América de Exxon Mobil, presentó proyectos de desarrollo hidrocarburiífero no convencionales al gobernador neuquino Jorge Sapag. La ejecutiva consideró que esos planes serán "una verdadera revolución", que impulsarán la actividad petrolera en áreas no conflictivas.

5. UNA PROPUESTA

Argentina requiere, en lo inmediato una importante ampliación de la oferta energética. Esto conlleva un volumen de inversiones difíciles de afrontar por el Estado Nacional. De esto resulta necesaria la integración del capital privado. Para lograrlo debieran incorporarse medidas conducentes al objetivo resultante de una planificación, acotando la mecánica actual de decisión que privilegia al corto plazo.

Esas nuevas normas, debieran incluir metas razonables, previsibles y transparentes que permita un monitoreo periódico. El cumplimiento constante y sostenido en el tiempo permitirá recomponer la confianza de los inversores, para que se sumen dentro de las reglas que se decidan.

Para la elaboración de la propuesta se debiera tener en cuenta nuestro pasado sectorial. Es decir, las lecciones aprendidas de nuestra historia. También es necesario revisar lo realizado en otras partes del mundo y en particular en Latinoamérica.

5.1. MARCO CONCEPTUAL. DEFINICIONES Y SUPUESTOS

Se asume como un mercado eléctrico sustentable a aquel que desde lo económico sea autosostenible, y además, que permita tarifas y precios competitivos. Desde lo social que sea capaz de cubrir las necesidades de nuestro país, desarrollar la producción nacional de tecnología en generación, y propenda a la integración regional. En lo que respecta a la faceta ambiental, diversifique la matriz energética y reduzca el nivel de emisiones de Gases de Efecto Invernadero.

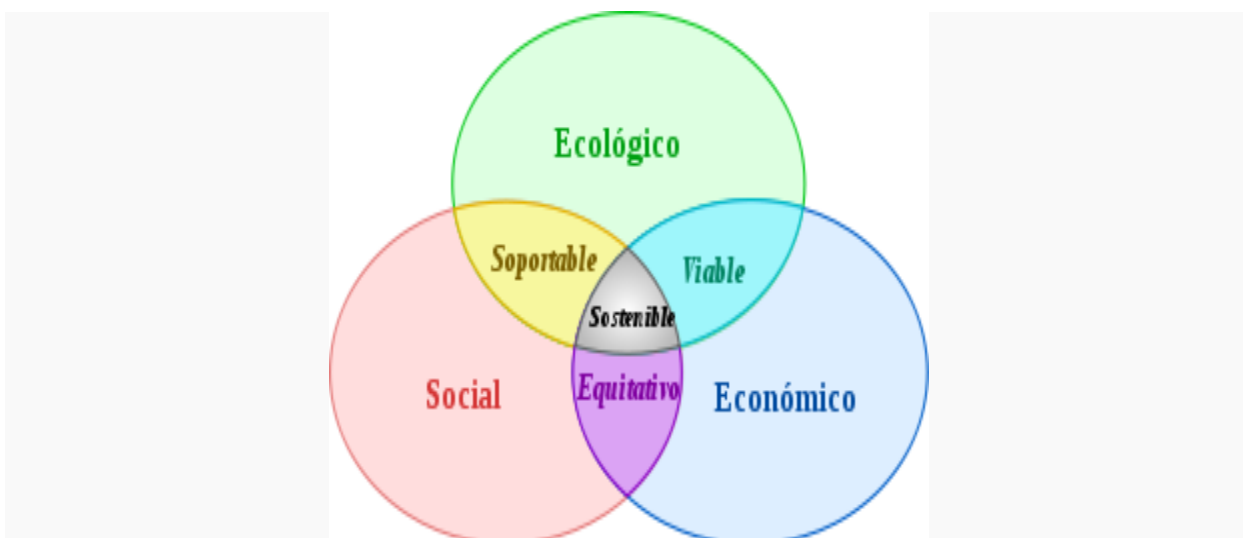


Ilustración 27 Definición de Naciones Unidas de sustentable.
Fuente: elaboración propia

5.2. OBJETIVOS

Delinear un conjunto de medidas destinadas a lograr un mercado energético sustentable que propenda a balancear las fuentes a partir de conseguir sinergias entre el sector público y la actividad privada.

Dadas las características propias de cada uno de estos sectores, se pretende que la ejecutividad, trayectoria y solvencia del sector privado, se aplique para clarificar y/o desarrollar de manera eficiente el mercado de gas a través de la generación térmica. Los proyectos de gran infraestructura que, eventualmente, involucra a diversos intereses y jurisdicciones, por ejemplo las grandes obras hidroeléctricas y nucleares, se deben desarrollar desde el Estado Nacional.

En este marco además se pretende proponer medidas para:

- Incentivar al capital privado para el desarrollo de generación térmica,
- Sumar generación hidroeléctrica y nuclear desarrollada por el Estado Nacional,
- Incentivar el desarrollo eficiente de la producción de Gas Natural,
- Incorporar la generación a partir de fuentes renovables a la matriz energética argentina,

Todo esto dentro del marco legal vigente.

6. ORGANIZACIÓN DEL DOCUMENTO.

En concomitancia con los objetivos planteados, se elaboró el presente documento, que se desarrolla de la siguiente manera.

Capítulo I: Marco de la Tesis:

Se presenta sucintamente la situación de la oferta energética en la Argentina y de la política regulatoria aplicada. También se describe el doble dilema histórico que vive el sector eléctrico argentino. Por un lado, la aparente nueva disponibilidad de gas natural. Por el otro, el devenir de la situación tiende a que la normativa imponga al Estado Nacional como epicentro del sector energético.

Capítulo II: Contexto normativo:

Se efectuará una revisión de la normativa que llevó a la transformación del sector eléctrico de 1992 y los ajustes regulatorios entre 2002-2012. Se analizará el entorno para luego ahondar sobre los resultados del accionar previo y ulterior a 2002.

Capítulo III: Variables relevantes del mercado energético:

En esta sección se presentará la evolución de las variables relevantes del mercado de energéticos de Argentina. Se detallará la demanda de energía eléctrica y de gas; los consumos de los diferentes combustibles empleados en generación eléctrica. Se puntualizará los precios, cargos y tarifas inherentes a la energía eléctrica. Un análisis de un tenor semejante se realiza en el mercado de gas natural.

Capítulo IV: Evolución tendencial de las variables relevantes del mercado energético

En este segmento se expondrá la evolución que se estima más probable de las variables relevantes del mercado energético de Argentina.

Capítulo V: Contratos

En este capítulo se detallará las particularidades que tiene para cada agente esta herramienta regulatoria. En función de estos análisis se empiezan a delinear los ajustes que se requieren.

También se presentará lo realizado al respecto en varios países latinoamericanos. Luego se describe un modelo regulatorio propuesto por la *Federal Energy Regulatory Commission*.

Capítulo VI: Diagnóstico de situación:

Con todo lo analizado se realizará un diagnóstico de la situación del sistema energético argentino.

Capítulo VII: Propuesta

En esta sección se presentará la propuesta. Esta apunta a incentivar al sector privado a desarrollar oferta energética a través de contratos. Para garantizar la transparencia en la contractualización de la demanda de las distribuidoras se deben realizar licitaciones. Éstas en primera instancia podrían ser llevadas a cabo por CAMMESA.

Esta propuesta de reconversión de la operación de la generación en Argentina, se realiza, usufructuando la experiencia argentina reciente y la de Latinoamérica, que desde hace más de cinco años se empezaron a aplicar reformas de segunda generación de sus mercados energéticos.

*...invertiremos para desarrollar tecnología como la energía eólica y la energía solar;
biocombustibles avanzados, carbón no contaminante y
más autos y camiones de consumo eficiente de combustible, construidos aquí mismo en EE.UU..
Nada de esto sucederá sin un precio ni será fácil.
Pero éste es Estados Unidos.
No hacemos lo que es fácil. Hacemos lo que es necesario para hacer que este país avance"*

Barak Obama

Presidente EE. UU.

24 de febrero de 2009 en su presentación al Congreso

Contenido de la sección:

MARCO NORMATIVO	34
III MERCADO ELÉCTRICO ARGENTINO 1992 2002	34
1. ENTORNO SOCIOECONÓMICO Y POLÍTICO EN 1992	34
2. LEY 24065, MARCO ELÉCTRICO.....	35
3. LA PRIVATIZACIÓN	36
4. FUNCIONAMIENTO DEL MEM	37
5. RESULTADOS OBTENIDOS:.....	41
NUEVO ESQUEMA NORMATIVO	44
IV MERCADO ELÉCTRICO ARGENTINO DESDE 2002	44
1. EL MARCO SOCIOECONÓMICO Y POLÍTICO EN 2002	44
2. PRIMERAS MEDIDAS EN 2002	45
3. CAMMESA, NUEVO ROL	46
4. TARIFAS	46
5. DÉFICIT DEL FONDO DE ESTABILIZACIÓN	48
6. COSTOS DE GENERACIÓN	49
7. SEGMENTACIÓN DE MERCADOS, ENERGÍA PLUS.	51
8. EXPANSIÓN DE LA OFERTA.....	51
9. OTRAS MEDIDAS	54
10. MARCO DE LAS FUENTES RENOVABLES	55
11. MEDIDAS APLICADAS EN GAS NATURAL.	57

MARCO NORMATIVO

Quien olvida su historia está condenado a repetirla.
Jorge de Santayana¹³

III MERCADO ELÉCTRICO ARGENTINO 1992 2002

1. ENTORNO SOCIOECONÓMICO Y POLÍTICO EN 1992

El cambio en las condiciones del mercado financiero internacional de principios de la década del ochenta¹⁴, conjuntamente con el deterioro en la situación financiera del Estado y de sus empresas, agudizó los ya graves desequilibrios en el balance de pagos. En este contexto, la gestión y el desempeño de las empresas públicas, y 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, como por el incremento de la carga impositiva resultante de las necesidades de financiamiento de la administración central.

En 1983, se restituyó el orden democrático con la elección del Dr. Raúl Alfonsín¹⁵ como presidente electo constitucionalmente argentino. Hacia finales de su gestión, en 1989 se aceleró el ritmo de crecimiento de los precios hasta configurar una situación hiperinflacionaria y una virtual cesación de pagos con el exterior. En un clima de desorden y saqueos, el 14 de mayo el Dr. Carlos Menem fue electo presidente. La situación evolucionó e implicó, en un marco de convulsión social, el traspaso anticipado del gobierno¹⁶.

Este episodio hiperinflacionario de 1989, que amenazó con repetirse hacia fines de 1990 y principios de 1991, redujo considerablemente la resistencia social a la reestructuración del sector público.

Paralelamente, hacia fines de la década del ochenta, el sistema eléctrico argentino presentaba una situación de virtual insolvencia, que coincidió con una importante crisis de desabastecimiento ocasionada por un período de sequía y la alta indisponibilidad del parque térmico (resultante de la falta de mantenimiento) que alcanzó al 52%.

En abril de 1988 se debió realizar cortes rotativos de demanda de 5 horas por turno en ese mes. El inicio del verano –en un año extraseco– agudizó la situación¹⁷ que colapsó cuando quedaron fuera de

¹³ Jorge Agustín Nicolás Ruiz de Santayana y Borrás Conocido como George Santayana o Jorge Santayana, (Madrid, 16 de Diciembre de 1863 – Roma, 26 Septiembre de 1952) fue un filósofo, ensayista, poeta, y novelista estadounidense de origen español.

¹⁴ En 1982 México anuncia una moratoria en el pago de su deuda externa, acentuando una crisis de deuda en América Latina. La afluencia de capitales se contrae, las tasa de interés se incrementan y por ende los servicios de la deuda externa se tornan más pesados.

¹⁵ La gestión del Dr. Alfonsín es conocida principalmente por la realización del Juicio a las Juntas, así como también por el Tratado de paz y amistad entre Argentina y Chile y la formación del MERCOSUR. En reconocimiento a su fecunda política internacional le fue concedido el Premio Príncipe de Asturias de Cooperación Internacional en 1985.

¹⁶ El 30 de mayo el Dr. Alfonsín decretó el estado de sitio. La situación era insostenible y poco después anunció que entregaría el poder en forma anticipada, lo que se realiza el 8 de julio de 1989. De ese modo y en esas condiciones se cumplió la primera sucesión entre dos mandatarios constitucionales civiles de distintos partidos desde 1916.

¹⁷ El 1º de diciembre de 1988 se adelanta la hora oficial a fin de ahorrar energía. Con el Decreto 1756 del 6 de diciembre, se restringió a los espectáculos deportivos a *ajustar su desarrollo a los períodos de luz solar* y ordenaba *la reducción de 20% en el consumo de energía por todos los organismos de la Administración Pública, la prohibición de la iluminación con fines ornamentales y la supresión de los trabajos nocturnos.*

El lunes 12 de diciembre, comenzaron los cortes programados rotativos en algunas zonas de Capital Federal y Gran Buenos Aires. En principio serían sólo por 15 días, de lunes a viernes, distribuidos en tres turnos de 5 horas de duración cada uno, empezando a las 7 de la mañana. La empresa distribuidora (Servicios Eléctricos del Gran

servicio dos unidades de la central de Bombeo de Río Grande (a fines de diciembre), también por la salida de servicio de la central nuclear de Atucha y además por un incendio ocurrido en La Pampa que afectó una línea del corredor Comahue Buenos Aires.

Se aplicaron medidas de todo tipo: asuetos administrativos, canales de TV operando sólo 4 horas diarias, bancos trabajando de 8 a 12. Esta situación, que se extendió por más de cuatro meses, quedó marcada en la memoria colectiva facilitando la transformación de 1992.

1.1. LAS REFORMAS ECONÓMICAS DE LOS '90

Como se mencionó en 1989 el Dr. Carlos Menem asumió la presidencia. Luego de algunas frustraciones iniciales, adoptó una política de libre mercado y reforma del Estado. El punto central de la política adoptada fue la Ley de Convertibilidad, estableciendo una convertibilidad (tipo de cambio fijo) entre el peso y el dólar estadounidense, y respaldando el dinero emitido por el Banco Central mayoritariamente con dólares. La tasa inicial de cambio era de 10.000 australes argentinos por dólar. El 1º de enero de 1992 el peso reemplazó al austral siendo 1 peso = 10.000 australes = 1 dólar.

El Plan de Convertibilidad, puesto en marcha en abril de 1991, se planteó las siguientes orientaciones fundamentales de política:

- paridad cambiaria peso - dólar establecida por ley;
- renegociación de la deuda con los acreedores externos, en el marco del Plan Brady
- apertura comercial
- privatización de las empresas públicas, mediante la venta de activos o la concesión de servicios, y retirada total del Estado de las actividades productivas;
- reducción del gasto público a fin de obtener los superávits requeridos para el pago de los servicios de la deuda externa.

En este contexto se lleva adelante la reforma del sector energético. Esta profunda transformación se llevó a cabo en el lapso que media entre fines de 1989 y 1993, abarcó el conjunto de las industrias energéticas e introdujo drásticos cambios en el rol desempeñado por el Estado dentro del sector.

2. LEY 24065, MARCO ELÉCTRICO

La Ley 24065 fue sancionada el 19 de diciembre de 1991 y promulgada el 3 de enero de 1992. Estableció los objetivos primarios de la política energética nacional, segmentó las actividades de generación, transporte y distribución, introdujo la competencia en la medida de lo posible, estableció las reglas básicas a las que debía ajustarse el funcionamiento del mercado mayorista eléctrico y el despacho, determinó los principios tarifarios aplicables al transporte y distribución, creó y asignó funciones tanto al *Ente Nacional Regulador de la Electricidad* (ENRE), como a CAMMESA (*Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.*), un órgano encargado del despacho técnico del Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

Tras la segmentación tanto horizontal como vertical se permitió a diferentes agentes privados ofrecer estos servicios o realizar estas actividades (declaró "sujeta a privatización" las actividades de generación y transporte a cargo de SEGBA, AyEE e HIDRONOR¹⁸).

La ley fija los siguientes objetivos para la política energética nacional:

- ✓ Proteger los derechos de los usuarios;
- ✓ Promover la competitividad de los mercados de producción y demanda de electricidad y alentar inversiones para asegurar el suministro a largo plazo;
- ✓ Promover la operación, confiabilidad, igualdad, libre acceso no discriminatorio y uso generalizado de los servicios e instalaciones de transporte y distribución de electricidad;

Buenos Aires, SEGBA) publicaba la planificación diaria de cómo afectarían los cortes a cada barrio. El 2 de enero de 1989 se agregó los sábados a la programación de los días hábiles, una semana después se sumó una hora más y llegaron, de esta manera, a ser 6 horas diarias.

¹⁸ las actividades de distribución de SEGBA habían sido declaradas sujetas a privatización por la Ley 23.696

- ✓ Regular las actividades del transporte y la distribución de electricidad, asegurando que las tarifas que se apliquen en los servicios sean justas y razonables;
- ✓ Incentivar el abastecimiento, transporte y distribución y uso eficiente de la electricidad usando metodologías tarifarias apropiadas;
- ✓ Alentar la realización de inversiones privadas en producción, transporte y distribución, asegurando la competitividad de los mercados donde sea posible.

Esta ley, además, establece los diferentes actores del Mercado Eléctrico: generadores, transportistas, grandes usuarios y distribuidores.

También modificó los alcances del Fondo Nacional de la Energía Eléctrica y el rol del Consejo Federal de la Energía Eléctrica.

Esta norma indicó un criterio de valuación (tasación previa) no contemplado explícitamente en la Ley 23696: el resultante del valor actual del flujo neto de fondos descontado, generado por la actividad o activo que se privatiza.

Las cláusulas constitucionales de "comercio" (Reglar el comercio con las naciones extranjeras, y de las provincias entre sí.) y de "progreso" (Proveer lo conducente a la prosperidad del país, al adelanto y bienestar de todas las provincias - dictar la legislación necesaria para el cumplimiento de los fines específicos de los establecimientos de utilidad nacional en el territorio de la República) sustentan el marco regulatorio eléctrico. Éste se conforma, en definitiva, con las Leyes 15336 y 24065.

La Ley 15336, sancionada en el año 1960, organizó institucionalmente el sistema de generación, transporte y distribución de electricidad bajo jurisdicción federal, hasta esa fecha virtualmente inexistente.

La Ley 24065 derogó y modificó buena parte del articulado original de la Ley 15336 allanando el proceso de privatización y organización del MEM. No obstante, no modificó los aspectos esenciales a través de los que la mencionada norma asigna el reparto jurisdiccional en el sector. Introdujo, no obstante, una importante restricción al criterio de exclusividad territorial en la actividad de distribución al crear la figura del "gran usuario MEM" y obligar a las distribuidoras a posibilitar la vinculación de este con las empresas generadoras, introduciendo un factor de competencia que demostró ser una herramienta eficaz para reducir los precios a usuarios finales.

El nuevo marco regulatorio se apoyaba fuertemente en la Ley de Convertibilidad, ya que los contratos de concesión y otras normas establecían precios, tarifas e indexaciones en moneda estadounidense.

3. LA PRIVATIZACIÓN

La división de AyEE, SEGBA e HIDRONOR en múltiples "unidades de negocio" que luego se transformaron en sociedades anónimas cuyos paquetes accionarios, puestos a la venta en Concurso Público Internacional, completaron el proceso de privatización. Así HIDRONOR, AYEE y SEGBA se desprendieron de sus activos de transporte, que integraron la actual TRANSENER SA y las diversas Transportistas por Distribución Troncal (TRANSNEA, TRANSNOA, DISTROCUYO y TRANSPA) transferidos en propiedad y bajo régimen de concesión.

Los activos de distribución de SEGBA SA se transfirieron en propiedad a EDENOR, EDESUR y EDELaP también bajo régimen de concesión.

Los activos de generación hidroeléctrica de AyEE e HIDRONOR fueron transferidos a múltiples sociedades anónimas generadoras bajo concesión (Hidroeléctrica El Chocón, Hidroeléctrica Piedra del Águila, Hidroeléctrica Cerros Colorados, etc.) y los activos de generación térmica de estas empresas y de SEGBA SA fueron transferidos íntegramente en propiedad también a sociedades anónimas (Central Puerto, Central Costanera, Central San Nicolás etc.) que hoy participan como oferentes en el MEM.

En la actualidad el Estado Nacional retiene su participación en las hidroeléctricas binacionales Salto Grande y Yacretá y las dos centrales nucleares en operación (Atucha y Embalse) encontrándose la tercera (Atucha II) en proceso de puesta en marcha.

La central hidroeléctrica de bombeo de Río Grande, no privatizada y que originalmente formaba parte de un paquete con Nucleoeléctrica Argentina SA (NASA) por disposición legal fue transferida en el curso de los años 2001/2002 a la provincia de Córdoba.

El Estado Nacional, a través de EBISA, comercializa la energía de las centrales binacionales y de importaciones y exportaciones por determinadas interconexiones internacionales con Brasil, Paraguay y Uruguay.

4. FUNCIONAMIENTO DEL MEM

4.1. MECANISMO DE FORMACIÓN DE PRECIOS

El modelo pretende establecer la competencia como factor del desarrollo de la actividad de producir energía eléctrica. A tal efecto y como se mencionó anteriormente, en 1992 se procedió a la desintegración de las empresas energéticas del Estado previamente existentes y se privatizó la distribución, la transmisión de energía y la generación separadamente. Además, este último segmento se separó por central, de modo de venderlas en unidades separadas a distintos operadores.

Para desarrollar el concepto de eficiencia económica, se constituyó un Mercado Eléctrico Mayorista. En él se sancionan precios horarios de la energía sobre la base del costo marginal de la oferta. Esto es: se conforma una lista de mérito, de menor a mayor, de las máquinas generadoras según su costo de generación de energía eléctrica de acuerdo con los costos de combustible declarados originalmente de manera trimestral por los generadores que emplean combustibles fósiles y una valorización del agua por aquellos operadores de centrales hidráulicas. En la medida que la demanda va requiriendo energía se convoca a generar a las diferentes unidades. El costo de generación de la unidad que abastece la próxima unidad física (MWh), fija el precio con que se remunera la energía de todas las máquinas convocadas.

Esta metodología de remuneración solventa los costos variables de producción de los generadores. Los costos fijos son remunerados a través de un cargo (Potencia Puesta a Disposición, PPaD) que, en la concepción inicial, abonaba la demanda por cada unidad física instalada en los generadores despachados para atender la demanda. Esto tiende a remunerar la expansión de la capacidad del sistema.

El precio de mercado que surge de igualar la oferta y la demanda constituye una señal de la utilidad que le asigna la sociedad al recurso. Este mecanismo de determinación del precio, propugna entonces el uso racional del recurso toda vez que una mayor demanda implica un precio más alto y por ende se constituye en una señal para retraer demandas superfluas.

Para acentuar la competencia, se establece como principio el procurar la mayor transparencia de precios posible entre las distintas etapas del proceso eléctrico, así como el mayor acceso directo de los usuarios al mercado.

4.1.1. PRECIOS DE MERCADO, DE NODO Y LOCAL

Analizando con mayor detalle el mecanismo de formación de precios, el despacho de unidades de generación es administrado por CAMMESA y se basa en los costos variables de producción de cada unidad en el sistema. El costo marginal de la energía eléctrica se define como el costo de la próxima unidad física (MWh) requerida para abastecer la demanda, convocando la unidad generadora disponible más eficiente en el sistema, de acuerdo con el orden de mérito por costos.

El costo variable de producción de energía de las plantas hidroeléctricas con embalses que no están con capacidad máxima o mínima¹⁹ surge de la declaración de precios que realiza el operador a partir de la indicación de CAMMESA de los volúmenes de energía semanales que requerirá de la central. La definición del uso de la producción de la unidad, se determina mediante un modelo matemático que toma en cuenta los niveles de reserva existentes, las condiciones hídricas proyectadas para los siguientes 6 meses y la disponibilidad del resto de la oferta para cubrir la demanda prevista. Esto hace que durante los períodos de condiciones hídricas de estiaje (baja hidráulica), las unidades hidroeléctricas de generación con embalse son de las últimas en ser despachadas, mientras que en épocas de condiciones de alta hidráulica esas unidades son despachadas con antelación. El costo marginal asociado a unidades de generación hidroeléctrica de flujo libre (hidroeléctricas de pasada) es cero, es decir, son las primeras unidades en ser convocadas. Las unidades renovables, cuya generación, no puede optimizarse²⁰, también se asimilan a las unidades hidroeléctricas de pasada.

¹⁹ El ORSEP (Organismo de Seguridad de Presas) dispone del control de las erogaciones si se superan los límites fijados.

²⁰ Eólica, mareomotriz, solar, pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, geotérmicas, etc.

Los operadores de unidades térmicas también son informados de los volúmenes de generación hidroeléctrica que se prevé. Tras lo cual, estos oferentes declaraban (originalmente) trimestralmente sus costos variables asociados a producir energía eléctrica y la disponibilidad de sus equipos. Esa declaración se coteja contra un tope prefijado que refleja el costo internacional del combustible en distintos puntos de referencia.

Los autoproductores tienen la facultad de informar sus costos de producción. Esa declaración, de manera análoga, se compara contra los máximos prefijados. La energía aportada al sistema sin declaración de costos se asume de costo nulo y por ende se despacha automáticamente.

En el modelo regulatorio original, cada oferente disponía de la potestad de adicionar dentro de sus costos variables hasta un 15% en concepto de costos variables no combustibles.

Por último, los comercializadores, informan las condiciones comerciales (precio y volúmenes) de sus ofertas de importación.

En resumen, a partir de allí, adicionando los costos necesarios para disponer de las ofertas en el Centro de Carga del Sistema, se realiza un ordenamiento de todos los oferentes en función de sus costos asociados y se los convoca en función de la demanda prevista. A la remuneración por energía se agregaba en la concepción original del modelo un monto fijo por unidad de capacidad de producción (potencia) puesta a disposición (PPaD) del sistema que refleja los costos fijos de la actividad.

Basado en este orden de mérito, y a fin de que CAMMESA pueda obtener el mínimo costo operativo del sistema como un todo, las unidades generadoras se despachan a la red sucesivamente empezando por las unidades de menor costo variable de generación hasta las de mayor costo variable de generación de modo de cubrir la demanda total de electricidad en ese horario. Esto se denomina Costo Marginal, o Spot de la Energía Eléctrica.

Este proceso hace que las unidades con mayores costos variables sólo se utilicen en las horas de mayor demanda (punta), encareciendo el costo de la energía en tales horarios. Además, al incorporarse al sistema nuevos generadores más eficientes, se produce una depuración natural de las unidades obsoletas que como tienen costos más caros son cada vez menos convocadas a generar. Esta manera de realizar el despacho provoca un incentivo a la eficiencia de las máquinas del parque.

Se define entonces el Precio de Mercado como el precio de la energía en el Centro de Carga del Sistema (definido en la Estación Transformadora de Ezeiza).

Se conoce como Factor de Nodo a la relación entre el precio de un punto de la red o nodo y el del mercado. Está asociado al nivel de pérdidas marginales en la línea que los une. Si el nodo es un nodo exportador entonces el valor de FN será menor a 1; si es importador será mayor a 1, y por último será igual a uno cuando se trata del nodo del Centro de Carga del Sistema.

El Precio Local es el precio de la energía de un área desvinculada del mercado, debido a una restricción de transporte. Puede ser mayor o menor al de mercado. La diferencia entre el precio que paga la demanda (sigue pagando el precio de mercado) y la que recibe el generador se acumula en las cuentas específicas llamadas SALEX (SALdos de EXcedencia).

4.1.2. PRECIO DE LA POTENCIA

El precio de la capacidad de generación puesta en juego, Potencia Puesta a Disposición (PPaD) y, dada la vigencia de la Ley de Convertibilidad, resultaba entonces de 10 US\$/MWhrp. Donde "hrp" son las "horas de remuneración de Potencia" definidas originalmente como las horas fuera de valle y luego como las 90 horas de mayor demanda en el Sistema dentro de una semana. Actualmente, la potencia se remunera en días hábiles, de la hora 9 a la hora 24, los sábados la hora 1 y de la 20 a la 24 y los domingos desde la hora 20 a la hora 23, totalizando 16, 6 y 4 horas respectivamente.

Las sumas recaudadas por este concepto deben, como mínimo²¹, compensar el pago efectuado a los generadores por las ventas de potencia operada no comprometida en los contratos.

La disponibilidad de la generación está relacionada con la del sistema de transporte: Para ponderar la calidad del vínculo, la normativa define el Factor de Adaptación (FA). En función de la estadística de fallas, las líneas se agrupan en categorías, lo que define el FA de cada nodo. De este modo, el pago y cobro, de la PPaD resulta como la relación entre el precio de la potencia en un nodo y el precio en el Centro de Carga del Sistema (FA=1).

Como la reserva aportada por los generadores respalda a todos los consumidores y distribuidores, cualquiera sea su modalidad de vinculación comercial con el MEM (compras en el mercado spot o a

²¹ La normativa actual establece un pago de PPaD mínimo en función de hidrología media, para las unidades hidroeléctricas, y de un escenario extra seco, para las unidades térmicas.

través de contratos) y dado que los requerimientos de reserva se calculan en función de la potencia máxima que los consumidores y distribuidores prevean demandar, todos pagan un monto por reserva de potencia calculado en función de la carga máxima esperada, a menos que la demanda real resulte superior a la esperada.

De igual forma, todos los consumidores y distribuidores deben pagar por otros servicios prestados por los generadores al sistema, que se consideran servicios asociados a la potencia. Dentro de este concepto se incluyen:

- 1) la regulación de frecuencia;
- 2) los costos asociados al arranque y parada de máquinas;
- 3) el sobrecosto de las máquinas de operación forzada (sólo en el área que genera la obligación de operar máquinas no competitivas);
- 4) el sobrecosto de mantener operando máquinas TV durante el día cuando son requeridas sólo en la banda horaria de mayor consumo²²; y
- 5) algunos²³ impuestos que gravan las transferencias de combustibles, no incluidos en los costos variables de producción.

4.2. EL MERCADO SPOT

Los oferentes pueden optar por vender su energía en el Mercado Spot a los precios horarios sancionados según las condiciones del mercado.

La energía ofertada en el sistema que no está comprometida por contratos se paga a este precio trasladado al nodo en el cual el oferente se conecta a la red. Es decir, afectándolo por las pérdidas de transporte²⁴.

A los comercializadores, que son los únicos participantes del MEM habilitados para ofrecer importación eventual de electricidad, se les paga el precio ofertado en el nodo frontera donde se inyecta la electricidad importada al SADI²⁵.

Dentro del mercado spot existen dos categorías de compradores: los distribuidores y los eventuales. Se consideran compradores eventuales todos aquellos que demandan en el mercado spot los faltantes de sus contratos²⁶. Los demandantes eventuales compran la energía en el mercado spot al precio horario de su nodo de conexión al SADI.

Los distribuidores, en cambio, pagan el precio sancionado por Secretaría de Energía para esta transacción, diferenciado en tres tramos horarios. Se denomina Precio Estacional y surge, en primera instancia del precio medio estimado por CAMMESA para cada trimestre.

En el mercado spot los compradores también pagan por la potencia realmente demandada en ese mercado si su consumo se realizó en las "horas de remuneración de Potencia".

4.3. PRECIO ESTACIONAL

El marco regulatorio requiere un mecanismo por el cual las tarifas del suministro eléctrico de las distribuidoras a sus usuarios finales, reflejen las señales de abundancia o escasez que surgen de los

²² Las unidades turbo vapor (TV) necesitan varias horas de preparación para operar a plena potencia, por lo que, para disponer de su generación en los momentos de máxima demanda, es económicamente más conveniente disponer su generación continua. Cuando su aporte no hubiera sido convocado a despacho, operan a su mínimo técnico.

²³ Con la creación de nuevos gravámenes, sobre todo aplicados al gas, se instituyó un cargo llamado Sobrecostos de Combustibles.

²⁴ Las únicas excepciones son las eventuales importaciones y las máquinas cuyo funcionamiento resulta forzado por restricciones de transporte y/o estabilidad del sistema. Las máquinas con funcionamiento forzado, que no serían operadas en un despacho óptimo sin restricciones, son remuneradas según sus costos operativos, tal como los declaran los generadores correspondientes. El sobrecosto asociado es absorbido por los consumidores del área que produce la restricción.

²⁵ Cuando la importación no fija el precio de mercado (la importación no es la máquina marginal y el precio del nodo frontera es superior al precio de importación), se genera un excedente de importación que se destina a un fondo especial de confiabilidad.

²⁶ Ya sean generadores, cuya generación no cubre la totalidad de sus ventas por contrato o grandes usuarios con demanda superior al suministro contratado, o autogeneradores que no cubren su demanda propia.

precios del mercado mayorista. Es decir, como el precio de la energía varía hora a hora es necesario establecer un precio estabilizado para realizar la vinculación entre la tarifa y el costo en el mercado mayorista.

A tal fin, entonces se adopta una estabilización del precio en función del costo horario de la energía (Mercado Spot) previsto para el próximo semestre. Esta previsión es realizada por el Organismo encargado del Despacho (CAMMESA). El cálculo tiene en cuenta el costo marginal probable y un precio de potencia por requerimientos de cubrimiento de la demanda, nivel de reserva y otros servicios relacionados con la calidad de la operación del MEM. Estas hipótesis consideran distintas probabilidades de ocurrencia de la demanda, temperaturas y condiciones hidrológicas. Los precios resultantes, basado en el despacho óptimo que minimiza el costo total de la operación se definen para tres bandas horarias: Valle: de 23 a 24 y de 24 a 5 hs (6 hs); Punta: de 18 a 23 hs (5 hs) y Resto: de 5 a 18 hs (13 hs)

Cada año es dividido en dos períodos de seis meses -Período Estacional-, que a su vez se compone de dos subperíodos de tres meses -Período Trimestral-.

CAMMESA eleva a la Secretaría de Energía los precios calculados y el estado del Fondo de Estabilización. En función de esto y de sus propios análisis, la Secretaría de Energía sanciona la Programación Estacional.

4.4. FONDO DE ESTABILIZACIÓN

Los distribuidores, por su demanda, pagan el precio estacional que sanciona la Secretaría Energía. Por su parte, los oferentes, por sus ventas fuera de contratos perciben los precios horarios. Los desvíos entre la operación en tiempo real y las previsiones trimestrales se compensan por medio del Fondo de Estabilización, que permite asegurar el pago normal a los oferentes.

Cada mes surgirá una diferencia entre lo recaudado por compras de energía y lo abonado por las ventas y por variables del transporte que se acumula en el Fondo de Estabilización, excluidas las diferencias atribuibles a las pérdidas. La evolución de este fondo refleja la diferencia acumulada entre el Precio Estacional de la Energía y el Precio Spot medio de esta. Luego, transfiere recursos de un trimestre al siguiente donde se compensan las diferencias obtenidas, en uno u otro sentido.

Hasta el año 2002 el precio estacional acompañó el precio spot de la energía. Luego, tras un ajuste mínimo, se mantuvo sin cambios entre mayo de 2002 y febrero de 2004. A partir de allí se ajustó parcialmente a las categorías no residenciales de consumos mayores a 1 MWh mes y se profundizó la segmentación.

4.5. FONDO UNIFICADO

Originalmente, los ingresos de las unidades de negocio operadas por el Estado Nacional se centralizan en el Fondo Unificado. Este fondo instaurado por el artículo 37 de la Ley 24065 reúne la diferencia entre el precio spot horario que perciben estos generadores y la remuneración que sólo cubre los costos operativos.

Los excedentes se utilizaban para terminar obras en curso de ejecución al momento de la sanción de la Ley 24065 o para la cancelación de deudas.

La ley prevé taxativamente que: *"El fondo unificado se destinará también para estabilizar, por el período que se determine, los precios que pagarán los distribuidores, conforme el artículo 36 de esta ley. La citada Secretaría podrá dividir en cuentas independientes los recursos del Fondo, conforme su origen y destino, pudiendo establecer un sistema de préstamos reintegrables entre las mismas".*

Es decir este fondo está bajo la órbita de la Secretaría de Energía y es el resorte empleado para la asistencia a diversos sectores.

4.6. EL MERCADO A TÉRMINO

Los agentes demandantes pueden pactar libremente con los oferentes los precios y las condiciones del abastecimiento y de respaldo en contratos de provisión de energía.

Por el lado de la oferta, les está vedada esta modalidad de comercialización (contrato de abastecimiento dentro del Mercado a Término) a las empresas eléctricas binacionales y a las nucleares.

Además de los datos necesarios para su administración (cantidades y modalidad contractuales, a qué punto o nodo se refiere el precio convenido y la forma de repartir el costo de transporte), la normativa exige se informe a CAMMESA para su publicación los precios pautados.

Cuando un demandante deba utilizar las instalaciones de otro agente para recibir la energía contratada, debe acordar previamente el costo por su uso. Esto se conoce como Prestación Adicional de la Función Técnica de Transporte, PAFTT o simplemente "peaje".

Las transacciones que conformaron inicialmente este segmento del mercado mayorista se vinculaban esencialmente con los contratos impuestos a los consorcios adjudicatarios de las distribuidoras EDE-NOR SA, EDESUR SA y EDELaP al momento de la entrega de la concesión. Dichos contratos, establecidos precedentemente por la autoridad pública con las centrales Puerto, Costanera y San Nicolás, y que fuera una condición indispensable para la venta de la generación de la ex SEGBA²⁷.

Normativamente la condición de Gran Usuario, se adquiere a partir de la formalización de un contrato de provisión de energía. Como se indica luego, se requiere un nivel de contractualización de la demanda de por lo menos el 50% para los GUMas y del 100% para los GUMes y GUPas. Dada las características de las demandas industriales, las que típicamente optan por operar como GUMas, su operación tiende a ser íntegramente bajo contratos (ver [Ilustración 83](#))

La demanda dispone de tres alternativas contractuales (detalladas en [X 1.1 Tipos de contratos](#)), contratos de abastecimiento, de disponibilidad de potencia y de energía. Los dos primeros otorgan respaldo, en tanto que el tercero (contratos por disponibilidad de energía) no lo hace ya que consiste en la provisión de energía sujeta a disponibilidad del mercado spot.

5. RESULTADOS OBTENIDOS:

Uno de los indicadores más significativos del funcionamiento de cualquier Mercado es el precio del bien en cuestión. Desde la creación del MEM los precios disminuyeron en más de un 50% en los primeros 10 años, alcanzando a principios de siglo, un nivel muy competitivo a nivel internacional.

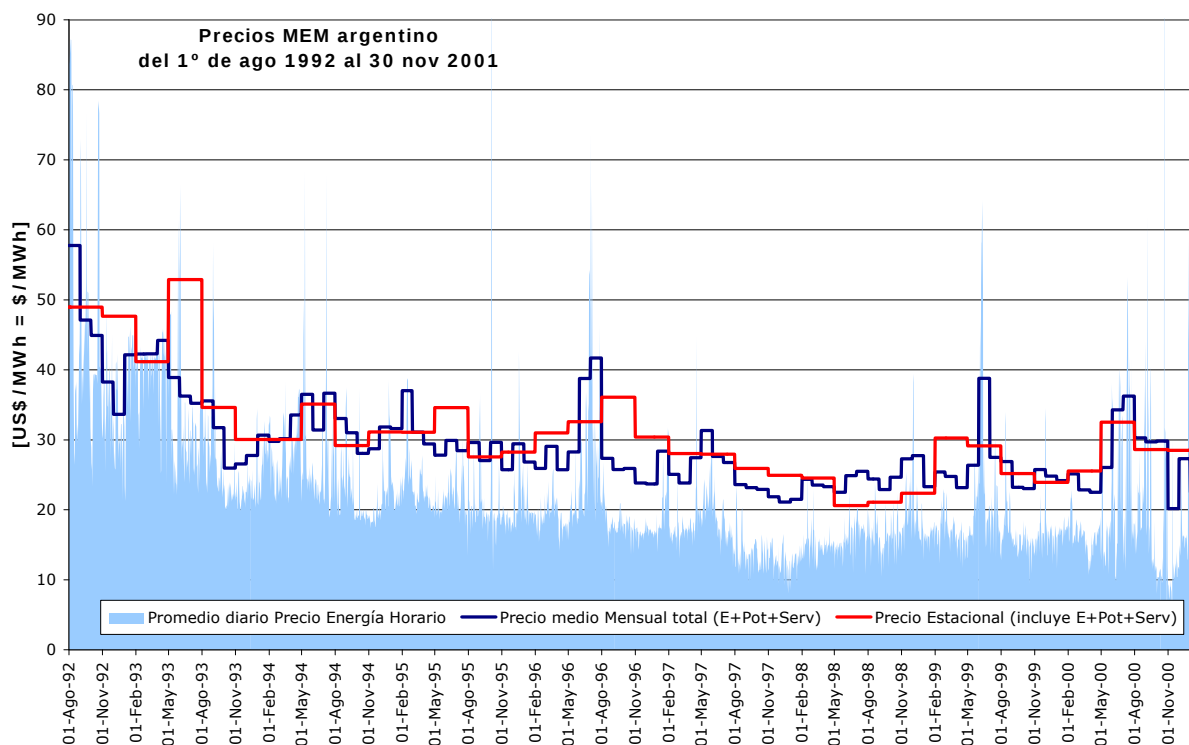


Ilustración 28 Evolución del precio spot, desde 1992 hasta 2001.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CAMMESA.

La oferta eléctrica desde la sanción de la Ley y el inicio de las privatizaciones de las centrales de generación previamente en poder del Estado, ha mostrado, en los primeros años una impactante evolución:

²⁷ El plazo del contrato fue de ocho años, el precio de 40 US\$/MWh, ajustable con la inflación de EE.UU. Estos contratos siguen los lineamientos generales en cuanto a que pueden cubrirse con generación propia o compras en el mercado spot.

- aumento de la capacidad instalada.
- incremento sustancial en la disponibilidad y modernización del parque térmico.
- inversiones de magnitud en la instalación de nueva capacidad de generación.
- importante crecimiento de la eficiencia en el uso de recursos energéticos primarios por incorporación de las tecnologías más avanzadas en equipos de generación térmica.

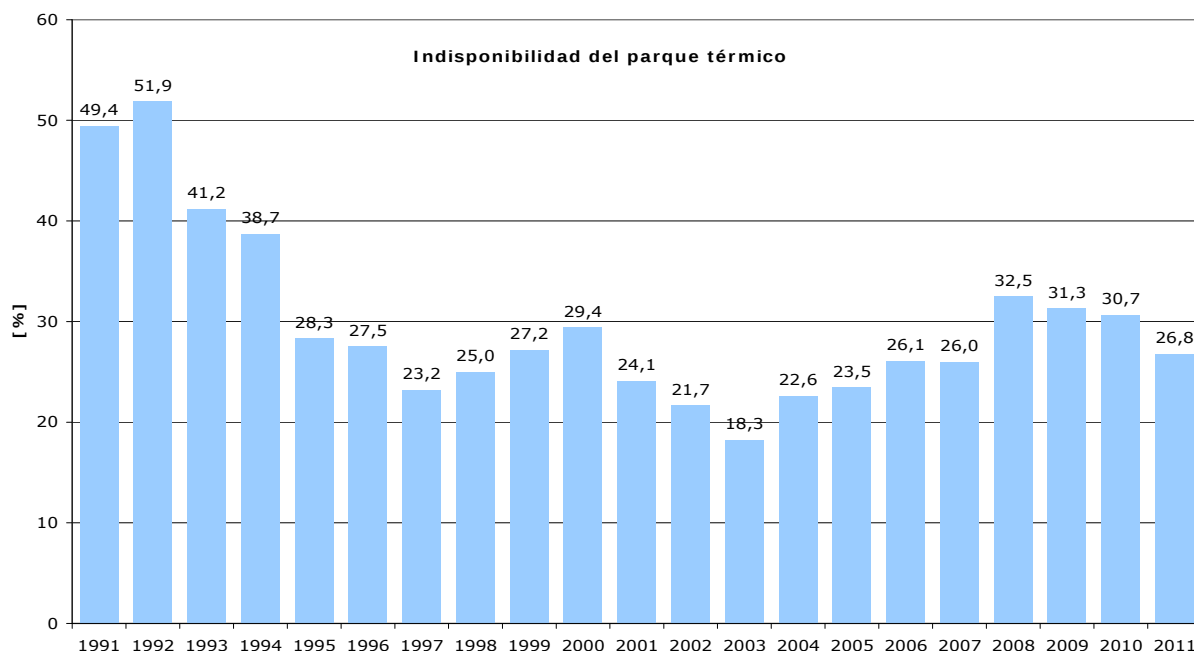


Ilustración 29 Evolución de la indisponibilidad del parque térmico 1991-2011.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CAMMESA.

Fruto de las acciones mencionadas precedentemente, la generación térmica, prácticamente, se triplicó hasta 2002. Cabe mencionar, además, que se continuó con la consecución de proyectos hidroeléctricos a cargo del Estado Nacional iniciados con anterioridad al dictado del nuevo Marco Regulatorio Eléctrico, tales como los proyectos de Piedra del Águila, Yacyretá, Casa de Piedra y Pichi Picún Leufú.

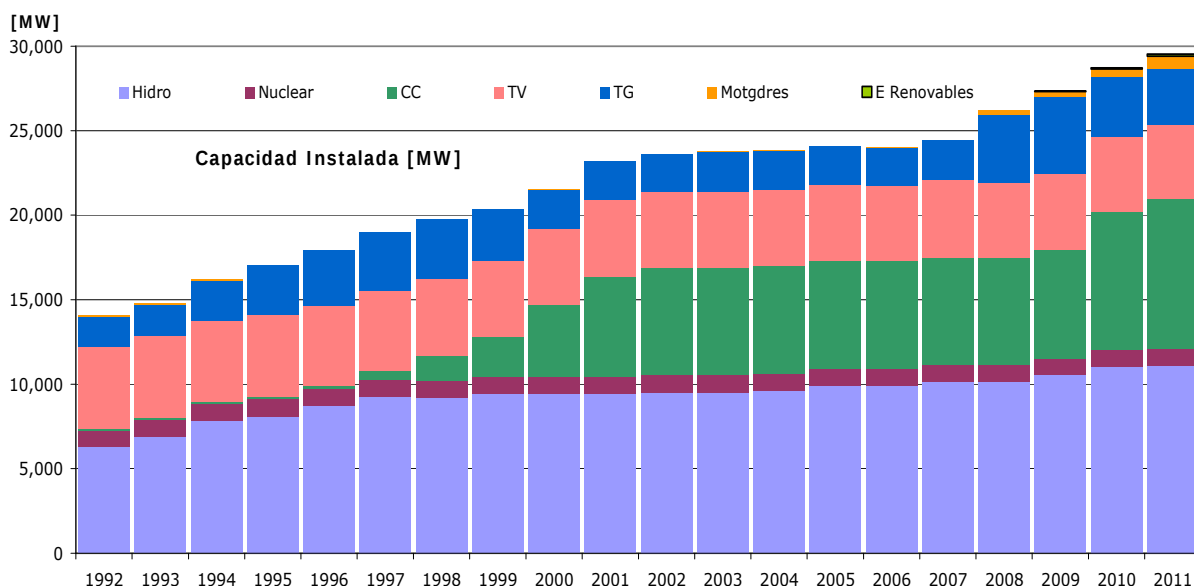


Ilustración 30 Evolución de la capacidad instalada, desde 1992 hasta 2011.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CAMMESA.

Para esto ha contribuido básicamente la notable mejora en la oferta de los generadores. Las inversiones realizadas en el sector permitieron optimizar la disponibilidad de los equipos y se han producido incorporaciones de generación de gran porte y última tecnología. Esto derivó en la existencia de un parque de generación, a 2002, con una alta tasa de eficiencia.

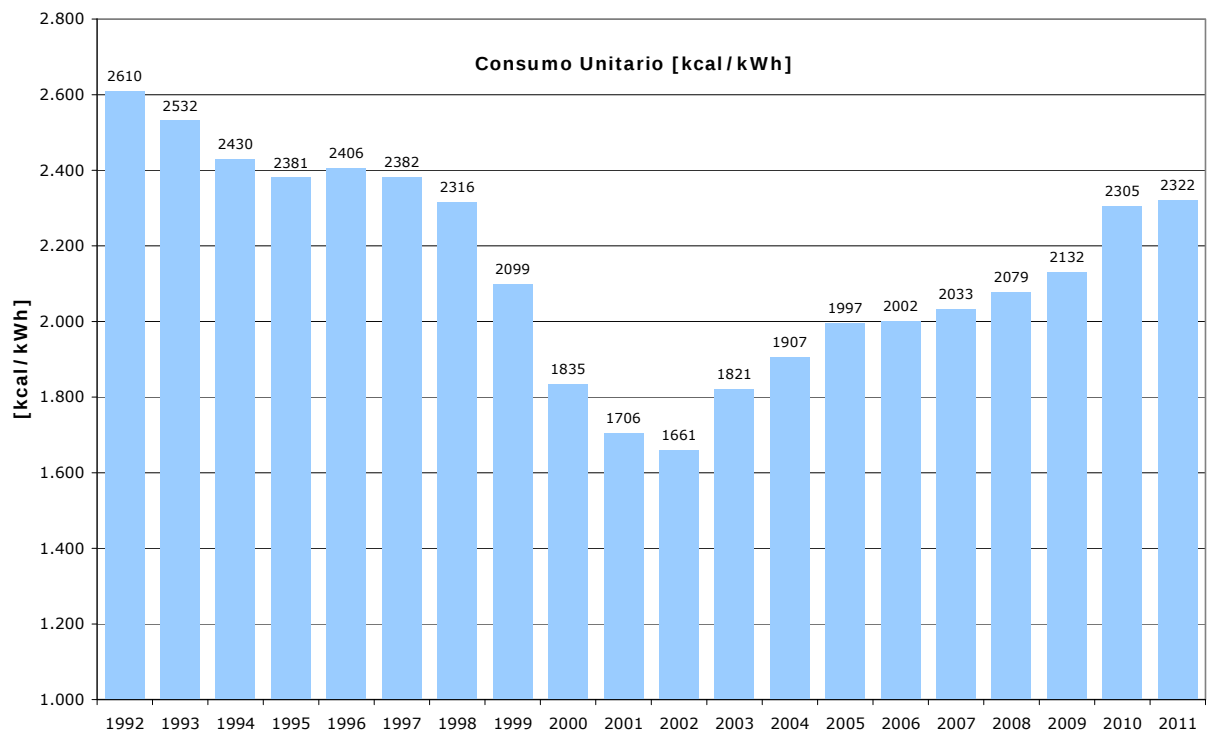


Ilustración 31 Evolución del consumo unitario del parque térmico, desde 1992 hasta 2011.
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CAMMESA.

El dinamismo del Mercado Eléctrico atrajo nuevos agentes, que fueron incrementándose hasta alcanzar prácticamente los 7.600 agentes en el año 2010, la mayor parte de ellos grandes usuarios que hoy superan el número de 7.200.

NUEVO ESQUEMA NORMATIVO

*"-¿Quieres decirme, por favor, qué camino debo tomar para salir de aquí?- preguntó Alicia
-Eso depende mucho de a dónde quieras ir - respondió el Gato.
-Poco me preocupa a dónde ir - dijo Alicia.
-Entonces, poco importa el camino que tomes - replicó el Gato-"
Alicia en el País de las Maravillas. Lewis Carroll.*

IV MERCADO ELÉCTRICO ARGENTINO DESDE 2002

1. EL MARCO SOCIOECONÓMICO Y POLÍTICO EN 2002

Tanto la crisis cambiaria del sudeste asiático de 1997-1998, como la rusa de agosto de 1998 provocaron una mayor cautela en los inversores en países en desarrollo. Brasil, el mayor socio comercial de Argentina, soportó una crisis monetaria desde agosto hasta octubre de 1998 como consecuencia de la situación rusa. Al enfrentarse a una nueva crisis en enero de 1999, Brasil liberó su mercado de cambio en lugar de mantener la previa situación de convertibilidad que mantenía con el dólar. El real brasileño se depreció rápidamente de 1,21 a 2,18 por dólar antes de recuperarse levemente. El crecimiento económico de Brasil cayó del 3,3% en 1997 al 0,1% en 1998, y fue de sólo 0,8% en 1999. Luego de años de crecientes beneficios para ambos, el comercio argentino-brasileño se estancó en 1998 y decayó en 1999.

En 1999, el Dr. Fernando de la Rúa había asumido la presidencia de Argentina en medio de una época de recesión, bajo precio internacional de los granos, y con el compromiso de sostener la ley de Convertibilidad. Su gobierno no pudo cambiar la tendencia de la situación económica (la inestabilidad de ésta se percibía, por ejemplo, en cambios en el Ministerio de Economía²⁸). Esta situación se tornó insostenible el 29 de noviembre de 2001, cuando por los masivos retiros de depósitos monetarios de los bancos y la decisión del FMI de negarse a refinanciar la deuda y conceder un rescate, el sistema bancario colapsó.

Para contrarrestar la fuga de capitales, el 2 de diciembre se introdujo restricciones al retiro de depósitos bancarios. La reacción popular fue muy negativa, por lo que la crisis económica también desembocó en una crisis social.



Fuentes: Banco Central de la República Argentina (intereses, tasas, depósitos); artículos periodísticos

Ilustración 32 Evolución durante 2001 de los depósitos bancarios, tasas e intereses.

Fuente: La Crisis Económica Argentina: Causas y Remedios. Informe del Comité Económico Conjunto del Congreso de los Estados Unidos de América.

²⁸ Inicialmente se designó al Dr. José Luis Machinea (1999 - marzo de 2001), luego al Dr. Ricardo López Murphy (marzo - abril de 2001) y por último el Dr. Domingo Cavallo, que ya había sido Ministro de Economía entre 1991 y 1996 y que había impulsado la Ley de Convertibilidad.

La posición del Dr. De la Rúa se tornó inestable. La Iglesia Católica fracasó en un intento de mediación entre la oposición y el gobierno a mediados de diciembre. Durante todo ese mes hubo protestas. Entre el 16 y el 19 de diciembre se produjeron saqueos a supermercados. Finalmente la protesta masiva más importante estallaría los días 19 y 20 de diciembre.

Esta situación repercutió en todos los ámbitos: social, económico, político e institucional y se tradujo en una crisis sin precedentes. El día 20 de diciembre de 2001, dimitió a su cargo de presidente de la Nación, el Dr. Fernando De la Rúa. Como, el Vicepresidente electo en 1999, Dr. Carlos Álvarez, había renunciado el 6 de octubre de 2000, la Ley de Acefalía prevé para este caso que el presidente del Senado, Ing. Ramón Puerta, convoque la Asamblea Legislativa. Ésta proclamó, el día 23 de diciembre, como Presidente de la Nación al Dr. Adolfo Rodríguez Saa, hasta entonces gobernador de la provincia de San Luis. Sin embargo, una semana después, el Dr. Saa renunció a su cargo. Tras lo cual dimitió, también, el Ing. Ramón Puerta. Según lo establece la Ley de Acefalía, ante la ausencia de presidente de la Cámara de Senadores, corresponde se designe presidente interino al presidente de la Cámara de Diputados y se convoque a la Asamblea Legislativa. Se designó entonces al Dr. Eduardo Caamaño, interinamente Presidente de la Nación y se convocó nuevamente a la Asamblea. Finalmente, ésta nombró el día 1º de enero de 2002 al, hasta entonces senador por la provincia de Buenos Aires, Dr. Eduardo Duhalde como presidente de la Nación Argentina hasta la finalización del mandato del ex-presidente Dr. Fernando De la Rúa.

1.1. ADMINISTRACIÓN ACTUAL

En las siguientes elecciones residenciales (27 de abril de 2003), el Dr. Kirchner obtuvo un 22% de los votos. Fue superado por el Dr. Menem, que logró el 24,3%. La legislación electoral argentina prescribe que si ningún candidato alcanza el 45% de los votos válidos emitidos, los dos más votados deben disputar una segunda vuelta. Sin embargo el ex presidente Menem renunció a su candidatura, lo que automáticamente convirtió al Dr. Kirchner en presidente electo. Éste accedió a la presidencia con el nivel más bajo de votos jamás registrado en la historia argentina. El 25 de mayo de 2003, el Dr. Néstor Kirchner prestó ante el Congreso el juramento de ley para convertirse en presidente de la República hasta 2007.

La política económica del gobierno del Dr. Kirchner continuó los lineamientos establecidos bajo la presidencia del Dr. Duhalde, manteniendo la devaluación de la moneda mediante una fuerte participación del Banco Central en la compra de divisas, impulsando mediante las exportaciones un crecimiento económico con tasas del PBI cercanas al 10%. Se canjeó la deuda soberana, de valor nulo tras la crisis del 2001, por nuevos bonos indexados por la inflación y el índice de crecimiento económico. Los índices de pobreza y de desempleo disminuyeron notoriamente.

En 2007 fue sucedido por su esposa Dra. Cristina Fernández, re-electa en 2011.

2. PRIMERAS MEDIDAS EN 2002

El 6 de enero 2002 el Poder Legislativo Nacional aprobó el proyecto de Ley de Emergencia Pública y de Reforma del Régimen Cambiario -Ley 25561-. Ésta ley derogó el régimen de convertibilidad y dispuso, entre otras cuestiones, la conversión a pesos de todas las tarifas de los servicios públicos, incluidas las de gas y energía eléctrica suministrada por los distribuidores y transportistas, prohibiéndose su indexación y abriendo una instancia de renegociación de los contratos de servicios públicos.

Bajo el contexto de Emergencia Económica y liberación del Tipo de Cambio, la Secretaría de Energía por medio de la resolución SE 2/02, estableció que todos los valores nominales de precios o costos fijados en la normativa del sector eléctrico estuvieran expresados en Pesos argentinos.

En consecuencia, el efecto de la devaluación sobre el MEM en el período Enero-Abril de 2002 fue la disminución del precio en US\$/MWh, tanto de energía como de potencia de acuerdo a la relación del tipo de cambio con el dólar (ver [Ilustración 38. Evolución del precio monómico medio mensual, desde 1992 hasta 2011](#)).

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CAMMESA.).

Las autoridades adoptaron, quizás condicionadas por su base electoral²⁹, la política de mantener sin variaciones las tarifas a usuarios finales a fin de recuperar el mercado interno. Sin embargo, este lineamiento se mantiene, en gran parte, hasta la actualidad.

²⁹ Ver [IV 1.1 Administración actual](#).

Básicamente se pretendió minimizar en el corto plazo de los efectos procedentes de la liberalización del tipo de cambio en las tarifas al usuario final y garantizarles el normal abastecimiento.

Si bien se estableció en gran parte de estas normas que su vigencia es limitada, por ejemplo, al período invernal de 2002, muchas de ellas continúan aún vigentes.

Los años siguientes presentaron nuevos desafíos al sector: el precio del petróleo alcanzó su máximo histórico³⁰ y la oferta de gas no acompañó a la demanda.

El nuevo ordenamiento que impulsó la Administración Central, requirió de CAMMESA como articulador del nuevo esquema.

3. CAMMESA, NUEVO ROL

El texto original del estatuto de CAMMESA fue aprobado por decreto 1192 del 10 de julio de 1992. Éste, más allá de modificaciones respecto a la mecánica de selección del Vicepresidente y de la conformación del Comité Ejecutivo³¹, no tuvo cambios. Sin embargo, el 17 de enero de 2005 se modificó el objeto social de CAMMESA incorporando el tercer párrafo:

Artículo 3º: La Sociedad tiene por objeto:

I) El despacho técnico del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) de acuerdo a lo previsto por la ley 24.065 y sus normas complementarias y reglamentarias.....

II) Representaciones, Mandatos y Comisiones: Podrá actuar como mandatario de los diversos actores del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y/o cumplir las comisiones que aquellos le encomienden en lo relativo a la colocación de la potencia y energía;...

III) *Actuar como mandatario del Estado Nacional como consecuencia de situaciones que pudieren generar riesgos de desabastecimiento y afectar la seguridad y la calidad habituales del sistema eléctrico. Tal actuación sólo podrá ser aceptada siempre que se reúnan en forma simultánea los tres requisitos establecidos y en la medida que tenga la transitoriedad necesaria para superar las situaciones excepcionales que le dieron origen y no implique asumir la generación, el transporte o la distribución de energía eléctrica. En ningún caso el ejercicio del mandato podrá comprometer patrimonialmente a la Sociedad*³².

Este último punto permite a CAMMESA desarrollar tareas diferentes a la concepción original. En el esquema emergente tras 2002, CAMMESA se ha convertido en el Ejecutor de la política energética.

4. TARIFAS

Desde el año 2001 las tarifas finales no reflejan los costos y desde 2004 las tarifas no son homogéneas en cuanto a la asignación de costo del sistema. El proceso de apertura de diferentes precios a distintos usuarios, se profundizó en los años subsiguientes. Más allá que el mismo bien se transa a precios tan dispares, los usuarios no perciben la situación del mercado por la cobertura otorgada por los subsidios por parte del Estado Nacional.

Con la resolución SE 93/04, las autoridades nacionales iniciaron formalmente el incremento de tarifas a usuario final, de tipo selectivo. Esta mecánica de precios no está contemplada en la Ley 24065. En efecto, según lo establecido en la resolución el precio de energía eléctrica mayorista a transferir a tarifas es mayor para demandas de más de 300 kW, mientras que para demandas menores a 10 kW se mantiene el precio vigente desde 2002. A las demandas de entre 10 y 300 kW se les transfiere un precio intermedio. La norma en cuestión fue complementada por varias normas³³ que profundizaron esta segmentación. Esta inicialmente fue potencia: menor a 10 kW (incluyendo alumbrado público), entre 10 kW y 300 kW, y mayor a 300 kW.

³⁰ El precio del barril impacta directamente en el precio internacional del fuel oil y gas oil. Éstos son requeridos cuando la oferta de gas no cubre la demanda del sector generación térmica.

³¹ Decreto PEN 1173/98

³² Texto según Acta de Asamblea N° 63 del 17 de enero de 2005

³³ Resoluciones SE 842/04, 1434/05, 1169/08, 652/09, 666/09 y 347/10

La decisión política adoptada aisló las tarifas principalmente de los usuarios residenciales, de la variación de costos del sistema. La mayor parte de éstos ($\approx 32\%$ de la demanda total), abona aún actualmente por costos del sistema eléctrico 31 \$/MWh, mientras que el costo medio 2011 fue del 318 \$/MWh. La determinación de tarifas que no reflejan los costos impide se transmitan las señales de abundancia o escasez del mercado.

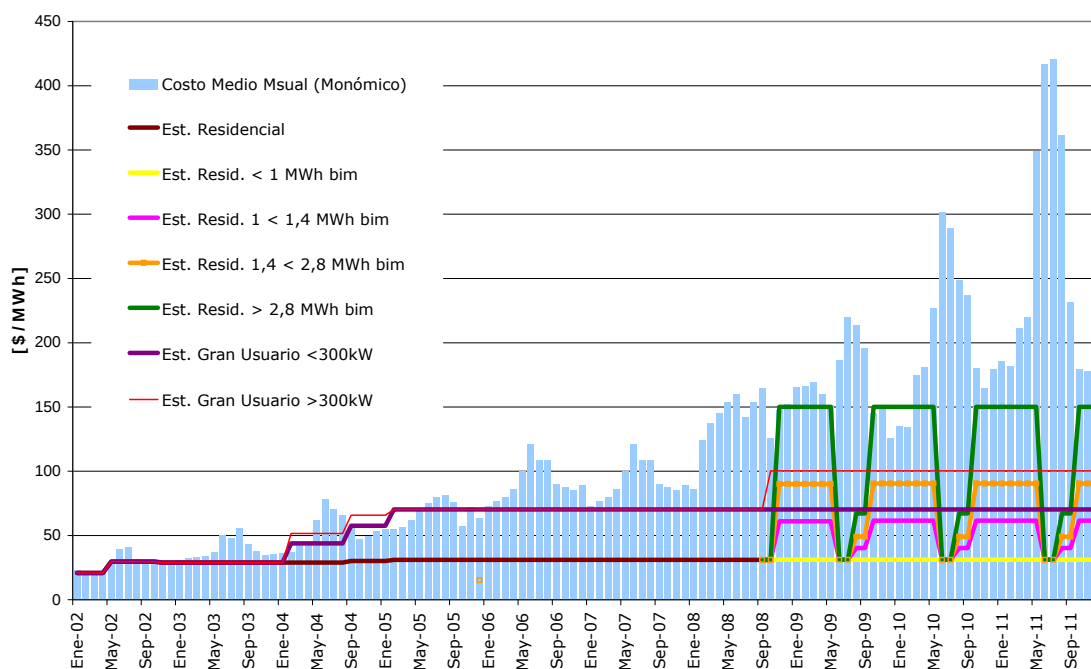


Ilustración 33 Evolución 2001-2011 del precio monómico medio mensual y el estacional sancionado.
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CAMMESA.

Esta mecánica se acentuó progresivamente. Al mismo tiempo los costos de mercado se incrementan de manera sostenida.

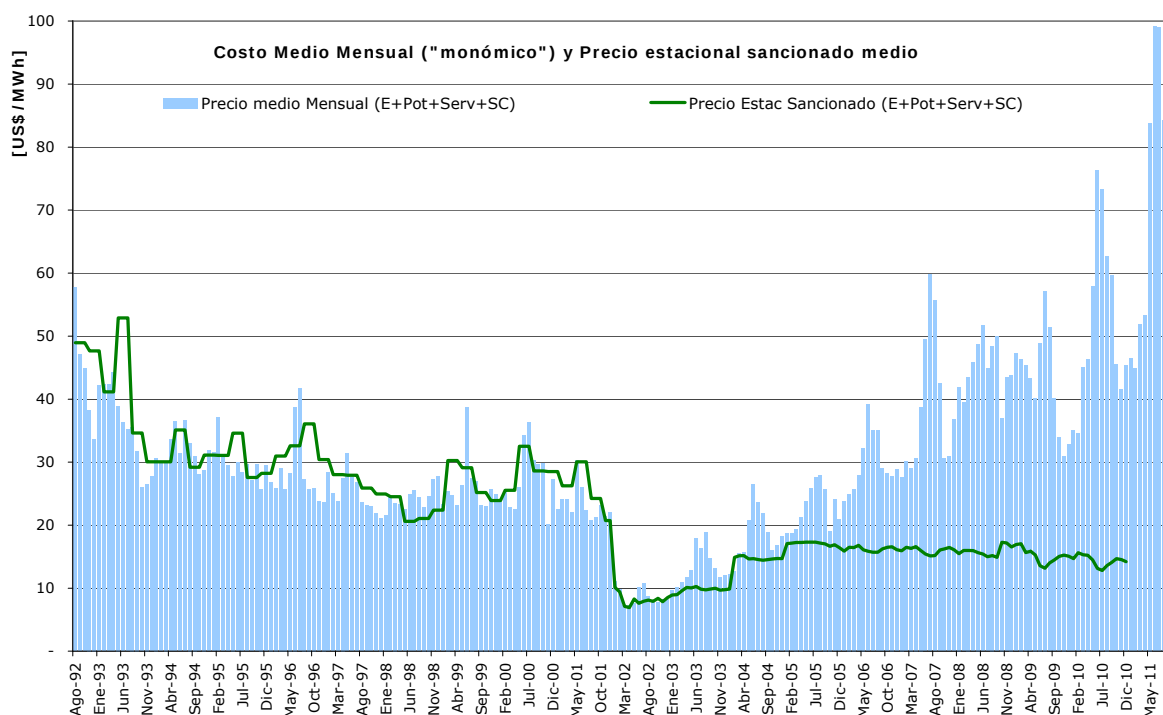


Ilustración 34 Evolución 1992-2011 del precio monómico medio mensual y el estacional promedio sancionado.
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CAMMESA.

5. DÉFICIT DEL FONDO DE ESTABILIZACIÓN

Como el valor de los costos marginales comenzó a ser muy superior al precio estacional sancionado, el Fondo de Estabilización se desfinanció progresivamente, se acumularon deudas con generadores y el Estado Nacional debió sostenerlo con aportes canalizados a través del Fondo Unificado, en principio reintegrables desde el fondo unificado.

La deuda a fines de 2009 del Fondo de Estabilización era de \$ 2.361 millones, casi en su totalidad a generadores, autogeneradores y cogeneradores privados (\$ 1.902 millones). Mediante la Ley 26422 de presupuesto 2009, el Estado Nacional toma a cargo las deudas generadas en el MEM correspondientes a NASA, Yacyretá y Salto Grande por las transacciones económicas realizadas hasta el 2008 y las generadas durante el 2009. En esta misma ley considera como aportes no reintegrables los préstamos otorgados desde el Tesoro Nacional al Fondo Unificado (que luego asiste al Fondo de Estabilización). Estos préstamos a abril de 2009 equivalen a \$ 22.108 millones. Esto fue ratificado por la Nota SE N° 5072/2009.

Esta operatoria se repitió con las acreencias de los generadores estatales correspondientes a los años 2010 y 2011 al igual que los préstamos del Estado.

Aportes del Fondo Unificado al Fondo de Estabilización NO reintegrables			
Nota SE N	Desde	hasta	Monto [millones]
5072/2009	2003	30/04/2009	\$ 22.108
4027/2010	01/05/2009	31/12/2009	\$ 7.396
5121/2010	01/01/2010	30/04/2010	\$ 2.519
5830/2011	01/05/2010	30/04/2011	\$ 17.916
			\$ 49.939

Tabla 6. Aportes no reintegrables del Fondo Unificado al Fondo de Estabilización.
Fuente: Elaboración propia

Adicionalmente, la mayoría de los generadores privados decidieron participar del FONINMEM aportando el 65% de sus acreencias hasta diciembre de 2006 y el 50% hasta diciembre de 2007 (aprox. \$1.900 millones) a un fondo cuyo objeto fue la construcción de dos ciclos combinados (ver [Detalles de las normas sobre expansión de generación, XVI 2 Resolución SE 712/2003. FONINMEM.](#)).

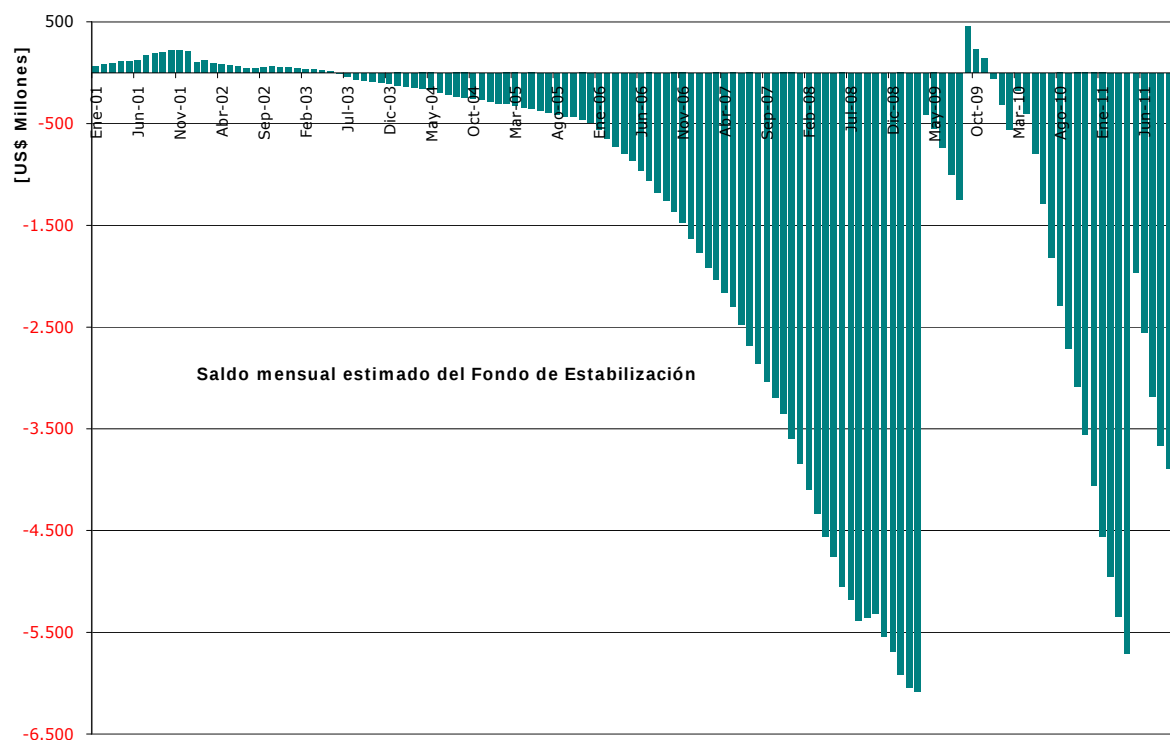


Ilustración 35 Evolución del Saldo mensual estimado del Fondo de Estabilización desde 2001 hasta 2011.
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CAMMESA.

Como lo recaudado continúa sin cubrir los costos el déficit del fondo vuelve a incrementarse.

6. COSTOS DE GENERACIÓN

El aumento de la demanda de energía se debió cubrir con generación básicamente existente pues su expansión no acompañó a la demanda (ver [V Evolución de las variables relevantes del sistema Eléctrico.](#)). Algo análogo enfrenta la generación térmica en el mercado de gas: la oferta de este hidrocarburo está desadaptada respecto de la demanda. Los requerimientos de la generación térmica no cubiertos por el gas se atendieron con gas oil, fuel oil y carbón.

Como la oferta de gas de producción local continuó declinando se debió, además, importar gas natural desde Bolivia y en los últimos años a través de Gas Natural Licuado (GNL)

6.1. CONSUMO DE GAS PARA GENERACIÓN

Los requerimientos son crecientes. En los meses invernales las necesidades del sector prácticamente duplican la disponibilidad actual para ese segmento de demanda:

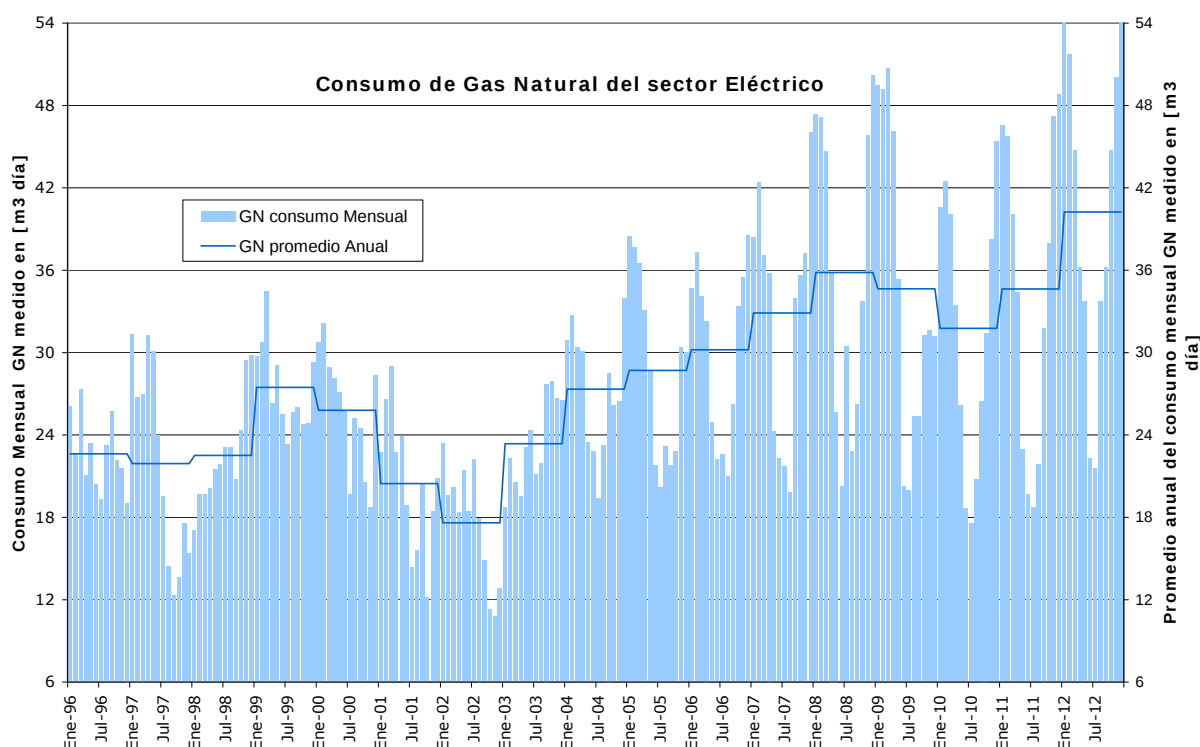


Ilustración 36 Evolución del consumo de gas natural mensual, desde 1996 hasta 2012.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CAMMESA.

6.2. CONSUMO DE COMBUSTIBLES ALTERNATIVOS AL GAS PARA GENERACIÓN.

La oferta de gas no cubre los requerimientos de la generación térmica lo que lleva al empleo de sustitutos: fuel oil, gas oil y carbón mineral.

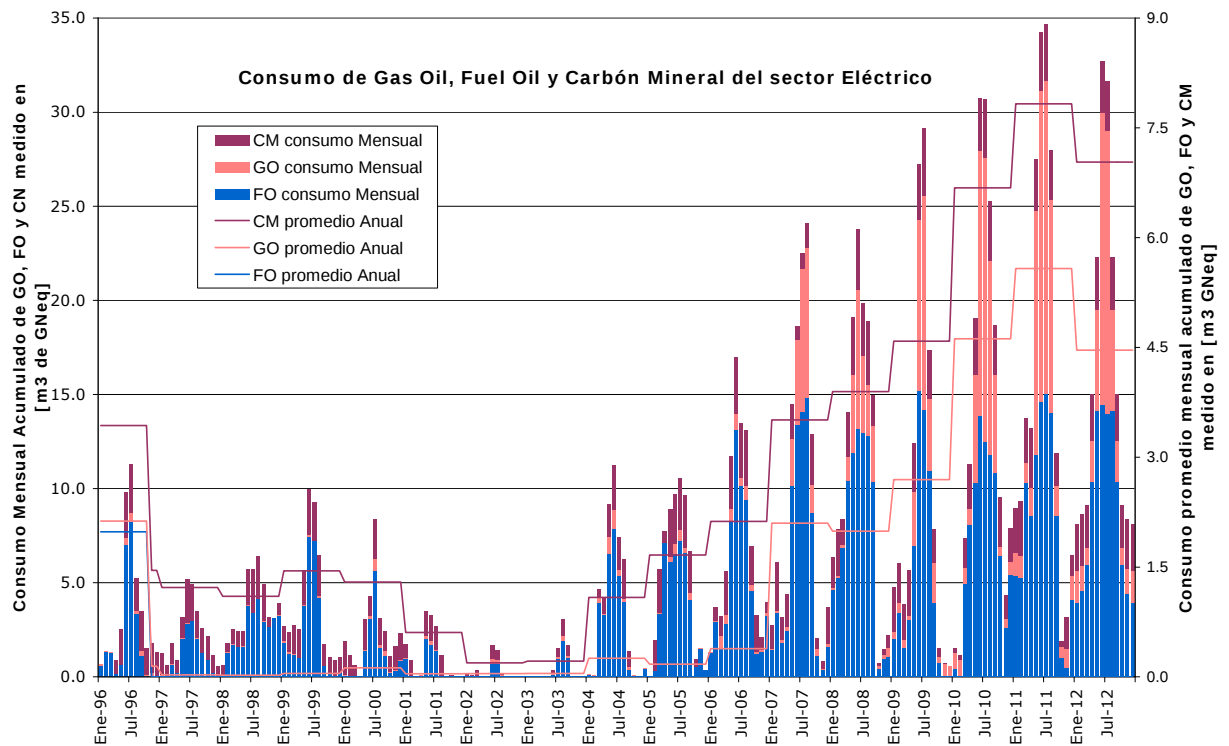


Ilustración 37 Evolución del consumo mensual de fuel oil, gas oil y carbón mineral, desde 1996 hasta 2012.
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CAMMESA.

6.3. COSTO GLOBAL

En el siguiente gráfico se muestra la evolución del precio spot global o, como se lo conoce, monómico desde 1992 hasta septiembre 2011, expresado en dólares y pesos:

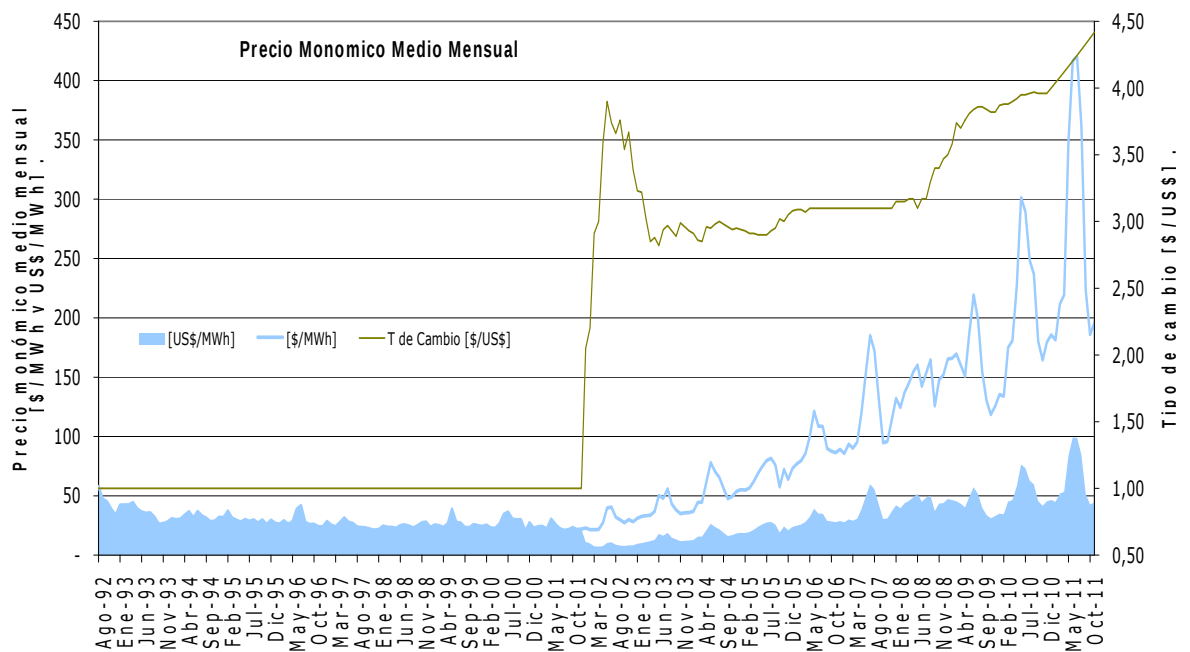


Ilustración 38. Evolución del precio monómico medio mensual, desde 1992 hasta 2011.
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CAMMESA.

7. SEGMENTACIÓN DE MERCADOS, ENERGÍA PLUS.

Tanto en gas como en electricidad se ha separado la transacción en “Plus” y “No Plus”. Estos consisten en la segmentación de los mercados en posterior y previo a algún hito, con reglas diferentes para uno y otro mercado. Donde el primero es el mercado de la “nueva energía”. En este ámbito, la nueva oferta recibe autorización para transaccionar tras una cuasi auditoría de costos incurridos llevada por la Secretaría de Energía (asistida por CAMMESA) y el Ministerio de Planificación. Es decir, se reconocen las inversiones efectuadas y los costos operativos reales.

Con la resolución SE 1281/06, en el caso de la electricidad, se inicia el Programa de Energía Plus. Se aplica desde noviembre de 2006³⁴. Como se dijo, conceptualmente divide a la oferta y la demanda en anterior y posterior a una fecha indicada en la norma. Esta división segmenta la transacción económica. También se establecen cargos y penalidades de modo de incentivar que la demanda nueva transe con oferta nueva. El cargo más importante es el llamado cargo adicional³⁵. Éste se aplica a toda la demanda mayor o igual a 300 kW que no tengan contratos con Generadores Energía Plus, y grava la energía consumida por encima de la requerida en 2005. En [Detalles de las normas sobre expansión de generación, XVI 3 Resolución SE 1281/2006. Energía Plus.](#) se ahonda este tema.

Pero la postergación en el reconocimiento de costos a los oferentes encuadrados dentro del mercado de la “vieja energía” sumado al limitado crecimiento de la demanda con consumos mayor ó igual a 300 kW, desalienta el desarrollo de nueva oferta tanto por parte de los afectados, como de nuevos actores.

8. EXPANSIÓN DE LA OFERTA

La resolución SE 93/04 reconoce que el Fondo de Estabilización se encuentra en déficit y que por ello, no se podrían cubrir las diferencias entre lo recaudado de acuerdo a los Precios y cargos facturados a los agentes demandantes y los montos que efectivamente habría que abonar a los Agentes Acreedores del MEM. La inexistencia de señales económicas propicias que favorezcan un ambiente de inversiones de riesgo por parte del sector privado, llevaron a la Secretaría de Energía a tomar la iniciativa en la realización de inversiones para el sector energético.

8.1. EXPANSIONES DE GENERACIÓN

Por medio de la [resolución SE 712/2004](#), la Secretaría de Energía creó el FONINMEM. Este fondo canalizó los aportes desde el Estado que permitieron la construcción de dos centrales de ciclo combinado de 827 MW cada una. Estos ciclos se constituyeron en sendas sociedades anónimas cuyo capital accionario cubrió las acreencias de los generadores quienes co-gestionaron los proyectos.

Los ingresos que resultan de la venta de energía y potencia se aseguraron a través del “Contrato de abastecimiento” con el MEM. Su precio se determinó siguiendo un criterio de reconocimiento de costos (*cost plus*).

En 2006, la [resolución SE 1281](#), trasladó a los usuarios de más de 300 kW las responsabilidades de la expansión de la generación necesaria para el cubrimiento de su demanda incremental. Esta norma además cambia la asignación del respaldo de la generación y segmenta la transacción económica creando el Mercado Plus. En este mercado, los contratos cubren los costos de operación e inversión

³⁴ Nota SE 25/07 enviada el viernes 5 de enero a CAMMESA

³⁵ Si bien originalmente (nota SE 1374/06, Criterios para la aplicación de la resolución SE 1281/06) se especificó que a partir del 1º de noviembre de 2007 el cargo se calcule en función del costo marginal operado ($\approx$ costo operativo reconocido de la máquina más cara despachada), la nota SE 83/08 modifica esto atemperándolo. La nota SSEE 567/07 especificó luego valores máximos para este cargo. Éstos fueron prorrogados y diversas notas han ido modificándolos. El 3 de mayo, con la nota SSEE 330 se determinó que a partir de abril nuevos valores -se citan en [Tabla 41](#)- La diferencia entre estos valores máximos y los reales se acumulan en cuentas individuales. Éstos se facturan en tanto las cuentas individuales permanezcan deudoras. A partir de la nota 1054 esta devolución queda suspendida para los usuarios con contratos enmarcados en el Programa Energía Plus.

Por otra parte, la nota SSEE 39 del 19 de diciembre de 2011, establece que a partir del mes de diciembre se reduce el tope del Cargo por demanda Excedente de los GUDIs afectados por la res. SE 1301/11 (quita de subsidios) y complementarias. Hasta octubre de 2012, se tiene los siguientes sectores alcanzados: extracción y refinación de petróleo, extracción y procesamiento de gas y minerales, servicio de banca y financieros, aeropuerto Ezeiza y Aeroparque, servicios de telecomunicación, juegos de azar y apuestas, sector aceites, biocombustibles, agroquímicos según un listado. En definitiva, para estos usuarios el cargo será de 320 \$/MWh (igual a los GUMa/Mes).

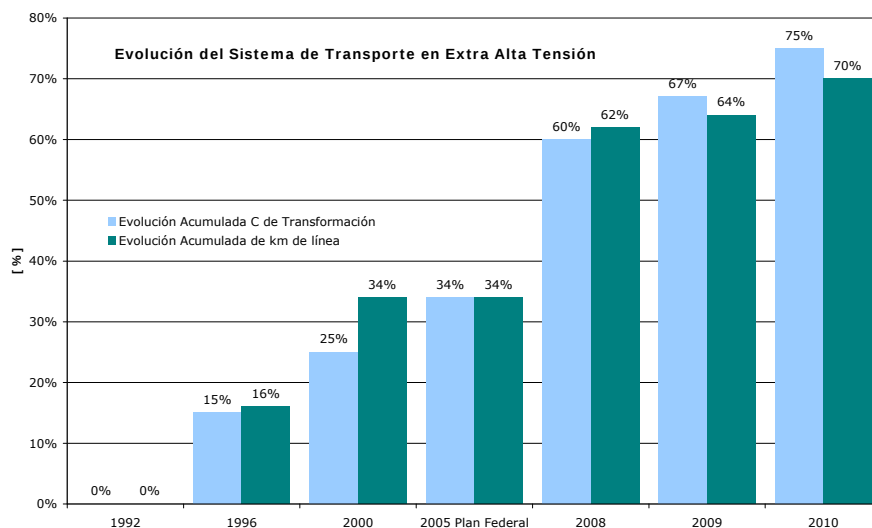
(validados por la Secretaría de Energía ad referendum del Ministro de PFIPyS) con una tasa autorizada. Es decir, un mecanismo del tipo *cost plus*.

También en 2006, con la **resolución SE 1836**, y con un marco similar, se contrató generación que, en principio, cubriera déficit de redes de distribución y/o transporte que había detectado CAMMESA. Luego el criterio de ingreso de estas unidades se tornó más amplio. En este régimen ENARSA vincula intermediendo entre el MEM (representado por CAMMESA) y el propietario y operador de la unidad (vinculado contractualmente con ENARSA).

En 2007, la **resolución SE 220**, implementó un sistema por el cual se contrata la provisión de energía de unidades nuevas llevadas adelante por ENARSA, o las que autorice el Ministro de Planificación. El comprador es la demanda estacional del MEM representado por CAMMESA.

Este mecanismo se generalizó luego para cuestiones puntuales. De este modo hay 14 esquemas de ampliación³⁶ de oferta de generación (se presentan en [Detalles de las normas sobre expansión de generación](#)). A 2012, no existen ampliaciones de oferta que no apele a algunos de estos mecanismos. Con ello la expansión de la oferta, actualmente, se sustenta a través de una regulación del tipo *cost plus*.

8.2. EXPANSIONES DE REDES



El gráfico muestra la evolución del crecimiento acumulado de la capacidad de transformación y cantidad de kilómetros de línea del Sistema de Transporte en Alta Tensión para los años 1996, 2000, 2005, 2008, 2009 y 2010, respecto del año 1992.

Ilustración 39 Evolución del sistema de 500 kV, desde 1992 hasta 2010.
Fuente: Balance TRANSENER 2010 indica Elaboración a partir de datos de CAMMESA.

³⁶ Programas específicos para solventar expansión de generación:

1. **Resolución SE 712/2003. FONINVEMEM.**
2. **Resolución SE 1281/2006. Energía Plus.**
3. **Nota SE 511/2009. Nuevas unidades, no Energía Plus.**
4. **Resolución SE 1782/2006. generadores en áreas de distribución.**
5. **Resolución SE 220/2007. Nuevas unidades.**
6. **Resolución SE 1836/2007. Energía Distribuida**
7. **Nuevas unidades. Decreto PEN 938/07**
8. **Resolución SE 280/2008. generadores renovables en áreas de distribución.**
9. **Resolución SE 200/08. Financiamiento de ampliaciones en unidades de generación estatales.**
10. **Resolución SE 762/2009. Programa Nacional de Obras Hidroeléctricas.**
11. **Resolución SE 712/2009. Unidades a partir de Fuentes Renovables**
12. **Nota SE 6018/2010. Generación con Biodiesel**
13. **Resolución SE 108/2011. Contratación directa de unidades renovables.**
14. **FONINVEMEM II. Acuerdo con Generadores 2008-2011.**

El Sistema de Transporte en Extra Alta Tensión ha experimentado un notable crecimiento a partir del año 2005, debido fundamentalmente a la ejecución del Plan Federal de Transporte en 500 kV. Éste es llevado adelante básicamente sin aportes directos de la demanda. La ejecución de dicho Plan Federal ha permitido conferirle al SADI una mayor estabilidad y mejorando las condiciones de abastecimiento de la demanda del sistema de transporte.

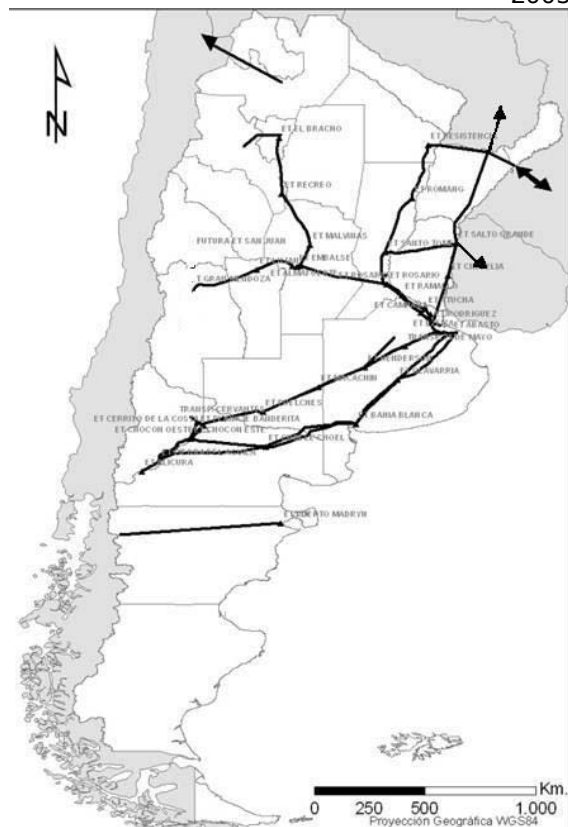
Longitud Sistema de Transporte

2003: 9.101 km

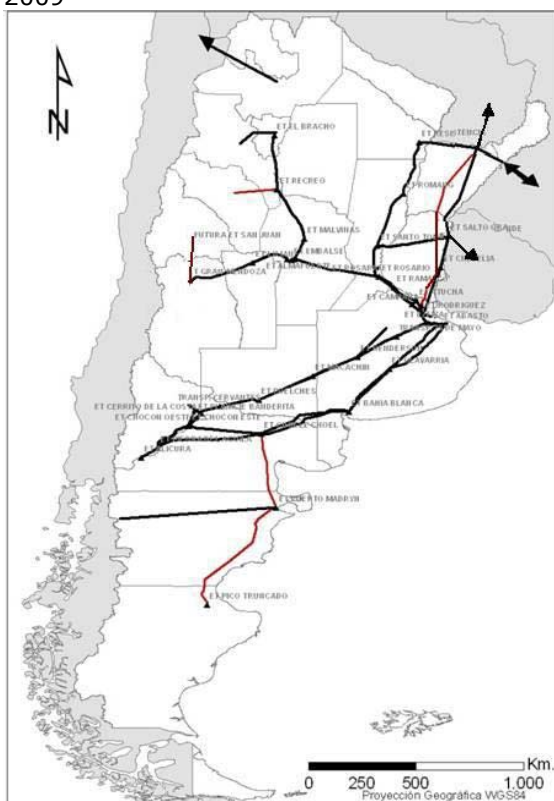
2009: 11.092 km

2012: 14.010 km

2003



2009



2012+

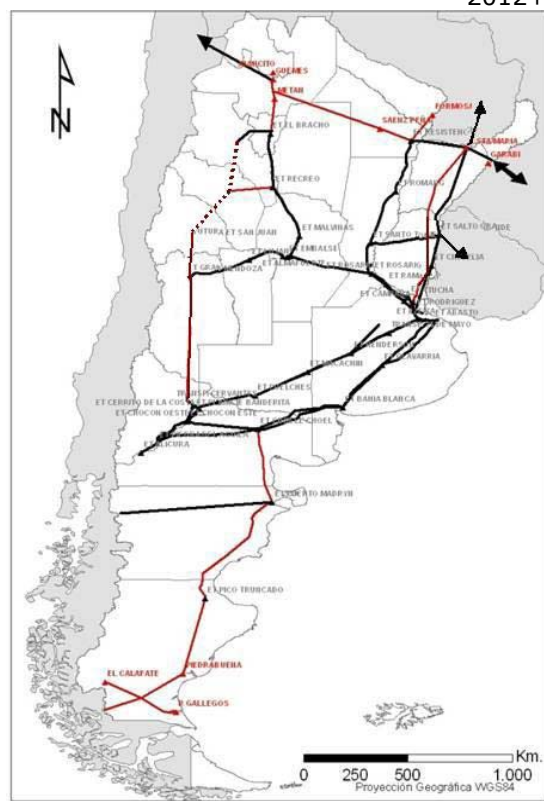


Ilustración 40 Evolución del sistema de transporte 2003-2012.

Fuente: Presentación en el congreso Ingeniería 2010 –Argentina: Tecnología, innovación y producción para el desarrollo sostenible. 20 de Octubre de 2010. Presentación del Ing. Daniel Omar Cameron. Cambio Climático y la Expansión del Sector Energético en la Argentina.

9. OTRAS MEDIDAS

Los cambios de la orientación política sectorial que acentúan el rol del Estado en el sector se manifiestan paulatinamente en la Renegociación de los contratos de concesión, la creación de ENARSA, los Mecanismo de modificación de la normativa, y la conformación de los Directorios de los Entes reguladores. Finalmente se profundizan con la estatización de YPF.

9.1. RENEGOCIACIÓN DE LOS CONTRATOS DE CONCESIÓN.

A principios de 2002, el art. 8 de la Ley 25561 de Emergencia Pública dispuso la reforma cambiaria, la devaluación del peso y la prohibición de indexación, aspectos que alteraron la relación entre los ingresos de las prestatarias de los servicios públicos y los costos de operación, mantenimiento y expansión de los servicios. Ante esta situación, el art. 9 de la Ley de Emergencia Pública autorizó al Poder Ejecutivo Nacional a renegociar los contratos de servicios públicos, incluyendo las licencias de transporte y distribución de gas natural y las concesiones nacionales de transporte y distribución de Energía.

En febrero de 2002 se crea en el ámbito del Ministerio de Economía la Comisión Renegociadora de Contratos de Obras y Servicios Públicos (UniRen).

La UniRen y las empresas formalizaron **Actas Acuerdo** que implican modificaciones a las reglas básicas de los contratos de concesión y licencias incluyendo pautas que deberán observarse en los procesos de Renegociación de Tarifas Integral (RTI). Entre tales pautas, las Actas Acuerdo prevén la preterminación semestral no automática de tarifas.

Transcurridos 10 años de la conformación de la UniRen, los entes reguladores nacionales no han concluido ninguna Revisión Tarifaria Integral.

9.2. ENARSA.

Creada por Ley 25943 en octubre de 2004. El decreto PEN 1692 de noviembre 2004, establece el Estatuto de Energía Argentina Sociedad Anónima (ENARSA). Éste indica que objeto social será el estudio, exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos, así como su transporte, almacenaje, distribución, comercialización e industrialización. Define que ENARSA tendrá intereses en el sector de petróleo, gas natural, energía eléctrica, carbón, energía nuclear y las energías no convencionales, como el hidrógeno.

Además, la ley prevé que *tendrá la titularidad de los permisos de exploración y de las concesiones de explotación sobre la totalidad de las áreas marítimas nacionales*. ENARSA podrá operar en cualquier segmento de la cadena de valor de los bienes energéticos en "forma integrada o independiente" y además "podrá intervenir en el mercado a efectos de evitar situaciones de abuso de posición dominante originadas en la conformación de monopolios u oligopolios.

La voluntad política que desarrolló la creación de ENARSA surge claramente en el proyecto de ley que remitiera el Poder Ejecutivo al Congreso, donde expresa que pretende recuperar un lugar relevante en el mercado de la energía.

Hasta el momento esta empresa se empleó como un resorte de la Administración central para viabilizar emprendimientos o medidas coyunturales. Más allá de las amplias facultades asignadas a esta empresa, su intervención en los estamentos de distribución y transporte ha sido acotada. Su desempeño en el mercado de los hidrocarburos se limita a la intermediación comercial para la importación de gas (tanto desde Bolivia como GNL).

9.3. MECANISMO DE MODIFICACIÓN DE LA NORMATIVA.

Ambos sectores, gas y electricidad, han tenido que desenvolverse en un ambiente de cambios normativos. La dinámica de la situación lleva a que la implementación de los cambios se realice, no sólo a través de resoluciones, sino por instrumentos legales de diferente jerarquía: notas, disposiciones, providencias, etc. Adicionalmente diferentes estamentos del Poder Ejecutivo han empezado a intervenir en el sector energético siguiendo la citada forma de actuación.

Como ejemplo se puede citar el Programa de Energía Plus establecido ordinariamente por la resolución SE 1281 de septiembre de 2006 cuya implementación de detalle se instrumentó, en primera instancia, a través de la nota SE 1374 de diciembre de 2006. Este Programa, como se ahonda luego, fue ajustado largamente por el Poder Ejecutivo mayoritariamente a través de notas pero también disposiciones y providencias.

Otro ejemplo es la estabilización de la factura residencial de EDENOR y EDESUR: por medio de sendas notas, el Directorio del ente regulador de electricidad (ENRE) indicó a las distribuidoras bajo órbita federal –EDENOR y EDESUR– que aplique un sistema de estabilización de los montos pagados por los usuarios residenciales. Esta modificación de la mecánica tarifaria no se implementó a través de una resolución y sólo se conoció a partir de los folletos que se entregan con las facturas.

Para propiciar la realización de las inversiones necesarias para sostener el crecimiento del sector se requiere de ciertos niveles mínimos de estabilidad normativa y certidumbre jurídica a mediano y largo plazo. La forma de instrumentación de las decisiones de políticas regulatoria adoptada en los últimos años, independientemente de los cuestionamientos jurídicos que pueda merecer, no favorece la creación de un ambiente propicio para la inversión ni, consecuentemente, la sostenibilidad del sector.

9.4. DIRECTORIOS DE LOS ENTES REGULADORES.

Ambos marcos regulatorios (gas y electricidad), disponen que los directorios de los entes reguladores estén conformados por cinco miembros. Éstos deben ser seleccionados, por concurso de oposición y antecedentes, entre personas con antecedentes técnicos y profesionales en la materia y designados por el Poder Ejecutivo

Ambas normas establecen que previo a la designación y a la remoción de los miembros del directorio, “el Poder Ejecutivo deberá comunicar los fundamentos de tal decisión a una comisión del Congreso de la Nación...”.

Los decretos reglamentarios de las leyes marco de gas y electricidad indican que para designar a los integrantes del Directorio del Ente, la Secretaría de Energía es la autoridad encargada de conducir un proceso de selección que tiene por fin garantizar que la elección final se realice entre profesionales con conocimientos y antecedentes suficientes.

Aún no se han celebrado dichos concursos y los directores de los entes son designados por fuera de este mecanismo a pesar de fallos judiciales que ordenan regularizar la situación.

9.5. NOVIEMBRE 2011. REDUCCIÓN DE SUBSIDIOS.

Mediante las resoluciones SE 1301/11 y ENARGAS 1982/11, el Estado Nacional dispuso se inicie el proceso de reducción de subsidios a los sectores de energía eléctrica y gas, para usuarios con actividades puntuales. Éstas fueron listadas en las resoluciones precitadas y luego extendidas por notas complementarias, que además agregaron criterios de segmentación como por ejemplo por áreas, tipo de urbanización y actividad.

Si bien estas iniciativas profundizan la segmentación de precios y tarifas, se aplicaron a estos estamentos de demanda tarifas cuyo componente de generación (precio estacional) está relacionado con los costos de producción.

10. MARCO DE LAS FUENTES RENOVABLES

La Ley 25019 de 1998³⁷, estableció el “*Régimen Nacional de Energía Eólica y Solar*”. Este esquema fue complementado ampliamente con la Ley 26190.

La primera de las leyes mencionadas inicia el camino de aplicar una remuneración especial para la energía, en este caso, eólica. Este sistema es utilizado en varios lugares del mundo y se lo conoce como “*Feed-in tariff*”³⁸.

El “*Régimen Nacional de Energía Eólica y Solar*” no tuvo los resultados esperados. Entre otras cosas, su implementación se vio demorada por problemas burocráticos. Luego la posterior crisis que enfrentó la Argentina a partir del año 2001 devino en la postergación de inversiones de este tenor.

A fines del año 2006, se promulgó la Ley 26190³⁹ “*Régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinadas a la producción de energía eléctrica*”. Ésta, amplió el universo

³⁷ Sancionada: Septiembre 23 de 1998. Promulgada Parcialmente: Octubre 19 de 1998.

³⁸ El sistema de Feed-in Tariff (FIT) garantiza el pago al generador de una prima o sobreprecio por encima del precio de mercado.

³⁹ Decreto Reglamentario 562 del año 2009.

de energías renovables comprendidas en el régimen de promoción y estableció un sistema de cuota sin una obligación de compra de parte de los usuarios regulados. El objetivo es que en 2016, el 8% del consumo de energía eléctrica nacional sea cubierto por fuentes renovables.

La nueva norma define como Fuentes de energía renovables a las que no emplean combustibles fósiles. Entre ellas se mencionan a la energía eólica, solar, geotérmica, mareomotriz, hidráulica -el límite de potencia establecido es de 30 MW-, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración y biogás. En mayo de 2009 el Decreto 562, comienza a instrumentar el régimen de promoción a través de beneficios impositivos y de un régimen de fomento.

El régimen de remuneración se extendió a todo el espectro de tecnologías renovables: Ésta es de hasta 900 \$/MWh para generadores fotovoltaicos solares. Para el resto de las tecnologías, la remuneración es de hasta 15 \$/MWh ingresados al sistema. Este valor debía ser adecuado por el Coeficiente de Adecuación Trimestral (CAT, Ley 25957). Éste, sin embargo, no se actualiza desde noviembre de 2005.

Hasta el presente el esquema diseñado por la Ley 26190, basado en el sistema de Primas no logró su cometido en Argentina. A esta situación concurren las demoras en la reglamentación de la Ley y la insuficiencia de la prima fijada: A Octubre 2012, el precio de la energía volcada al sistema sin contrato (venta Spot) que percibiría un oferente con costos variables cercanos a cero sería del orden de 30 US\$/MWh⁴⁰.

10.1. LICITACIONES

A mediados del año 2009, aún no existían inversiones privadas significativas en el sector de las energías renovables. Bajo este escenario, el Gobierno Nacional optó por recurrir a un sistema de licitaciones denominadas en la resolución SE 712, GenRen (Generación Renovable). Se pretendió incentivar la oferta desde fuentes renovables con contratos de largo plazo. Bajo este mecanismo, el generador actúa como vendedor dentro de "Power Purchase Agreement" (PPA) y ENARSA que actúa como la parte compradora. Luego, bajo otro contrato, ENARSA actúa como vendedor de dicha energía frente al MEM, representado por CAMMESA.

La potencia y los precios unitarios de energía eléctrica aceptados fueron los siguientes:

Adjudicación del GenRen I				
Fuente	# Proyectos	Potencia [MW]	Rango Precios [US\$/MWh]	Precio Promedio [US\$/MWh]
Eólico	17	754	121-134	126.9
Térmico con Biocombustibles	4	110.4	258-297	287.6
Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos	5	10.6	150-180	162.4
Solar Fotovoltaica	6	20	547-598	571.6

Tabla 7. Resultados Licitación GENREN I (Junio 2010).

Fuente: Elaboración propia.

Puede compararse estos resultados con los precios recibidos por la generación eléctrica existente. Ésta percibe entre 30 y 75 US\$/MWh según el estamento de mercado en el que opere. La energía producida cuando es consumida por un usuario de la distribuidora es abonada ente 31 y 100 \$/MWh (ver V 6 Precio Estacional.). En esta segmentación tan profunda de precios y tarifas que pagan los usuarios de las distribuidoras, puede buscarse gran parte de la falta de confianza de eventuales inversores.

La visión del inversor se trasluce en por un lado en los precios ofertados. Por ejemplo para la generación eólica los valores promedios de licitaciones en Brasil rondan 70-80 US\$/MWh, en tanto que en Perú y Uruguay oscilan entre 80-90 US\$/MWh. Por el otro, en la confianza de los inversores: aún con contratos firmados por 15 años, en dólares y a precios más altos que los de la región, los desarrolladores no logran financiamiento (a mayo 2012, se cuenta con 83,2 MW de los 1.015 MW contratados).

⁴⁰ Precio para un generador base, operando en el Mercado Spot. Este precio no considera los verdaderos costos que el sistema debe enfrentar para su abastecimiento. El valor real se ubica en el orden de 75-200 US\$/MWh, que es el costo de abastecimiento que pagan en promedio las grandes demandas industriales.

11. MEDIDAS APLICADAS EN GAS NATURAL.

En el mercado del gas natural, las medidas adoptadas durante este período pueden sintetizarse en:

11.1. REDIRECCIONAMIENTO DEL GAS

La Administración Central ante la declinación de la oferta de hidrocarburos, el aumento de la demanda interna con precios sin ajustes optó por introducir cambios normativos que permitieron redireccionar gas provisto contractualmente⁴¹. Este camino se acentuó con el transcurso del tiempo, donde para compeler la oferta interna se modificó los derechos de exportación⁴² (retenciones) y finalmente se las restringió.

Con las medidas adoptadas, en cuanto al redireccionamiento del gas, se alteró profundamente el mercado a término. En efecto, los constantes redireccionamiento del gas provisto en el marco de un contrato, impiden a la demanda contar con suministro firme más allá del precio. Con ello, se pierde la garantía de suministro tornando al contrato en una herramienta estéril. De este modo se desaprovecha un fundamento para el desarrollo de cualquier mercado.

11.2. PRECIOS DE GAS EN BOCA DE POZO Y TARIFAS DE USUARIOS FINALES

El establecimiento de un acuerdo con los productores que garantice volumen y precio para los diferentes estamentos de demanda (Primer Acuerdo de precios) resulta comprensible tras la salida de la Convertibilidad.

Los acuerdos ulteriores, se enmarcan en el contexto de escasez de la oferta. Para compeler a los productores se debió apelar a medidas cada vez más difíciles como redireccionamiento, restricciones a la exportación y hasta su prohibición.

Más allá de que la demanda residencial prácticamente percibe el mismo precio que en 2002 y que el mismo bien se transa a precios tan disímiles, las medidas adoptadas no han logrado incentivar la producción local de gas.

⁴¹ Res SE 265/04: 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 y detiene la tramitación de nuevos permisos de exportación

Disposición 27/04: Establece el Programa de racionalización de exportaciones, suspendiendo la exportación de volúmenes de gas en exceso de las cantidades exportadas durante el mismo mes del año 2003. Faculta a la Secretaría de Energía a ordenar a los productores a cortar exportaciones.

Res SE 657/04, complementa el decreto 180/2004, establece un mecanismo de corte a fin de proteger la demanda residencial y los dos primeros escalones de la Categoría P. Este mecanismo de corte especifica las prioridades para el resto de las demandas. A estas las define como "aquellas que resulten estrictamente útiles para garantizar la continuidad de la prestación a los servicios residenciales y a los dos primeros escalones del servicio general P".

Res 659/04: la Secretaría de Energía instruye a los productores exportadores a realizar inyecciones adicionales de gas natural para el mercado interno. Las sanciones en caso de incumplimiento son la suspensión automática del permiso de exportación pudiendo resultar en la caducidad de la concesión de explotación. La resolución 659/2004 sigue vigente, pero con cambios que favorecen aún más al mercado interno respecto del de exportación.

Res SE 925/05, los Nuevos Consumidores Directos de Gas Natural, y los consumidores directos que no fueron alcanzados por el Acuerdo con Productores (decreto 181/2004), puedan demandar gas, registrando su disposición a contratarlo contractualmente utilizando para ello un mecanismo de Ofertas Irrevocables Estandarizadas. Adicionalmente esta norma le indica a CAMMESA que emplee esta herramienta y que releve información en el MEM sobre los contratos de gas.

⁴² Decreto 645/04: estableció una retención del 20% a las exportaciones de gas natural.

Res SE 534/04: Incremento de alícuota al 45% y la forma de cálculo. Fija como base de valoración el precio del Acuerdo con Bolivia (originalmente 5 US\$/MBTU)

Res MEyP 127/08: modificó la resolución SE 534. Estableció un aumento a la alícuota del 45% al 100% y fijó como base de valoración "el precio más alto establecido para esta mercadería en los contratos de importación de gas natural a la REPUBLICA ARGENTINA aplicables en cada momento". Actualmente continúa siendo el precio de importación de Bolivia pero en el futuro se aplicaría precio importación GNL.

Desde 2007 se trasladan a ciertos usuarios los costos de los fideicomisos de gas para ampliaciones de transporte y desde 2008 los costos de la importación⁴³. Sin embargo, esto no alcanza para recomponer la cadena de valor del sector.

11.3. CAMMESA EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

A partir de la modificación del estatuto de CAMMESA del 17 de enero de 2005 (ver 3 CAMMESA, Nuevo rol) el operador técnico del sector eléctrico empieza a interactuar en el mercado de los hidrocarburos: en representación de la Secretaría de Energía lleva adelante la mayor parte de las ampliaciones de gasoductos. Además, interviene en el mercado de gas requiriendo ese combustible para generación eléctrica. Finalmente CAMMESA es proveedor de última instancia de combustibles líquidos. Esto la constituye en una de las mayores operadoras de gas oil y fuel oil de Argentina (su actuación está fuera del alcance de este trabajo). La multiplicidad de herramientas con que la Administración Central la dotó, le permite sostener la generación térmica en todo momento.

11.4. MEGSA

El Mercado Electrónico del Gas S.A. (MEGSA) fue creado por Decreto 180/2004 con la finalidad de transparentar el funcionamiento físico y comercial de la industria del gas. En ese sentido, MEGSA efectúa la operación y administración del sistema informático denominado "Réplica de Despacho" el que contiene información sobre aspectos físicos y comerciales de las actividades de la industria, necesaria, entre otras, para la operatoria de los mercados e información complementaria. Estas herramientas permiten que en este ámbito se realicen operaciones compra/venta Spot, reventas de servicios, entre otras acciones.

En la actualidad hay muy pocas operaciones.

11.5. RENEGOCIACIÓN DE LOS CONTRATOS DE CONCESIÓN DEL SECTOR GAS NATURAL

Como se indicara, en febrero de 2002, se crea en el ámbito del Ministerio de Economía la Comisión Renegociadora de Contratos de Obras y Servicios Públicos. En función de lo establecido por el Poder Ejecutivo, se efectuaron renegociaciones de los contratos con la UniRen, se celebraron las audiencias públicas, se firmaron dos decretos (uno provisorio y otro definitivo), se estableció un aumento retroactivo a noviembre de 2008 del 20% promedio en el margen de la licenciataria y el ENARGAS elaboró los cuadros respectivos. Éstos se encuentran aún bajo análisis de la Subsecretaría de Coordinación y Control de Gestión, por lo que tras una variación de costos minorista que ronda el 600% en el período 2001-2012, las tarifas de transporte para el mercado interno son las vigentes a diciembre de 2001 convertidos a pesos (1 a 1).

Algo análogo ocurre con las Tarifas de Distribución, salvo un incremento promedio del margen de distribución del 25%. Cabe mencionar aquí que sólo GAS BAN logró implementar el acuerdo logrado con el gobierno.

11.6. EXPANSIONES DE OFERTA

La producción de Gas Natural en Argentina disminuye sostenidamente desde 2004. La producción de petróleo, en tanto, lo hace desde 1998.

El crecimiento económico de nuestro país impulsa un incremento de la demanda energética. Esto, combinado con la declinación productiva de los hidrocarburos, lleva al desajuste entre oferta y demanda.

En ese contexto, cuando se agotaron las restricciones a la exportación con redireccionamiento hacia la demanda interna, se apeló a propiciar la ampliación de la oferta de gas a través de un programa "plus" –que incluye tangencialmente los yacimientos no convencionales- y a la importación de gas desde Bolivia y a través del GNL.

⁴³ Fideicomiso I; 15/04/2005: Fideicomiso II, 01/01/2007 y Fideicomiso Cargo Gas, 01/11/2008.

11.6.1. OFERTA DE GAS PLUS Y GAS NO CONVENCIONAL

La producción de gas a partir de desarrollos de nuevas áreas y gas no convencional es enmarcada por el Programa Gas Plus. Éste deja abierta la posibilidad de considerar otros tipos de Gas de Reservorios No Convencionales siempre que revistan características excepcionales que merezcan ser evaluadas, con el objeto de incorporar su explotación al amparo de las reglas del Programa Gas Plus (sólo se menciona explícitamente el gas de arenas compactas, "Tight Gas"). Actualmente la mayoría de los contratos tienen un precio reconocido de entre 4 y 6 US\$/MBTU. Este precio prácticamente duplica el reconocido para generación eléctrica.

11.6.2. IMPORTACIONES

Se recurrió también a importaciones progresivamente mayores de gas desde Bolivia y de Gas Natural Licuado (GNL) a través de barcos metaneros, así como a la sustitución de combustibles para el sector de generación eléctrica y el sector industrial.

En este contexto ENARSA es empleada como intermediaria entre los oferentes internacionales y el mercado argentino, al que rara vez traslada los costos de compra.

11.7. EXPANSIONES DE REDES

En el contexto económico de 2003 y con la urgencia de encontrar soluciones de coyuntura para la expansión de la infraestructura, se apeló a la constitución de fideicomisos, con la particularidad de que entre los bienes fideicomitidos se iba a encontrar un cargo específico.

En la Argentina no existen presupuestos plurianuales, por lo tanto los fondos fiduciarios sirven como garantía de la existencia de determinados recursos por varios años y con esa finalidad se ha acudido a ellos.

Para la primera expansión de ductos se creó un fondo fiduciario en el año 2004. Las obras se iniciaron en ese año y fueron concluidas a lo largo del año siguiente. Significaron un incremento del orden del 4% de la capacidad de transporte instalada en los gasoductos. Estas obras fueron financiadas básicamente por

- un aporte equivalente al valor presente de la tarifa que iban a obtener los licenciatarios por la ampliación de esas obras;
- el financiamiento de los proveedores;
- el financiamiento del Banco de Desarrollo de Brasil y, finalmente,
- el remanente adelantado por empresas que reservaron parte de la capacidad de transporte que resultaría de la ampliación de los gasoductos.

La Secretaría de Energía le indicó a CAMMESA que participe en la ampliación en esta última alternativa.

Luego se llevó una segunda etapa inicialmente contemplada para ser ejecutada entre los años 2006 y 2008 de 22,5 millones de metros cúbicos diarios. CAMMESA tiene asignados 8 millones de metros cúbicos diarios.

Los Cargos Fideicomiso I y II determinados por el ENARGAS (y aún cuando luego se dispuso una bonificación del 20% en el Cargo Fideicomiso II⁴⁴), superaron en dólares el costo del servicio de transporte de gas vigente en enero de 2002.

11.8. DOMINIO

A partir de la Ley 26197 de diciembre de 2006, las provincias asumen el dominio originario previsto en la Constitución Nacional (art 124⁴⁵) tras su reforma de 1994. El Estado Nacional les transfiere de este modo todos los permisos y concesiones otorgados. Por lo tanto los Estados Provinciales son titulares del dominio de los yacimientos que estén en sus territorios incluyendo los situados en el mar adyacente a sus costas, hasta 12 millas marinas. El Estado Nacional es titular del dominio de los yacimientos ubicados a partir de las 12 millas hasta el límite exterior de la plataforma continental. La

⁴⁴ Resolución MPFIPyS 409/2007. Esta bonificación fue prorrogada por las resoluciones MPFIPyS 161/2008 y 267/2009

⁴⁵ Art. 124.-Corresponde a las provincias el dominio originario de los recursos naturales existentes en su territorio.

Ciudad Autónoma de Buenos Aires lo es de los yacimientos en el lecho y subsuelo del Río de la Plata desde la costa hasta una distancia de 12 millas marinas que no superen lo establecido en el Tratado del Río de la Plata.

Se mantiene la responsabilidad respecto a las políticas energéticas del Poder Ejecutivo Nacional. Éste, estableció a ENARSA como titular de los permisos de exploración y de las concesiones de explotación sobre la totalidad de las áreas marítimas nacionales que no se encuentran sujetas a permisos o concesiones por parte de terceros.

En síntesis, es de competencia nacional establecer el tipo de cambio y los derechos de exportación (no coparticipables) y otorgar la autorización para exportaciones e importaciones. Las provincias en tanto son responsables de la relación con permisionarios y concesionarios, la fijación de regalías para nuevos permisos y concesiones, el cobro de canon y regalías y detentan el poder de policía.

Adicionalmente, los municipios establecen en su ámbito, reglamentaciones ambientales e impositivas (Ingresos brutos, contribución por mejoras, etc.).

De este modo, no existe una legislación homogénea en el sector. Además del solapamiento de las facultades de policía entre el segmento provincial y municipal, algunos yacimientos se ven sometidos a diferentes obligaciones municipales ya que se extienden por más de un departamento y/o municipio. Se desconoce si en las áreas bajo responsabilidad de ENARSA hay avances en tareas de exploración.

11.9. YPF

El 3 de mayo de 2012 se sanciona la Ley 26741 de Recuperación de la soberanía hidrocarburífera, impulsada por la presidente de Argentina, Dra. Cristina Fernández, contempla la expropiación por parte del Estado del 51% de las acciones de Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF S.A.).

La estatización de YPF fue llevada adelante desde el Poder Ejecutivo a partir de los argumentos de falta de inversión y retiro de dividendos. La ley logró un amplio consenso social y político (fue aprobada por 207 votos a favor y 32 en contra).

Contenido de la sección.**DESCRIPCIÓN DE LAS VARIABLES RELEVANTES DEL MERCADO ENERGÉTICO****V EVOLUCIÓN DE LAS VARIABLES RELEVANTES DEL SISTEMA ELÉCTRICO. 62**

1. DEMANDAS.....62
2. OFERTA.....66
3. CONSUMOS DE COMBUSTIBLES.....67
4. PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES.68
5. PRECIOS DE LA ENERGÍA.....69
6. PRECIO ESTACIONAL.70

VI EVOLUCIÓN DE LAS VARIABLES RELEVANTES DEL GAS NATURAL 71

1. DEMANDA DE GAS.....71
2. DISPONIBILIDAD DE HIDROCARBUROS.....74

DESCRIPCIÓN DE LAS VARIABLES RELEVANTES DEL MERCADO ENERGÉTICO

Ignoranti, quem portum petat, nullus suus ventus est
Lucio Anneo Séneca⁴⁶

V EVOLUCIÓN DE LAS VARIABLES RELEVANTES DEL SISTEMA ELÉCTRICO.

1. DEMANDAS.

La demanda de energía es una de las variables que más relación tiene con el comportamiento del Producto Interno Bruto (PIB) del país, tal como se muestra en el gráfico siguiente (*Error! No se encuentra el origen de la referencia.*). Éste demuestra que la expansión económica está directamente relacionada con la demanda de energía.

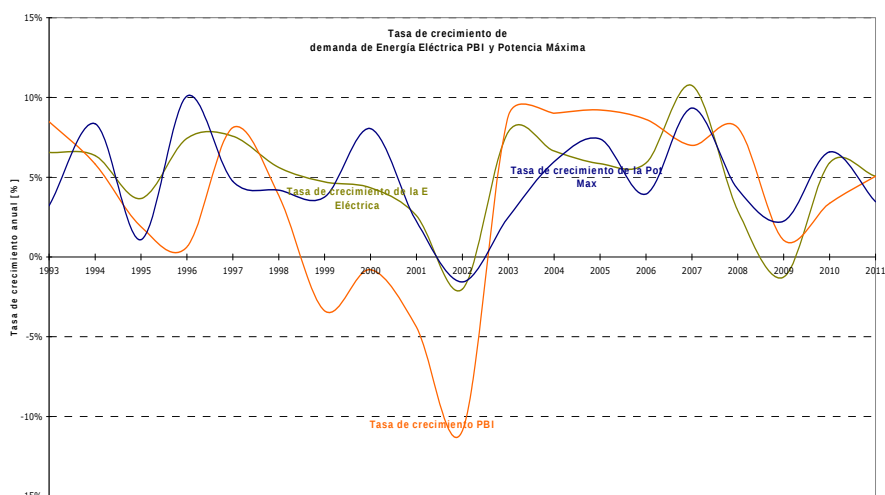
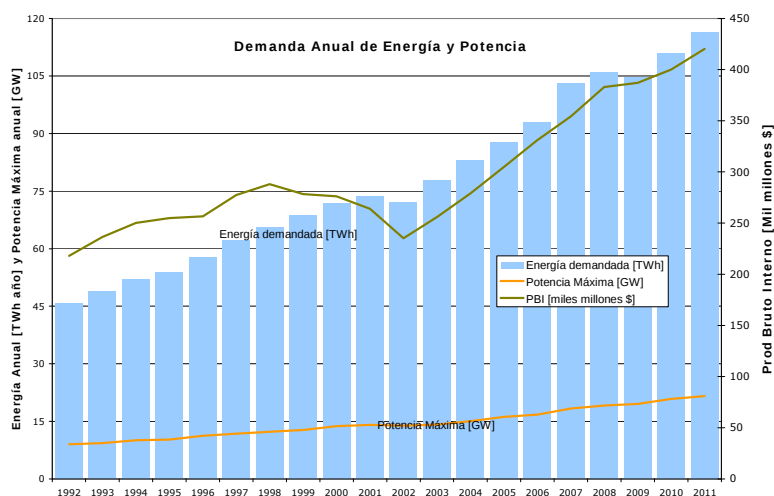


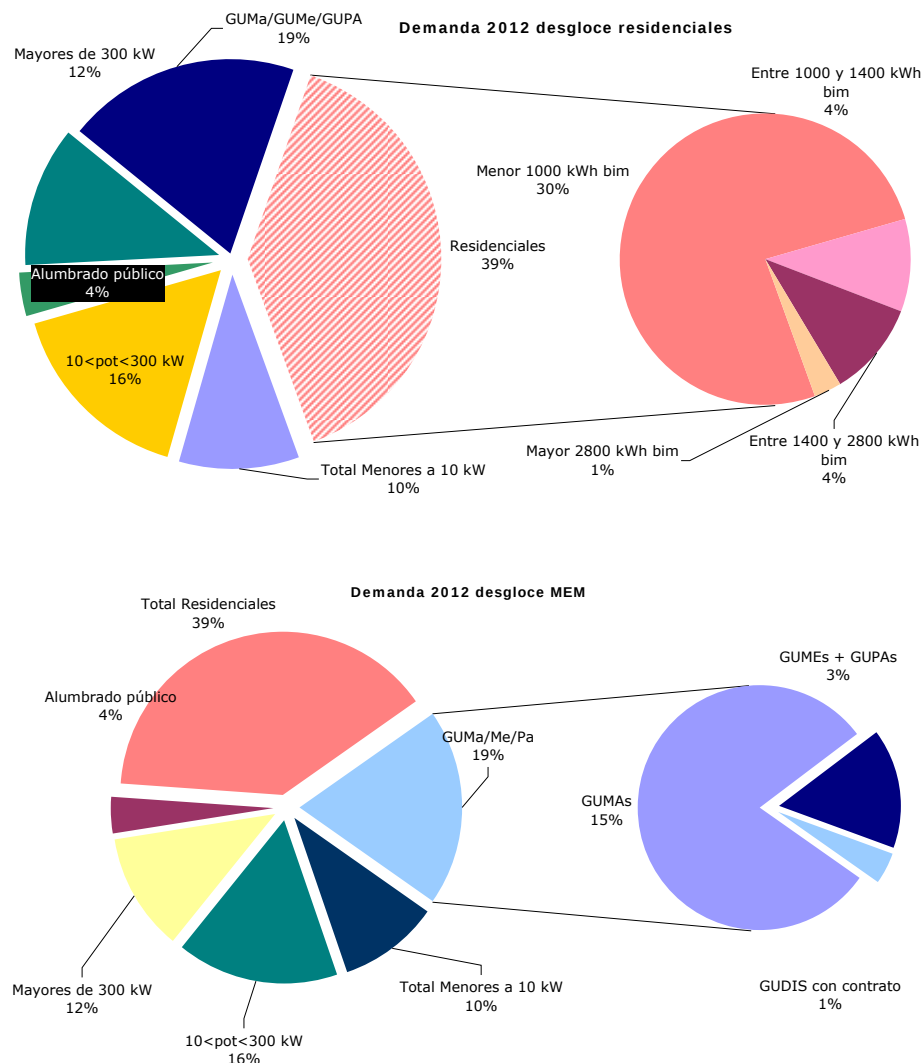
Ilustración 41 Evolución de la demanda de energía, potencia máxima, Producto Interno Bruto (arriba) y sus tasas de crecimiento (derecha).

Fuente: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA.



⁴⁶ Ningún viento es favorable para el que no sabe a que puerto va. Lucio Anneo Séneca (4 a. C. – 65) filósofo, político, orador y escritor romano conocido por sus obras de carácter moralista.

1.1. COMPOSICIÓN.



La demanda a 2012 se conforma con los segmentos: residencial; general -el que se suele relacionar con el sector comercial-; de entre 10 y 300 kW-, y el industrial. Este puede dividirse en dos, los que operan como parte de la demanda de una distribuidora (GUDis) identificados como consumos de más de 300 kW y los que lo hacen en el MEM (GUMas, GUMes, GUPas y GUDis con contratos en el MEM). Entre éstos los GUMes y GUPas representan el 3%, los GUMas el 19%. Este detalle se presenta a continuación:

Ilustración 42 Composición de la demanda de energía de 2012, con desglose del estamento residencial (izq. arriba) y de la conformación en el MEM (izq. abaj.). Fuente: elaboración propia en base a datos de CAMMESA.

1.2. DEMANDA DE ENERGÍA POR ESTAMENTO.

La política adoptada en cuanto a tarifas, entre otras cosas, incidió en la evolución de cada estamento de demanda. Se presenta acumuladas las demandas de los Usuarios del MEM (área celeste, Grandes Usuarios = GUMas + GUMes + GUPas + GUDis con contratos) y de los Usuarios de la distribuidora de consumos mayores a 300 kW (área azul). El resto de las demandas graficadas, no son acumuladas.

En una primera aproximación, la suma de la demanda de los grandes usuarios del MEM y los de la distribuidora puede asimilarse a la demanda industrial de Argentina. El gráfico indica que ésta era del orden de la demanda residencial en 2005. En 2012 es aproximadamente el 60% ya que desde 2008 presenta una desaceleración importante.

La demanda residencial muestra dentro de una tendencia creciente sostenida, la variabilidad mensual asociada con la climatización.

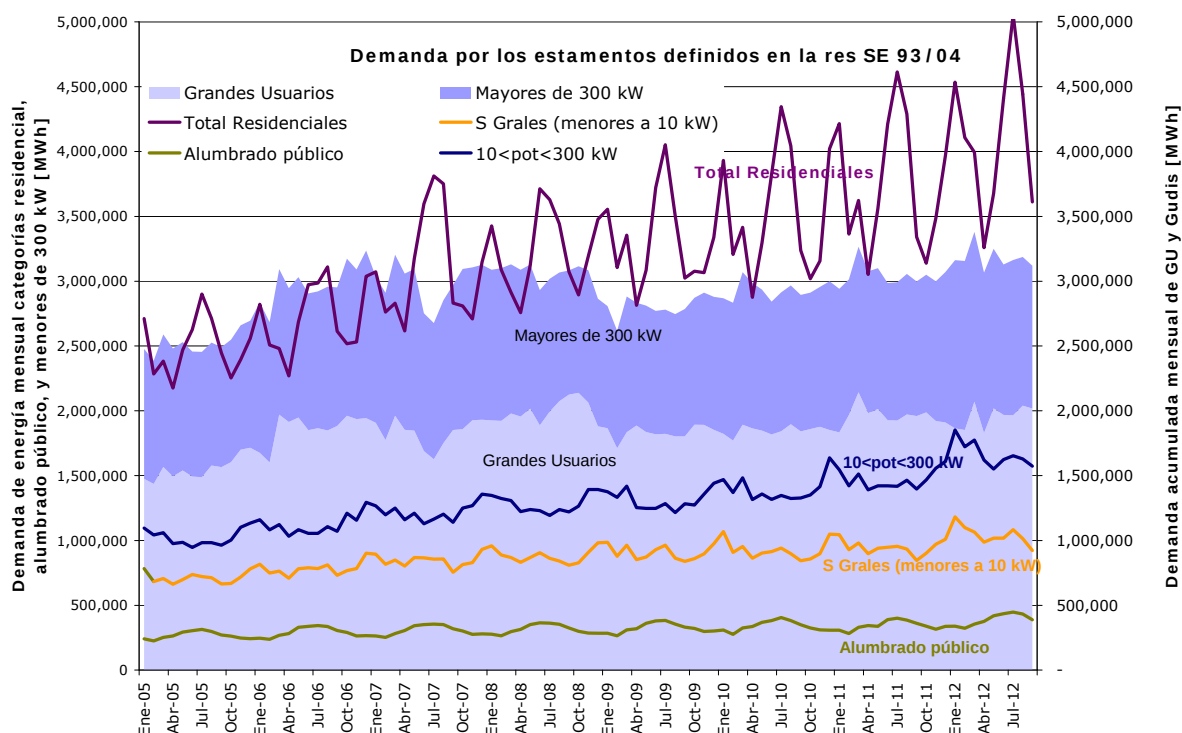


Ilustración 43 Evolución de la demanda de energía por estamento desde 2005 hasta agosto 2012.

Fuente: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA.

La cobertura de electricidad en Argentina alcanzó el 95% en 2003⁴⁷. Sin embargo, cerca del 30% de la población rural carece de acceso a ella⁴⁸. El Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales (PERMER) es uno de los programas que se están implementando para aumentar la cobertura.

1.3. DEMANDA DE POTENCIA MÁXIMA.

El detalle siguiente muestra la evolución mensual de los requerimientos máximos del MEM de los últimos años: salvo una breve pausa durante el inicio de la crisis global de 2008, desde el principio del milenio la tendencia de la demanda máxima que requiere el sistema es creciente.

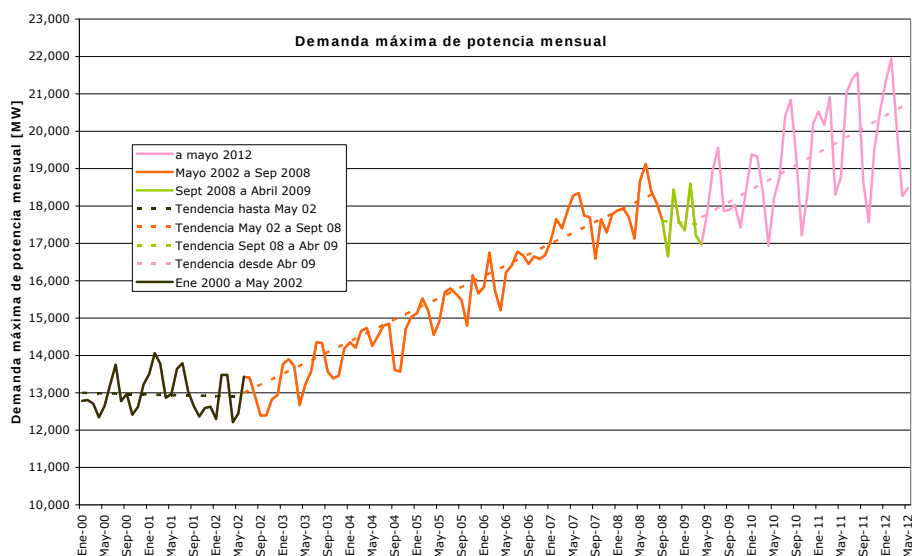


Ilustración 44 Evolución de la demanda de potencia máxima mensual desde enero de 2000 hasta agosto 2012.

Fuente: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA.

⁴⁷ Fuente Banco Mundial *a b c d Benchmarking data of the electricity distribution sector in Latin America and Caribbean Region 1995-2005*. <http://info.worldbank.org/etools/lacelectricity/home.htm>

⁴⁸ Fuente PERMER: <http://energía.mecon.ar/permer/permer.html>

La demanda de electricidad en Argentina tuvo un crecimiento constante desde 1991, salvo la crisis económica de 2001-2002. En los últimos años, el crecimiento sostenido de la demanda residencial devino en la preeminencia de ésta frente al resto de los sectores. Como se demuestra en [Ilustración 46](#) e [Ilustración 49](#), este crecimiento anual sostenido fue acompañado de manera dispar por la oferta de generación y de combustibles. Esto hace que el sistema enfrente desafíos importantes a la hora de cubrir los máximos de demanda. En los últimos años, en los momentos más álgidos para el abastecimiento, se requirió asistencia desde Brasil.

La [Tabla 8](#) determina el mínimo nivel de capacidad requerida a partir de la relación entre potencia máxima demandada, asistencia desde Brasil y la capacidad instalada local.

Relación potencia instalada vs. potencia máxima 2011-2007 [MW]					
Máximo anual		Pot Máx requerida [a]	Cap Instalada mes [b]	Asistencia de. Brasil [c]	$([b] + [c])$ [a]
2007, 14 de junio	19:56 hs	18.345	24.239	458	1,346
2008, 23 de julio	19:37 hs	19.126	25.354	957	1,376
2009, 23 de julio	19:59 hs	19.556	26.433	622	1,383
2010, 3 agosto	19:45 hs	20.843	28.028	1.284	1,406
2011, 1º agosto	20:18 hs	21.564	29.049	994	1,393
Promedio					1,38

Tabla 8. Potencia instalada, asistencia de Brasil, reservas y demanda máxima desde 2007.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CAMMESA.

Es decir, para la composición y disponibilidad del parque de los últimos años, se requiere para cubrir los máximos del sistema una reserva en unidades de generación instaladas de aproximadamente el 38% de la demanda a sostener. Es decir, la capacidad de generación debe superar en por lo menos el 38% el máximo requerimiento del sistema.

El gráfico siguiente muestra como los excedentes de reservas permitieron sobrellevar el primer tramo del milenio donde no hubo expansiones de oferta. El crecimiento económico reduce paulatinamente estos excedentes hasta niveles que, en 2007, son insuficientes. Efectivamente, en ese año el sistema debió requerir restricciones programadas de demanda al estamento de más de 300 kW durante 61 días.

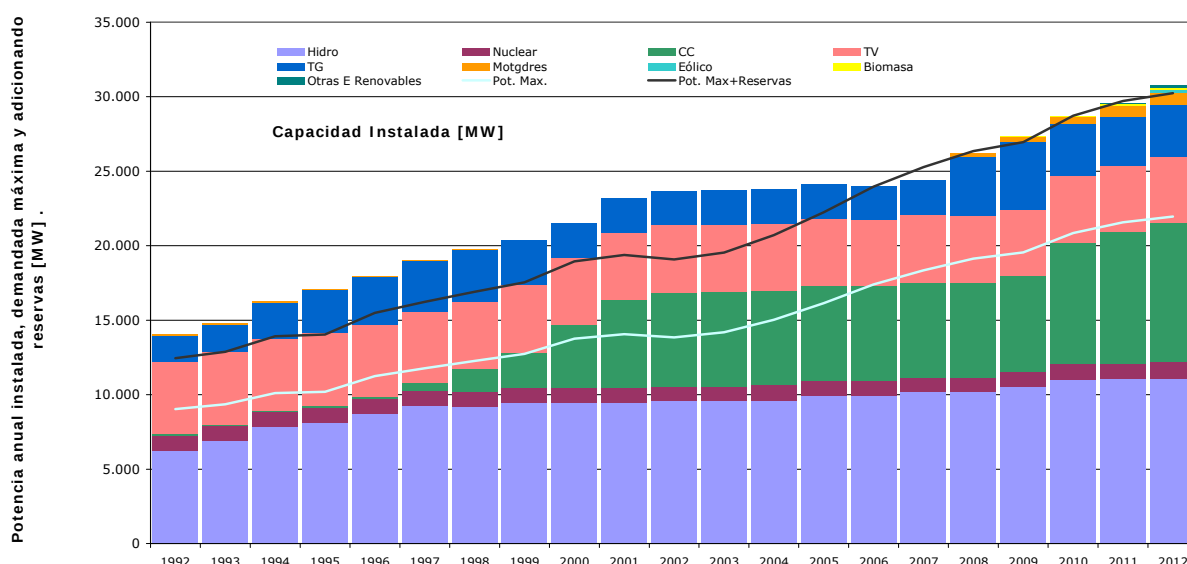


Ilustración 45 Evolución 1992-2012 de la capacidad instalada, de la demanda máxima de potencia y de reservas.

Fuente: elaboración propia en base a datos de CAMMESA.

En diciembre de 2007, el gobierno lanzó el Programa Nacional de Uso Racional y Eficiente de la Energía (PRONUREE, decreto 140/2007). Este decreto declaró de interés nacional el uso racional y eficiente de la energía, sin embargo, en este tema se requiere una actitud más proactiva. El uso inteligente de la energía permite postergar inversiones en ampliación de oferta y, al mismo tiempo, reduce el impacto ambiental. El menor consumo de energía disminuye el requerimiento de combustibles fósiles utilizados para generar energía eléctrica, disminuyendo las emisiones contaminantes al medio ambiente, lo que reduce el efecto invernadero.

2. OFERTA.

Según presenta CAMMESA en su informe mensual del octubre 2012, la potencia instalada supera los 31 TW Esta capacidad, la tercera en Latinoamérica⁴⁹, está conformada básicamente por generación térmica convencional (59%) y nuclear (3%), donde el aporte desde fuentes hidroeléctricas es del 37%. No es significativa la participación de las renovables (1%).

Resumen de Capacidad de Generación por área										
Área	TV	TG	CC	DI	TER	NU	FT	EO	HI	TOTAL
Centro	200	526,8	547,3	63,5	1.337,6	648	-	-	917,6	2.903,2
Comahue	-	207,9	1.282,5	73,3	1.563,7	-	-	-	4.704,7	6.268,4
Cuyo	142,8	66,8	374,2	-	583,8	-	6,2	-	1.082,1	1.672,1
GBA-Bs As – Lit	3.820,2	1.917,5	5.984	359,2	12.080,8	357	-	0,3	945	13.383,1
NEA	-	59	-	235,3	294,3	-	-	-	2745	30.39,3
NOA	301	1.001	829,2	242,4	2.373,6	-	-	25,2	217,2	2.616
Patagonia	-	160	188,1	-	348,1	-	-	86,3	518,8	953,2
Generación Móvil									220	220
Sistema Interconectado Nacional	4.464	3.939	9.205,3	1.193,7	18.581,9	1.005	6,2	111,8	11.130,4	31.055,3

Tabla 9. Potencia instalada por tecnología y por área.

Fuente: CAMMESA, Informe Mensual sept 2012.

El panorama que presenta el parque instalado (cuya evolución por tecnología se detalló en la Ilustración 30, y en la Ilustración 45) indican que la tecnología dominante en la expansión del sistema argentino es la de ciclos combinados y que no se expande la generación hidroeléctrica y nuclear.

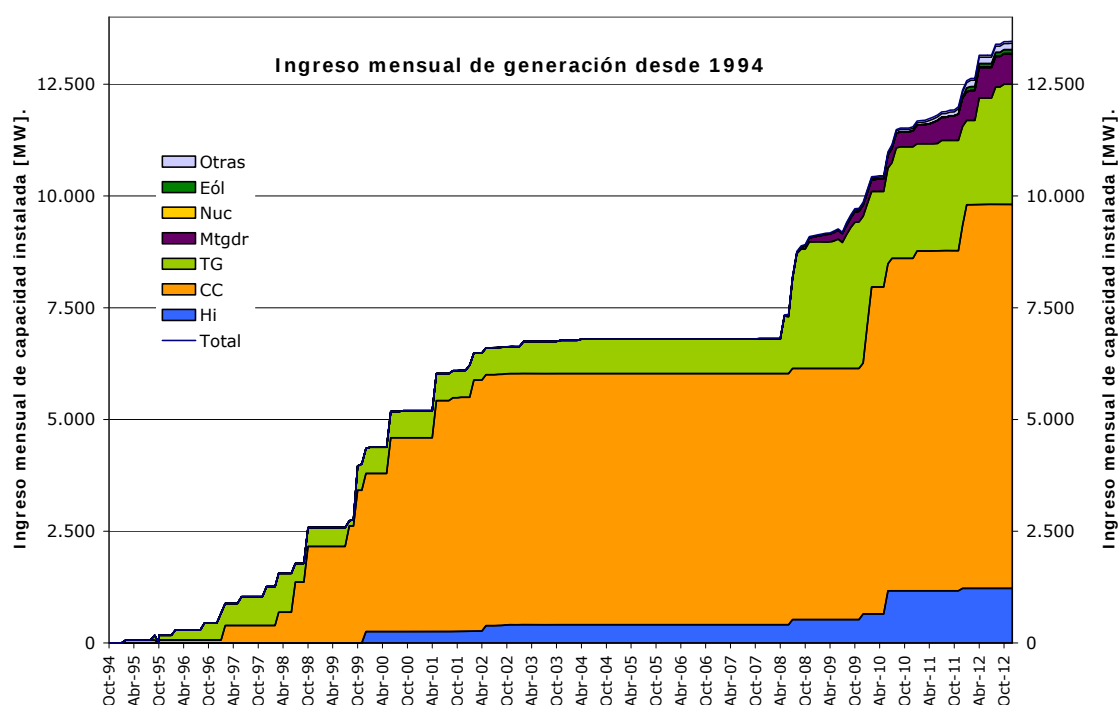


Ilustración 46 Evolución de los ingresos de generación por tecnología desde 1996.

Fuente: elaboración propia en base a datos de CAMMESA.

Además de la falta de expansión entre 2001 y 2007, paulatinamente la generación de menor rendimiento como TG y moto generadores, se torna más significativos.

⁴⁹ Según indica OLADE, en 2006, la capacidad instalada era de 28,2 GW, sólo superada por Brasil y México, en América Latina.

3. CONSUMOS DE COMBUSTIBLES.

Generación por tecnología 2012 (último trim estimado)

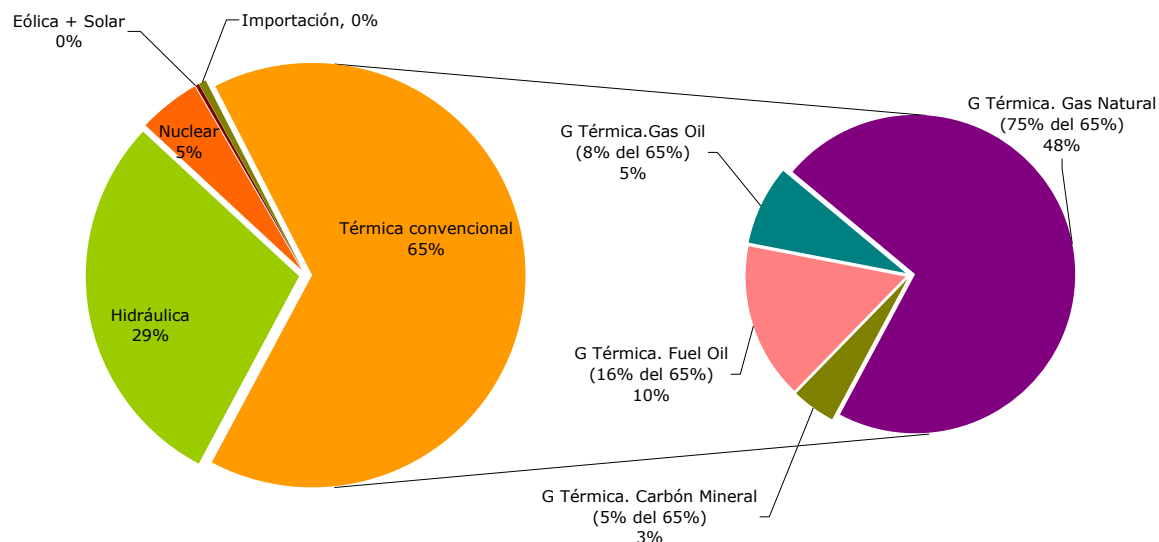


Ilustración 47 Generación 2012 (último trimestre estimado) por fuente con desagregado del segmento térmico por combustible.

Fuente: Elaboración propia con datos de CAMMESA.

Dentro de la generación térmica, la operación a partir de gas natural resulta la más significativa. El aporte desde ese hidrocarburo es superior al de la energía hidráulica y nuclear juntas. El gas natural aporta prácticamente la mitad (48%) de la energía eléctrica consumida. La contribución del primer sustituto de éste (fuel oil) duplica la generación nuclear. El siguiente sustituto (gas oil) es similar a la producción de las centrales atómicas.

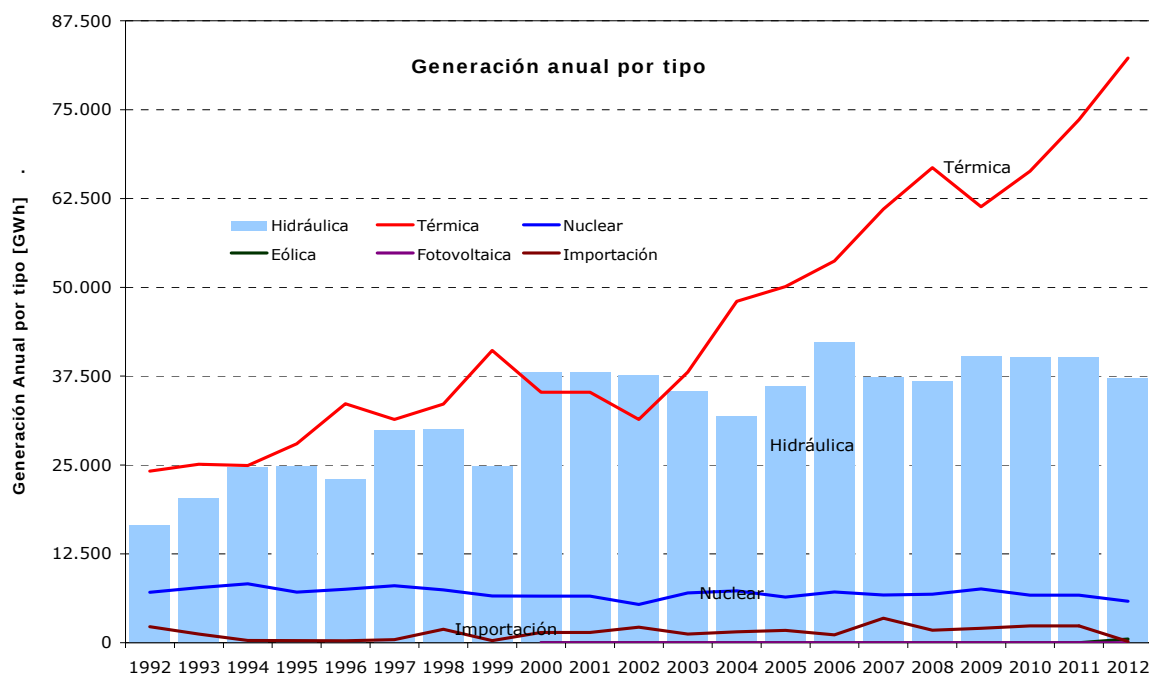


Ilustración 48 Oferta de Energía anual por tipo (fuente 2012).

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CAMMESA.

Si se analiza la generación en función de la fuente primaria de abastecimiento se tiene que el mayor aporte surge de la generación térmica. A 2011 su participación en la provisión de energía al Sistema

Eléctrico alcanza el 61%. Estos aportes son crecientes -en 1992 su contribución fue del 48%⁵⁰-, y no se visualiza que la tendencia pueda cambiar.

Complementariamente a lo presentado en 4.2, el gráfico detalla la importancia creciente de los combustibles supletorios del gas. Éstos no eran significativos en los primeros años de la década pasada. Se utilizaban para sostener la operación del sistema en los períodos invernales durante los cuales el gas se emplea prioritariamente para atender la demanda residencial. El crecimiento de los requerimientos del parque térmico no acompañados por una expansión similar de la oferta de gas devino en que, desde 2007, se tenga operación con combustibles alternativos aún en verano. En los últimos inviernos su aporte conjunto es del orden del gas natural.

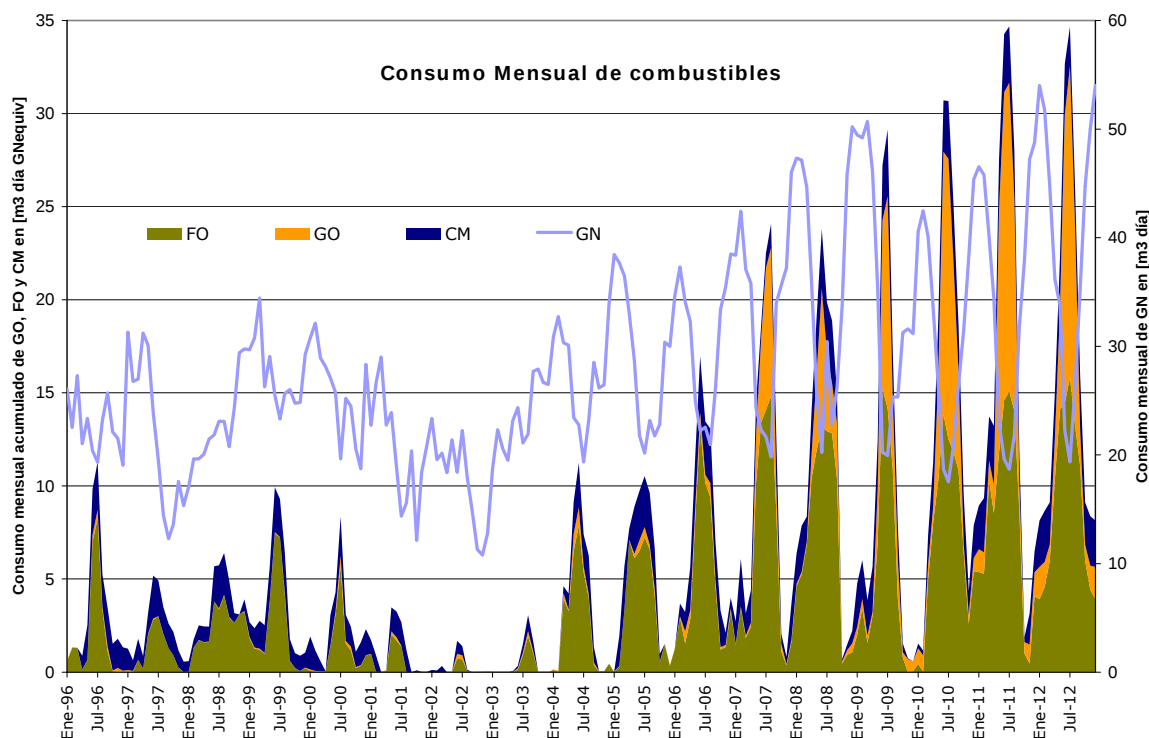


Ilustración 49 Consumo mensual de gas natural y acumulado de gas oil, fuel oil y carbón mineral desde 1996.
Fuente: elaboración propia con datos de CAMMESA.

4. PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES.

Los precios de los combustibles reconocidos dentro del costo de generación muestran una tendencia creciente: Mientras que los hidrocarburos líquidos responden básicamente a la evolución del precio del petróleo, para el carbón la regulación hasta 2007 establecía un precio relacionado con el gas en verano y con el fuel oil en invierno. Desde 2007⁵¹ se referencia sólo con el fuel oil. Para el gas natural el precio siguió los sucesivos acuerdos a los que arribaron la Secretaría de Energía y los productores (ver [Medidas aplicadas en Gas Natural](#), [Precios de gas en boca de pozo](#) y [Tarifas de usuarios finales](#)).

⁵⁰ El despacho se completa con la generación hidroeléctrica (33%), Nuclear (14%) e Importación (5%).

⁵¹ La res. S.E. 76/07 indica: "Se define el Precio de Referencia del carbón como un porcentaje del Precio de Referencia del combustible considerado que sustituye a igualdad calórica, estableciéndose como combustible sustituto el Fuel Oil, siendo el porcentaje referido del 90 % entre mayo y octubre y del 87 % entre noviembre y abril."

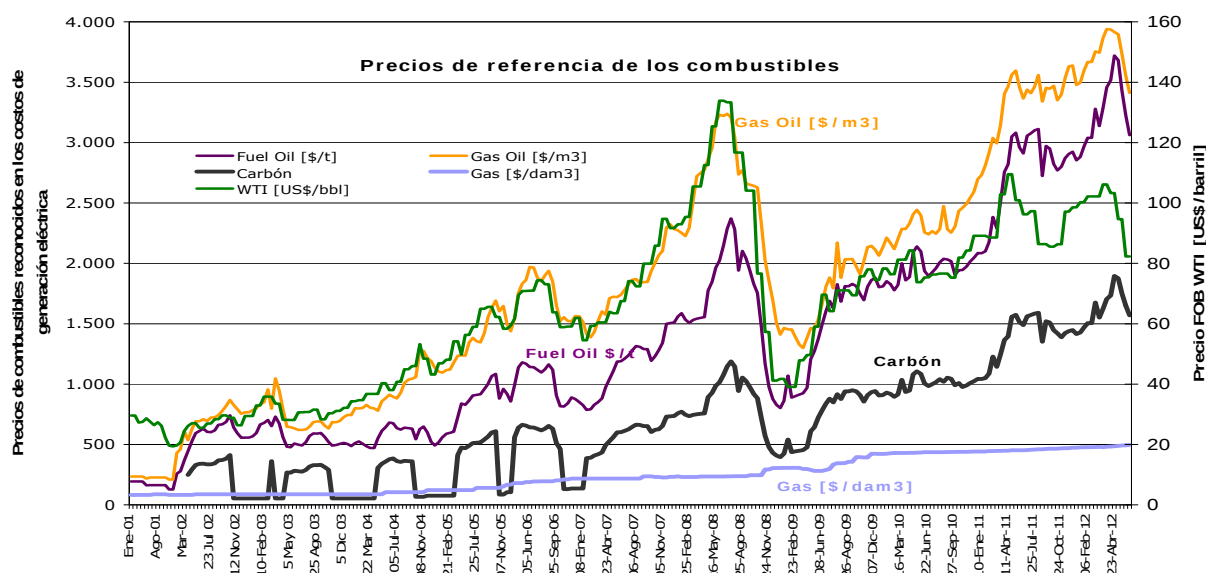


Ilustración 50 Precios de combustibles reconocidos en el costo de generación desde 2001 y evolución del WTI.
Fuente: Elaboración propia con datos de CAMMESA y de la EIA.

5. PRECIOS DE LA ENERGÍA.

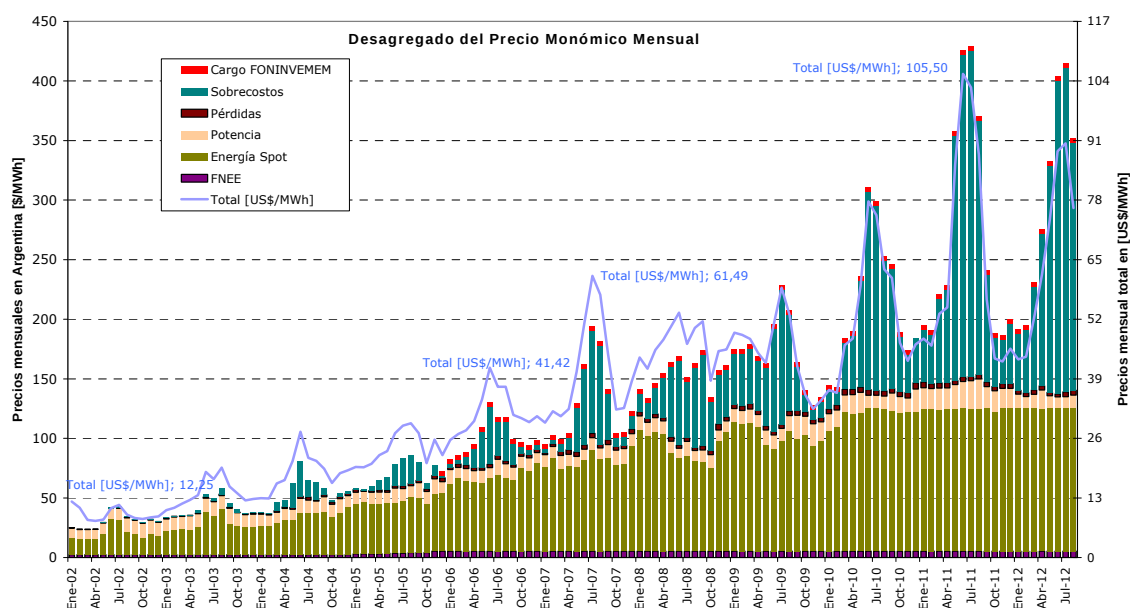


Ilustración 51 Precios mensuales acumulados de los cargos que componen el precio de la energía.
Fuente: Elaboración propia con datos de CAMMESA.

El incremento del consumo de hidrocarburos y principalmente de los sustitutos del gas natural impactó en el costo del sistema. La demanda enfrenta estos costos dentro de los cargos llamados Sobrecostos Transitorios de Despacho (STD) y Adicional STD. Los nuevos impuestos y cargos no incluidos dentro de los precios de la energía y reconocidos a los generadores -como por ejemplo los cargos para la ampliación de la red de gas (Fideicomisos Gas)- se incorporan en Sobrecostos de Combustibles (SC). A los efectos del gráfico los tres cargos mencionados, se aglutinan como Sobrecostos.

El FONINVEMEM es un cargo a la demanda que financia los aportes del Estado Nacional para la construcción de centrales de generación (ver [Resolución SE 712/2003. FONINVEMEM.](#)).

De manera complementaria a lo señalado en [Ilustración 38](#) se presenta la evolución de los cargos del MEM que enfrenta la demanda.

A manera de referencia se incorporó la conversión a dólares (tipo de cambio último día del mes) del precio total de la energía. Éste duplica los valores de 2002.

El gráfico siguiente (referenciado como **Ilustración 52**) compacta la información a períodos anuales. En éste, del gráfico de barras acumuladas se separó el precio de la energía y los sobrecostos asociados a los combustibles alternativos al gas (Sobrecostos Transitorio de Despacho, adicional STD y Sobrecosto de Combustible). Ambos se grafican con líneas independientes uno del otro (no se acumularon).

El precio de la energía muestra una tendencia creciente siguiendo una forma básicamente lineal. Este incremento se sustenta en los aumentos del precio del gas y en el uso de éste en máquinas de menor rendimiento. Este efecto anual tiende a anularse desde 2010 cuando se acerca al tope fijado (120 \$/MWh) por la res SE 240/03.

En el caso de los sobrecostos, los volúmenes y costos crecientes imprimen a estos cargos una tendencia exponencial atenuada parcialmente en 2012 por la gran disponibilidad de generación hidroeléctrica.

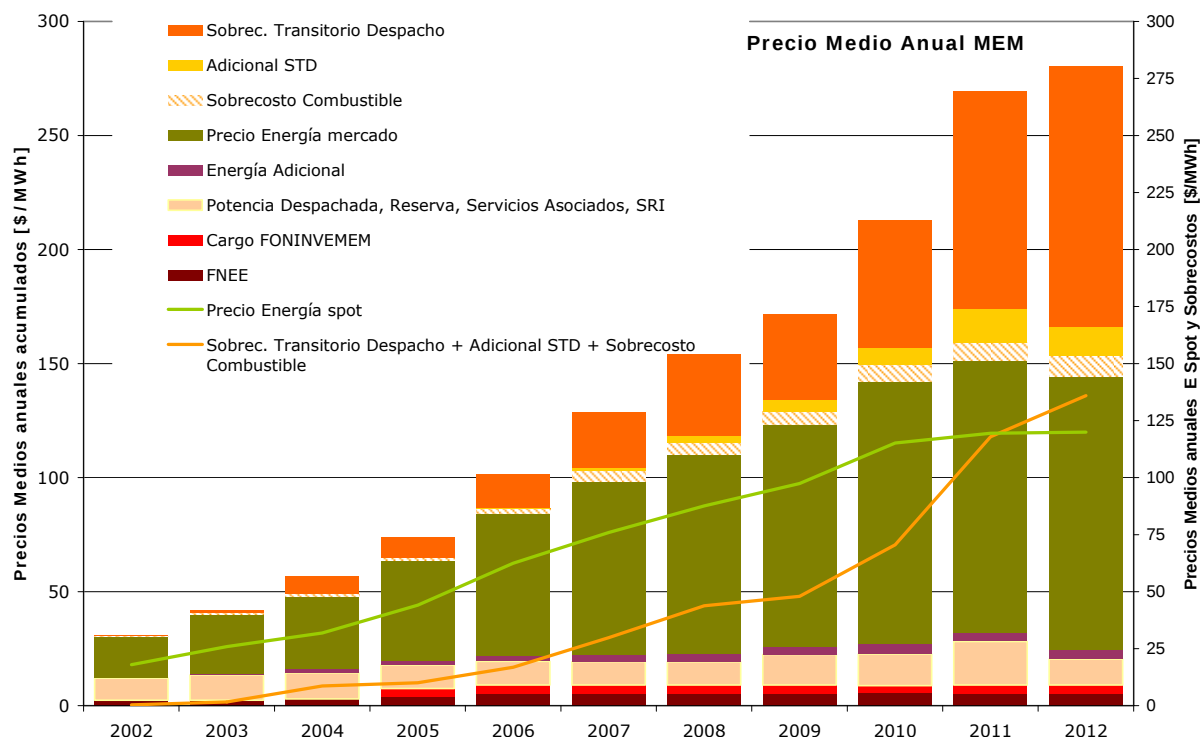


Ilustración 52 Precios anuales acumulados de los cargos que componen el precio de la energía y evolución del precio de la energía y los sobrecostos.

Fuente: Elaboración propia con datos de CAMMESA.

6. PRECIO ESTACIONAL.

Como se indicó, los precios que se sancionan para conformar la tarifa de los usuarios de las distribuidoras, no reflejan los costos. A lo largo de los últimos años se aplicó algunos ajustes a diferentes categorías de usuarios, básicamente la mayor parte de la demanda residencial, no sufrió incrementos.

En noviembre 2011 se inició un proceso de reducción de los aportes del Estado Nacional que si bien desagregó aún más la situación de la demanda frente al costo del sistema, acercó a algunos estamentos a los costos erogados para operar el MEM.

La figura siguiente (**Ilustración 53**) detalla ese desagregado y muestra el aporte unitario necesario para complementar el pago efectuado por la demanda.

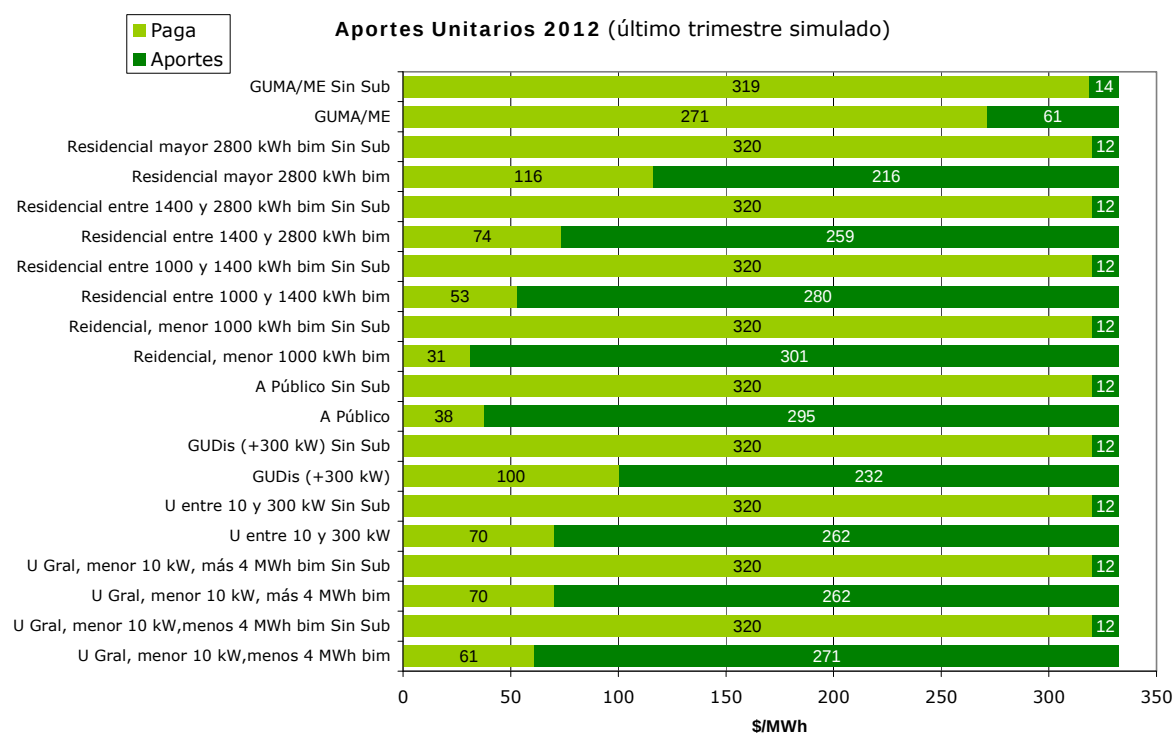


Ilustración 53 Aportes unitarios por estamento tarifario.

Fuente: Elaboración propia con datos de CAMMESA.

VI EVOLUCIÓN DE LAS VARIABLES RELEVANTES DEL GAS NATURAL

1. DEMANDA DE GAS.

1.1. COMPOSICIÓN.

La demanda se compone de los estamentos residencial, comercial, entes oficiales, subdistribuidores, GNC, Industrias y Centrales Eléctricas.

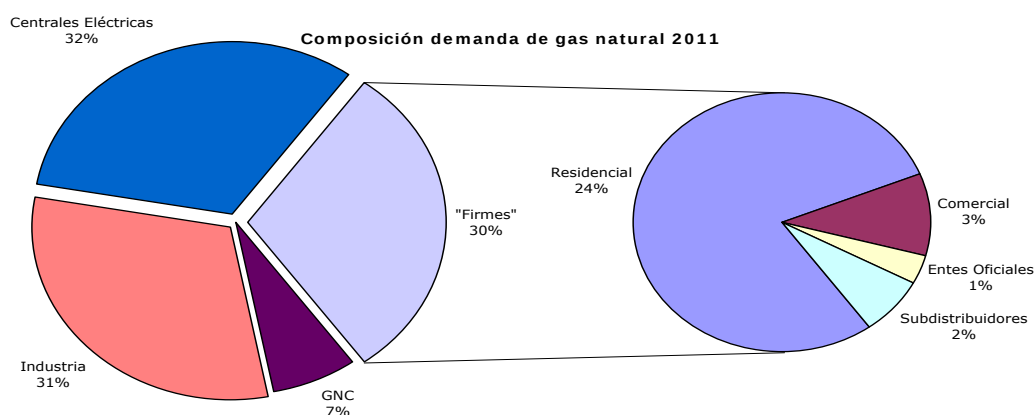


Ilustración 54 Composición de la demanda de gas a 2011.

Fuente: ENARGAS, elaboración propia.

En función de la normativa, los primeros (residencial, comercial, entes oficiales, subdistribuidores) son demandas ininterrumpibles. En un segundo nivel se encuentra el GNC. En general Industrias y Centrales Eléctricas son complementarias de los anteriores.

1.2. EVOLUCIÓN.

La demanda presenta la siguiente evolución desagregada desde 1993:

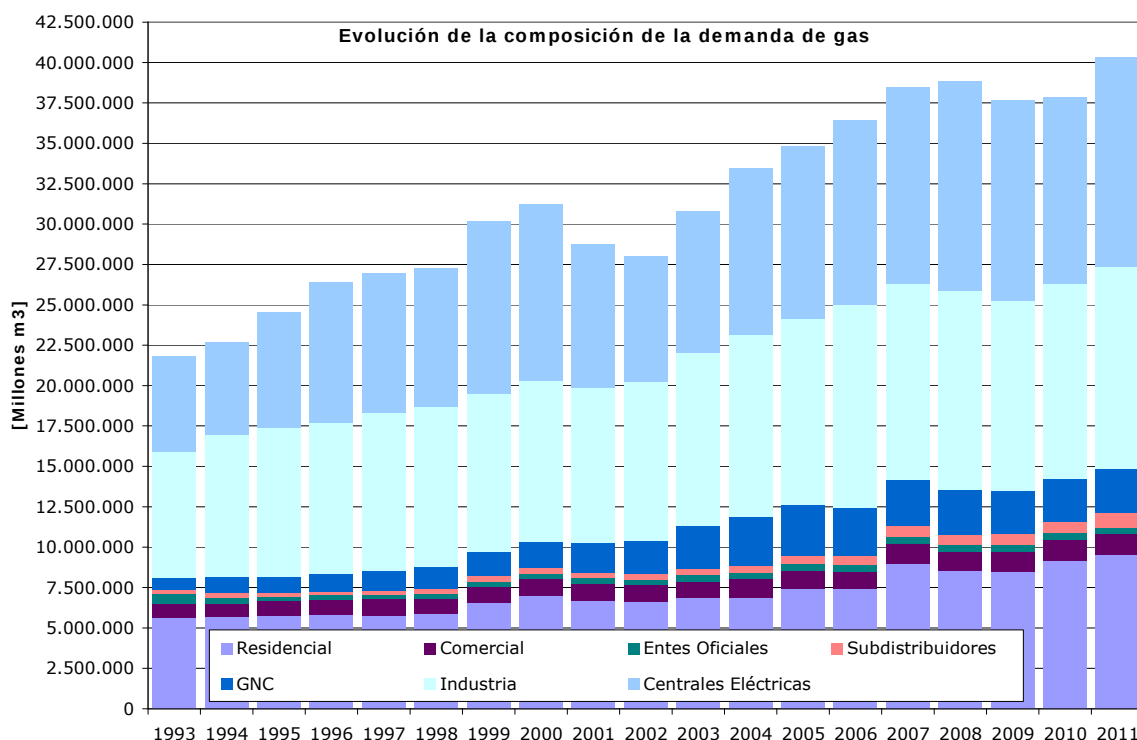


Ilustración 55 Evolución de la composición de la demanda de gas.
Fuente: ENARGAS, elaboración propia.

1.3. ESTACIONALIDAD.

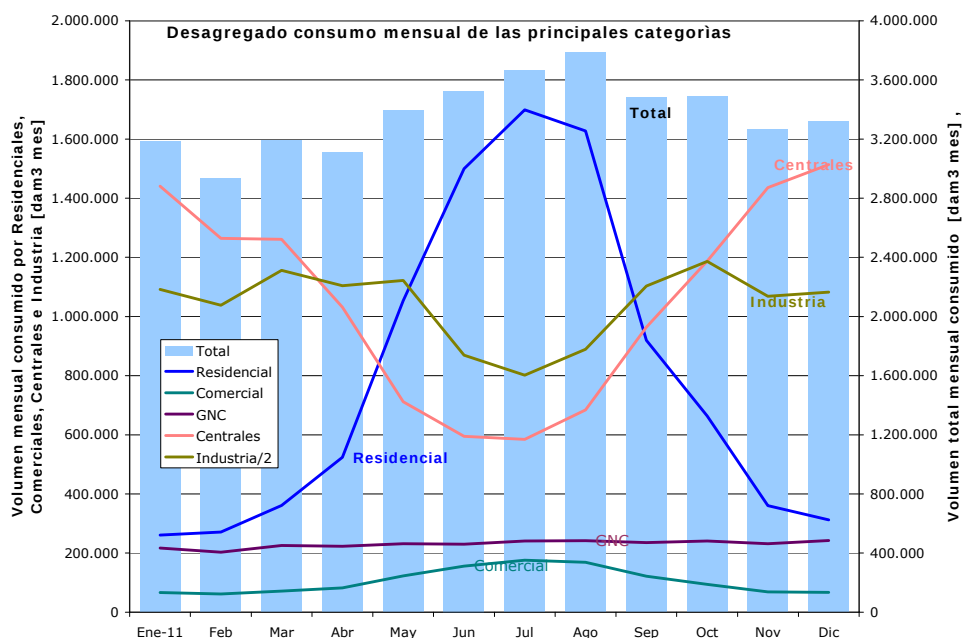


Ilustración 56 Estacionalidad de la demanda de gas 2011.
Fuente: Elaboración propia con Datos de ENARGAS

La variable central en el funcionamiento del sistema gasífero es la temperatura esperada, ya que la demanda de los consumos residenciales y comerciales es fuertemente dependiente de la misma y de la duración de días de bajas temperaturas.

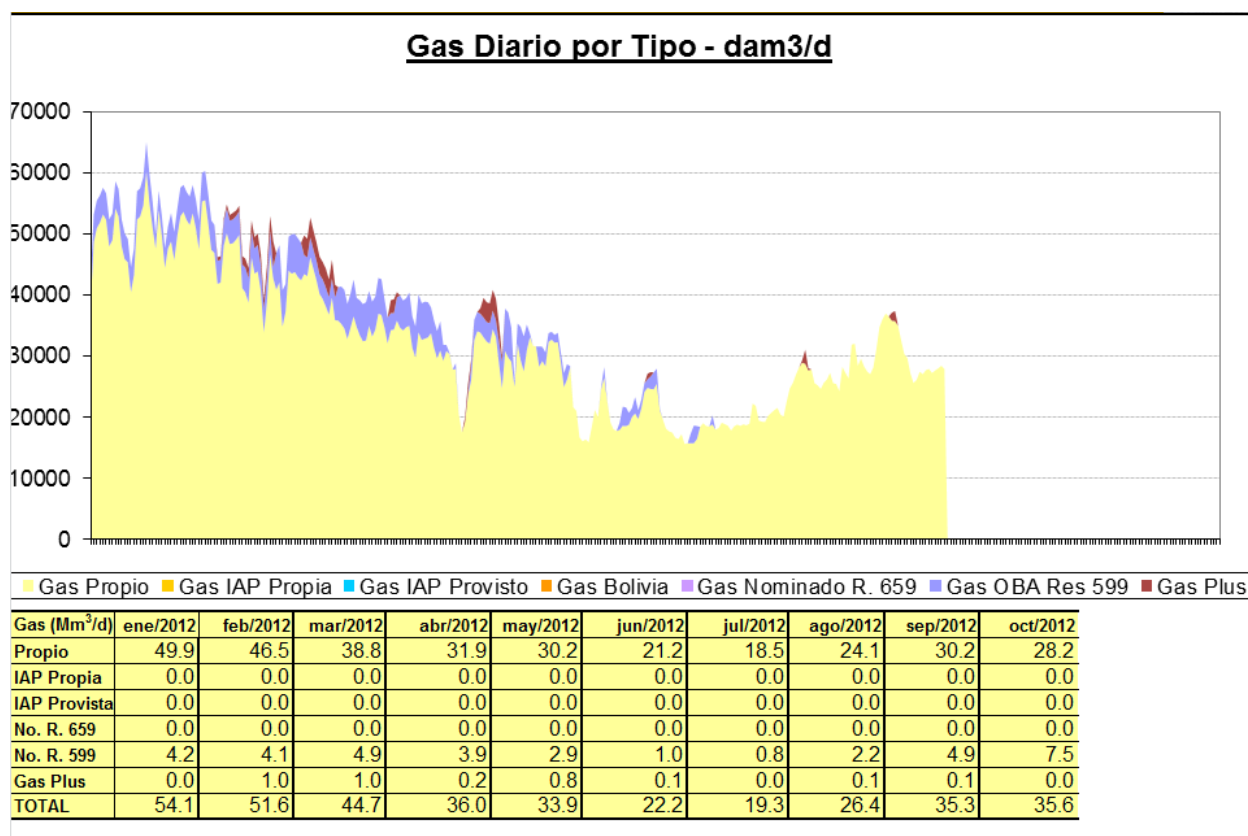
En condiciones normales de producción de gas natural, la escasa capacidad de transporte es la que ocasiona que deben ser cortados ciertos consumos denominados interrumpibles, los cuales son típi-

camente consumos de usinas e industrias. En la [Ilustración 56](#) se observa cómo durante el invierno se alcanzan los mayores factores o coeficientes de utilización de la capacidad de transporte, coincidentemente con la época de menores temperaturas y mayores consumos residenciales.

1.4. RESUMEN DE HERRAMIENTAS DISPONIBLES PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA:

Ilustración 57 Consumo diario 2012 de gas para la generación por tipo de esquema normativo disponible para CAMMESA.

Fuente: Informe de Combustibles de CAMMESA.



CAMMESA dispone de distintas opciones para gestionar el gas a ser utilizado en generación térmica de energía eléctrica, dependiendo de su procedencia.

Gas Plus: Es el tipo de gas con mayor prioridad ante cualquier otro. Se suministra en el marco de la res. SE 24/08 y es el primero en ser asignado.

Gas 6866: es el que se suministra en el marco de la Nota SE 6866/09 siendo este una medida complementaria a las ya establecidas Notas S.E. 446/08 y 527/08, y cuyo propósito es lograr la utilización energética más eficiente de los volúmenes de gas natural asociados a la generación de energía eléctrica que el sistema de gas natural permita, estando en este proceso involucrados los Agentes Generadores mediante una participación activa para alcanzar el objetivo.

Gas 659: Es el que se suministra en el marco de la Nota SE 659/04 y se le asigna, en principio, a las unidades generadoras de menor rendimiento, sin contratos de suministro de gas o transporte firme.

Gas 599: Se suministra en el marco de la res. SE 599/07 y por su origen es propiedad de los generadores y es el segundo en ser utilizado para la realización del despacho económico.

Gas 446: Es el que se suministra en el marco de la Nota SE 446/08 para lograr una mayor eficiencia energética del uso del gas natural disponible en el sector eléctrico, se asignan volúmenes a un agente generador distinto del titular originario del mismo, siempre y cuando este último no hubiera informado su expreso rechazo a la reasignación de sus volúmenes de gas.

Gas Bolivia y GNL: Es el gas importado.

2. DISPONIBILIDAD DE HIDROCARBUROS.



Ilustración 58 Principales Cuencas Productoras de Hidrocarburos en Argentina.

Fuente: presentación al CEARE

Desde 1934 hasta fines de los años ochenta en la República Argentina se han identificado 19 cuencas sedimentarias, con una superficie total de aproximadamente 1.750.000 km². Cinco de estas cuencas tienen continuidad sobre la plataforma continental, mientras que otras tres se extienden bajo las aguas del mar. La superficie de las ubicadas sobre el continente es de alrededor de 1.350.000 km², y las de la plataforma continental, tomando como límite la isóbata de 200 m; de unos 400.000 km², cifra que puede ser duplicada si se la considera hasta el pie del talud. Sólo cinco de estas cuencas conocidas son productoras de hidrocarburos y ocupan, considerando solamente la porción emergida, un 40% de lo que en la actualidad se conoce como cuencas útiles a los fines petroleros.

El proceso de producción, si bien da como resultado la obtención de líquidos y gases en forma conjunta, varía la mezcla de acuerdo a las características geológicas de cada cuenca. Así es que, a grandes rasgos, predomina la producción gasífera en el Noroeste y la cuenca Austral. En la cuenca Neuquina la producción es balanceada, en tanto está más sesgada hacia petróleo la de Cuenca San Jorge. En el caso de la cuenca Cuyana es casi exclusivamente petrolífera. Hasta el momento, la actividad exploratoria se ha concentrado en las cuencas: Noroeste (Salta, Jujuy), Cuyana (Mendoza), Neuquina (Neuquén, La Pampa, Río Negro), del Golfo San Jorge (Chubut, Santa Cruz) y Austral (Santa Cruz, Tierra del Fuego):

Finalmente Argentina dispone básicamente de cinco cuencas productoras de gas natural de las cuales la más importante es la Neuquina ($\approx 70\%$ del total). El aporte de esta cuenca no sólo no puede acompañar el crecimiento de la demanda, sino que decrece desde 2004.

Aporte anual por Cuenca [miles de millones m ³]					
Año	Noroeste	Cuyana	Neuquina	S Jorge	Austral
1999	6,21	0,08	23,53	2,53	8,41
2000	7,05	0,08	26,25	2,82	9,01
2001	7,82	0,08	25,99	5,18	8,97
2002	7,89	0,19	25,76	3,78	8,84
2003	8,43	0,08	29,89	3,54	9,01
2004	7,47	0,06	31,71	3,78	9,14
2005	7,11	0,06	30,20	4,25	9,66
2006	7,05	0,06	29,76	4,57	10,21
2007	6,83	0,06	29,93	4,89	9,27
2008	6,88	0,06	29,47	4,96	9,12
2009	6,28	0,06	26,97	5,19	9,92
2010	5,40	0,06	25,98	5,23	10,44
2011	4,61	0,06	25,16	4,88	10,82

Tabla 10. Evolución de los Aportes por cuenca.

Fuente: Elaboración propia con datos de Secretaría de Energía

Los datos de la precedente -**Tabla 10**- se grafican a continuación tanto en valores absolutos como en variación relativa respecto a los valores de 2000 (método por unidad).

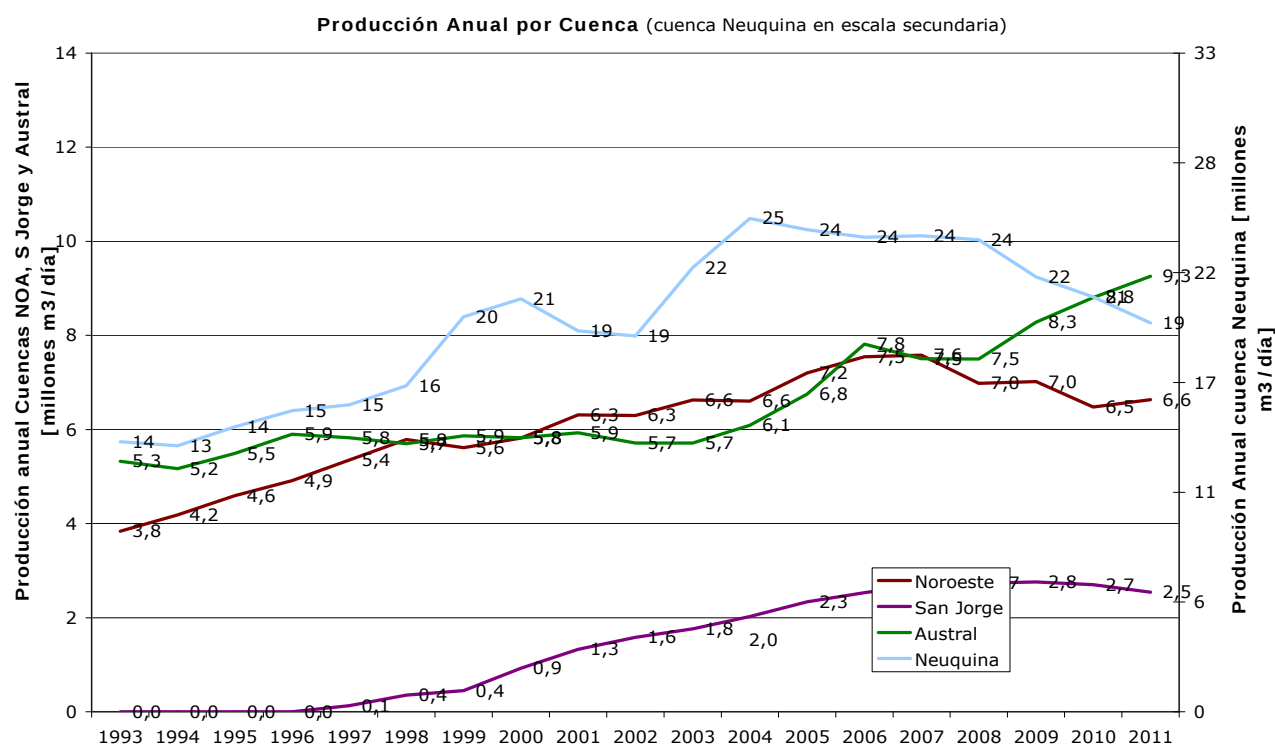


Ilustración 59 Producción de las principales Cuencas Productoras de Gas en Argentina.
Fuente: Elaboración propia en base a datos del ENARGAS.

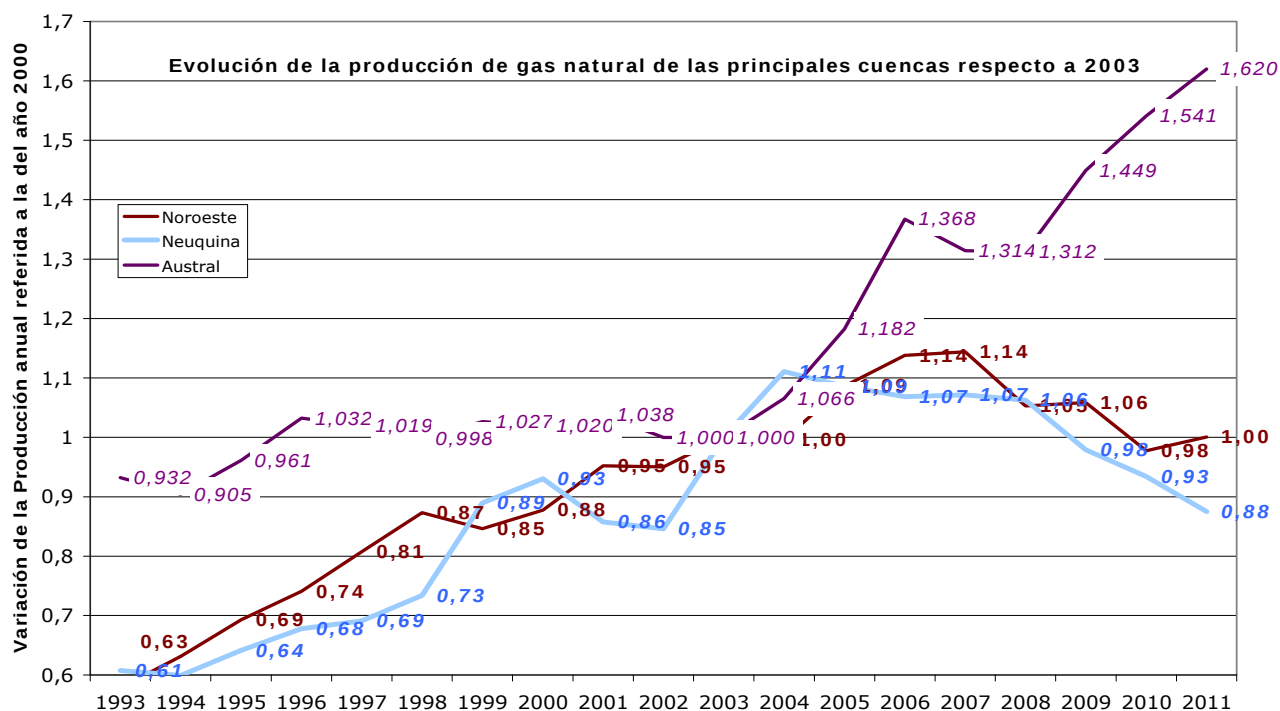


Ilustración 60 Variación relativa de la producción de las principales cuencas productoras de gas en Argentina.
Fuente: Elaboración propia en base a datos del ENARGAS.

Los datos precedentes muestran que las principales cuencas argentinas producen volúmenes inferiores a los generados en el año 2003. Sólo la cuenca Austral muestra una recuperación.

2.1. PANORAMA HISTÓRICO DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS.

Se presenta la producción histórica de hidrocarburos. La reducción de la producción resulta notoria:

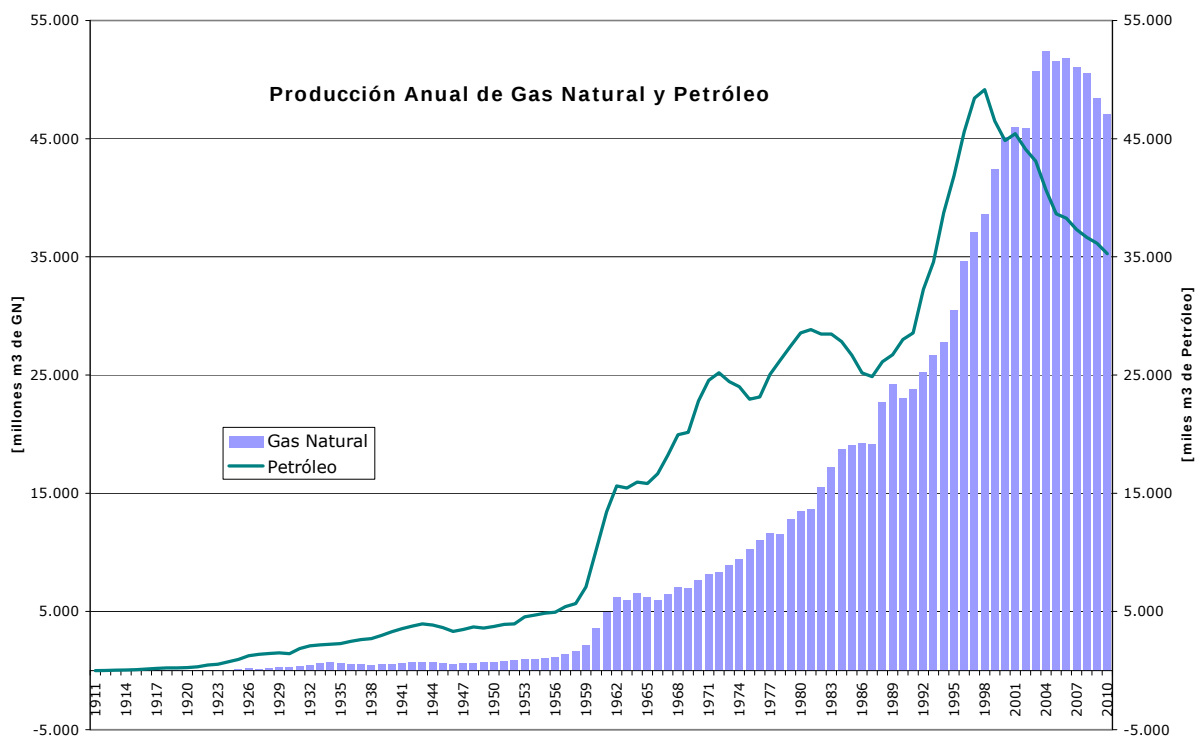


Ilustración 61 Evolución de la producción de gas y petróleo.
Fuente: Elaboración propia.

2.2. EXPLORACIÓN

En la **Ilustración 62** se presentan los pozos perforados entre 1990 y 2011. El detalle indica una disminución entre 1992 y 1993 coincidente con la privatización de áreas de YPF. La actividad de las nuevas empresas concesionarias de esas áreas incrementó hasta alcanzar un máximo de 1.745 pozos en 1995. La disminución ulterior alcanza un mínimo de 770 pozos en 1999 como consecuencia de la reducción de los precios del petróleo internacional. Luego, en el año 2001 ante la mejora de los precios repuntó hasta 1.432 pozos. Tras esto la actividad exploratoria se estabilizó en alrededor de 1.100 pozos, con variaciones que siguen la economía global y local.

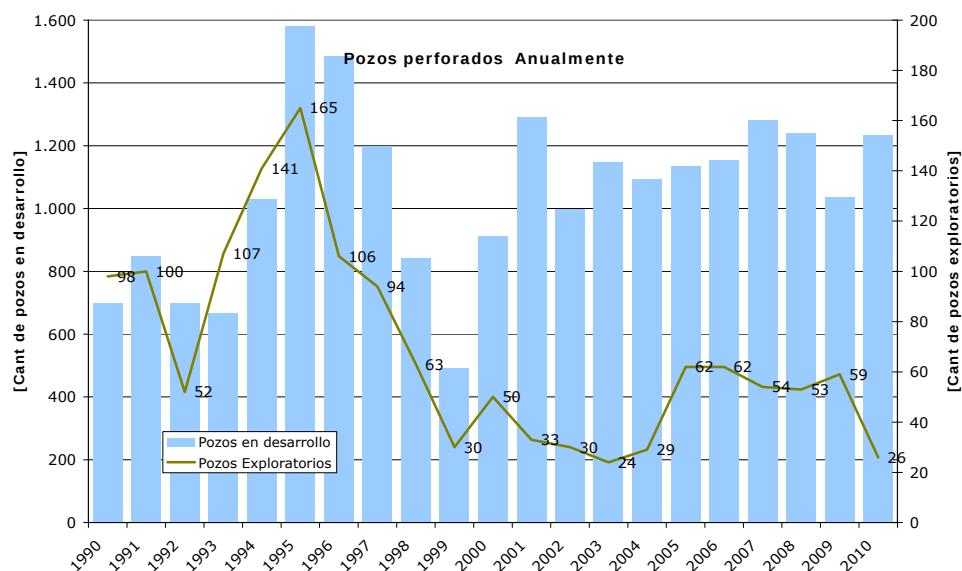


Ilustración 62 Evolución de la cantidad de pozos en desarrollo y exploratorios.
Fuente: Elaboración propia a partir de datos IAPG

El efecto es similar sobre los pozos de exploración, cuya variación refleja las mismas circunstancias y alcanza el máximo de 164 en 1995, disminuye a 63 en 1998 y a 29 en el año 2004, lo que muestra la

misma evolución en la curva, en una escala mayor, para visualizar mejor los resultados. El incremento los precios del petróleo de los últimos años, no ha tenido correlato en la cantidad de pozos perforados, lo que demuestra una pérdida gradual de atractivos a la actividad.

WTI. Precio spot FOB del barril										
Año	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
[US\$/barril]	20.58	18.43	17.2	18.43	22.12	20.61	14.42	19.34	30.38	25.98
Año	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
[US\$/barril]	26.18	31.08	41.51	56.64	66.05	72.34	99.67	61.95	79.48	94.88

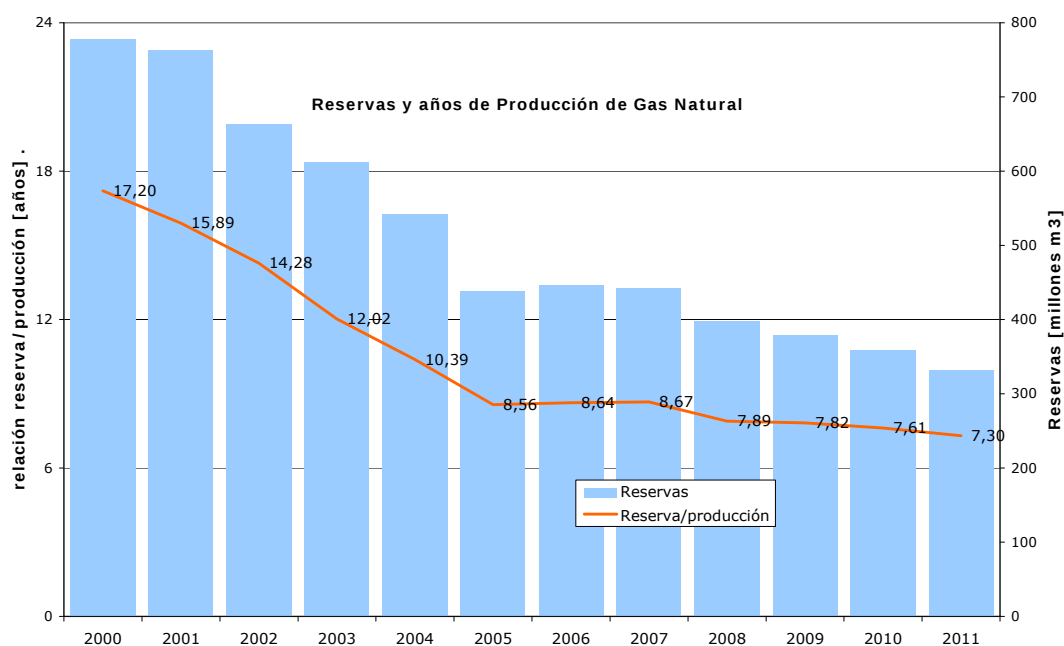
Tabla 11. Evolución del precio FOB del petróleo de referencia (WTI).

Fuente Energy Information Administration⁵²

ENARSA suscribió acuerdos estratégicos con empresas internacionales para la exploración, el desarrollo y la producción de hidrocarburos en la plataforma continental argentina. El objetivo es incrementar los niveles de reservas y producción de hidrocarburos. No se conocen aún resultados.

2.3. RESERVAS DE GAS

El estancamiento en los niveles de producción doméstica de gas natural vino acompañado por un exiguo esfuerzo exploratorio y la consecuente baja en las reservas:



Se observa que el horizonte de reservas ha disminuido desde 17 años, en el año 2000, a 7,3 años en el año 2011, fruto del incremento en los niveles de producción y la escasa reposición de reservas

Ilustración 63 Evolución de las reservas de Gas Natural y años de reservas al nivel de producción.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos ENARGAS

(bajo esfuerzo exploratorio y cuencas productivas maduras). La última incorporación productiva importante convencional ha sido el área Carina-Aries, en la cuenca Austral *off-shore*, en el año 2005, pero cuyas reservas ya habían sido incorporadas a la contabilidad con anterioridad. Las reservas cayeron prácticamente un 50% en el período 2003-2010. Por cada m³ extraído de gas se repuso menos de la cuarta parte (24,3%), el 75,7% restante mermó directamente el stock previo acumulado de reservas. Este muy bajo nivel de reposición de reservas explica su drástica reducción.

⁵² La Administración de Información Energética de Estados Unidos (EIA) es el organismo de estadística y de análisis en el Departamento de Energía de los Estados Unidos. La EIA recoge, analiza y difunde información independiente e imparcial de energía para promover la formulación de políticas, mercados eficientes, y la comprensión pública de la energía y su interacción con la economía y el medio ambiente. La EIA es la fuente principal de información sobre la energía de EE.UU. Por ley, sus datos, análisis y previsiones son independientes de la aprobación de cualquier otro funcionario o empleado del Gobierno de los EE.UU. La Ley orgánica del Departamento de Energía de 1977 estableció la EIA como principal autoridad del gobierno federal sobre estadísticas de energía y análisis.

2.4. INTERCAMBIOS INTERNACIONALES DE GAS NATURAL.

Hasta el año 2000, tanto el consumo interno como las exportaciones se incrementaron notablemente, con tasas cercanas al 5.3% a partir del año 1991 para el consumo interno y de 90% para el mercado de exportación a partir de 1997. Ese año además se dejó de importar gas natural desde Bolivia (que representaba el 5% de la producción Argentina).

Luego de la crisis del año 2001, y hasta el año 2003, el incremento en la producción de gas natural acompañó el aumento de la demanda interna y externa, cuyas tasas de crecimiento fueron superiores al 10% en el año 2003. Sin embargo, a partir del año 2004 se hizo notorio que la producción doméstica de gas natural era incapaz de mantener los niveles compatibles con la demanda, tanto interna como externa: los niveles de producción interna sólo crecieron 3.2%, la demanda interna se incrementó en 8.6% y las exportaciones aumentaron en 13.7%.

Esta situación provocó que se debieran emplear varias herramientas para mantener inalteradas las condiciones de suministro de la demanda interna ininterrumpible:

- Desregulación forzada de los consumos de los generadores e industrias
- Limitación a las exportaciones de gas natural⁵³.
- Retomar nuevamente la importación de gas natural desde Bolivia.
- Implementación de planes de uso racional de la energía, en los sectores gasífero y eléctrico, con fuertes sobreprecios en caso de superar los niveles de consumo de los años de referencia.

El estancamiento en los niveles de producción doméstica de gas natural vino acompañado por un exiguo esfuerzo exploratorio y la consecuente baja en las reservas, como se muestra en la [Ilustración 63](#). En el corto y mediano plazo no es de esperar modificaciones sustanciales. Actualmente se importa Gas Natural Licuado (GNL) de forma spot, a precios similares a los combustibles líquidos en el mercado internacional. En el mediano plazo se esperan modificaciones parciales con la introducción de GNL en forma permanente con proyectos a ubicarse en Bahía Blanca (segunda planta en el área) y en Montevideo (proyecto compartido con la República Oriental del Uruguay).

La progresiva reducción de saldos exportables se reflejó en los volúmenes medios exportados. Esta tendencia lleva a que desde 2007 Argentina sea un país importador de gas. En el gráfico se presenta las exportaciones como positivas, en tanto que las importaciones se reflejaron como valores negativos.

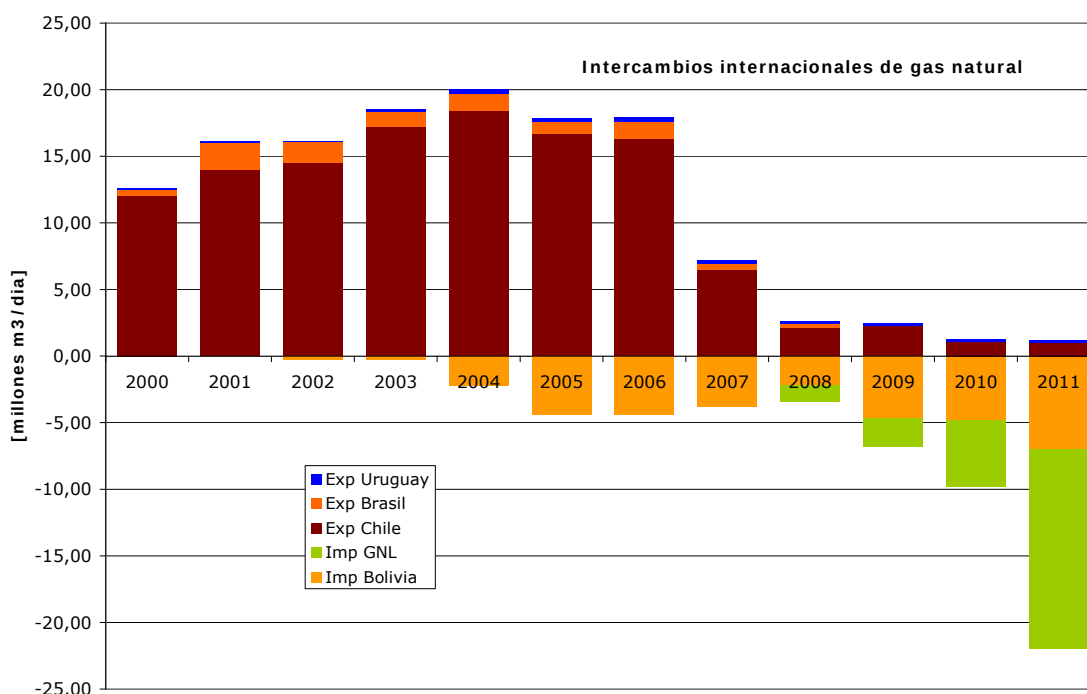


Ilustración 64 Evolución de la demanda de importación y exportación de gas por destino.
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del ENARGAS.

⁵³ Durante el año 2006, la Comisión Nacional de Energía de Chile estimó que las restricciones de los envíos de gas natural desde Argentina totalizaron cerca de 2.200 millones de metros cúbicos (6,1 millones de m³ por día) de acuerdo a los compromisos asumidos por los productores.

Contenido de la sección.

<u>EVOLUCIÓN TENDENCIAL DEL MERCADO ENERGÉTICO</u>	
VII DEMANDA FUTURA	80
1. MERCADO ELÉCTRICO.	80
2. DEMANDA DE GAS	82
VIII PERSPECTIVAS DE LA OFERTA DE GENERACIÓN	83
1. AMPLIACIONES DE GENERACIÓN	83
2. AMPLIACIONES DE DE TRANSMISIÓN.	85
3. EVOLUCIÓN PROBABLE DEL SECTOR ELÉCTRICO.	86
IX OFERTA DE GAS NATURAL	91
2. GAS CONVENCIONAL, PERSPECTIVAS DE PRODUCCIÓN.	91
3. HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES.	93
4. PROVISIÓN DESDE BOLIVIA.	95
5. GAS NATURAL LICUADO.	96
6. PROYECCIÓN DE OFERTA DE GAS NATURAL.	96

EVOLUCIÓN TENDENCIAL DEL MERCADO ENERGÉTICO

Hacer predicciones es muy complicado, especialmente si son sobre el futuro
Niels Bohr⁵⁴

VII DEMANDA FUTURA

1. MERCADO ELÉCTRICO.

1.1. DEMANDA DE ENERGÍA

Como se mencionó, la previsión de demanda se realiza a fin de cuantificar las necesidades del sistema en el mediano y largo plazo a fin de proponer medidas que encaucen al sector para cubrir esa expectativa. Estas medidas debieran aplicarse en los próximos años, donde, como se verá luego, los diferentes escenarios convergen en valores similares.

En anexo se detallan métodos y resultados para diferentes hipótesis. Entre los evaluados, se hallan dos escenarios, uno llamado Tendencial y otro denominado Estructural. Ambos fueron confeccionados por la Secretaría de Energía con miras a la conformación de un plan energético. El primero es aquel en que todo sigue con la misma tendencia, es el llamado “business as usual”. El segundo es aquel donde los cambios de conducta en cuanto al consumo de energía producen una reducción sustancial de la demanda a partir de múltiples medidas de uso racional. Finalmente, dado el objeto del presente trabajo y que los escenarios convergen en el corto plazo, se adopta el Escenario Tendencial de la Secretaría de Energía.

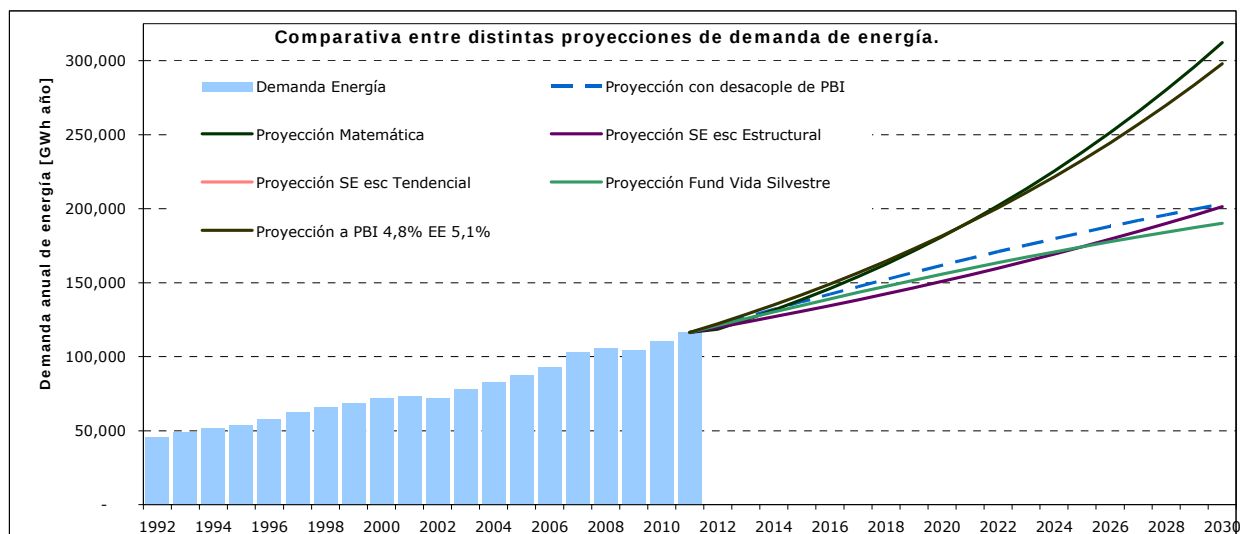


Ilustración 65 Comparativa entre distintas proyecciones de demanda de energía.

Fuente: Elaboración propia.

Por otra parte, todos los escenarios son prácticamente coincidentes a 2015. Es decir que en ese año deberá contarse con fuentes de generación que aporten aproximadamente 15,5 TWh, es decir el equivalente a 3 ciclos combinados de gran porte. Este tipo de unidades requieren plazos de construcción que superan los 2 años.

⁵⁴ Niels Henrik David Bohr (Copenhague, 7 de octubre de 1885 – Ibíd. 18 de noviembre de 1962) físico danés que realizó contribuciones fundamentales para la comprensión de la estructura del átomo y la mecánica cuántica. Basándose en las teorías de Rutherford publicó su modelo atómico (Modelo atómico de Bohr) en 1913. En 1922 recibió el Premio Nobel de Física por sus trabajos sobre la estructura atómica y la radiación. Numerosos físicos, basándose en este principio, concluyeron que la luz presentaba una dualidad onda-partícula mostrando propiedades mutuamente excluyentes según el caso. En 1933 Bohr propuso la hipótesis de la gota líquida, teoría que permitía explicar las desintegraciones nucleares y en concreto la gran capacidad de fisión del isótopo de uranio 235.

1.2. DEMANDA DE POTENCIA MÁXIMA.

La proyección del requerimiento máximo anual (potencia máxima) surge de analizar los valores históricos y la correlación entre las tasas de incremento de energía y potencia.

Potencia anual máxima											
Pot Máx Anual	[MW]	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Incremento año ant			3.2%	8.4%	1.1%	10.1%	4.7%	4.2%	3.8%	8.0%	2.2%
Pot Máx Anual	[MW]	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Incremento año ant		-1.6%	2.5%	6.0%	7.4%	3.9%	9.3%	4.3%	2.2%	6.6%	3.5%

Tabla 12. Requerimiento de potencia máxima anual.

Fuente: Elaboración propia con datos de CAMMESA.

1.3. ESCENARIO ADOPTADO.

En función de lo mencionado se estima una demanda que crece entre el 4 y 4,5% anual, lo que deviene en un requerimiento de potencia máxima que alcanza en el 2015 aproximadamente los 25.100 MW. Es decir un incremento inicial anual del orden de 1.000 – 1.200 MW.

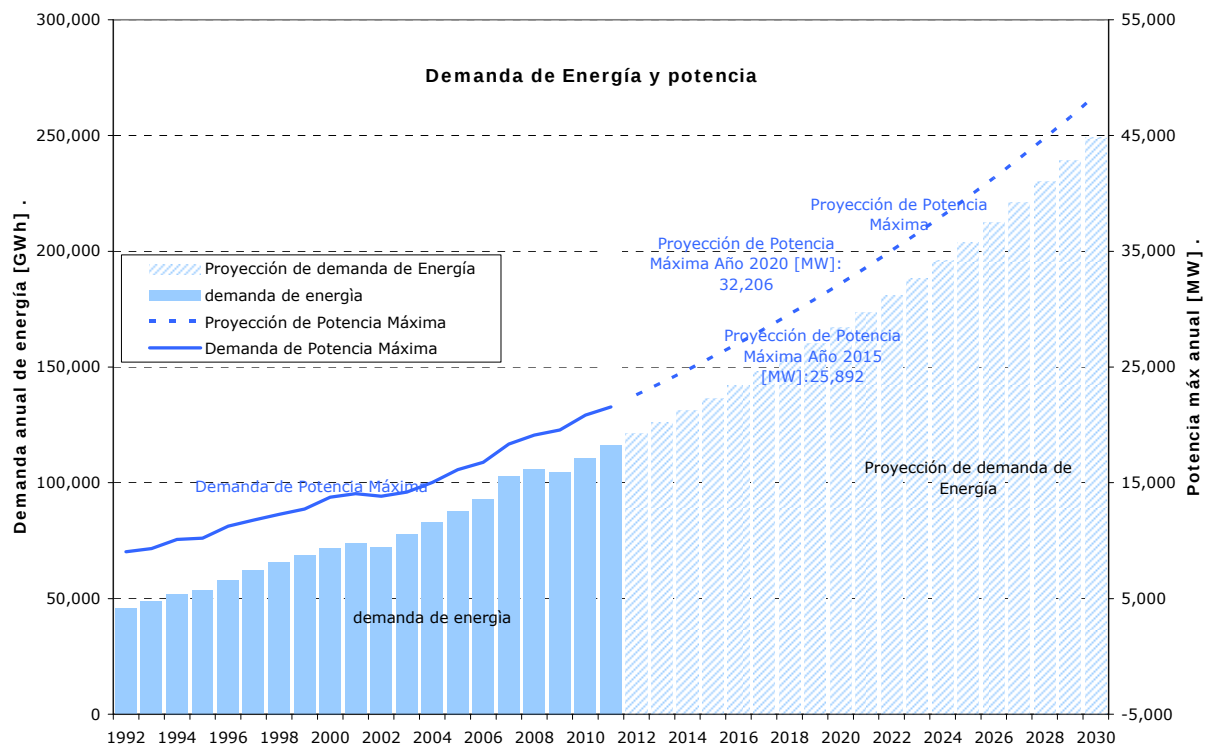


Ilustración 66 Demanda proyectada de energía y potencia máxima.

Fuente: Elaboración propia.

Este nivel de consumo requiere para ser sostenido un flujo de inversiones en ampliación de la oferta (máquinas, redes, combustibles, logística) importante.

Este esfuerzo puede atenuarse si se reduce el consumo innecesario de energía. Ello requiere el impulso de una política de eficiencia energética. Ésta es el conjunto de acciones que tienen como objetivo el empleo de menores cantidades de energía para la obtención de un servicio energético como, por ejemplo, climatización, transporte, conservación de alimentos e iluminación. El uso eficiente de la energía, permite acotar inversiones en ampliaciones de oferta y ayuda a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero -principal causa del calentamiento global-.

En 2006 la Fundación Vida Silvestre junto con la *World Wide Foundation*, WWF⁵⁵, realizó un informe sobre la demanda argentina. Una de las principales conclusiones del informe revela que el potencial de ahorro energético en la Argentina es muy grande, y sigue sin ser aprovechado. El potencial de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero para los próximos 10 años es de un 30% - 48% con respecto a las emisiones estimadas para 2020, si se aplicaran políticas para la reducción del consumo. Además de ahorrar energía, la implementación de políticas de eficiencia energética tiene una relación costo-beneficio 15 veces menor que la provisión de más energía, que sería necesaria según las tendencias del escenario de referencia.

2. DEMANDA DE GAS.

2.1. PROYECCIÓN.

Dado que la oferta no cubre la demanda, una estimación de ésta deviene en una suposición de cómo se alocará la misma. La tabla siguiente presenta las hipótesis propuestas en función de los datos pre existentes:

Gas Natural: Variación de la demanda media anual entre extremos						
#	Firmes	GNC	Industrias	Centrales Eléctricas	Total resultante	PBI
incremento 1992-2011	2,64%	7,02%	2,55%	4,20%	3,28%	3,56%
incremento 2002-2011	3,77%	3,07%	2,48%	5,00%	3,72%	6,93%
incremento 2007-2011	1,37%	-0,69%	0,69%	0,80%	0,96%	5,05%
incremento 2008-2011	3,83%	1,60%	1,96%	0,63%	2,28%	5,92%
Adoptado	2,26 %	0,97 %	1,0 %	1,78 %		4,00%
Resultante					1,7 %	

Tabla 13. Tasas medias de variación de la demanda de gas.
Fuente: Datos ENARGAS, elaboración propia.

En función de los datos de las demandas de las diferentes categorías se realiza la proyección matemática de la tendencia. El gráfico siguiente presenta las ecuaciones utilizadas.

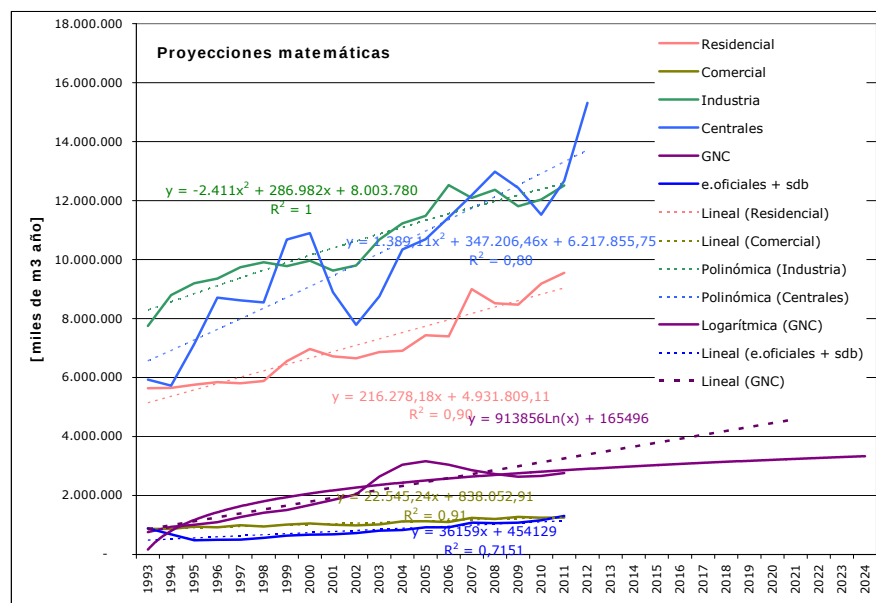


Ilustración 67 Estimación de la demanda de gas (1).
Fuente: Elaboración propia con datos de ENARGAS

⁵⁵ WWF es una de las mayores organizaciones internacionales de conservación de la naturaleza. Fue creada el 29 de abril de 1961. Su sede central de WWF Internacional se encuentra en Gland, Suiza. Tiene oficinas en más de 80 países del mundo. Cuenta con más de 2.500 empleados y más de 5 millones de socios. Desde su fundación, hace 50 años, WWF ha invertido US\$ 10.000 millones en más de 13.000 proyectos. La apuesta de WWF está centrada en que se asegure la integridad ecológica de los ecosistemas prioritarios, al tiempo que impulsa el desarrollo sostenible social y económico, así como la reducción de la huella ecológica.

A partir de estas hipótesis, se presenta la proyección de demanda adoptada.

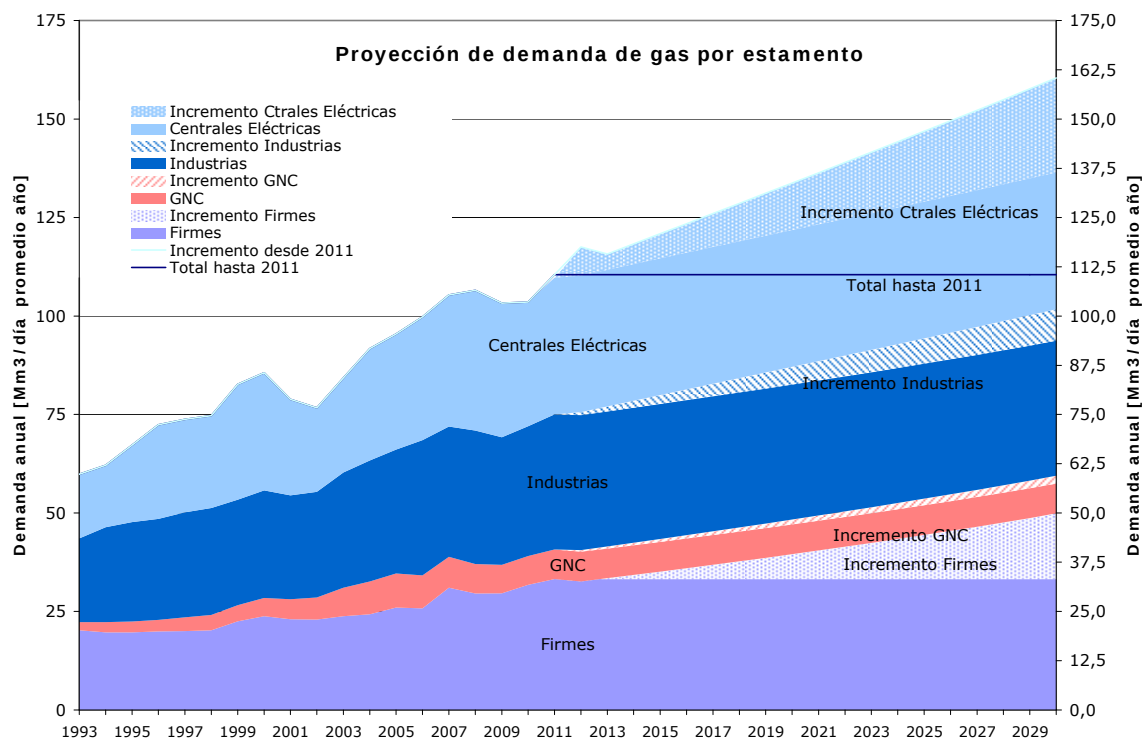


Ilustración 68 Estimación de la demanda de gas (2).
Fuente: Elaboración propia con Datos de ENARGAS

VIII PERSPECTIVAS DE LA OFERTA DE GENERACIÓN

1. AMPLIACIONES DE GENERACIÓN

En función de las previsiones de diversos operadores de mercado, se detalla los proyectos que se estarían desarrollando:

Equipamiento en desarrollo				
tipo	Proyecto	Potencia [MW]	Cbttble Princ	Ingreso previsto
TG	Frías 60	60	GN	Oct-12
Mtgdr	Almirante Brown	25	GO	Feb-13
Mtgdr	Magdalena	25	GO	Feb-13
Mtgdr	Ceres	9	GO	Feb-13
Mtgdr	Miramar I	20	GO	Feb-13
TG	La Rioja	80	GN	May-13
TV_CM	Río Turbio	120	CM	May-14
CC	Cierre a CC FONINVEMEM II CC (V de Obligado)	280	GN	May-14
TV_CM	Río Turbio	120	CM	Jun-14
TG	Campana II (Belg II)	540	GN	Feb-15
CC	Cierre a CC TG Genelba Plus	80	GN	Jul-14
TG	FONINVEMEM II CC (V de Obligado)	540	GN	Nov-14
TG	Guillermo Brown	375	GN	Nov-14
CC	Cierre a CC Ens Barragán 800	280	GN	Jul-15
CC	Cierre a CC Santa Fe (Santo Tomé o Brig López)	130	GN	Jul-15
CC	Cierre a CC Campana II (Belg II)	280	GN	Mar-16

Tabla 14. Ingreso de equipamiento a partir de oct 2012.
Fuente: Elaboración propia a partir de diversos informes de Mercado.

En cuanto a generación a partir de fuentes renovables, como se indica en 10 [Marco de las Fuentes](#), (punto IV 10.1) de los 1.015 MW contratados, tras dos años, ingresaron a operación aproximadamente 83,2 MW (Parques Rawson I y II). Se estima que las necesidades crecientes del sistema hacen que se duplique este ritmo. Es decir se asume un ingreso de aproximadamente 100 MW eólicos por año.

En cuanto a la generación con biomasa, se considera que del complicado panorama del mercado de hidrocarburos sobreviene un desarrollo sostenido de este tipo de generación. De ese modo se incorporarían al MEM aproximadamente 1.000 MW a partir de biomasa hasta el 2030. Actualmente no hay unidades de este tipo operando comercialmente.

Como se indicara se está llevando adelante la construcción de Punta Negra, una central hidroeléctrica de 60 MW en la provincia de San Juan. Se prevé su ingreso en agosto de 2015. Con la [Resolución SE 762/2009. Programa Nacional de Obras Hidroeléctricas](#), se relanzó el desarrollo de estas unidades. Como se detalla en anexo, varios de estos proyectos han tenido avances en el proceso de licitación. Sin embargo, por diversas razones, aún no se adjudica ninguna de estas obras.

Proyectos hidroeléctricos probables						
Provincia	Proyecto	Potencia [MW]	Energía [GWh/año]	Inversión [US\$ millones]	Plazo [años]	Ingreso previsto
San Juan	Punta Negra	65	300	496,1	4,67	01/08/2015
Binacional	Aña Cua	280	1.900	500	4	2015
Neuquén	Chihuidos I	637	1.750	1.400	5	2014
Santa Cruz	Pte. N. Kirchner	1.140	3.300	3.850	5	2015
Santa Cruz	Gdor. Cepernic	600	1.700		5	2016
Mendoza	Los Blancos I	324	900	850	6	2016
Mendoza	Los Blancos II	119	389			2016
Binacional	Garabí	1.152	5.970	2.728	5	2016
Neuquén/Río Negro	Michihuao	621	2.869	1.200	7	2019
Binacional	Panambí	1.048	5.475	2.475	5,5	2017
Chubut	La Elena	102	649	133,7	4	2020
Chubut	Frontera II	80	419	138,4	4	2019
Chubut	La Caridad	64	273	104,9	4	2021
Neuquén	La Rinconada	200	860	287,1	4	2021
Mendoza	El Baqueano	190	453	273,5	5	2018
Neuquén	Collón Curá	376	1.492	522,5	4	2020
Neuquén	Chihuidos II	234	1.075	1.400	5	2017
Misiones y Corrientes	Corpus	2.880	21.000	2.400	6	2020
total		9.767	48.574	17.763		

Tabla 15. Proyectos hidroeléctricos.

Fuente: Elaboración propia a partir de diversos informes de Mercado.

Se asume que las difíciles condiciones macroeconómicas implicarán tanto retrasos en los plazos previstos que los incrementarán en un 30%, como limitaciones a la capacidad económica del Estado de sobrellevar estos proyectos.

A partir de suponer erogaciones iguales a lo largo del período de obra (incrementado el 30% precitado), se considera se podrá llevar adelante simultáneamente proyectos que impliquen anualmente un compromiso total del orden de US\$ 1.000 millones.

Algo análogo se propone para el sector nuclear. El financiamiento para llevar adelante la extensión de la vida útil de Embalse y la puesta en marcha de Atucha II se sostiene desde un contrato en el marco de la res SE 200/09, se supone que se optará por el mismo camino para la extensión de la vida útil de Atucha I. Con ello, el Estado podría llevar adelante una cuarta unidad nuclear. Se estima un plazo de ocho años para una generación de 1.100 MW (2024). El desarrollo de la industria local y las difíciles condiciones de abastecimiento impulsarían la construcción de nuevas unidades (1.200 MW en 2028 y 1.400 MW en 2032). Esto supone reducir a seis años el plazo de construcción y luego a cuatro para unidades de mayor envergadura.

Por otra parte se está llevando adelante un proyecto de un prototipo nacional de reactor de módulo intermedio llamado CAREM. Se estima que la primera unidad de 30 MW entraría en operaciones en 2016. Ésta experiencia permitiría la construcción de unidades progresivamente de mayor porte. Se estima ingreso de una de 100 MW (2020), dos unidades de 250 MW (2023 y 2026) y en 2030 una máquina de 300 MW.

2. AMPLIACIONES DE DE TRANSMISIÓN.

Como se señalara, el Consejo Federal de la Energía Eléctrica (CFEE) es el principal impulsor de obras de transporte eléctrico en el SADI. Dentro de las obras propuestas por el CFEE, a través del Plan Federal de Transporte Eléctrico y que la Secretaría de Energía validó a través de la res SE 700/2011 están:

Línea 500 kV

- Rincón – Resistencia. 270 km.
- Río Coronda – Rosario Oeste. 70 km.
- Río Diamante – Charlone. 500 km. y E.T. 500/132 kV
- Bahía Blanca – Vivoratá (Mar del Plata). 400 km. y E.T. 500/132 kV.
- Vivoratá (Mar del Plata) – Abasto. 350 km.
- Choele Choel – Bahía Blanca. 350 km.
- Puerto Madryn – Choele Choel. 350 km.

E.T. 220 kV Oscar Smith.

Compensación Serie Interconexión Comahue – Cuyo, en E.T. El Cortaderal.

Nuevo Acceso a GBA desde E.T. Charlone.

Interconexión 220 kV Río Grande – Ushuaia. 230 km.

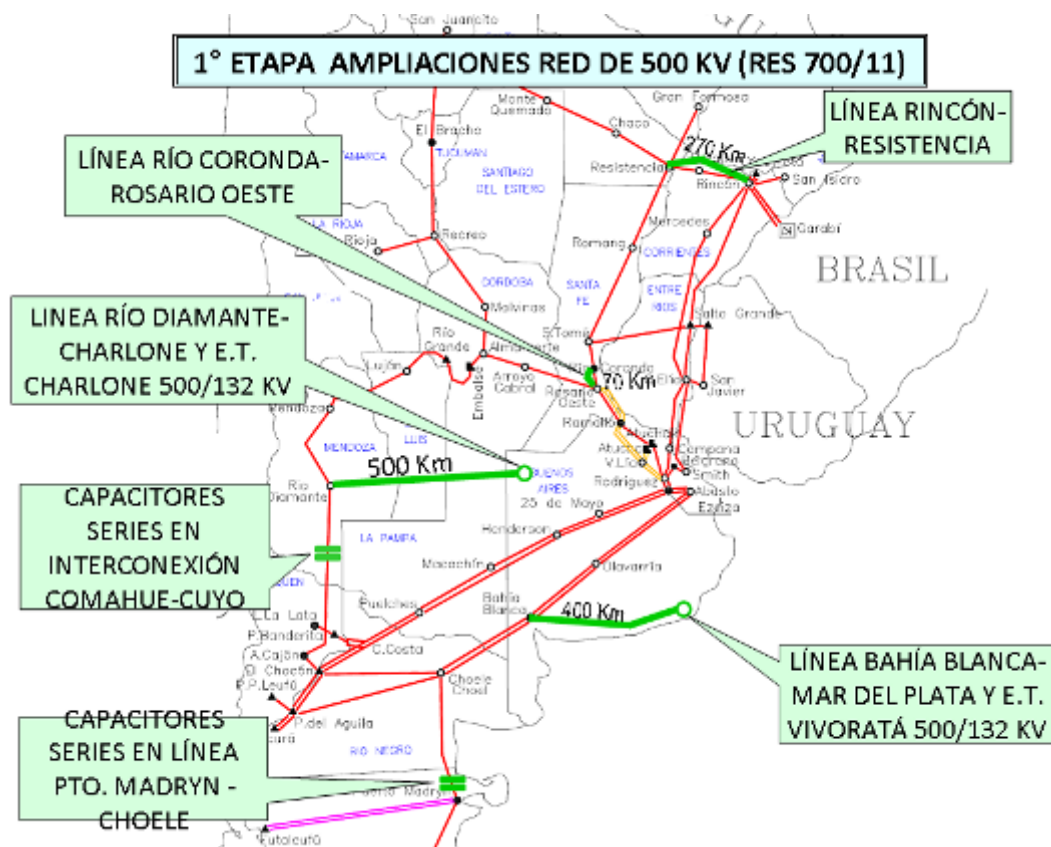


Ilustración 69 Obras de transporte previstas para el período 2012-2015. Primera etapa.
Fuente: Res. SE 700/11

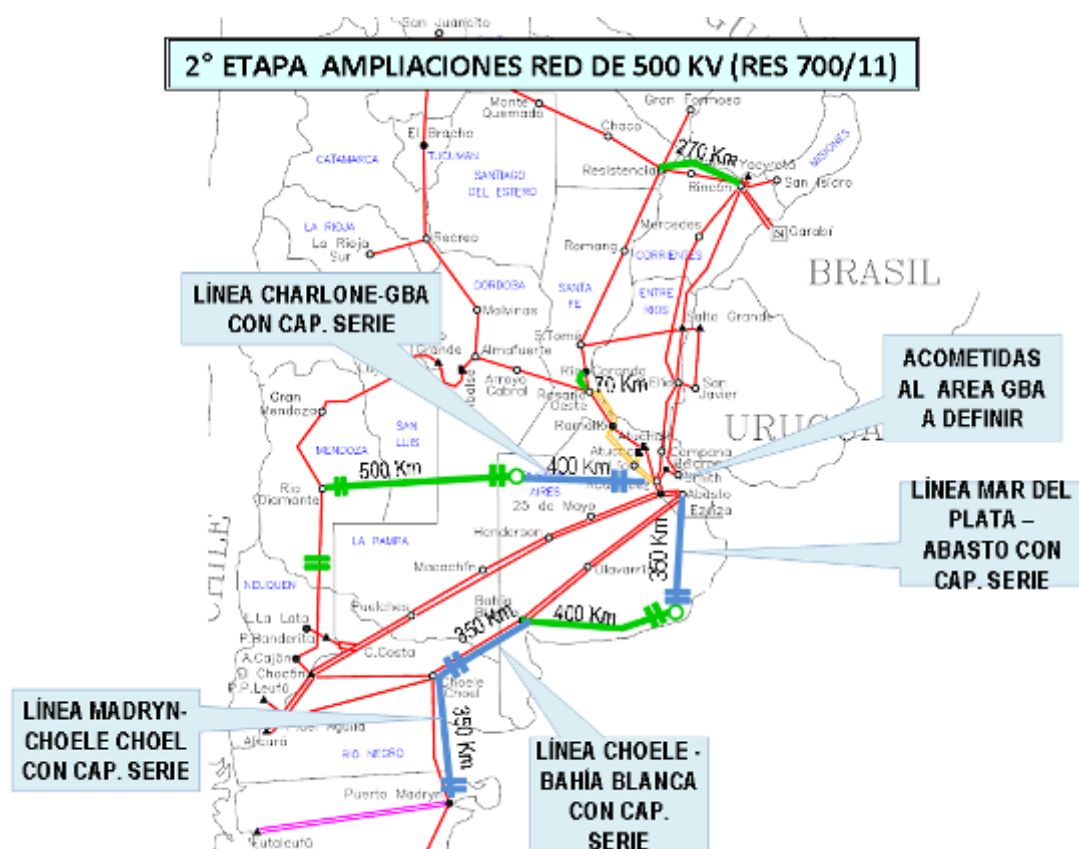


Ilustración 70 Obras de transporte previstas para el período 2012 2015. Segunda etapa.
Fuente: Res. SE 700/11

Adicionalmente se prevé la expansión necesaria para la generación ingresante.

También, dentro del Plan Federal, se tiene una serie de obras de ascendencia local (ampliaciones de transformación, líneas en 132 kV, etc.) cuyos efectos no provocan alteraciones relevantes sobre la operación del MEM.

3. EVOLUCIÓN PROBABLE DEL SECTOR ELÉCTRICO.

3.1. ANTECEDENTES DE PREVISIONES EFECTUADAS

Previsiones efectuadas de ingreso de generación térmica frente a lo realizado				
Previsión 2008-2010	Resolución	Potencia [MW]		
		2008	2009	2010
Previsión 2008-2010	Acuerdo Nación prov (res.SE 220/07)		374	144
	Decreto PEN 938		800	840
	E. Distribuida (res.SE 1836/07)	177		
	FONINVEMEN (res. SE 712 /04)	1.000	600	
	Serv Energía Plus (res.SE 1281/06)	380	560	
				4.875
Central	Resolución	Previsto	Real	retraso [meses]
CC Termoandes	Serv Energía Plus (res.SE 1281/06)	Ene-08	Ago-08	7
TGs Belgrano	FONINVEMEN (res. SE 712 /04)	Abr-08	Jun-08	2
CC Patagonia	Serv Energía Plus (res.SE 1281/06)	May-08	Jul-10	26
TGs Timbues	FONINVEMEN (res. SE 712 /04)	Jun-08	Ago-08	2
TGs Maranzana	Serv Energía Plus (res.SE 1281/06)	Ago-08	Nov-08	3
TG Güemes	Serv Energía Plus (res.SE 1281/06)	Ago-08	Sep-08	1
TG Genelba	Serv Energía Plus (res.SE 1281/06)	Ago-08	Ago-09	12

Energ Distribuida (177 MW)	Energ Distribuida (res.SE 1836/07)	2008	2008	0
CC Dolavon	Serv Energía Plus (res.SE 1281/06)	Ene-09		
TG Sudoeste	Decreto PEN 938	Ene-09		
TG Necochea	Decreto PEN 938	Ene-09		
CC Belgrano (Campana)	FONINVEMEN (res. SE 712 /04)	May-09	Ene-10	8
CC Timbues	FONINVEMEN (res. SE 712 /04)	Jun-09	Feb-10	8
CC Loma de la Lata	Serv Energía Plus (res.SE 1281/06)	Jul-09	Dic-11	
TGs en Campana (res SE 220/07)	Decreto PEN 938	Ago-09		
Villa Gesell	Acuerdo Nación prov.(res.SE 220/07)	Ago-09	Jul-11	23
TGs Pilar	Acuerdo Nación prov.(res.SE 220/07)	Nov-09	Ago-10	9
TGs Ensenada Barragán	Decreto PEN 938	Mar-10	Abr-12	25
CC Pilar	Acuerdo Nación prov.(res.SE 220/07)	Jul-10	Ene-12	18
TG Santo Tome	Decreto PEN 938	Ago-10	Ago-12	24
Retraso medio ponderado [meses]: 12				
Potencia No ingresada		Hasta año	2011	2012
		[MW]	2.160	700
			44 %	14 %

Tabla 16. Previsiones efectuadas frente tiempos ejecutados.

Fuente: Elaboración propia a partir de diversos informes de Mercado.

En lo que hace a generación hidroeléctrica, para Yacyretá oportunamente se indicó que en 2009 se lograría Cota 80 (+ 200 MW medios adicionales). Se elevó en junio 2010. Análogamente se preveía que en 2010 se alcanzaría la Cota 83 (+250-300 MW medios adicionales). Ésta se elevó en Abril 2011. El gráfico siguiente presenta las diferencias en las previsiones de ingreso son históricas:

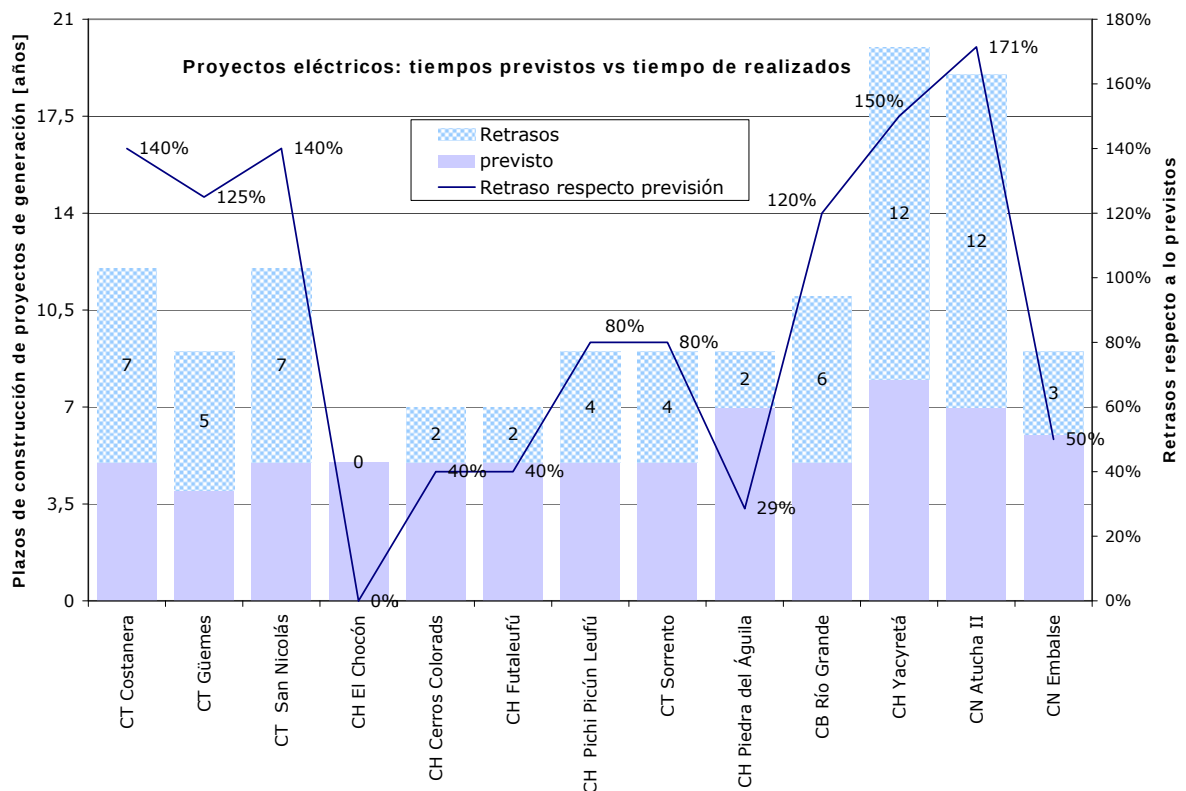


Ilustración 71 Previsiones efectuadas frente tiempos ejecutados.

Fuente: Elaboración propia a partir de gráfico II 2, página 92 de Transformación del sector eléctrico argentino.
Ing. Carlos Manuel Bastos y Dr. Manuel Abdala.

3.2. APORTES DE TECNOLOGÍAS INDEPENDIENTES DE LOS HIDROCARBUROS

3.2.1. GENERACIÓN NUCLEAR

Las hipótesis formuladas implican que el primer aporte significativo desde esta tecnología ocurre en 2019.

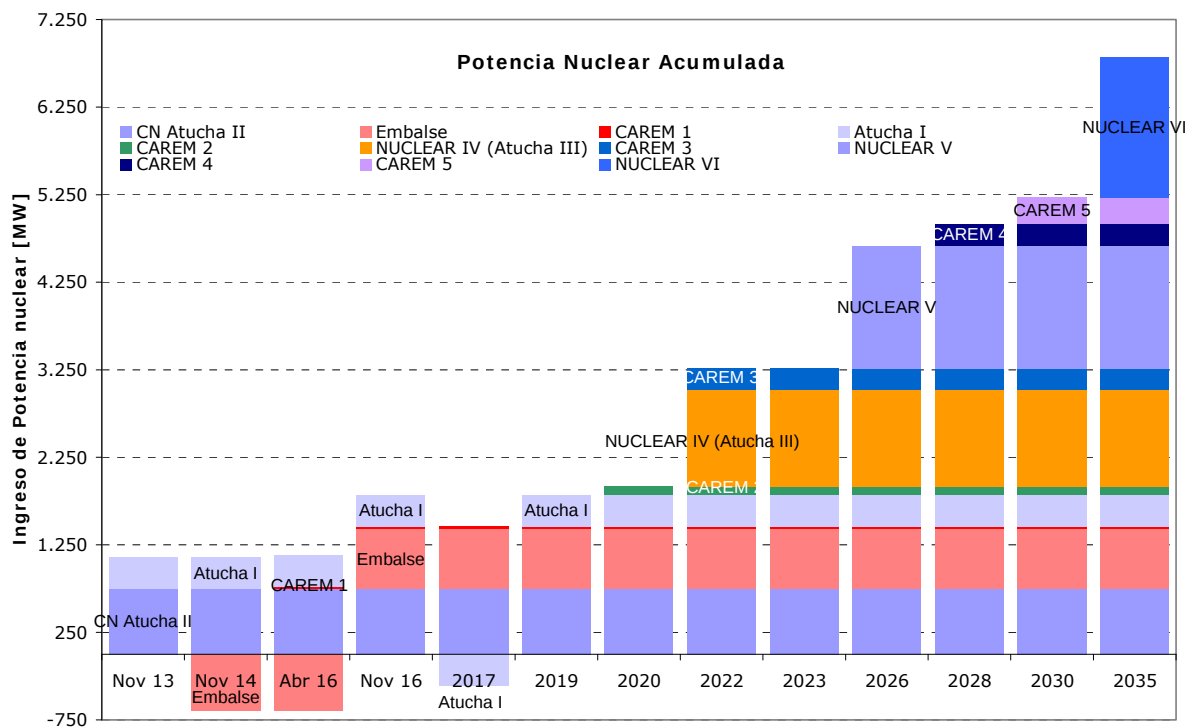


Ilustración 72 Aporte de la generación nuclear para el período 2012-2035.

Fuente: Elaboración propia a partir de diversos informes de Mercado.

3.2.2. GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA

Las asunción de erogaciones del orden de US\$ 1.000 millones implican un esfuerzo importante para la sociedad argentina:

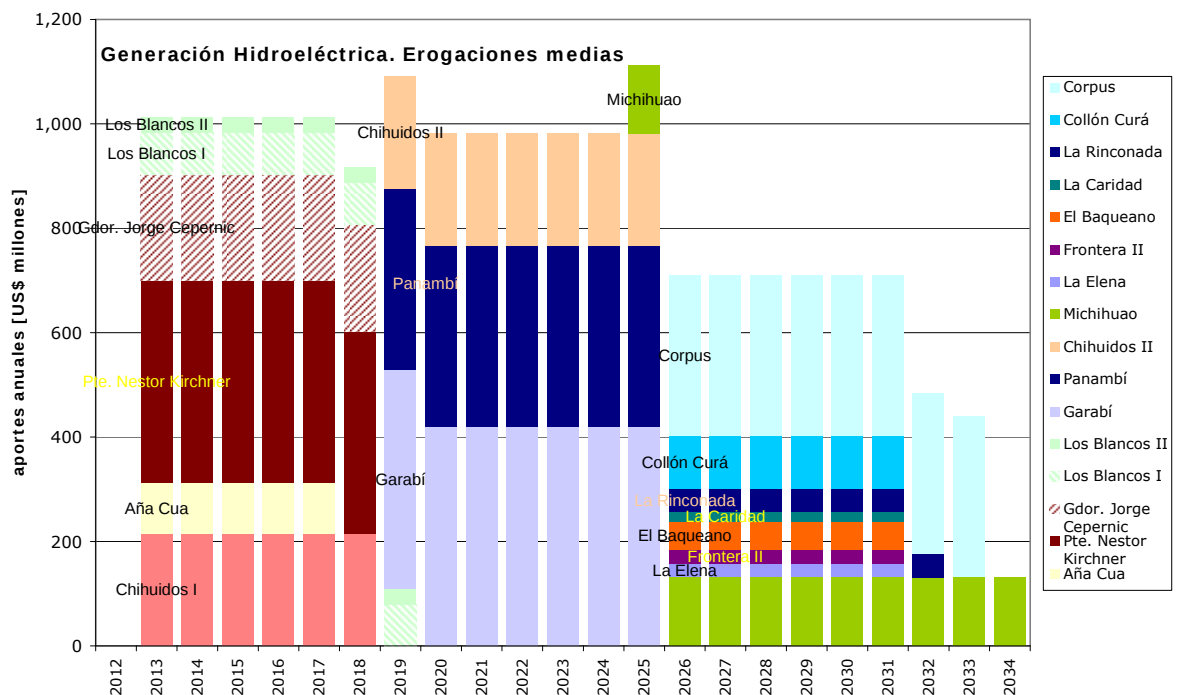


Ilustración 73 Aportes del Estado Nacional para el desarrollo de la generación hidroeléctrica entre 2012-2035.

Fuente: Elaboración propia a partir de diversos informes de Mercado.

Este esfuerzo se coronaría con ingresos de unidades que permitirían prácticamente duplicar la capacidad hidroeléctrica actual

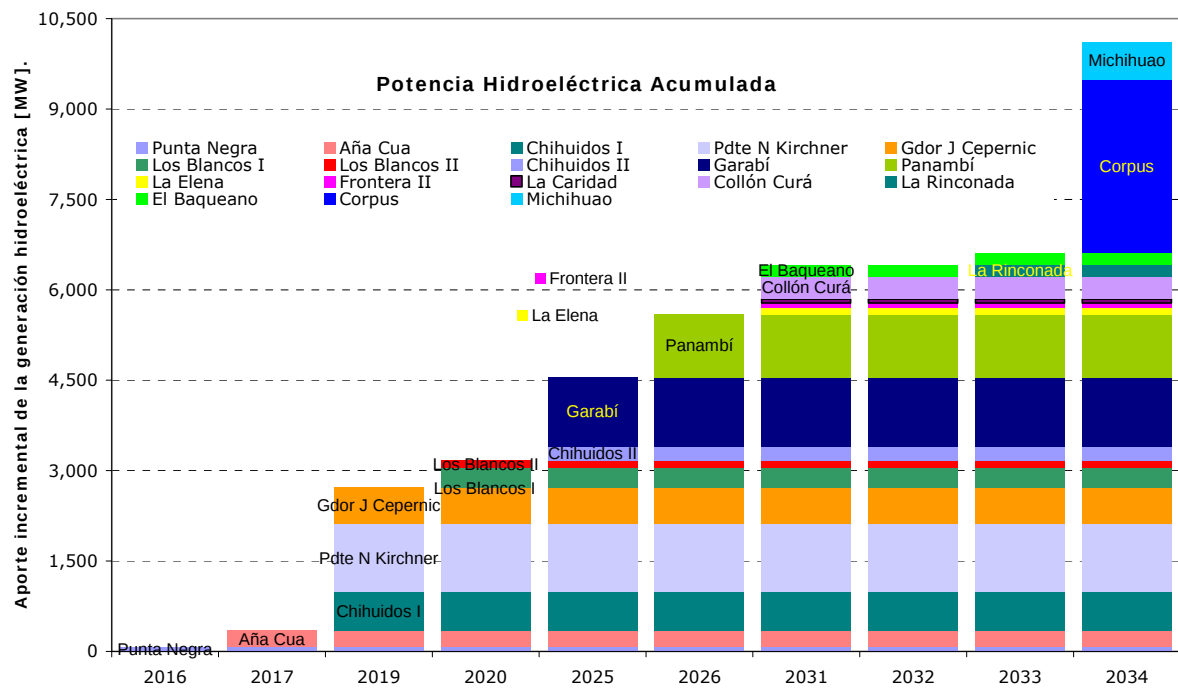


Ilustración 74 Aporte de la generación hidroeléctrica para el período 2012-2035.

Fuente: Elaboración propia a partir de diversos informes de Mercado.

3.2.3. GENERACIÓN A PARTIR DE FUENTES RENOVABLES

A pesar de duplicar el ritmo de incorporación eólica actual y de sumar casi 1.000 MW en generación a partir de biomasa (tecnología que en 2012 no se emplea para generación eléctrica comercial), no se alcanzaría la meta impuesta por la ley, en cuanto a que para el 2016 se cubra el 8% de la demanda con estas fuentes.

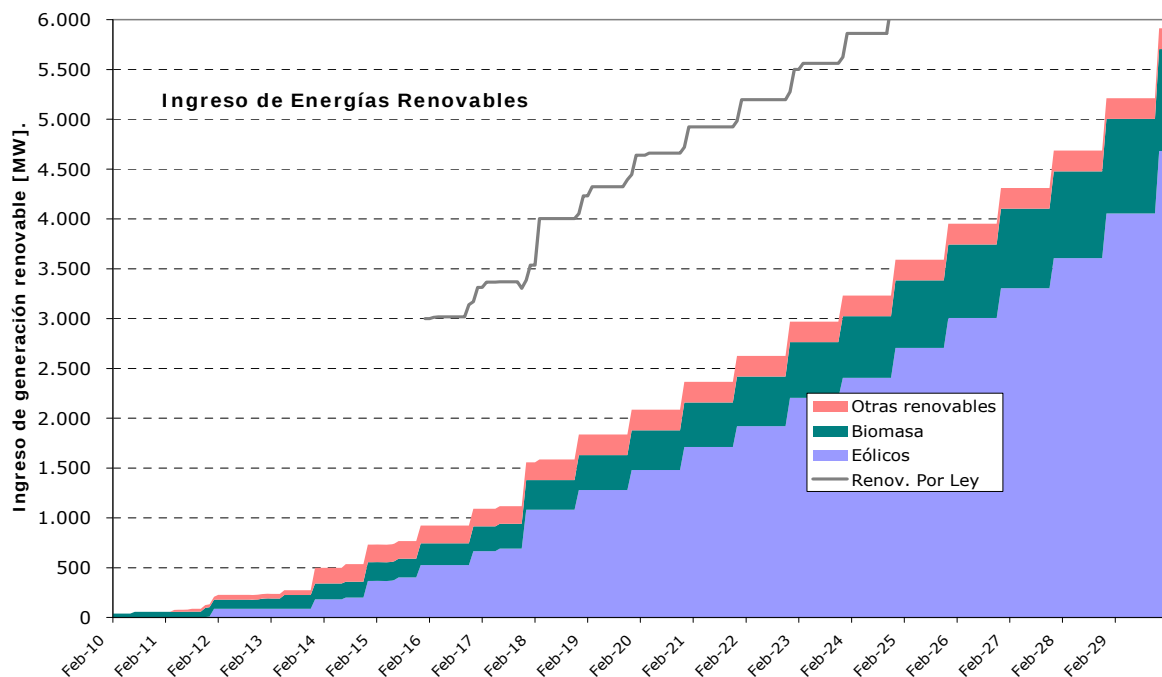


Ilustración 75 Aporte 2010-2031 de la generación renovable y estimación de potencia equivalente al límite establecido por la Ley 26190.

Fuente: Elaboración propia a partir de diversos informes de Mercado.

3.3. CUBRIMIENTO DE LA DEMANDA

Si se reúne las hipótesis precitadas, se tiene el siguiente panorama futuro.

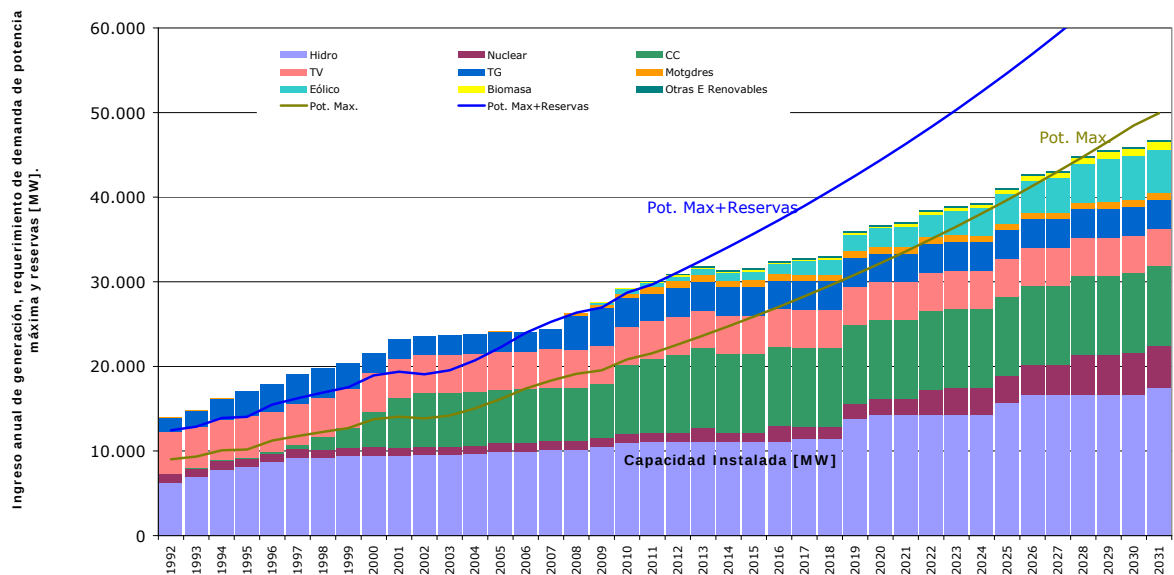


Ilustración 76 Evolución desde 1992 a 2031 de la capacidad instalada, de la demanda máxima de potencia y de ésta con la adición de reservas.

Fuente: Elaboración propia en base a datos de mercado.

Como se indicara en V 1.3 Demanda de potencia máxima, el sistema necesita, para la composición del parque de los últimos años, por lo menos un 38% más de capacidad instalada respecto de la demanda de potencia máxima prevista. Bajo este concepto la oferta supuesta no alcanza el mínimo determinado como la demanda hipotética más las reservas. Esto determina que deban definirse proyectos de modo de cubrir esta brecha.

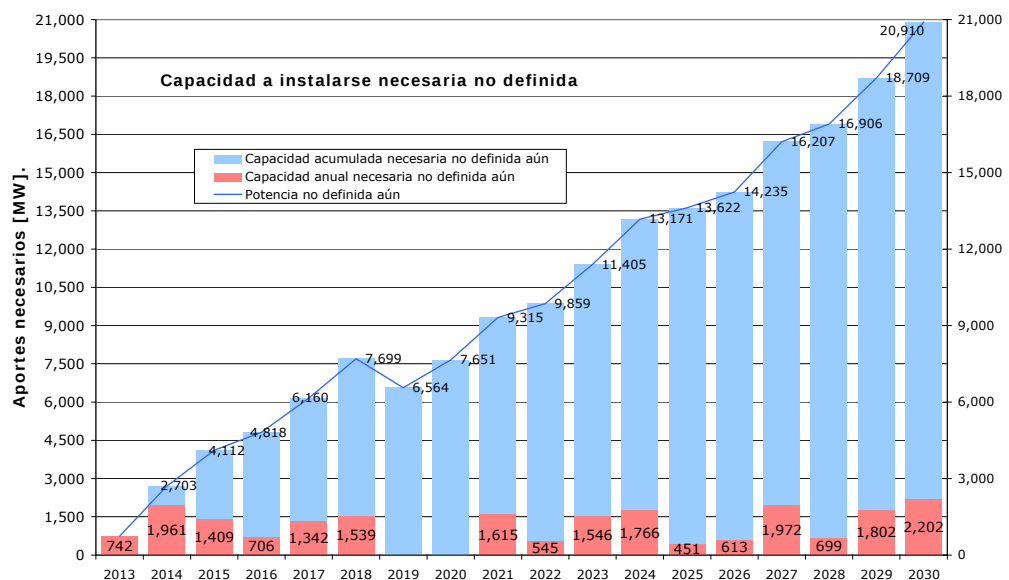


Ilustración 77 Evolución de la capacidad instalada sin definir.

Fuente: Elaboración propia en base a datos de mercado.

Las previsiones asumidas implicarían inversiones del orden de US\$ 8.500 millones hasta el año 2015. A pesar del esfuerzo que la sociedad argentina llevaría adelante, el abastecimiento requiere de un aporte adicional del orden de US\$ 4.000 millones para cubrir la demanda propuesta. Es decir, la tendencia actual, aún sin analizar la dimensión del combustible, en cuanto a crecimiento de la oferta no resulta sustentable.

IX OFERTA DE GAS NATURAL

1.1. PERSPECTIVAS

Suponiendo que la demanda se mantiene en valores similares a los actuales se necesitarán, hacia el año 2013, 15.000 Mm³ que representan, en promedio, 40 Mmcd de gas o el equivalente de gas oil y fuel oil. Sin embargo, la evolución tecnológica de los últimos años y la reducción de precios en licuefacción, transporte y regasificación del gas natural hace suponer que el GNL será la fuente de aprovisionamiento a la que se recurrirá, sobre todo para el sector eléctrico.

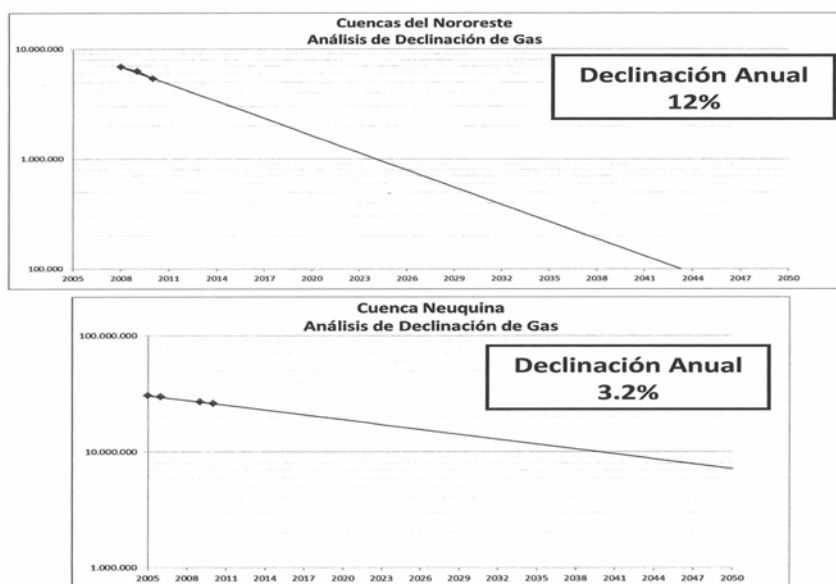
Es altamente probable que lo que hoy es un suministro reducido de logística precaria⁵⁶, se consolide en plantas de regasificación que terminen inyectando en forma permanente al sistema de gasoductos. El precio del GNL se volverá el precio del sustituto en la frontera de indiferencia que a su vez determinará el precio del gas hacia adentro descontando el costo de transporte. Esta metodología de cálculo se la conocen como "*net back value*". Las inversiones requeridas para esto harán que maximice la producción local y el empleo de infraestructura existente.

2. GAS CONVENCIONAL, PERSPECTIVAS DE PRODUCCIÓN.

Diferentes autores⁵⁷ sostienen que una vez superado el máximo, la producción comienza a decrecer con una tasa de declinación simétrica a los incrementos producidos para alcanzar ese máximo. Es decir, si como sostienen algunos autores, en el año 2000⁵⁸ fue el de Producción Global Pico, la producción Mundial del 2020 será la misma que la de 1980.

Bajo este marco teórico la oferta de hidrocarburos convencionales de producción doméstica será declinante, más allá del precio.

2.1. ANÁLISIS DE DECLINACIÓN.



Un importante referente presentó al Departamento de la Unión Industrial Argentina su visión de la provisión de gas. En ella indicó por yacimiento los aportes realizados y los esperados. Este detalle se presenta en [EAnexo Oferta de gas natural: \(página 44\)](#) Ésta puede resumirse en la [Tabla 17](#): Los proyectos potenciales de incremento productivo de gas de corto plazo producirían un impacto neto importante aunque no sustentable en el tiempo: son proyectos de aceleración. Finalmente concluye presentado la [Ilustración 80](#):

Ilustración 78 Perspectivas de declinación Cuenca Neuquina y Noroeste.
Fuente: Presentación a la UIA

⁵⁶ En la actualidad se importa GNL, empleando un barco para la regasificación.

⁵⁷ Matthew Savinar: "La vida luego del colapso petrolero", informe actualizado a junio 2005 y Adam Grubb: "Peak Oil Primer", 20 de octubre 2011.

⁵⁸ Esta es una fecha estimada por Savinar. Información más actualizada comprueba que el Peak Oil en el mundo se ha dado en el 2004 aprox. En EE UU se dio en 1970 (King Hubbert) y en Argentina se estima que se ha dado en 1998, ver [Ilustración 61](#) Evolución de la producción de gas y petróleo.

Fuente: Elaboración propia.

Disponibilidad máxima promedio de gas de yacimientos que abastecen a los diferentes sistemas [Mm ³ /día]								
Cuenca	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Noroeste	18	19	19,1	17	14,4	12,1	10,2	9,4
Neuquina	78,8	79,2	76,1	68,4	63,1	61,2	58,5	55,8
Sur	35,6	32,8	34,6	36,7	39,1	36,9	39,1	38,1
Total Producción argentina	132,4	131	129,8	122,1	116,5	110,2	107,8	103,2
Variación	-4,6	-1,4	-1,2	-7,7	-5,7	-6,2	-2,5	-4,06

Tabla 17. Perspectivas de declinación de las diferentes cuencas.

Fuente: Presentación a la UIA

En resumen, la proyección de esa compañía resulta en una declinación de la producción local de gas convencional de 5,3% si se pondera por la participación relativa de esas cuencas.

Este análisis es coincidente con los datos que publica la Secretaría de Energía:

Incremento de la producción respecto al año anterior						
Cuenca	Noroeste	Cuyana	Neuquina	S Jorge	Austral	Medio
2000	14%	-4%	12%	11%	7%	11,0 %
2001	11%	0%	-1%	84%	0%	10,2 %
2002	1%	158%	-1%	-27%	-2%	-2,2 %
2003	7%	-58%	16%	-6%	2%	10,3 %
2004	-11%	-21%	6%	7%	1%	2,8 %
2005	-5%	0%	-5%	12%	6%	-1,4 %
2006	-1%	-4%	-1%	7%	6%	0,8 %
2007	-3%	-6%	1%	7%	-9%	-1,1 %
2008	1%	-1%	-2%	1%	-2%	-0,9 %
2009	-9%	3%	-8%	5%	9%	-3,6 %
2010	-14%	-1%	-4%	1%	5%	-2,4 %
2011	-15%	4%	-3%	-7%	4%	-3,1 %

Tabla 18. Evolución porcentual de los Aportes por cuenca.

Fuente: Elaboración propia con datos de Secretaría de Energía

Es decir, con los datos que publica la Secretaría de Energía la reducción de los aportes del gas convencional entre 2011 y 2010 es de 3,1%, con tendencia creciente.

El 5 de junio de 2012, la nueva conducción de YPF presentaba los Avances del Nuevo Plan Estratégico de la compañía. En la transparencia 3 se estima un decrecimiento del 6%.

2.2. PERSPECTIVAS ASUMIDAS.

La declinación de la oferta de gas parece ser originado desde multiplicidad de factores, entre los cuales los geológicos y los políticos económicos desarrollan un rol determinante.

Dado lo sostenido de la tendencia se modela una declinación del 5% en los próximos años. Luego esta caída se morigeraría fruto de condiciones macroeconómicas mejores para el sector, desde 2016 la declinación se asume del 3%. Por ultimo, se adopta que la declinación se detiene a partir en 2025.

Hipótesis Producción local Gas Convencional	
Hasta	
2015	-5%
2025	-3%
Luego	0%

Tabla 19. Hipótesis de declinación asumidas.

En función de lo detallado en VI 1.4 Resumen de herramientas disponibles para generación eléctrica: se asume que a 2012 el aporte del gas no convencional es nulo.

3. HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES.

Se denomina hidrocarburo no convencional (petróleo no convencional o gas no convencional) al que no puede obtenerse por mera extracción —con o sin ayuda de bombeo— de un reservorio subterráneo donde se encuentra en estado relativamente puro, con alta concentración y movilidad. La denominación no convencional diferencia a estos hidrocarburos de los obtenidos por los métodos de uso generalizado durante el auge de los hidrocarburos en el siglo XX. Las tecnologías de extracción de hidrocarburos no convencionales no son necesariamente novedosas —algunas de ellas son muy antiguas—, pero sí más costosas. Por esta razón su uso ha comenzado a generalizarse recién cuando el progresivo agotamiento de los yacimientos convencionales de hidrocarburos, con considerable aumento de su costo, ha hecho rentable el uso de métodos más complejos de producción. El término hidrocarburo no convencional es poco afortunado ya que no convencional no es un rasgo intrínseco del hidrocarburo, sino de la fuente de donde se extrae, sea ésta un material o un yacimiento.

En diciembre del 2010 YPF anunció que habían detectado 4,5 TCF de “*Bight gas*”, en el área de Loma de La Lata (Neuquén). En mayo del 2011 YPF volvió a anunciar alentadores resultados en el área de Vaca Muerta, identificando posibilidades de recursos de “*shale gas*”.

A fines del 2011 Exxon Mobil acordó con la empresa canadiense Americas Petrogas Inc, explorar reservas no convencionales en Argentina, en el área de Los Toldos (Neuquén).

En este sentido y según un informe elaborado a pedido de la *US Energy Information Administration*, —que tomó estado público en abril de 2011—, ubica a la Argentina en el tercer lugar de recursos del ranking mundial de *shale gas*, técnicamente recuperables con 774 TCF, detrás de China (1.275) y Estados Unidos (827), pero antes de México (681), Australia (396), Canadá (388), Libia (290), Argelia (230) y Brasil (226). La cuenca argentina con mayores posibilidades es la neuquina, donde se destaca la formación geológica denominada Vaca Muerta.

3.1.1. TIGHT GAS.

Se conoce como *Tight gas* o gas en arenas compactas al presente en yacimientos de baja porosidad y baja permeabilidad. Los yacimientos son generalmente formaciones areniscas, aunque también se puede encontrar en formaciones calizas.

Muchas veces estas formaciones geológicas son similares a los yacimientos convencionales, de manera que no hay una separación clara entre los dos tipos de yacimiento. La definición estándar para un yacimiento de arenas compactas es aquel que tiene una roca matriz con una porosidad menor del 10% y una permeabilidad menor o igual a 0,1 millidarcy. La baja permeabilidad se debe a la naturaleza de los sedimentos y a la compactación de los mismos. La producción de gas de un yacimiento de arenas compactas es menor que la de un yacimiento convencional, y para recuperar el gas, se deben perforar un número mayor de pozos. Además, requieren técnicas de fracturación múltiple para obtener cantidades significativas de gas.

La exploración de los yacimientos de arenas compactas se diferencia de los yacimientos convencionales en que pueden ser reservorios continuos, consistentes en una capa de sedimentos saturada de gas o petróleo. Los yacimientos convencionales tienen fronteras mucho más definidas, y además suelen tener contacto con un acuífero en su parte inferior. La mayoría de los yacimientos no convencionales están saturados con gas, en lugar de petróleo.

Aunque algunos yacimientos continuos pueden encontrarse a poca profundidad, la mayoría se encuentran situados a grandes profundidades, de 3.000 metros o superiores. Una de las claves para producir estos vastos recursos es localizar áreas y pozos de producción donde abunden las fracturas naturales (conocidos como puntos “dulces” – *sweet spots*). La distribución, orientación y densidad de estas fracturas es clave para la planificación y construcción de los pozos de perforación en estos yacimientos. La identificación de las mejores localizaciones para los pozos de perforación requiere un conjunto de técnicas de evaluación, como las técnicas de interpretación sísmica. Salvo en los casos de encontrar fracturas naturales, prácticamente todos los yacimientos de arenas compactas requieren técnicas de estimulación hidráulica para obtener una producción de gas rentable.

3.1.2. SHALE GAS.

Se conoce como gas en esquistos o *shale gas* al que se encuentra en yacimientos compuestos predominantemente por esquistos o pizarras (una roca sedimentaria de grano que se fractura fácilmente en láminas finas y paralelas).

Los esquistos tienen poca permeabilidad, por lo que la producción de gas en cantidades comerciales requiere técnicas de fracturación para aumentar la permeabilidad. Mientras que un pozo en un yacimiento Qatari puede producir unos 4 millones de metros cúbicos al día, un poco en esquistos, sin estimulación, puede producir sólo 0,15 millones de m³ al día.

El gas de esquistos ha sido producido durante décadas en las zonas con fracturas naturales; la expansión del gas de esquistos en los últimos años se debe a los éxitos de la tecnología de la fracturación hidráulica para crear extensas fracturas artificiales alrededor de los pozos de exploración. La perforación horizontal también se emplea en las cuencas de esquistos, con longitudes laterales de hasta 3000 metros, con vistas a conseguir la máxima superficie de contacto entre el pozo de perforación y la capa donde está almacenado el gas.

Al contrario que la producción de gas convencional, la producción de gas de esquistos no está limitada a trampas o estructuras en las que puede estar confinado el gas, sino que el estrato en el que está confinado el gas se extiende sobre amplias zonas geográficas. En Estados Unidos, la extracción del gas natural de las formaciones de esquistos comenzó en los primeros tiempos del desarrollo de la producción de gas. Sin embargo, muchos de estos pozos nunca consiguieron producir cantidades apreciables de gas. El gas de esquistos es actualmente el sector energético de crecimiento más rápido en los Estados Unidos, impulsado por los avances en la tecnología y la presencia de amplias cuencas de producción.

3.2. EXPECTATIVAS PARA VACA MUERTA.

El 8 de febrero de 2012 REPSOL YPF informó a la Comisión Nacional de Valores sobre los recursos y reservas no convencionales en la formación Vaca Muerta. Indicó que la evaluación técnica de las reservas probadas cumple con los criterios formales exigidos por la Comisión Nacional de Valores de Argentina y la *Securities and Exchange Commission* (SEC) de Nueva York. Igualmente, la evaluación de los recursos contingentes y prospectivos cumple con los criterios formales exigidos por la Comisión Nacional de Valores de Argentina y los lineamientos del *Petroleum Resources Management System* de la *Society of Petroleum Engineers*. Además agrega:

"Los estudios han determinado, en un área de 1.100 km² una estimación de recursos contingentes asociados de 1.115 Mbbl de petróleo y 410 Mbep de gas, es decir, un total de 1.525 Mbep.

El desarrollo del área delineada por YPF, en 1.100 km², con unos recursos contingentes brutos de 1.525 Mbep, podría hacer posible incrementar en un 50% la producción actual de petróleo de Argentina. Para ello sería necesario acometer un plan de inversiones (100% de interés) de unos 28.000 millones de dólares en los próximos años para la realización de casi 2.000 pozos productivos de petróleo, para lo cual serían necesarios 60 equipos de perforación adicionales a los existentes en el país.

De confirmarse los resultados positivos de los pozos exploratorios en curso en el área de gas, se podría incrementar la producción de gas del país un 50%. Para ello se requeriría, en una primera etapa, perforar más de 1.000 pozos con una inversión superior a los US\$ 14.000 millones en los próximos años, requiriéndose 40 equipos de perforación adicionales a los existentes en el país actualmente⁵⁹.

En caso de resultar exitosa la exploración en toda la formación Vaca Muerta e iniciar inmediatamente el desarrollo intensivo del área, en 10 años se podría duplicar la capacidad de producción de petróleo y gas actual de Argentina. Para ello sería necesario realizar un enorme esfuerzo inversor que alcanzaría los US\$ 25.000 millones por año para poder desarrollar todos los recursos prospectivos existentes"

3.3. PERSPECTIVAS ASUMIDAS.

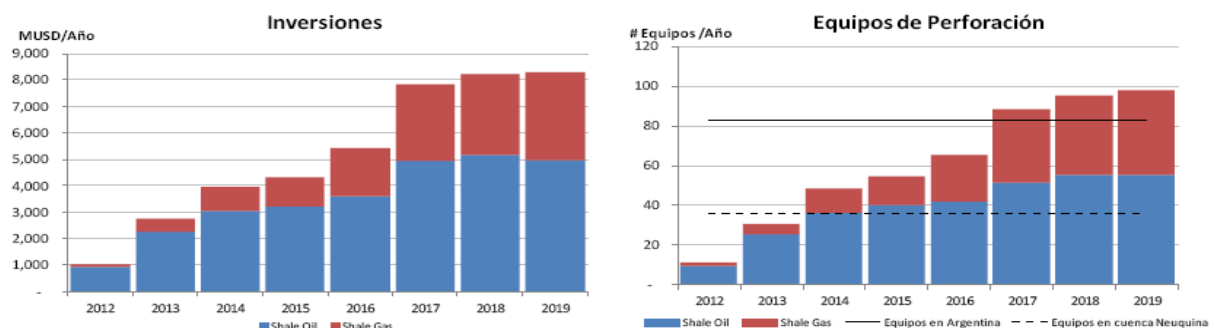


Ilustración 79 Inversiones requeridas para el desarrollo de Gas No Convencional.

Fuente: Presentación YPF.

Según se desprende del comunicado de REPSOL YPF (ver Ilustración 99 Avances del Nuevo Plan Estratégico

⁵⁹ Según datos del IAPG, actualmente el parque argentino de equipos de perforación asciende a 80 unidades.

Fuente: [pág 3 de la presentación del 5 de junio de 2012.](#)), la magnitud del esfuerzo inversor para desarrollar el área para la producción de gas no convencional es enorme: US\$ 14.000 millones en 7 años (área morada de las diversas columnas del gráfico de la derecha).

A esto debe agregarse US\$ 8.000 millones anuales⁶⁰ para el desarrollo intensivo del área (en caso de resultar exitosa la exploración).

En el presente trabajo se asume desarrollar y alcanzar la producción adicional propuesta en un plazo mayor:

Hipótesis Producción local Gas NO Convencional		
[M m ³ /día]	62.36	Incremento Propuesto Repsol YPF
[año]	10	
=>	6.24	[M m ³ /día] por año
Se adopta	50%	
	3.12	[M m ³ /día] por año
Para 2013: 50%	1.56	[M m ³ /día] por año

Tabla 20. Hipótesis de producción de gas no convencional asumidas.

4. PROVISIÓN DESDE BOLIVIA.

La interconexión Argentina Bolivia es una de las más antiguas. El suministro de gas boliviano se redujo para discontinuarse en 1999 (ver [FAnexo Provisión desde Bolivia](#). Pág 45). Los intercambios se reanudaron en 2002, incrementándose desde 2004. En octubre 2006 se formaliza el acuerdo que comprendía envíos progresivos de gas natural boliviano a la Argentina. En 2009 se rubrica una Adenda que define las cantidades diarias contratadas y las cantidades diarias garantizadas 2010 - 2026:

Hipótesis Gas desde Bolivia Acuerdo YPFB- ENARSA									
⁶¹	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
CMD	7,7	11,3	13,6	15,9	19	20,7	23,4	23,9	24,6
DoP	5	7,7	11,6	13,5	16,2	17,6	19,9	20,3	20,9
ToP	5	6,5	10,9	11,7	13,8	15,8	17,9	18,2	18,7
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
CMD	24,6	25,1	25,7	27,7	27,7	27,7	27,7	27,7	27,7
DoP	20,9	21,3	21,8	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5
ToP	18,7	19,1	19,6	21,1	21,1	21,1	21,1	21,1	21,1

Tabla 21. Resumen de volúmenes acordados entre Bolivia y Argentina.

Fuente: Elaboración propia con datos de ENARSA.

Los valores comprometidos por Bolivia se vienen cumpliendo.

4.1. PERSPECTIVAS ASUMIDAS.

Se asume el cumplimiento estricto del contrato, es decir un volumen creciente –cantidad garantizada– que alcanza los 23,5 Mm³ día en 2023:

Acuerdo YPFB- ENARSA							
2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
11,6	13,5	16,2	17,6	19,9	20,3	20,9	21,3
2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
21,3	21,8	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5

Tabla 22. Resumen de hipótesis asumidas respecto a importación desde Bolivia.

Fuente: Elaboración propia con datos de ENARSA.

⁶⁰ Según se indica previamente son necesarios US\$ 25.000 millones para el desarrollo del área para la producción de gas y petróleo.

⁶¹ Donde CMD: Cantidad Máxima Diaria Contractual, DoP: Cantidad diaria garantizada Deliver or Pay (Entrega o Paga para YPFB) y ToP: Cantidad diaria garantizada Take or Pay (Toma o Paga para ENARSA)

5. GAS NATURAL LICUADO.



Ilustración 80 Vista aérea del Puerto de Bahía Blanca (izq.) y del Puerto de Escobar (der.).
Fuente: Presentación YPF ENARSA

El Gas Natural Licuado (GNL) es gas natural que ha sido sometido a un proceso de licuefacción. Este consiste en llevarlo a una temperatura aproximada de $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$ lo que reduce su volumen en 600 veces. En esas condiciones, puede transportarse una cantidad importante de gas en buques llamados metaneros.

Argentina incorpora en 2008 el aporte de GNL. En el puerto de Bahía Blanca YPF y ENARSA acondicionaron las instalaciones para inyectar gas al sistema de transporte a partir de regasificación mediante un buque regasificador. Este permanece anclado en el muelle de la Planta MEGA, ubicado en Puerto Galván en la ciudad de Bahía Blanca, Provincia de Buenos Aires. Una vez regasificado el GNL, el gas natural pasa por un sistema de medición ultrasónico situado en el buque y luego se inyecta a un nuevo gasoducto. El volumen diario de gas regasificado podría llegar a los $11\text{ Mm}^3/\text{día}$. El nuevo gasoducto se interconectaría con el sistema troncal de transporte de TGS. Una vez agotada la carga inicial de GNL del buque regasificador, se importa GNL en otros buques metaneros, realizándose las operaciones de trasvase desde dichos metaneros al buque regasificador.

Como la experiencia resultó exitosa, a principios de 2010 ENARSA e YPF encararon un nuevo operativo de regasificación en Escobar, sobre el río Paraná de las Palmas. El caudal diario regasificado en Escobar y Bahía Blanca ha alcanzado un máximo de $29\text{ }11\text{ Mm}^3/\text{día}$, representando aproximadamente un 20% del consumo nacional.

5.1. PERSPECTIVAS ASUMIDAS.

Se asume que las instalaciones actuales se renegociarán a partir de la finalización de los contratos vigentes (2018) y operarán de manera sostenida al máximo de sus posibilidades ($27\text{ Mm}^3/\text{día}$).

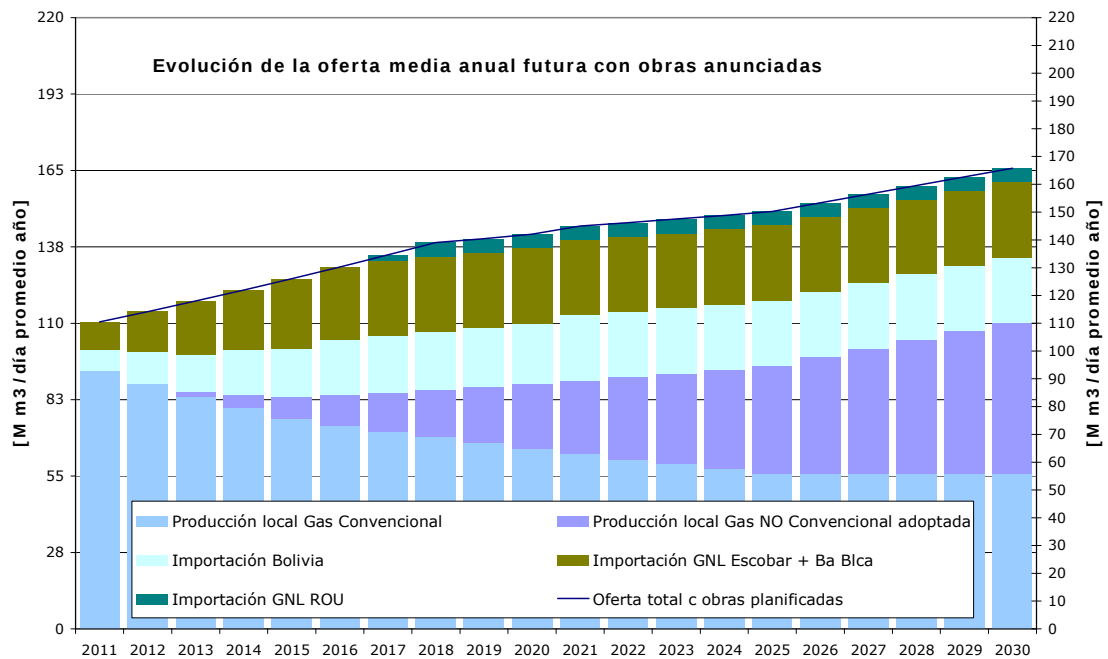
Hipótesis Gas Natural Licuado. Inyección Máxima Diaria			
	Esc Medio Anual	Evaluc del P Invernal	
Escobar +Bahía Blanca	27	30	$[\text{M m}^3/\text{día}]$
ROU	5	5	$[\text{M m}^3/\text{día}]$
Sucesivos	15	20	
tiempo entre plantas		2	años

Tabla 23. Hipótesis de producción de gas natural licuado (GNL).

También en 2018 se adiciona el aporte de una planta en Montevideo (Uruguay) desarrollada en conjunto. En este caso se asume se importará GNL desde Uruguay el máximo acordado $5\text{ Mm}^3/\text{día}$. La planta en Uruguay se basa en un nuevo barco regasificador con capacidad $15\text{ Mm}^3/\text{día}$, se adopta como unidad de expansión para sucesivas incorporaciones.

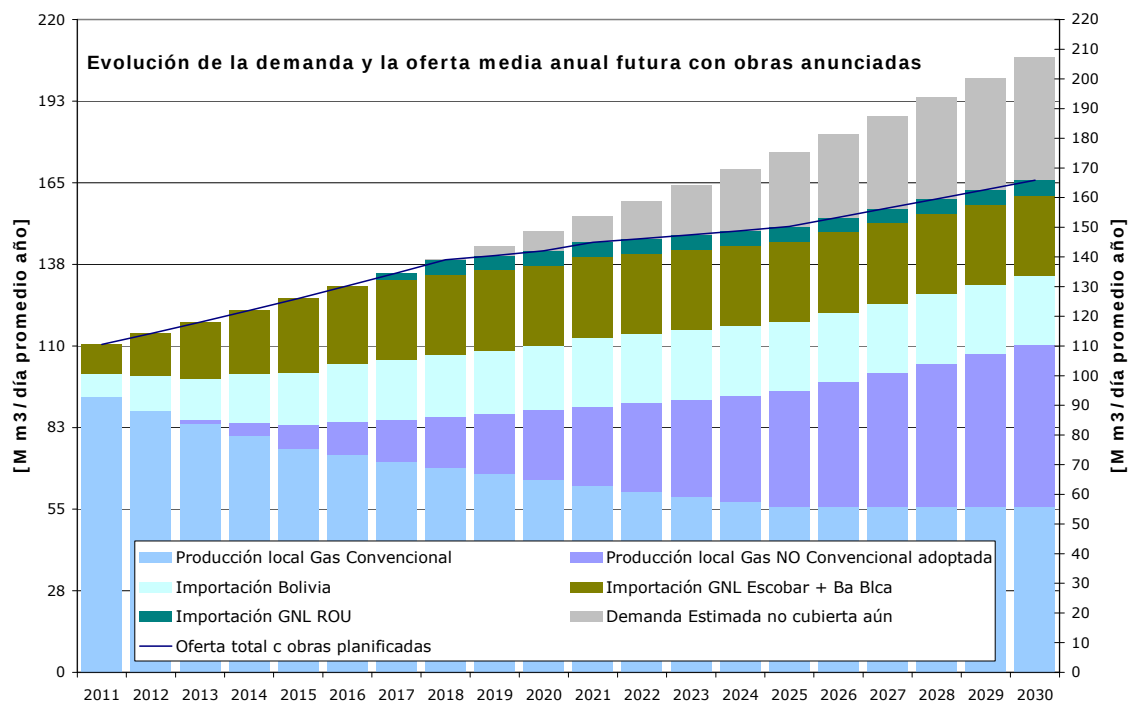
6. PROYECCIÓN DE OFERTA DE GAS NATURAL.

A partir de las hipótesis señaladas se presenta la oferta esperada.



6.1. CUBRIMIENTO DE LA DEMANDA

Si se reúne las hipótesis precitadas tanto en cuanto a la oferta como a las demandas, se tiene un panorama futuro complejo.



A pesar de considerar un escenario optimista (baja tasa de incremento de demanda, operación de la importación sostenida de manera permanente al máximo) se mantiene la relación actual entre oferta y demanda hasta 2018. Es decir se mantiene la ventana de cortes de gas actual. Esto implica sostener el actual nivel de importación de gas oil y fuel oil –con sus consecuencias en lo que hace a logística e impacto en la balanza comercial- A partir de 2018 la demanda no cubierta se profundiza año tras año.

Esa demanda puede ser cubierta con mayor importación de combustibles líquidos o con mayor importación d gas. Este último puede ser importado desde Bolivia o vía GNL.

Si se cubriera la demanda que se prevé a partir de GNL serían necesarias tres nuevas plantas para sostener el mismo nivel de aprovisionamiento de gas. Es decir para mantener desde 2018 la misma relación de gas y alternativo que la demanda tiene a 2012.

De acuerdo a lo que se presentó, la interacción entre la oferta y la demanda proyectada presenta un escenario no sustentable:

Contenido de la sección:

<u>CONTRATOS</u>	
X MERCADO A TÉRMINO	100
1. GRANDES USUARIOS.	100
2. DEFECTOS DE LA HERRAMIENTA REGULATORIA.	102
3. CONTRATOS TRANSFERIDOS. UN CASO EXITOSO.	105
XI CONTRATOS MEM.	106
1. CARÁCTERÍSTICAS.	106
2. FUENTES RENOVABLES. RESOLUCIÓN SE 712/09.....	109
XII CONTEXTO REGIONAL	110
XIII DISEÑO DE MERCADO DE LA FERC	112
XIV CONCLUSIÓN	113

CONTRATOS

La ciencia se compone de errores, que a su vez, son los pasos hacia la verdad
Julio Verne

X MERCADO A TÉRMINO

Los agentes demandantes pueden pactar libremente con los oferentes precios y condiciones del abastecimiento y de respaldo en contratos de provisión de energía.

Por el lado de la oferta, les está vedada esta modalidad de comercialización de energía con grandes usuarios o distribuidoras a las empresas eléctricas binacionales y nucleares.

Además de los datos necesarios para su administración (cantidades y modalidad contractuales, a qué punto o nodo se refiere el precio convenido y la forma de repartir el costo de transporte), la normativa exige se informe a CAMMESA para su publicación los precios pautados.

A Octubre 2012, la transacción se sustenta básicamente en el mercado spot. La [Ilustración 83](#) detalla la situación

1. GRANDES USUARIOS.

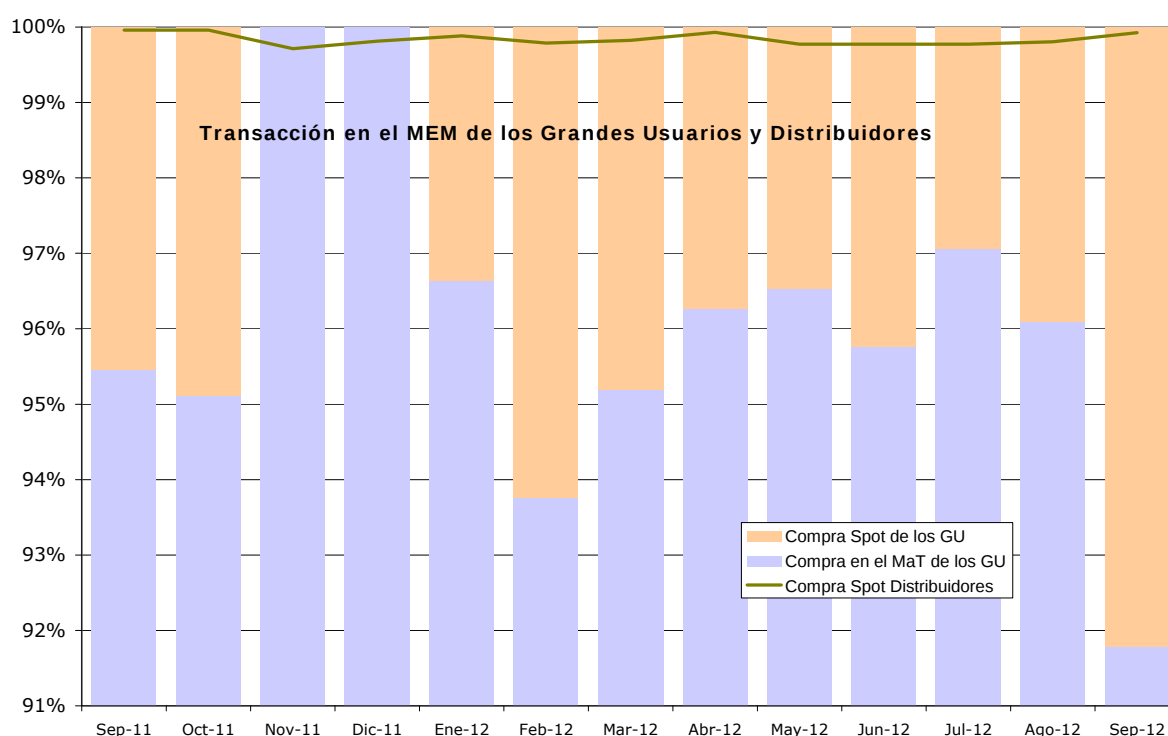


Ilustración 83 Evolución de la energía transada en mercado a término.

Fuente: CAMMESA, gráficos de presentación del DTE mensual

La normativa impone a estos agentes la obligación de operar parte de su demanda contractualmente. Para los GUMas (demanda mayor a 1 MW) la obligación establecida es que se cubra contractualmente por lo menos el 50% de su demanda. Además la norma exige al GUMa la instalación de un medidor

que registra la demanda de energía y potencia cada 15 minutos y un esquema de respaldo de la medición. Estas instalaciones se conocen como SMEC (Sistema de Medición Comercial).

Los GUMes (demanda entre 50 y 2.000 kW), GUPas (demanda entre 30 y 100 kW) no instalan medidores *ad hoc*, continúan usando el medidor que tenía antes de reacomodar su transacción comercial. La distribuidora que los vincula al sistema (prestándole la PAFTT⁶²) remite a CAMMESA el volumen total consumido por banda horaria y la potencia máxima requerida discriminado en el período de punta y fuera de ella. Esta información no permite una transacción horaria. Esto hace que la norma exija de estos agentes una contractualización plena.

Con la resolución SE 1281 en 2006, se incorporó la división de la demanda en base y la que excede a la anterior. El marco de esa energía impone cargos punitivos a quien no efectúa la cobertura de esta demanda con un contrato. Éste sólo puede realizarse con generadores habilitados a tal efecto.

En síntesis, sólo los GUMas tienen la potestad de operar parte de su demanda en el mercado spot, sin embargo, como los demuestra la **Ilustración 83** su transacción está concentrada en el mercado a término. Los gráficos que preceden al detalle mensual facturado (DTE, Documento de Transacciones Económicas de CAMMESA) muestran que la transacción spot de los grandes usuarios es a lo sumo, un 8% de su demanda. Para los distribuidores, en el último año móvil no es menos del 99%.

1.1. TIPOS DE CONTRATOS

La normativa establece tres tipos de contratos, de abastecimiento, de disponibilidad de potencia y por último los de disponibilidad de energía.

CAMMESA es la responsable de administrar dentro del MEM dichos contratos tanto física como comercialmente. Es decir, realiza su seguimiento y la transacción correspondiente dentro del MEM, en cuanto a los apartamientos entre la energía generada por los generadores y la comprometida por sus contratos, ya sea faltante o sobrante, y entre la potencia comprometida como reserva y la disponible real.

El período de vigencia mínimo es 1 año (res SE 1423/04). Este es el plazo más usual.

1.1.1. CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO DE ENERGÍA:

En los contratos de abastecimiento un generador compromete el abastecimiento de energía y potencia a un demandante (distribuidor o gran usuario) mediante un compromiso horario.

Para el cubrimiento de esta energía el generador se podrá respaldar, además de en su unidad, en el MEM y en las máquinas que contrate como reserva para cumplir su compromiso comprando la energía y potencia faltante.

A los efectos de su administración en el MEM y comercialización de los faltantes o sobrantes, todo contrato de abastecimiento del MEM deberá poder ser convertido por CAMMESA en una curva horaria de demanda representativa, determinándose así una representación del compromiso horario entre cada generador y cada distribuidor o gran usuario.

1.1.2. CONTRATOS DE DISPONIBILIDAD DE POTENCIA

Originalmente se los conocía como de Reserva de Potencia. En éstos se compromete la disponibilidad de potencia de un generador como reserva para ser convocada por el contratante. Representan una oferta de potencia puesta a disposición por las máquinas de un generador para ser convocada por el contratante en condiciones prefijadas (por ejemplo déficit en el MEM) para el cubrimiento de requerimientos propios. Este tipo de contratos debe incluir una condición para su convocatoria, o sea la condición a partir de la cual se considerará que la máquina, si resulta despachada, estará generando para su contrato.

Una máquina contratada como reserva intervendrá en el despacho del MEM en la medida que resulte despachada por CAMMESA. Cuando está despachada, sólo podrá comercializar su energía y potencia en el Mercado Spot. Si se invoca contractualmente, deberá entregar al demandante de la potencia generada que resulte del despacho, el volumen comprometido en el acuerdo. Esta potencia es solventada por el comprador y por ende no es comercializada en el Mercado Spot ni intervendrá en la definición de los precios horarios.

⁶² PAFTT, Prestación Adicional de la Función Técnica del Transporte.

La resolución SE 426/04 suspendió esta posibilidad para la demanda no excedente a la 2005.

1.1.3. CONTRATOS DE DISPONIBILIDAD DE ENERGÍA

Son muy poco usuales ya que consisten en la comercialización de energía disponible en el Mercado Spot. Es decir, como ninguna unidad garantiza la provisión no otorgan respaldo al comprador.

1.2. CONTRATOS EN EL MARCO DEL SERVICIO DE ENERGÍA PLUS

A partir de la habilitación del Servicio de Energía Plus, los grandes usuarios con demanda afectada a dicho servicio, tienen segmentada su transacción. La demanda que no supere a la del año de referencia, llamada base, se transacciona con generadores existentes a septiembre 2006. La cobertura contractual de esta demanda es diferente a la que excede a la demanda base. Estos excedentes sólo pueden contractualizarse con unidades dentro del Servicio Energía Plus. La participación dentro de este servicio requiere para los generadores la aprobación de un proceso de auditoría de sus costos. En [Detalles de las normas sobre expansión de generación, XVI 3 Resolución SE 1281/2006. Energía Plus](#), se ahonda este tema.

Los contratos dentro del Servicio de Energía Plus respaldan a la demanda a partir de combustible propio.

La demanda cubierta por un contrato plus es relevada del costo de los combustibles alternativos al gas empleado por el sistema toda vez que se asume que la producción de la unidad contratada cubre esa situación. El demandante paga por dicha energía un “precio de mercado” oportunamente aprobado por la Secretaría de Energía y el Ministerio de Planificación.

Este servicio puede apelar a cualquiera de los esquemas de contratos precitados (incluidos los de disponibilidad de potencia). Es decir que actualmente los contratos de disponibilidad de potencia están vedados por la res SE 426/04 a la demanda base.

2. DEFECTOS DE LA HERRAMIENTA REGULATORIA.

2.1. GRANDES USUARIOS

En el primer trienio de la década entre 1992 y 2002 los actores se estaban consolidando y no existía ambiente propicio para relaciones de largo plazo. A partir de 1995 se afianza la evolución a la baja del precio lo que implicó que los grandes usuarios no acepten contratos a Largo Plazo. Tras 2002 la situación se invierte: la tendencia a precios crecientes hace que la oferta sea reacia a contratos de larga duración.

Actualmente el generador percibe del sistema a lo sumo sus costos y éstos el sistema los reúne a partir del precio de la transacción en el mercado spot. Si la unidad tiene costos por encima de ese precio, la demanda del sistema los cubre desde un cargo específico (Sobrecostos Transitorios de Despacho) y desde cargos diferenciados (Sobrecostos de Combustibles, Adicional STD, etc.). Es decir, más allá de lo cobrado, cualquier generador devenga, como mínimo el precio spot, o su costo variable de producción.

Por lo tanto, más allá del precio acordado entre las partes por la provisión de energía y potencia (PPaD), la demanda total paga socializadamente los costos de la generación que opera por encima del spot. Como se detalló en la [Ilustración 51](#), estos costos pueden duplicar los precios contractuales (ver [Ilustración 52 Precios anuales acumulados de los cargos que componen el precio de la energía y evolución del precio de la energía y los sobrecostos](#)).

Fuente: Elaboración propia con datos de CAMMESA.).

La [Tabla 24](#) muestra valores usuales de contratos plus. En cuanto a los precios para contratos de abastecimiento por demanda base, usualmente se establecen como los resultantes de aplicar un margen por sobre los precios de energía y potencia (PPaD) que suelen requerir.

La tabla mencionada también presenta los cargos que se abonan por cada uno de estos estamentos de demanda. Éstos resultan entre un 10 y un 15% para la demanda que excede la base. Para la demanda previa a 2005 (base) estos cargos implican entre 90% y 110%.

Precio de la energía base y excedente				
	2012	2011	2010	
Demanda que excede la base				
Cto Plus [US\$]	70	65	63	[US\$/MWh]
tipo de cambio	4,40	3,98	3,10	[\$/US\$]
Costo del Cto Plus [\$]	308,0	258,7	195,3	[\$/MWh]
Cargos que se adicionan a la demanda excedente cubierta por un Cto E Plus				
	12,7	14,6	7,3	[\$/MWh]
Energía Adicional	3,9	4,0	4,4	[\$/MWh]
Sobrecosto Cbtble	9,0	7,9	7,3	[\$/MWh]
Res+Serv Asoc	4,9	12,6	7,4	[\$/MWh]
	30,4	38,9	26,3	[\$/MWh]
Costo total dda Excdte [c]	338,42	297,63	221,64	[\$/MWh]
tipo de cambio	4,40	3,98	3,10	[\$/US\$]
	76,9	74,8	71,5	[US\$/MWh]
Demanda Base				
Precio Spot	120,0	119,5	115,11	[\$/MWh]
PPaD	7,0	7,0	7,0	[\$/MWh]
Margen generador Base	9%	7%	5%	
	11,4	8,9	6,1	[\$/MWh]
Costo del Cto Base [\$]	138,4	135,3	128,2	[\$/MWh]
Cargos que se adicionan a la demanda base				
	113,6	95,5	56,0	[\$/MWh]
Adic STD	12,7	14,6	7,3	[\$/MWh]
Energía Adicional	3,9	4,0	4,4	[\$/MWh]
Sobrecosto Cbtble	9,0	7,9	7,3	[\$/MWh]
Res+Serv. Asoc.	4,9	12,6	7,4	[\$/MWh]
	144,1	134,4	82,3	[\$/MWh]
Costo total dda Base [d]	282,5	269,7	210,5	[\$/MWh]
tipo de cambio	4,40	3,98	3,10	[\$/MWh]
	64,2	67,8	67,9	[US\$/MWh]

Tabla 24. Precio global de energía 2010 a 2012 (últ cuat estimado).

Fuente: Elaboración propia.

En síntesis, la **Tabla 24** puntualiza los costos usuales de los contratos de abastecimiento para las demandas base y excedente (E Plus). A estos se le suman los costos medio de los cargos de operación del sistema.

La socialización de los costos de la generación que opera con alternativo al gas natural, no permite que la demanda pueda acotar el riesgo precio con un contrato de provisión de energía.

2.2. DISTRIBUIDORES.

2.2.1. OBLIGACIÓN DE ABASTECIMIENTO.

Uno de los principios sobre los que se funda el esquema normativo de 1992 es la responsabilidad del distribuidor de atender toda la demanda en los términos del contrato de concesión.

La regulación de la distribución de energía eléctrica es potestad de cada jurisdicción, por lo tanto cada una de ellas definió esta responsabilidad particularmente. En general siguieron el criterio establecido en las concesiones de distribución en ese momento otorgó el Estado Nacional a EDENOR, EDESUR y EDELaP. En esos casos, con claridad meridiana, el art 16 indica:

Artículo 16.- Es exclusiva responsabilidad de La Distribuidora realizar las inversiones necesarias para asegurar la prestación del Servicio Público conforme al nivel de calidad exigido en el 'Subanexo 4', así como la de celebrar los contratos de compraventa de energía eléctrica en bloque que considere necesarios para cubrir el incremento de demanda dentro de su Área.

Respecto a la responsabilidad, el artículo 25 especifica:

Art 25 Inc. g) Adoptar las medidas necesarias para asegurar la provisión y disponibilidad de energía eléctrica, a fin de satisfacer la demanda en tiempo oportuno y conforme al nivel de calidad establecido en el 'Subanexo 4', debiendo a tales efectos, asegurar las fuentes de aprovisionamiento. La Concedente no será responsable, bajo ninguna circunstancia, de la provisión de energía eléctrica faltante para abastecer la demanda actual o futura de La Distribuidora.

Esta responsabilidad (atender toda demanda) está marcada también en:

Artículo 2º.- La Concesión otorgada implica que La Distribuidora está obligada a atender todo incremento de demanda dentro del Área concedida, ya sea solicitud de nuevo servicio o aumento de la capacidad de suministro, en las condiciones de calidad especificadas en el Subanexo 4. Plazo De Concesión

Artículo 24.- La Distribuidora será responsable por todos los daños y perjuicios causados a terceros y/o bienes de propiedad de estos como consecuencia de la ejecución del contrato y/o el incumplimiento de las obligaciones asumidas conforme al mismo y/o la prestación del Servicio Público.

Artículo 25.- La Distribuidora deberá cumplimentar las siguientes obligaciones:

b) Satisfacer toda demanda de suministro del Servicio Público en el Área, atendiendo todo nuevo requerimiento, ya sea que se trate de un aumento de la capacidad de suministro o de una nueva solicitud de servicio.

f) Efectuar las inversiones, y realizar el mantenimiento necesario para garantizar los niveles de calidad del servicio definidos en el 'Subanexo 4'.

Esta responsabilidad, fue reasumida parcialmente por el Estado Nacional con la res SE 1281/06.

artículo 1º — Establécese que, a partir del 1º de noviembre de 2006, la energía comercializada en el Mercado "Spot" por los Agentes dependientes del Estado Nacional tendrá como destino prioritario el abastecimiento de las demandas atendidas por los Agentes distribuidores y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), que no cuentan con la capacidad de contratar su abastecimiento en dicho Mercado y que no se encuentran respaldadas por contratos del Mercado a Término.

Asimismo, la energía eléctrica disponible en el Mercado "Spot", generación hidroeléctrica sin contrato a la fecha de publicación de la presente resolución y generación térmica sin combustible propio, no incluida en lo definido previamente, deberá ser destinada a abastecer, en primer lugar a las demandas señaladas previamente y seguidamente a los suministros de las demandas de hasta 300 kW de potencia contratada que resulten ser clientes de los Agentes distribuidores y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica del MEM, en tanto no estén respaldadas por contratos en el Mercado a Término...

2.2.2. MECÁNICA DE IMPUTACIÓN DE LOS CONTRATOS.

El art. 36 de la Ley 24065 establece que los distribuidores deben pagar una tarifa trimestral uniforme. El art. 40 ítem c), en tanto, indica que la tarifa de usuario final deberá tener un término representativo de los costos de adquisición en el MEM. Luego, la reglamentación de este artículo establece que, el precio que se utiliza para la conformación de tarifas es el que surge del cálculo del precio spot más probable del próximo trimestre.

"Inciso c) Se adicionará al costo propio de distribución el precio de compra en bloque en el Mercado Eléctrico Mayorista, tomando como referencia el correspondiente al "Mercado Spot....En caso de comprar el distribuidor toda o parte de la energía eléctrica en bloque, a través de contratos libremente pactados, el precio a trasladar a la tarifa a usuarios finales será el que corresponda al Mercado Spot".

2.2.3. RESULTADOS.

En definitiva, si bien el marco regulatorio establece la obligación de atender toda demanda, hasta 2005 no se prevía situaciones de riesgo en el abastecimiento. Cuando este aparece como una posibilidad cierta, la resolución SE 1281/06 instala un nuevo paradigma.

Por otro lado, el sistema de transferencia de los precios de compra en el mercado mayorista al usuario final (*pass through*), si bien parece inducir a las empresas distribuidoras a canalizar su operatoria hacia el mercado de contratos - toda vez que las posibles ganancias obtenidas a partir de "compras eficientes" en el mercado a término a un precio menor que el estacional, son absorbidas íntegramente por éstas -, no parece reflejar una contrapartida desde el lado del generador. Es decir, ningún generador tendrá un marcado incentivo a vender por contrato a un precio menor que el estacional, dado que éste es el precio de oportunidad al que venden su energía al no tener contratos, que es el que enfrentan las distribuidoras en el mercado spot.

En efecto, las empresas distribuidoras serán indiferentes toda vez que el precio estacional es el que de todas formas trasladarán a tarifas mediante el mecanismo de conformación de las mismas. Desde el punto de vista de los generadores, el atractivo de operar en el mercado a término reside en la seguridad de obtener un flujo de ingresos conocido durante el período de duración del contrato, enfrentando un incentivo adicional en la medida que el precio pactado sea superior al spot (ya que se verán beneficiados de acuerdo a dicha diferencia). En la medida que el precio estacional refleja la esperanza matemática del precio spot (futuro) para cada trimestre estacional, puede entenderse que resulte un precio de indiferencia para el generador. En este sentido, el hecho de no vender por contratos les permitiría obtener ganancias (o enfrentar pérdidas) de oportunidad, en aquellas horas en que el precio spot se ubique por encima (debajo) del precio estacional vigente⁶³.

Por lo que no existe intersección entre los precios que quiere percibir la oferta y los que puede pagar la demanda. Esto hace que no se pauten contratos entre distribuidores y generadores.

3. CONTRATOS TRANSFERIDOS. UN CASO EXITOSO.

Incorporación de Grandes Módulos de Generación				
Centrales CC	Región	Pot [MW]	1° Etapa	Cierre CC
Maranzana	CEN	68	Feb-95	Feb-95
CT Buenos Aires	GBA	322	Sep-95	Feb-97
Luján de Cuyo	CUY	290	Mar-98	Mar-98
Genelba	GBA	674	Ene-97	Jul-98
CT Costanera	GBA	851	Nov-98	Dic-98
CT Tucumán	NOA	446	Sep-96	Jul-99
C Puerto	GBA	798	Jul-99	Oct-99
Agua del Cajón	COM	661	May-94	Oct-99
Dock Sud	GBA	798	May-00	Ago-00
AES Paraná	LIT	845	Nov-00	Jul-01
SM de Tucumán	NOA	382	Oct-95	Dic-01
		6.135		
Centrales TG	Región	Pot [MW]	1° Etapa	2° Etapa
Loma de la Lata	COM	375	May-94	May-94
Pluspetrol Norte	NOA	233	Ene-02	Feb-03
		608		

Tabla 25. Características de la instalación de grandes módulos de generación.
Fuente: Presentación del Ing. Bragulat en el CEARE.

Las transacciones que conformaron inicialmente el Mercado a Término (MaT) se vinculaban esencialmente con los contratos impuestos a los consorcios adjudicatarios de las empresas EDENOR SA, EDESUR SA y EDELaP SA al momento de la entrega de la concesión.

La venta de la generación de la ex SEGBA inicia el proceso de privatización argentino.

Como políticamente era muy importante lograr interesados, estos contratos se constituyeron a fin de garantizar la venta de energía de las unidades de generación por privatizar. De este modo se formalizaron contratos entre Central Puerto S.A., Central Costanera S.A. y Central Térmica San Nicolás S.A., con las distribuidoras precitadas. Abastecían de este modo un poco más de la mitad de la demanda. Se transferían a las tarifas de los usuarios de acuerdo a la proporción en que participan en el total de compras de las distribuidoras

El plazo del contrato fue de ocho años, finalizaron en el año 2000. El precio de 40 US\$/MWh, tenía ajustes anuales en función de las variaciones del precio del gas natural, del fuel oil, y de los precios mayoristas de Estados Unidos.

Estos contratos seguían los lineamientos generales en cuanto a que pueden cubrirse con generación propia o compras en el mercado spot. Los precios se mantuvieron en el orden de los 40-38 US\$/MWh mientras en el mercado mayorista descendieron a 25 US\$/MWh. Según varios analistas, estos contratos impidieron que las tarifas de los usuarios cautivos reflejaran la disminución del precio mayorista⁶⁴.

⁶³ En el sitio web del Ministerio de Economía hay una interesante demostración matemática de este argumento: <http://mepriv.mecon.gov.ar/segba/mercadoelectricomayorista.htm>

⁶⁴ "En efecto, si consideramos la evolución de la tarifa media total de las tres empresas distribuidoras (Cuadro 7) del área metropolitana desde el momento de la privatización, se observa una disminución en términos reales del orden del 15%. Es preciso aclarar que esta disminución hubiera sido más pronunciada de no existir los contratos

Esta afirmación es tan cierta, como la que, de haberse incrementado el precio mayorista, los usuarios cautivos no habrían sido alcanzados totalmente por ese incremento.

Por otra parte existe consenso respecto a que sin duda los contratos fueron un factor determinante en que los tres operadores de esos contratos instalaran sendos ciclos combinados⁶⁵. Es decir tres de los seis ciclos combinados de mayor porte que se instalaron en esa década, lo hicieron a la sombra de estos contratos.

XI CONTRATOS MEM.

1. CARACTERÍSTICAS.

A partir de 2004 la Secretaría de Energía sustenta la expansión del sistema energético básicamente, a partir de acordar particularmente con cada oferentes el reconocimiento de sus costos.

Como se indica en el [IV 8.1 Expansiones de generación](#) (complementado por [B Detalles de las normas sobre expansión de generación](#)) hay 14 esquemas de reconocimientos de costos para la instalación y operación de generación. De éstos, en sólo uno (el programa E Plus) el comprador puede ser agente del MEM –grandes usuarios y distribuidores–, en el resto el comprador es CAMMESA en nombre del MEM.

A Octubre 2012 existen, por lo menos 7 esquemas en los que CAMMESA, en representación del MEM, adquiere energía. Un resumen de las características de cada uno de ellos se presenta en la tabla siguiente:

Contratos MEM					
Resoluc	Contraparte Vendedora	Objeto	Plazo	Potencia	Precio
1424/04 y 1193/05	FONINVE MEM	Ampliar el parque de generación en por lo menos 2 CC de 800MW c/u	10 años	1.500 MW (80% de la pot instalada)	~20.093 US\$/MW mes + cargo Var (O&M, comb) + Costos MEM => ≈59US\$/MWh ≈96 US\$/MWh
220/07	ENARSA ó quién decida el Ministro de Planificación	Ofertas de disponibilidad de generación y energía asociada adicionales, presentadas por ENARSA u oferentes privados	8-10	500 MW operando	De 12.723 a 33.383 US\$/MWmes .cargo Var (O&M, comb)+ Costos MEM => ≈entre 60 y 114 US\$/MWh
1836/07	ENARSA	Atiende demandas puntuales.	3 años renovables por 6 meses	ENARSA operando actualmente => ≈ 800 MW	De 22.220 a 40.743 US\$/MWmes +Cgo Var (O&M, comb) +C MEM ≈155 US\$/MWh
200/09	NASA	Permitir contratos con unidades controladas por el Estado Nacional	10 años	NASA 80% pot nuclear operando (Nov 12=>≈800MW)	Cargo variable: 30 US\$/MWh Cargo fijo 30.000.000 US\$/mes

transferidos que se mencionan en el párrafo anterior". Página 29. Serie Reformas Económicas, Regulación e Inversiones en el Sector Eléctrico Argentino. Carlos Adrián Romero CEPAL – NACIONES UNIDAS CEER – UADE. Comisión Económica para América Latina Centro de Estudios Económicos y el Caribe de la Regulación.

⁶⁵ "La existencia de esos contratos que se extendieron por ocho años hizo posible que Endesa en Costanera, la ex Chilgener en Puerto y AES en San Nicolás encararan, en este último caso en AES Paraná la instalación de ciclos combinados" (Infobae).

712/10	ENARSA sólo para lo resultante del GENREN I ⁶⁶	Incentivar desarrollo de fuentes renovables	15 años renovables por 18 meses	GenRen I 857 MW.	GenRen I 157 US\$/MWh
762/09	El Agente Generador resultante del desarrollador de la obra.	Incentivar y sostener la construcción de Centrales Hidroeléctricas.	(*)	Caracoles (100 MW ⁶⁷)(#)	Caracoles (operando) ≈ Pta Negra: 64.743 US\$/MWh +Cgo Var 3 US\$/MWh +C MEM ≈155 US\$/MWh
108/10	ENARSA o cualquier proponente.	Incentivar desarrollo de fuentes renovables	15 años renovables por 18 meses	P Eólico Necochea 3,5 MW. Solicitud de Pq Eólico Gastre 1300 MW	Parque Eólico Necochea 108 US\$/MWh

Tabla 26. Resumen de potencia, plazos y condiciones comerciales de los Contratos contra el MEM.

Fuente: Elaboración propia

(*) Su duración será la necesaria para permitir la finalización de la totalidad de las obras que se incorporen.

(#) La res SE 932/11 incluyó a Pres. N. Kirchner, Gdor. Cepernic, Los Blancos (I y II), Chihuidos I y Pta Negra. Total 2.922 MW

De la información que se publica con la transacción económica se tiene el siguiente detalle:

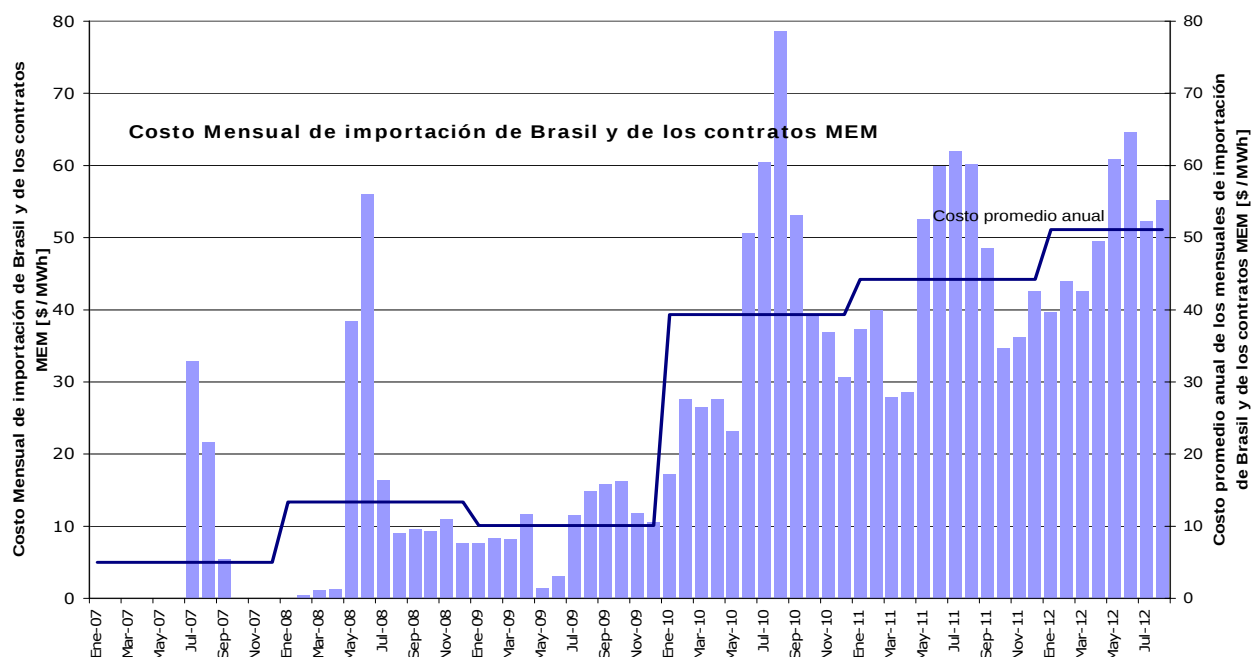


Ilustración 84 Evolución de los costos de la provisión de energía desde Brasil (no considerado en STD) y de los contratos contra el MEM.

Fuente: Elaboración propia con datos de CAMMESA.

Como en los años venideros se prevé nuevos contratos de precios similares pero con unidades de mayor porte el impacto en la transacción será mayor.

1.1. MECÁNICA DE IMPUTACIÓN DE LOS COSTOS.

Siguiendo el criterio que se aplica a los contratos de abastecimiento por demanda base CAMMESA imputa (salvo los encuadrados en la res SE 1836/07) el costo de los contratos MEM al:

⁶⁶ Art. 2º — Estarán habilitados a ser parte de las ofertas de disponibilidad de generación y energía asociada, todos aquellos proyectos de instalación de generación que presente ENARSA, los cuales hayan sido seleccionados como resultado del proceso establecido a través de la Licitación Pública Nacional e Internacional EE Nº 001/2009.

⁶⁷ 80% de la potencia instalada (125 MW)

- Mercado spot (Energía y Potencia), y
- Hasta su CVP de despacho a la Cuenta de Sobrecostos Transitorios de Despacho (STD).
- El monto restante lo cubre el Fondo de Estabilización a través de la Cuenta Contratos MEM.

Los contratos enmarcados por la resolución SE 1836/07 (generación distribuida de ENARSA) no aportan a los STD, es decir, la cuenta del Fondo de Estabilización Contratos MEM absorbe todo lo que no cubre el mercado spot. Más allá de la lógica aplicada, ninguno de los dos criterios (el seguido con la res SE 1836/07 y el resto) parecen surgir claramente de las normas específicas. Dichas normas establecen determinadas pautas en relación con la participación de la demanda estacional en los costos derivados de estos contratos, pero dejan cierto ámbito de indefinición respecto de la participación del resto del Mercado Mayorista en la atribución de tales costos.

Dado que el máximo Valor del Agua (VA) que un operador puede informar es 60\$/MWh, el CVP de las unidades hidráulicas está por debajo del precio Spot (actualmente oscila alrededor de 120 \$/MWh). Por ello, la producción de las unidades encuadrada en la res SE 762/10 (para generadores hidroeléctricos de gran porte) y el firmado por Nihuil IV no implican Sobrecostos Transitorios de Despacho (STD). En este caso, el precio pautado con la Secretaría de Energía se traslada a la demanda mediante el cargo Sobrecosto Contrato MEM.

1.2. ASPECTOS REGULATORIOS.

Los contratos formalizados contra el MEM presentan características que los diferencian de los previstos en el artículo 6° de la Ley 24065. Ésta dispuso que *“Los generadores podrán celebrar contratos de suministro directamente con distribuidores y grandes usuarios. Dichos contratos serán libremente negociados entre las partes”*.

En el mismo sentido, el artículo 35 de la misma ley ordena al Órgano Encargado del Despacho Nacional de Cargas (CAMMESA) *“a) Permitir la ejecución de los contratos libremente pactados entre las partes, entendiendo por tales a los generadores... y grandes usuarios y distribuidores (mercado a término)”*.

Los artículos 10 y 6 de la Ley 24065 y sus decretos reglamentarios definen al gran usuario y generador respectivamente y en esta definición indican la potestad de éstos de celebrar contratos dentro del Mercado a Término.

De manera análoga ocurre con el artículo 21 de la ley precitada cuando define obligaciones de los distribuidores, dentro de las cuales está la de celebrar dentro del Mercado a Término los contratos que considere conveniente para respaldar su demanda.

De lo mencionado previamente se desprende que el Mercado a Término lo conforman los generadores (no estatales, como se verá más abajo), distribuidores y grandes usuarios. Este criterio se refleja taxativamente en la normativa del MEM:

Capítulo 4 de Los Procedimientos: Mercado a término: *...En consecuencia, en el Mercado a Término del MEM existirán contratos internos en que las partes son agentes o Comercializadores del MEM;*

Ahora bien, en los contratos de abastecimiento MEM, dispuestos a partir del año 2007 mediante la res. SE 220/07 y las sucesivas resoluciones posteriores, no se observan dos de las pautas fundamentales de la definición legal del “contrato del Mercado a Término del MEM”: las partes que lo celebran y el régimen de libertad contractual al que están sometidos.

En efecto, y en cuanto a las partes firmantes, en los contratos de abastecimiento MEM, si bien por el lado del vendedor encontramos a un generador, en los términos de la Ley 24065, por el lado del comprador ya no tendremos un distribuidor o un gran usuario, como lo prevé la definición del “contrato del Mercado a Término”, sino al MEM en su conjunto, representado por CAMMESA.

Respecto del régimen de libertad contractual que rige en los contratos del Mercado a Término según la Ley 24065 no se aplica a los contratos de abastecimiento MEM, toda vez que la decisión de contratar y el contenido de la contratación está determinado por actos administrativos de la autoridad regulatoria (la Secretaría de Energía).

En consecuencia, dadas las diferencias sustanciales en los dos aspectos que conforman la definición legal de los contratos del Mercado a Término previstos en los artículos 6 y 35.a) de la Ley 24065, se concluye que los contratos de abastecimiento MEM no se identifican con tales contratos, sino que configuran una especie distinta, que no forman parte del Mercado a Término.

Ello no transgrede los objetivos del Marco Regulatorio dado que esta participación de generadores estatales no distorsiona por sí misma al Mercado a Término, ya que la parte oferente cubre contractualmente a usuarios sin posibilidad de contratar. Como el nivel de contratación actual cubre sólo

parte de la demanda sin capacidad de contratación, no alteran la situación de los usuarios con la potestad de formar parte del MaT. Con lo cual no existe interferencia con este mercado.

En este mismo sentido, el art. 3º de la res SE 220/07, base de este plexo normativo, señala

"Los Contratos de Abastecimiento MEM tendrán las siguientes características:

a) Vigencia: Diez años o un plazo inferior que establezca excepcionalmente esta Sec. de Energía.

b) Parte Vendedora: el Agente del MEM cuya oferta haya sido aprobada por esta Sec de Energía.

c) Parte Compradora: El MEM en su conjunto, representado por la CAMMESA, con el objeto de satisfacer los requerimientos de demanda que se comercializan en el Mercado "Spot" de dicho Mercado a Precio Estacional. En ese sentido, dicha Compañía actuará en los términos establecidos en el Artículo 1º de la Resolución Secretaría de Energía N° 2022 de fecha 22 de diciembre de 2005".

Ratifica que estos contratos no afectan demanda con posibilidad de interactuar en el MaT.

1.3. COMENTARIOS.

Según registros propios la última unidad que ingresó al MEM sin cobertura contractual es la TG01 de 26 MW que se incorporó a la Central Térmica San Nicolás en Abril de 2004. Es decir desde hace más de 8 años todo ingreso de generación se encuadra en un contrato de provisión a largo plazo.

2. FUENTES RENOVABLES. RESOLUCIÓN SE 712/09

Bajo este mecanismo previsto en la resolución SE 712, el generador actúa como vendedor dentro de "Power Purchase Agreement" (PPA) y ENARSA actúa como la parte compradora. Luego, bajo otro contrato, ENARSA actúa como vendedor de dicha energía frente al MEM, representado por CAMMESA. Este esquema preveía licitaciones llamadas GenRen ("Generación Renovable") en las que se adjudicó un total de 1.015 MW a instalarse. Esta oferta se remuneraría en el marco de contratos de largo plazo. La potencia y los precios unitarios de energía eléctrica aceptados fueron los siguientes:

Adjudicación del GenRen I				
Fuente	# Proyectos	Potencia [MW]	Rango Precios [\$/MWh]	Precio Promedio [\$/MWh]
Eólico	17	754	121-134	126.9
Térmico con Biocombustibles	4	110.4	258-297	287.6
Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos	5	10.6	150-180	162.4
Solar Fotovoltaica	6	20	547-598	571.6

Tabla 27. Resultados Licitación GENREN I (Junio 2010).

Fuente: Elaboración propia con datos de ENARSA.

2.1. COROLARIO.

El punto de vista de un eventual inversor se refleja en las ofertas: por ejemplo a la generación eólica los valores promedios de licitaciones en Brasil (70-80 US\$/MWh), Perú y Uruguay (80-90 US\$/MWh).

El desarrollo de estos emprendimientos que, aún con contratos firmados a 15 años, en dólares y a precios más altos que los de la región, no logran financiamiento (a octubre 2012, se cuenta con 83,2 MW de los 1.015 MW contratados), trasluce también la falta de confianza de los inversores.

XII CONTEXTO REGIONAL.

Los procesos de reforma a nivel latinoamericano, que se iniciaron con la reforma del mercado chileno en el año 1982, estuvieron marcados, básicamente, por el rediseño de los mercados eléctricos, la introducción de competencia en determinados segmentos y la promoción de la participación privada.

Sin embargo, el grado de desregulación y avances logrados ha variado ampliamente, dependiendo de las características institucionales y del tamaño de mercado: por un lado, Colombia en un extremo, con una bolsa de energía y la introducción de competencia a nivel minorista; y en el otro, el caso de Guyana, donde existe un monopolio de propiedad mixta.

En estos últimos años la incertidumbre en el precio de los combustibles sumados a la escasez de oferta de generación provocó una fuerte volatilidad del precio spot de la energía de la región. La presunción de esta situación debiera ser la señal que dispare inversiones con la antelación suficiente para evitarla.

El marco argentino asumía que la volatilidad en los precios junto con la obligación de atender la demanda de los distribuidores motorizaría la expansión. Sin embargo, distintas cuestiones referenciadas en los capítulos anteriores hicieron que en Argentina no se logró sostener la ampliación de la oferta desde el sector privado.

Ante panoramas similares, muchos países de la región han hecho ajustes en sus marcos regulatorios. Se pretende corregir los aspectos que no han funcionado como se esperaba y mantener aquellos que dieron buenos resultados.

Brasil, Chile y Perú ya han aplicado ajustes a sus marcos regulatorios, y en todos los casos las modificaciones se centran en:

- la llamada competencia por el mercado en vez de en el mercado (la competencia de precios no se da en el Spot, sino en los contratos con las demandas que llevan a la entrada de nueva capacidad)
- la necesidad de que estos contratos tengan un respaldo mediante capacidad física de generación.

Perú, Brasil y Chile han reformulado la definición de precios de mediano y largo plazo. Éstos no se basan en los precios Spot, sino en un esquema de subastas públicas reguladas realizadas por las distribuidoras, con contratos obligatorios con respaldo físico. Este nuevo formato asegura a los inversores una fuente de ingresos estable vía precios indexados, independientemente de la incertidumbre del precio spot. Estas iniciativas asumen a los contratos como inductores de la expansión del sistema.

En estos mercados, las distribuidoras están obligadas a estar totalmente contratadas, con la posibilidad de hacer un *pass through* de los precios licitados más bajos, en un esquema de ponderación de precios de los distintos contratos.

1.1. CHILE.

Según lo dispuesto en la Ley 20018 "Ley Corta" del año 2005, las empresas distribuidoras deberán licitar el suministro necesario para abastecer los consumos de los clientes sometidos a regulación de precios, ubicadas en su zona de concesión. Estas licitaciones deberán ser públicas, abiertas, no discriminatorias y transparentes. Las bases para licitaciones de suministro serán elaboradas por las empresas distribuidoras, previa aprobación de la Comisión Nacional de Energía, CNE.

En la ley se establece, entre otras cosas, que:

- Las distribuidoras deben disponer del suministro de energía por lo menos por los próximos 3 años
- Las distribuidoras pueden coordinarse de manera de realizar una licitación conjunta por su demanda agregada
- Los plazos de vigencia de los contratos negociados en las licitaciones no deben ser mayores a 15 años
- El precio de la energía presentado por el oferente en la licitación no puede ser superior a un umbral calculado en base al precio nudo vigente (precio de reserva)
- Para los contratos negociados mediante una licitación el precio de la potencia no se actualizará en cada cálculo de precio de nudo, sino que se indexará según una fórmula previamente establecida
- La licitación se adjudica a la oferta de menor precio

1.2. PERÚ.

A partir del año 2004 se identificaron algunos problemas respecto al funcionamiento del mercado eléctrico establecido por la Ley 25844 (Ley de concesiones eléctricas) de 1992. A raíz de éstos, se sanciona la Ley 28832 en 2006 (Ley para el desarrollo eficiente de la generación eléctrica).

La última norma precitada creó un mecanismo de licitaciones de contratos entre distribuidoras y generadoras mediante el cual se obtendría el precio de la energía, ordenándose las ofertas de los generadores de menor a mayor hasta cubrir la demanda a contratarse. El precio de la potencia sigue siendo determinado anualmente por el regulador.

Después de una etapa de transición, los distribuidores deben contratar con una anticipación no menor a tres años su demanda regulada prevista (requerimiento total de potencia y energía) para los dos años siguientes. Los consumidores libres pueden adherirse a estas licitaciones

Los distribuidores pueden licitar de manera conjunta.

Están previstos tres tipos de Plazos de Contratación:

- Entre 5 y 10 años, donde se contrata la demanda prevista.
- Hasta 5 años. Se contrata hasta 25% de la previsión.
- A criterio del regulador. Puede contratarse hasta 10%

Los precios de compraventa en los contratos producto de licitaciones no pueden ser superiores a un precio máximo de reserva fijado por el regulador, el OSINERGMIN⁶⁸, el cual debe ser suficiente para incentivar inversiones eficientes en generación. El precio máximo es fijado y mantenido en reserva por el regulador para cada proceso de licitación. Dicho valor se hace público únicamente si la licitación no cubre la totalidad de la demanda subastada por haberse ofrecido precios superiores al precio máximo.

Los usuarios con demandas mayores a 200 kW y menos a 2.500 kW pueden elegir entre ser usuarios libres o regulados. Los suministros de electricidad con demandas mayores a 2.500 kW son clientes libres, para los que la Ley establece un Régimen de Libertad de Precios en contratos pactados con los generadores.

1.3. BRASIL.

Durante la crisis de suministro de 2001 se constituyó la Cámara de Gestión de la Crisis (GCE) para adoptar las medidas necesarias, incluyendo el procedimiento de racionamiento de electricidad.

La GCE dispuso una serie de medidas para obtener generación de emergencia, acelerar los proyectos en ejecución y reducir el consumo en un 20%. Esta última medida incluía un sistema de cuotas para cada consumidor con pago de los excedentes al precio spot-mercado de entrega inmediata- y bonificaciones a cierto tipo de consumidores que lograban ahorros mayores. Por otro lado, se otorgaron subsidios a los usuarios de bajos ingresos para que instalaran lámparas eficientes, y a las empresas que tenían excedentes, debido a la reducción de consumo de sus clientes, se les autorizó a venderlos a empresas deficitarias. Estas medidas redujeron la necesidad de cortes programados.

Los resultados del programa fueron positivos en el sentido de que el consumo, tres años después, no había regresado a los niveles anteriores a la crisis.

Pasada la crisis, la GCE fue la encargada de efectuar ajustes en el nuevo modelo. Los principales ajustes fueron:

- Se establecieron subastas obligatorias para el suministro de la energía de largo plazo por un equivalente al 95% de la demanda.

⁶⁸ Es el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, una institución pública encargada de regular y supervisar que las empresas del sector eléctrico, hidrocarburos y minero cumplan las disposiciones legales de las actividades que desarrollan.

Se creó el 31 de diciembre de 1996, mediante la Ley 26734, bajo el nombre de OSINERG. Inició el ejercicio de sus funciones el 15 de octubre de 1997, supervisando que las empresas eléctricas y de hidrocarburos brinden un servicio permanente, seguro y de calidad. A partir del año 2007, la Ley 28964 le amplió su campo de trabajo al subsector minería y pasó a denominarse OSINERGMIN.

- Se reactivó el Consejo Nacional de Política Energética (CNPE) que había sido creado en 1998 y había estado inoperante.
- Se creó un organismo encargado del planeamiento, y un comité responsable del seguimiento del mercado a fin de prevenir crisis futuras.
- Se reformó el gobierno del ONS (operador Nacional del Sistema) y del MAE (Mercado Mayorista de Energía) otorgándoles mayores facultades en la toma de decisiones.

Después de una etapa de transición con contratos de mediano plazo entre generadoras y distribuidoras, que duró hasta 2006, se estableció un nuevo modelo con dos mercados: uno regulado para clientes de las distribuidoras, y otro libre, conformado por grandes consumidores.

Los grandes clientes participan en el mercado libre como lo hacían anteriormente, pueden pautar contratos bilaterales con generadores independientes y transar saldos en el mercado spot.

En el mercado regulado, las distribuidoras obtienen la energía mediante dos tipos de subastas:

- 1 una por "energía vieja" que se genera en plantas existentes con contratos por cantidades de energía por períodos de cinco a quince años. Este mercado los precios transados tienden al costo marginal
- 2 otra por "energía nueva" con contratos por disponibilidad de energía

En esta modalidad la distribuidora paga al generador una cantidad fija por la energía asegurada y además compensa los costos operativos en caso de que se requiera generar electricidad con la puesta en marcha de generadoras térmicas. Los contratos para nueva capacidad son de larga duración: diez años o más. Además se tienen dos tipos de subastas: una para contrataciones de cinco años en adelante y otra de tres años en adelante.

Las licitaciones se realizan en conjunto y se otorgan de acuerdo a la menor tarifa ofrecida por energía firme. Tras la adjudicación se transfiere contratos bilaterales con cada distribuidora.

Las distribuidoras están obligadas a contratar el 100% de sus demanda (+3%, -4%). En caso de ajustes se programan licitaciones por menores cantidades.

Además, para proteger a los consumidores, ANEEL (Agencia Nacional de Energía Eléctrica) calcula un precio máximo para las licitaciones tomando como referencia un costo marginal de largo plazo.

XIII DISEÑO DE MERCADO DE LA FERC

La *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC), es una agencia reguladora independiente en el Departamento de Energía de los Estados Unidos. Según indica la ley: Las actividades de la FERC "no estarán sujetos a la aprobación del Secretario o cualquier funcionario o empleado del Departamento". La Ley de Política Energética de 2005 amplió la autoridad de la FERC de modo tal que:

- Regula
 - o la transmisión y venta de gas natural para su venta interestatal,
 - o la conducción de petróleo por ductos en el comercio interestatal,
 - o las transacciones y la transmisión de electricidad en el comercio interestatal;
- Controla los aspectos contables, financieros y la conducta de las empresas reguladas.
- Otorga las licencias para proyectos hidroeléctricos,
- Garantiza la confiabilidad del sistema de transporte eléctrico nacional,
- Monitorea e investiga los mercados energéticos,
- Aplica sanciones,
- Supervisa los asuntos ambientales relacionados con el gas natural, los proyectos hidroeléctricos y la energía eléctrica bajo órbita federal, y

Este regulador en 2003 propuso un diseño de mercado estándar (*Standard Market Design*, SMD). Esta propuesta pretende promover la eficiencia en la operación diaria del mercado, transmita las se-

ñiales adecuadas tanto para los inversores como para la demanda y, sobre todo, propenda a un costo de la energía razonable para la sociedad.

Las principales características de la propuesta de la FERC son:

- Creación de un operador de la red responsable del despacho y de eventuales restricciones. Debe ser independiente de cualquier participante del mercado para evitar la influencia de los agentes involucrados en las transacciones del mercado mayorista sobre la operación del sistema.
- Un mercado basado principalmente en contratos de largo plazo, que permita estabilidad al sistema y reduzca los incentivos a operar en el mercado spot.
- Un mercado spot de corto plazo voluntario con precios transparentes. En particular, se requeriría un mercado de un día antes (*Day Ahead Market*) para coordinar el compromiso de las centrales. A su vez, el manejo de desbalances requeriría la operación de un mercado spot en tiempo real basado en subastas competitivas.
 - Un planeamiento regional de la transmisión, que incluya guías para la instalación de centrales y líneas de transmisión económicamente eficientes así como programas para fomentar la generación distribuida -es decir, dentro del área de concesión de las distribuidoras, lo cual reduce las inversiones en transmisión y las pérdidas de energía-, la respuesta de la demanda a los precios en el mercado spot.
 - Los mercados spot deben usar precios marginales locales (*Location Marginal Prices, LMP*), que valoren las restricciones de transmisión para fijar Precios Locales. Estos darán las señales para las inversiones de una capacidad de generación rentable y fomentarán, donde sea necesaria, una mayor capacidad de transmisión.
 - Derechos de transmisión comercializables. Estos derechos deben acompañar a los LMP, ya que permiten a los compradores del mercado mayorista, generadores y comercializadores, manejar los riesgos de incrementos súbitos en los precios. Los mecanismos más usados son los "derechos financieros de transmisión"

Una medida adicional destinada a evitar problemas de capacidad insuficiente y cortes son los requisitos de adecuación de recursos, en particular a través de la exigencia de niveles de reserva mínimos (cerca de 12%).

XIV CONCLUSIÓN

Las empresas generadoras al participar de las subastas tienen por objetivo manejar riesgo, conseguir margen comercial, acaparar cuotas de mercado y asegurar un flujo de ingresos a largo plazo.

Las empresas de distribución por otro lado, tienen por objetivo cumplir con la normativa, promover la eficiencia económica, reducir los niveles de riesgo e incertidumbre de sus suministradores, promover el ingreso de nueva capacidad y el crecimiento de sus instalaciones para rentar sus inversiones.

En el MEM, los contratos son la herramienta para expandir la generación desde hace más de ocho años. Constituyeron además en una herramienta fundamental en la expansión inicial del MEM (de los seis ciclos de mayor porte tres se hicieron a la sombra de contratos)

En cuanto a la incorporación de fuentes renovables y al desarrollo nuclear e hidroeléctrico, la herramienta adoptada (repago de inversiones a través de un contrato a largo plazo) es la correcta, sin embargo los factores detallados -falta de sustentabilidad del sector, regulación centrada en el corto plazo- restan credibilidad en el largo plazo inviabilizando la obtención de financiamiento.

En cuanto a la inversión en centrales térmicas, los instrumentos regulatorios adoptados, permitieron la incorporación del Estado como actor relevante en la dirección y financiamiento de las iniciativas. Los inversores privados llevaron adelante sin participación pública proyectos dentro del servicio de Energía Plus. Estos según la programación estacional, reúnen 913 MW (ver [Tabla 42](#)). Según información de mercado los precios de los contratos plus rondan a octubre de 2012, los 73-78 US\$/MWh.

Contenido de la sección:

<u>DIAGNÓSTICO</u>	
XV DIAGNÓSTICO	116
1. SUSTENTABILIDAD.	116
2. ESTADO DE SITUACIÓN Y PERSPECTIVAS DE CORTO PLAZO.	117
3. DIAGNÓSTICO.	119

DIAGNÓSTICO

Toda verdad ignorada trama su venganza
Ortega y Gasset

XV DIAGNÓSTICO

El presente trabajo tiene por objeto delinear un conjunto de medidas tendientes a lograr un mercado energético sustentable. Para ello, en primera instancia se define sustentabilidad.

1. SUSTENTABILIDAD.

En 1992 se realizó en Río de Janeiro la Conferencia de las Naciones Unidas sobre Medio Ambiente y Desarrollo. En su declaración de Principios definió al desarrollo sustentable⁶⁹ como

<i>Satisfacer las necesidades de las generaciones presentes sin comprometer las posibilidades de las del futuro para atender sus propias necesidades.</i>	<i>Meet the needs of the present generation without compromising the ability of future generations to meet their own needs.</i>
---	---

3° Principio

La Cumbre de la Tierra organizada por Naciones Unidas en 2002 en Johannesburgo, reafirma que se debe promover la integración de los tres componentes del desarrollo sostenible –el crecimiento económico, el desarrollo social y la protección del ambiente-. Este concepto progresivamente se fue consolidando. Finalmente la Declaración de Jefes de Estado y de Gobiernos en la Cumbre de Río de Janeiro de 2012, afirman:

3.- ..., reconocemos que es necesario incorporar aún más el desarrollo sostenible en todos los niveles, integrando sus aspectos económicos, sociales y ambientales y reconociendo los vínculos que existen entre ellos, con el fin de lograr el desarrollo sostenible en todas sus dimensiones⁷⁰.

Aplicando estos conceptos al mercado eléctrico se asume entonces, como un mercado eléctrico sustentable a aquel que desde lo económico sea autosostenible permitiendo tarifas y precios competitivos. Desde lo social que sea capaz de cubrir las necesidades de nuestro país, desarrollar la producción nacional de tecnología en generación, y propenda a la integración regional. En lo que respecta a la faceta ambiental, diversifique la matriz energética y reduzca el nivel de emisiones de Gases de Efecto Invernadero.

⁶⁹ Esta definición es tomada del Informe de Brundtland. A finales de la década del setenta los países desarrollados querían reducir el impacto medioambiental de su crecimiento. Por otro lado, los países en desarrollo en su empuje para industrializarse, el medio ambiente no era una prioridad. En diciembre de 1983, el Secretario General de las Naciones Unidas, Javier Pérez de Cuellar, pidió al Primer Ministro de Noruega, Gro Harlem Brundtland, crear una organización independiente de la ONU para centrarse en los problemas ambientales y de desarrollo.

En 1987, la Comisión Brundtland publicó el primer volumen de "Nuestro Futuro Común", informe principal de la organización, base de las declaraciones de Río de Janeiro de 1992.

⁷⁰ Declaración de Río del 22 de junio 2012.

http://www.uncsd2012.org/content/documents/778futurewewant_spanish.pdf

2. ESTADO DE SITUACIÓN Y PERSPECTIVAS DE CORTO PLAZO.

De acuerdo a lo presentado en [Ilustración 43](#) la demanda crece a ritmo sostenido. Desde 2008 este incremento es impulsado por la demanda residencial. Algo análogo sucede en el gas natural (ver [Ilustración 36](#)). Para el sector eléctrico la disponibilidad de gas es inversamente proporcional en el invierno al consumo residencial (ver [Ilustración 56](#)).

El desacople entre los crecimientos de la oferta y la demanda sumado a una serie de circunstancias particulares llevó en mayo 2007 a 69 días de restricciones programadas a la demanda no residencial.

Como se presenta en la [Ilustración 48](#) desde hace más de diez años el crecimiento de la demanda ha sido sostenido por ampliaciones de generación térmica.

En efecto, independiente de la oferta en base a hidrocarburos, en ese período sólo se incorporó entre las unidades de gran porte, la central hidroeléctrica de Caracoles (120 MW) y se recreó la cota de Yacretá. Actualmente Punta Negra, una central hidroeléctrica de 60 MW en San Juan. Los restantes anuncios referentes a centrales hidroeléctricas (Chihuidos I y II, Pdte Néstor Kirchner, Gbdor J. Cernic -ex Cóndor Cliff y La Barrancosa respectivamente-, Los Blancos I y II, Garabí y Roncador) requieren no menos de cinco años de obras y a la fecha no se han iniciado.

Si bien se está en proceso de finalización de Atucha II (745 MW), la central nuclear de Embalse (648 MW) requiere ser retirada de servicio por dos años para un mantenimiento mayor (la extensión de su vida útil). Los magros niveles de excedentes de oferta requieren que se haya condicionado la salida de una central al ingreso de la otra. Además, poco tiempo después del reingreso de Embalse, será Atucha I la que necesitará la extensión de su vida útil. Por lo que no se espera incrementos significativos en los aportes de generación a partir de la energía nuclear en los próximos años.

Es decir, que en lo inmediato los aumentos de demanda se sostendrán con nuevas unidades térmicas ya que presentan plazos de obras más acotados y de menores costos iniciales de inversión, aunque con altos costos de operación.

Como se presentó en Disponibilidad de hidrocarburos. (VI 2) la oferta de gas de producción local no acompañó los requerimientos de la demanda. Por el contrario, ésta se está retrayendo. La declinación de la producción surge claramente en el detalle presentado en la [Ilustración 59](#) y en la [Ilustración 60](#). Por otro lado, los niveles de producción doméstica no acompañados por la suficiente inversión en exploración provocó la consecuente baja en las reservas. El mercado doméstico de gas se encuentra desadaptado. En ese caso también se aisló a la demanda de las variaciones producidas en los costos y se segmentó a los usuarios por nuevos criterios.

Aún con la suspensión de las exportaciones de gas a los países limítrofes (principalmente Chile) no pudo sostenerse la demanda local. La magnitud de la declinación de las cuencas argentinas devino en la necesidad de retomar y maximizar las importaciones de Bolivia y que debieran implementarse dos estaciones de regasificación, a la que se sumará una tercera próximamente. Adicionalmente, en el sector eléctrico, particularmente la generación térmica debió suplir la demanda no cubierta de gas natural con fuel oil, carbón y gas oil ([Ilustración 49](#)).

La producción local de estos combustibles no cubre la demanda por lo cual debe importarse el faltante. Además como estos hidrocarburos son *commodities* sus precios están correlacionados con el internacional del petróleo (WTI).

En 2002 el precio internacional del petróleo (WTI) rondaba 26.18 US\$/Barril. Paulatinamente incrementó ([Evolución de las variables relevantes del gas natural](#), [Tabla 11. Evolución del precio FOB del petróleo de referencia \(WTI\)](#)).

Fuente Energy Information Administration) su precio hasta prácticamente duplicarse. En 2005 alcanza los 56,64 US\$/Barril En los siguientes años continúa este sendero, en 2008 llega a 100 US\$/Barril, manteniéndose actualmente en ese orden. Este incremento impactó en los costos de generación eléctrica a partir de fuel oil, gas oil y carbón mineral y también se trasluce en la balanza comercial.

Las perspectivas que CAMMESA presenta en el Informe de Operación 2012-2016 señala se requieren: mantener y mejorar disponibilidad parque térmico, aumentar logística de gas oil de 25 mil m³/sem/año, aumentar la disponibilidad de gas en verano casi un 25% (de 48 a 54 / 60 Mm³/d), anticipar y ampliar ingreso generación y mantener los acuerdos que permiten la asistencia de generación de Brasil ante eventos puntuales

En el 2002 la Argentina vivió una crisis sin precedente⁷¹. Esto afectó sustancialmente al sector energético. La implementación de una pesificación asimétrica descalzó costos e inversiones de las tarifas y precios.

La conducción política sustentó la recuperación económica en el mercado interno. En lo que hace al sector energético la decisión política fue aislar las tarifas de las variaciones de costo. Si bien en los últimos años se ajustaron algunas parcialmente, se tiene a 2012 un fuerte desacople entre ellas y los costos del servicio. Esta situación continuó evolucionando de modo tal que debió establecerse criterios de distribución de los ingresos y de consolidación de las acreencias de los generadores. Éstas, por iniciativa de las autoridades, se aplicaron a la construcción de unidades de generación.

El incremento progresivo de los costos y el congelamiento tarifario de la demanda atendida por las distribuidoras hizo que cada vez se requiera un mayor compromiso del Estado Nacional para sostener el sistema.

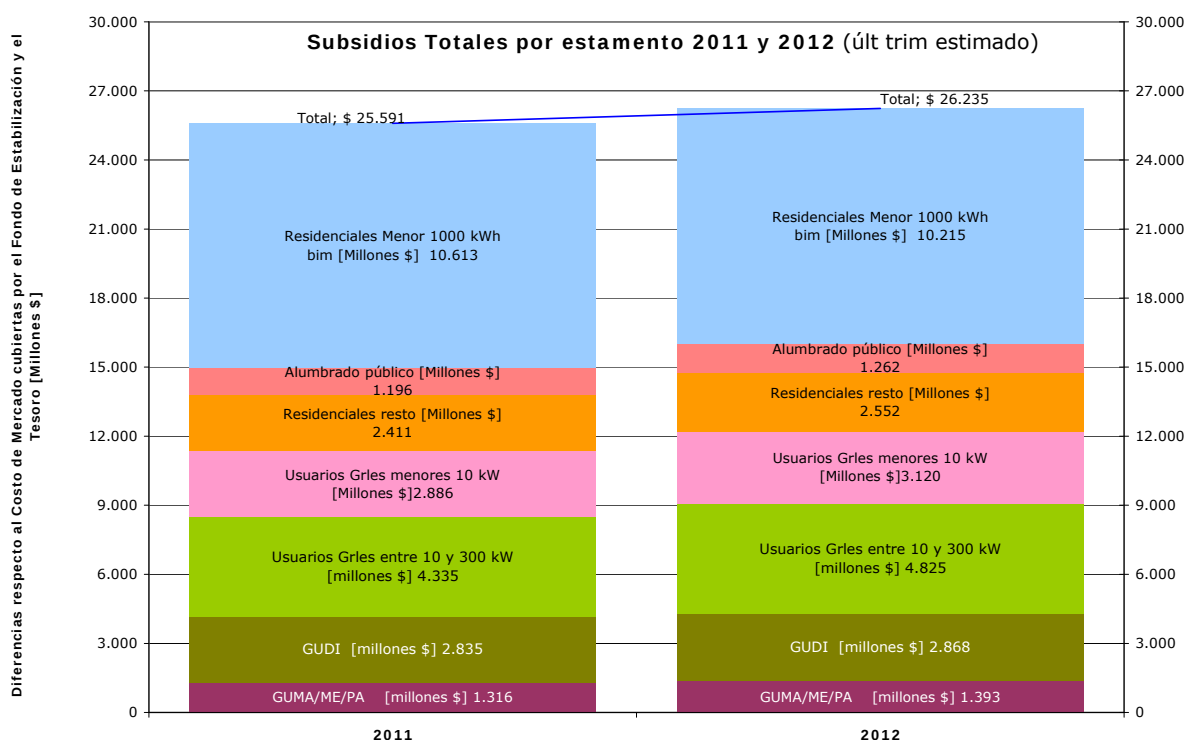


Ilustración 85 Estimación de la asistencia del Estado Nacional 2011 y 2012.

Fuente: Elaboración propia con Datos de CAMMESA

En definitiva, el sector energético de la Argentina vivió tres eventos extremos simultáneos: una crisis interna sin precedentes; la abrupta declinación de la oferta de gas y el incremento notorio del precio internacional de los hidrocarburos. Como se detalló al principio posiblemente se podría superar dos de esos eventos en forma simultánea. La ocurrencia de los tres devino en la situación actual en cuanto a que las tarifas en líneas generales, no reflejan los costos.

Los aspectos institucionales no logran estabilizarse, en el mercado de los hidrocarburos, el programa Gas Plus no consigue detener la declinación de las cuencas argentinas, no se conoce los resultados de la sanción de la Ley 26741⁷². En tanto en el mercado eléctrico, a pesar de los contratos pautados, no se logra sostener el crecimiento de la generación a partir de energías renovables, ni el crecimiento de la oferta de generación en el marco del Servicio de Energía Plus. En este sentido, toda la expansión de los últimos años tiene al Estado Nacional, en sus diferentes facetas⁷³, como gran actor.

⁷¹ Ver **IV 1 El marco socioeconómico y político en 2002.**

⁷² Ley 26741. Declárase de Interés Público Nacional el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos. Créase el Consejo Federal de Hidrocarburos. Declárase de Utilidad Pública y sujeto a expropiación el 51% del patrimonio de YPF S.A. y Repsol YPF Gas S.A. Sancionada: Mayo 3 de 2012. Promulgada: Mayo 4 de 2012

⁷³ ANSES, Secretaría de Energía, ENRE, ENARGAS, Banco Nación, CAMMESA, Banco Provincia, ENARSA, Banco Ciudad y ahora YPF.

3. DIAGNÓSTICO.

En lo inmediato los requerimientos de la demanda están sostenidos desde el consumo residencial. Éste no muestra señales de retracción (contrariamente a lo que sucede con la demanda de gran porte). Esto se traduce en una presión sobre la oferta eléctrica con requerimientos aún importantes. En los próximos dos años se necesitan el aporte adicional de tres ciclos combinados de gran envergadura (ver **Ilustración 66 Demanda proyectada de energía y potencia máxima.**

Fuente: Elaboración propia.).

El gas natural en la Argentina es el hidrocarburo de menor precio relativo y mayor infraestructura asociada. Esto hace que, históricamente, sea el principal combustible de la generación eléctrica.

Por otra parte, la expansión de la generación descansó en los últimos diez años en unidades térmicas (**Ilustración 48**). Lo que aumenta la presión demandante en ese mercado.

Tradicionalmente se suple la oferta insuficiente de gas con el empleo de combustibles líquidos. En los últimos años se agregó el uso de gas natural foráneo, ya sea proveniente tanto de las plantas de regasificación como desde Bolivia. Todos estos supletorios del gas natural local tienen precios correlacionados con el valor internacional del petróleo (WTI).

Adicionalmente los precios requeridos por los oferentes de unidades a partir de fuentes renovables son del orden de los resultantes de la operación de una nueva unidad consumiendo gas plus (ver **Tabla 7. Resultados Licitación GENREN I (Junio 2010).**

Fuente: Elaboración propia. y precios FONINMEM de **Tabla 26. Resumen de potencia, plazos y condiciones comerciales de los Contratos contra el MEM.**

Fuente: Elaboración propia). Por lo tanto, requerimientos creciente de demandas de energía y combustibles, sumado a las incertezas en la expansión de la oferta eléctrica, lleva a costos crecientes de la energía.

A menos que los precios internacionales de hidrocarburos se reduzcan sustancialmente, los precios de la energía se incrementarán en los próximos años. Esto implica un déficit del Fondo de Estabilización creciente para la misma política sobre tarifas.

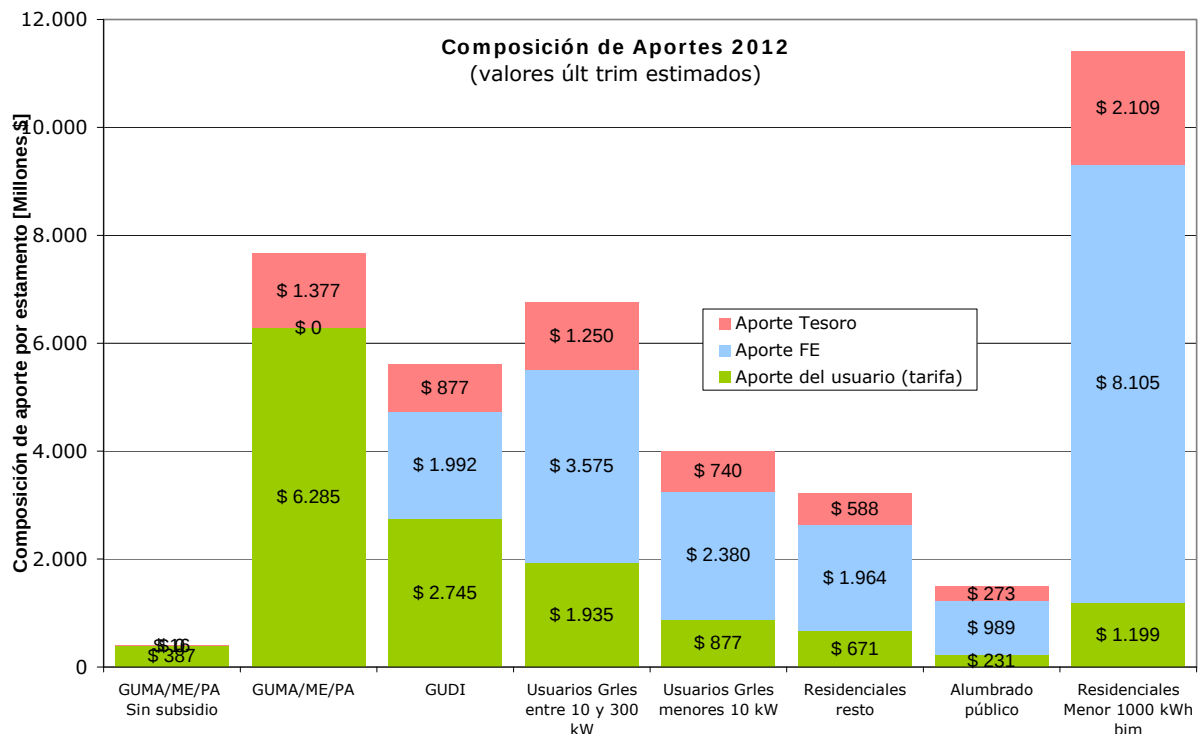


Ilustración 86 Estimación de la asistencia del Estado Nacional por estamento de demanda en 2012.

Fuente: Elaboración propia con Datos de CAMMESA

En 2011 los aportes para cubrir las diferencias entre los costos y las tarifas fueron de aproximadamente \$ 25.600 millones. En 2012 sería alrededor de \$ 26.200 millones. Es decir, que de mantenerse esta política en cuanto a tarifas, a igual precio del WTI, se requiere no menos de US\$ 5.000 millones por año.

También en el 2011, se publicó la existencia de importantes recursos técnicamente recuperables de *shale gas*. Según un informe del *US Department of Energy*⁷⁴ éste es de entre 5 y 7 veces mayor que el volumen de reservas probadas actuales. Repsol YPF indicó⁷⁵ a la SEC⁷⁶ el potencial del área. En junio de 2012 el máximo responsable de la continuadora de esta empresa en nuestro país, Miguel Galuccio, presentó el nuevo Plan Estratégico de YPF⁷⁷ con importantes inversiones para incrementar la producción de hidrocarburos no convencionales. Se desconoce la real envergadura y los precios necesarios que repagan las inversiones requeridas.

Las ampliaciones de oferta de generación planteadas no muestran el dinamismo que la demanda necesita. Las iniciativas que se conocen implican a 2015 inversiones de aproximadamente US\$ 8.500 millones. Sin embargo se requieren proyectos de ampliaciones del parque de generación adicionales a las previstas de más de 4.100 MW. Estas iniciativas no proyectadas aún requerirían del orden de US\$4.000 millones adicionales. Este esfuerzo está fuera del alcance de la economía local.

Tras la salida de la convertibilidad la Secretaría de Energía debió recomponer la relación entre los nuevos costos y las obligaciones y derechos contractuales, sin desatender la provisión de energía para toda la demanda. En ese momento la gestión del sector requirió un seguimiento muy cercano con reglas que, con un criterio amplio, pueden aceptarse deban acompañar y/o regular los cambios del día a día. Sin embargo, esta manera de gestionar el sector se mantiene. No se logró introducir señales de largo plazo que direccionen al sector. No se encontró el momento adecuado para incorporar medidas que permitan recrear un mercado auto sustentable. De este modo se mantiene y profundizan disposiciones que podían aceptarse como válidas para el contexto de 2002. El tiempo acentúa esta situación, constituyéndose a 2012 en un círculo negativo, las medidas adoptadas no resultan en normalización del sector lo que hace necesario, nuevas medidas de corto plazo.

La situación sectorial y la inexistencia de señales macro económicas propicias que favorezcan un ambiente de inversiones de riesgo por parte del sector privado, llevaron a la Secretaría de Energía a tomar la iniciativa en inversiones para el sector energético, siendo hoy el Estado quien lidera el sector. En general se debe compeler al sector privado, con prerrogativas o penalidades que devienen en normas puntuales. La regulación paulatinamente fue dirigiéndose hacia esquemas del tipo reconocimiento de deuda contra reinversión obligada, y/o reconocimiento integral de costos ejecutados, tanto operativos como de inversión, a través de un contrato particular. Esta última característica con posterioridad se profundiza con los programas "Plus". Sin embargo como lo demuestra lo acaecido en el mercado de la generación renovable, este esquema no parece despertar interés de los inversores.

Se asumió inicialmente como un mercado eléctrico sustentable a aquel que desde lo económico permita tarifas y precios competitivos, que además, sea autosostenible. Desde lo social que sea capaz de cubrir las necesidades de nuestro país, desarrollar la producción nacional de tecnología en generación, y propenda a la integración regional. En lo que respecta a la faceta ambiental, diversifique la matriz energética y reduzca el nivel de emisiones de Gases de Efecto Invernadero. El camino recorrido hasta aquí, las tendencias que presentan las distintas variables, un entorno regulatorio incierto y

⁷⁴ An initial assessment of 14 Regions Outside US – April 2011

⁷⁵ *.. "El desarrollo del área delineada por YPF, en 1.100 km², con unos recursos contingentes brutos de 1.525 Mbep, podría hacer posible incrementar en un 50% la producción actual de petróleo de Argentina. Para ello sería necesario acometer un plan de inversiones (100% de interés) de unos 28.000 millones de dólares en los próximos años para la realización de casi 2.000 pozos productivos de petróleo, para lo cual serían necesarios 60 equipos de perforación adicionales a los existentes en el país.*

De confirmarse los resultados positivos de los pozos exploratorios en curso en el área de gas, se podría incrementar la producción de gas del país un 50%. Para ello se requeriría, una primera etapa, perforar más de 1.000 pozos con una inversión superior a los 14.000 millones de dólares en los próximos años, requiriéndose 40 equipos de perforación adicionales a los existentes en el país actualmente.

Estos 100 nuevos equipos adicionales de perforación, para petróleo y gas, más que duplicarían el parque actual argentino que asciende a 80 unidades.

En caso de resultar exitosa la exploración en toda la formación Vaca Muerta e iniciar inmediatamente el desarrollo intensivo del área, en 10 años se podría duplicar la capacidad de producción de petróleo y gas actual de la Argentina. Para ello sería necesario realizar un enorme esfuerzo inversor que alcanzaría los 25.000 millones de dólares por año para poder desarrollar todos los recursos prospectivos existentes".

⁷⁶ Security Exchange Commission

⁷⁷ *.. "La superficie de explotación del shale oil será en 2013 de 40 kilómetros cuadrados, con 132 pozos y una inversión de 1.200 millones de dólares. La producción será de 55 mil barriles de petróleo equivalentes.*

En el caso del gas, el área del shale será de 5 km², con 14 pozos y una inversión de 160 millones de dólares y una producción de 13 mil barriles.

En lo referente a hidrocarburos no convencionales, en el quinquenio 2013-2017 esperan multiplicar por diez los niveles de exploración y producción de petróleo y por veinte en el caso del gas".

el profundo divorcio entre los costos y las tarifas devienen en condiciones muy diferentes a la de un mercado sustentable.

Contenido de la sección:

<i>PROPUESTAS</i>	
XVI PROPUESTAS	122
1. MARCO SOCIAL.....	122
2. CONTRATOS.....	122
3. HOJA DE RUTA.	124
4. CONSIDERACIÓN INICIAL.	126
5. DESARROLLO DE LA PROPUESTA.	126
6. ETAPAS INTERMEDIAS HASTA ALCANZAR EL ESCENARIO DESCRIPTO.....	135
7. RESULTADOS ESPERADOS.....	143
8. REDUCCIÓN DEL DÉFICIT DEL FONDO DE ESTABILIZACIÓN.	144
RESUMEN DE LAS MEDIDAS MÁS SIGNIFICATIVAS.	145

PROPUESTAS

“El futuro no se prevé sino que se prepara... el futuro debería convertirse en la razón de ser del presente ya que depende de lo que empecemos a hacer hoy y de la estrategia que adoptemos para alcanzar un futuro u otro”

Gaston Berger⁷⁸

XVI PROPUESTAS.

1. MARCO SOCIAL

La demanda creciente de energía de calidad y costos razonables en un marco ambientalmente aceptables constituyen un desafío para el desarrollo argentino. Entre otras cosas, el déficit operativo del sector, su impacto en la balanza comercial, la necesidad de una importante ampliación de la oferta energética, en el marco de un nuevo rumbo de la política sectorial encuadrado en incertidumbre sobre nuestros recursos, deviene en la necesidad de re encauzar el sector eléctrico.

Se entiende, éste debiera:

- o Tender hacia un mercado donde las transacciones reflejen los costos de manera de lograr la auto-sustentabilidad.
- o Diversificar la matriz energética de manera sostenible, incorporando
 - o generación hidroeléctrica, nuclear, y
 - o energías renovables factibles en nuestro territorio.
- o Balancear el crecimiento del mercado eléctrico y la oferta de gas.
- o Promover el uso racional de los recursos.
- o Reducir el nivel de emisiones de Gases de Efecto Invernadero.

La presente propuesta pretende abordar el aspecto de la operación y expansión de la oferta, con énfasis en la eléctrica.

El estado de situación requiere ajustes en varios frentes (fuera del alcance de este trabajo): se necesita una política fuerte en el campo del uso racional de la energía. Este es el camino en el largo plazo, cualquier medida de uso eficiente tendrá un impacto negativo menor en la sociedad que el desarrollo de oferta para cubrir esa demanda.

El segmento transporte, además de requerir se clarifique el método de expansión de las redes, necesita una actualización tarifaria que debiera implementarse con un ajuste de las reglas de remuneración. Algo análogo sucede con la distribución, sobre todo la que se encuentra bajo órbita federal.

2. CONTRATOS.

2.1. EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN:

La formalización de contratos permite mejorar la competencia, toda vez que permite el ingreso de nuevos actores. Por ejemplo, puede implementarse mecanismos donde para la provisión de energía compitan generadores existentes y nuevos oferentes. Adicionalmente esta mecánica permite considerar las nuevas fuentes de energía.

⁷⁸ Filósofo francés (Saint-Louis, 1896 - Longjumeau, 1960) que contribuyó en buena medida a la introducción de la fenomenología en Francia.

Los contratos transparentan el mercado: cuando se requiera nueva capacidad, los precios a largo plazo serán suficientes para cubrir los costos fijos y variables reales del sistema. Por otro lado, si la organización del mercado es suficientemente transparente, los precios serán iguales a los costos mínimos a largo plazo debido a la presión de nuevos competidores. Los nuevos entrantes conocerán por anticipado la demanda de energía que va a necesitar el mercado y buscarán las opciones más convenientes para atender este requerimiento.

Adicionalmente, los contratos a largo plazo aseguran un flujo de ingresos a los potenciales generadores, lo que les limita el riesgo y, por ende, reduce la rentabilidad requerida por los inversores.

Por lo expuesto, se entiende que el establecimiento de contratos entre agentes a plazos crecientes sustentados en un marco que los propicie permite un desarrollo armónico de la oferta de generación.

En ese marco, se propone la implementación de medidas que encaucen la actividad del MEM hacia transacciones contractuales, donde además, un porcentaje importante sea a largo plazo. Si bien el marco regulatorio argentino prevé la posibilidad de formalizarlos, no se han desarrollado. En el caso de los distribuidores el mecanismo de incorporación a tarifa permite sólo el precio spot medio y como se verá luego, no existe intersección entre las expectativas de un oferente y las de un distribuidor. Para los grandes usuarios si bien es una condición *sine qua non* los contratos son realizados por plazos que raramente superan el año. Este plazo no resulta útil para la financiación de una expansión de generación.

Se pretende que el sector disminuya sustancialmente la operación en el mercado spot -como se ha venido realizando en los últimos quince años-, para asumir responsabilidades en contratos.

De algún modo, la Administración Central ya inició este camino mediante contratos acordados entre generadores privados ó estatales con la Secretaría de Energía. Pero para optimizar la gestión se debe tender a asignar esta responsabilidad a los agentes privados. Además, en el contexto actual puede ser una salida factible, es decir aceptable para eventuales inversores: el generador a construir tendrían como contraparte a una empresa privada que actúa como gran usuario o una distribuidora, con un mecanismo de transferencia a tarifa automático, en lugar de CAMMESA en representación del MEM. Esto coadyuva a la transparencia y reduce la presión sobre el Estado para sostener el sector.

2.2. EXPANSIÓN DE LA OFERTA DE GAS:

De los hidrocarburos, el gas natural, es el de menor impacto ambiental y uno de los más económicos por lo que el reemplazo de fuel oil y gas oil por gas natural en la generación se traduce en menores costos para el sistema y disminución de los GEIs. Pero el incremento del parque de generación térmica no ha sido acompañado por la oferta de gas de producción local. Por el contrario, ésta se está retrayendo. Esto hace que la recomposición de la oferta de gas es fundamental para la readaptación de la generación. Es por esto que la presente propuesta incluye señales para el desarrollo de nueva oferta de gas.

2.3. DIVERSIFICACIÓN DE LA GENERACIÓN:

Si se enfoca esto desde la sustentabilidad ambiental debiera estimularse el desarrollo de fuentes renovables, que además es una obligación legal en los términos de la Ley 26190. La presente propuesta se completa con incentivos para el desarrollo de grandes obras hidroeléctricas y nucleares bajo iniciativa del Estado. Todo esto consistente con el enfoque propuesto.

2.4. LOS GRANDES USUARIOS COMO PROMOTORES:

Este nuevo enfoque del sector requiere una transición ordenada. Para esto se propone que se incentive a los grandes usuarios a ser los promotores del cambio. Estos agentes reúnen el 19% de la demanda argentina (si se considera a los usuarios mayores a 300 kW alcanzan el 30% del total país - 19% GU del MEM y 11% GUDis-) y pagan actualmente por la energía que consumen un precio muy cercano al costo real de la energía. Además, generan confianza entre los generadores y productores de hidrocarburos.

Una acción proactiva de estos usuarios y gestores intermedios⁷⁹ contribuirá no sólo a aumentar la oferta de generación y producción de gas, sino también a dar transparencia sobre los reales costos de

⁷⁹ Como por ejemplo comercializadores, consultores y proveedores de equipamiento.

inversión en generación, disponibilidad y precio final de los combustibles, a la vez que dilata las necesidades de expansión por parte del Estado Nacional y las empresas distribuidoras.

3. HOJA DE RUTA.

3.1. MEDIDAS DE ADAPTACIÓN:

En los últimos tiempos, el mercado eléctrico flaquea, entre otras cosas a partir de las incertezas del mercado de los combustibles. Parece no haber unidad de criterios en cuanto a la disponibilidad y precios de la oferta futura de gas natural argentino.

La generación instalada presenta panoramas muy disímiles: Mientras que la generación hidroeléctrica de porte devenga renta marginal, la operación de unidades térmicas presenta precios muy dispersos en función de los rendimientos de cada unidad, el combustible utilizado y el encuadre normativo según el que se rige. Esto hace que se convoque en la misma hora unidades cuyo precio oscila entre 60 \$/MWh y 1.700 \$/MWh. En este contexto, la sanción de precios se maneja mediante un sistema híbrido entre marginal y de costos.

En este complejo panorama, debiera ajustarse el precio spot a un valor tal que unifique el criterio de determinación de precios. Se sugiere en este sentido, fijar el precio spot como el máximo valor del Agua convocada (la res SE 240/03 determinó como máximo 60 \$/MWh), convirtiendo al sistema en uno de costos. Este precio spot junto con el costo medio de las distintas centrales despachadas sin contrato de abastecimiento determinan el precio final horario de la energía.

3.2. CONTRACTUALIZACIÓN:

La propuesta se centra en la contractualización del mercado a largo plazo. Esto implica la formalización de contratos entre, por un lado, los generadores principalmente térmicos y, por el otro, los grandes usuarios y distribuidoras. La difícil situación de este último y la fortaleza de la gestión de CAMMESA de los últimos años permiten pensar en una implementación gradual que aproveche la experiencia reciente.

Por otra parte los grandes usuarios son un sector dinámico de la economía que para competir en un mundo globalizado requieren una cultura operacional que minimice los costos a largo plazo. En muchas actividades industriales también se requiere un suministro seguro con precios predecibles. En el MEM, las demandas de gran porte ya operan con los oferentes. En muchos casos son también grandes consumidores de gas, por lo que allí también han logrado experiencia y la confianza de los productores hidrocarburíferos.

Esta demanda hoy enfrenta costos de energía que, al incluir los costos socializados del uso de combustibles alternativos al gas, se traducen a precios finales similares a los que resultaría producir esa energía a partir de gas nuevo quemado en un ciclo combinado (CC). Estos precios incluyen reconocimiento de la inversión efectuada en el CC (15 años, 12%).

Este cúmulo de experiencias puede aprovecharse para clarificar la verdadera disponibilidad y precio del gas natural. Con ajustes mínimos a las normas actuales que básicamente recreen condiciones de confianza y aseguren la continuidad a futuro de estas políticas pueden ser el motor del cambio.

Se sugiere que los contratos de abastecimiento con centrales térmicas otorguen respaldo sólo a partir de la operación a partir de **gas nuevo**. Estos contratos de mediano y largo plazo además de otorgar respaldo, "blindarán" al comprador (gran usuario y/o distribuidoras) de las variaciones de precios del MEM.

Para garantizar la transparencia en la contractualización de la demanda de las distribuidoras se deben realizar licitaciones. Éstas en primera instancia pueden ser llevadas a cabo por CAMMESA.

Este nuevo sistema requiere tiempo para que madure la nueva oferta de gas natural. Para permitir una transición ordenada en los próximos años puede implementarse un sistema de contratos de disponibilidad para los grandes usuarios con precios que podrían surgir de, por ejemplo, los análisis que lleva adelante el Ministerio de Economía. Así se instalaría en la demanda la lógica de operación a partir de contratos de mayores plazos. En este caso, estos contratos brindan respaldo al comprador pero no asegura el precio de la energía, el que estará sujeto a las variaciones del precio medio horario. En el caso de la demanda estacional, estos nuevos precios de potencia se verán reflejados en el cargo por PPaD. Esto permitirá a las autoridades un ajuste fino de la remuneración de generación.

Para disminuir la actual dependencia del sector del gas natural se requiere un mayor énfasis en una planificación que propenda a desarrollar unidades hidroeléctricas y nucleares, cuya financiación se sustentará en el MEM.

Para el desarrollo de la generación renovable, se propone un esquema similar, a la vez que se trasladará a los agentes demandantes el objetivo establecido en Ley 26190.

Como todo el esquema se basa en la confianza de los actores, se debe respetar los contratos en los términos pautados.

3.3. **SUMARIO:**

En definitiva se propone

1. Fijar el precio spot horario (PSh) máximo igual al precio del máximo Valor del Agua (cuyo valor máximo y más usual es 60 \$/MWh) convocada y determinar el precio medio horario de la energía (PMh) como costo medio de la generación despachada sin contrato de abastecimiento adicional al PSh.
2. Ajustar la normativa de contratos del MEM de modo que
 - o Se requiera para los contratos de abastecimiento con centrales térmicas contar con combustible propio. De ese modo otorgarán respaldo y asegurarán un precio final. La demanda así contractualizada sólo participará en el sostén de los cargos inherentes a seguridad (reservas) y calidad (regulación de frecuencia).
 - o Se rehabiliten íntegramente los contratos de disponibilidad de potencia para los grandes usuarios⁸⁰. Éstos al vincular contractualmente la disponibilidad de una unidad brindan respaldo pero no aseguran un precio de la energía ya que ésta es remunerada por el sistema, salvo convocatoria del contrato. La demanda cubierta de este modo paga la energía (salvo cuando se convoca respaldo) a la suma del precio spot horario (PSh) y el precio medio horario de la energía (PMh). También abona los cargos por seguridad y calidad. Estos contratos se convocan sólo ante restricciones programadas de demanda.
3. Requerir a los GUMas una cobertura contractual del 90% de su demanda. Esta cobertura puede obtenerse tanto por contratos de abastecimiento como con contratos de disponibilidad de potencia. Éstos deberán incluir por un mínimo del 30% de la demanda, contratos de mediano plazo (3 ó más años) y otro tanto a largo plazo (5 ó más años). Como esta implementación necesita tiempo, se sugiere verificar su cumplimiento otorgando plazos prudenciales, por ejemplo:
 - o la cobertura contractual del 90% de la demanda al inicio del segundo período trimestral posterior a la publicación de esta medida.
 - o que el 30% de la demanda este contractualizada a tres o más años al inicio del cuarto período trimestral posterior a la formalización de esta medida.
 - o al inicio del octavo período trimestral posterior a la fecha de publicación de esta medida la cobertura de otro 30% de la demanda con contratos de cinco o más años.
4. Requerir a los GUMes mayores de 1 MW obligaciones similares a los GUMas en cuanto lo plazos contractuales. Para GUMes menores a esa potencia y GUPas el plazo de los contratos no podrá ser inferior a tres años.
5. Cumplidos los tres años, los GUMes y GUPas de demanda menor a 1 MW podrán optar por convertirse en usuarios de la distribuidor (esta opción está vedada por el art 9 de la res SE 1281/06)
6. Contractualización de la demanda estacional:
 - o En una primera instancia se puede profundizar la política actual empleando los contratos contra el MEM representado por CAMMESA. Como se debe instalar la mecánica de licitaciones anuales, sería muy conveniente que se empiece a transitar este camino para las nuevas contrataciones de CAMMESA. La Secretaría de Energía debiera sancionar el precio estacional que contenga los precios de las diferentes fuentes de aprovisionamiento de la demanda de las distribuidoras.
 - o A partir de un decreto que ajuste la reglamentación del inciso c del art 36 de la Ley 24065, permitir el traslado a la demanda estacional de los precios de los contratos de abastecimiento. Éstos podrán implementarse mediante licitación realizada por la distribuidora ó centralizadamente vía CAMMESA con transferencia ulterior a las distribuidoras. Esto podría resultar precios para cada distribuidora.

⁸⁰ Actualmente suspendidos para la demanda base por la res SE 426/04

7. Trasladar a la demanda la obligación impuesta por la Ley 26190 para el año 2016 en cuanto a la obligación de abastecer desde fuentes renovables el 8% de la demanda. En caso de no cumplir esta obligación, se les trasladará el precio medio resultante del cumplimiento de esta obligación como parte del precio estacional. Los sobre costos que demande esto (licitaciones de CAMMESA), se trasladará independientemente del precio estacional.

Resumen de medidas a implementar.		
Instrumento legal	Aspecto central	Aspectos complementarios
Resolución de Sec de Energía (símil res SE 1281/06)	Habilitar para los GU contratos con respaldo a partir de combustible firme y/o gas nuevo	elevar límite contractual a 90% 30% a 3 o más años (plazo para cumplimentarlo 4 trimestres) 30% a 5 o más años (plazo para cumplimentarlo 8 trimestres)
Ídem (símil res SE 240/03)	Determinación del costo medio horario	Fijación del precio spot igual al máximo valor del agua (60 \$/MWh) adecuación de los ctos existentes Habilitación de contratación de GU (abastecimiento con gas nuevo y/o disponibilidad de pot.)
Ídem (símil res SE 220/07)	Precio Estacional, sancionado por SE como el promedio ponderado de los contratos y del costo medio horario en función de los aportes de cada uno (licita CAMMESA)	Licitaciones de CAMMESA
	Energía renovable: Anunciar la obligación de los GU para el año 2016	Extender el régimen de autogenerador distribuido
Decreto PEN	Redefinición del P Estacional, promedio ponderado de los contratos y del costo medio horario en función de los aportes de c/u	Licita el oferente y/o CAMMESA

Tabla 28. Secuencia de medidas posibles.

Fuente: Elaboración propia.

4. CONSIDERACIÓN INICIAL.

Las medidas propuestas tienden a encauzar la inversión de la actividad privada dentro del sector de generación. Para ello pretenden crear un marco favorable en miras de la reconstrucción de la confianza de los inversores. Esto es un proceso largo que dará sus frutos en el tiempo. Pero esto requiere la adopción de medidas con costo político que más temprano que tarde deberán ser adoptadas. De persistir la distorsión entre los costos de generación y las tarifas que abona la demanda en las magnitudes actuales, ningún cambio regulatorio podrá reestablecer la confianza de los inversores, independientemente que sea CAMMESA, la Secretaría de Energía ó las empresas distribuidoras las que se comprometan contractualmente y a largo plazo a repagar las inversiones necesarias.

5. DESARROLLO DE LA PROPUESTA.

5.1. CONTRACTUALIZACIÓN DEL MEM

Uno de los principios basales del esquema normativo es la responsabilidad del distribuidor de atender toda la demanda en los términos del contrato de concesión. Ver [Distribuidores](#), X [2.2.1 Obligación de abastecimiento](#).

Conceptualmente la condición de distribuidor se adquiere a partir de la responsabilidad de abastecer toda la demanda existente de los usuarios finales que no tienen la posibilidad de contratar directamente en el Mercado Eléctrico Mayorista y su incremento de demanda en la zona de concesión.

La concesión otorgada a las distribuidoras es por largo plazo. En el caso de las que se encuentran bajo órbita nacional es por 95 años (art. 3 del contrato de concesión). Por lo tanto, la obligación de asegurar el suministro alcanza a los usuarios futuros. Por ende, el distribuidor debe asegurar que el sistema cuente en el futuro con suministro para su futura demanda, es decir está obligado a contribuir a la expansión de la generación.

El abastecimiento de energía sólo puede asegurarse a partir de la formalización de contratos de provisión. Esta es la herramienta que la normativa dispone a tal efecto. Esta propuesta además, los tor-

na en obligatorios para toda la demanda. Como además se requiere señales de largo plazo la cobertura contractual debiera parcialmente encuadrarse en esos plazos.

En tanto, la normativa vigente requiere a los GUMas una cobertura contractual mínima del 50%.

A fin de incrementar esta obligación incluyendo el largo plazo y balanceándola con el corto y mediano plazo se propone entonces que:

Los grandes usuarios cubran con contratos, por lo menos el 90% de su consumo con contratos de corto, mediano y largo plazo. Los contratos podrán ser de disponibilidad ó de abastecimiento.

La delicada situación del sector distribución hace necesario una aplicación gradual de una regulación en este sentido. Entonces, las distribuidoras deberán respaldar en 5 años el 50% de la demanda de sus usuarios con contratos de abastecimiento. La demanda contratada por CAMMESA en los distintos acuerdos con generadores ("contratos MEM"; hoy aprox. 16,5% de la demanda estacional) forma parte del respaldo a la demanda de las distribuidoras. En función de la adaptación que logre el MEM, la Secretaría de Energía progresivamente ajustará este objetivo hasta igualar la obligación de los grandes usuarios tanto en lo referente a plazos, como a volúmenes.

En los contratos de abastecimiento podrán participar:

- o Toda centrales térmicas con gas nuevo asociado.
- o nuevas centrales hidroeléctricas
- o unidades a partir de energía renovable.

Como esta generación se integra a la del sistema, la parte compradora deberá participar proporcionalmente en el sostenimiento de la calidad y seguridad del SADI (reservas y servicios)⁸¹. No le corresponde a la energía transada bajo estos contratos sostener la operación normal del MEM puesto que su contrato es su cobertura operacional. Es decir no debiera abonar otros cargos referidos al uso de combustibles de otras centrales. Además como quien lleva adelante esta iniciativa, sostiene de algún modo la expansión de la oferta (cómo mínimo la de combustible), la demanda asociada a estos contratos debiera excluirse de los costos de expansión del sistema ó importación de energía.

En los contratos de disponibilidad de potencia podrán participar los grandes usuarios como compradores y por el lado de la oferta:

- o Centrales térmicas existentes. Los precios que se pauten pueden ser los que determine como razonables los análisis que está efectuando (a nov 2012) el Ministerio de Economía

Esta herramienta, contrato de largo plazo de las distribuidoras con mecanismo automático de incorporación a tarifas (en el caso de distribución) actualmente impulsa la expansión de los sistemas eléctricos de Chile, Brasil, Perú y El Salvador. En el caso argentino, necesitaría un período de adaptación, que, entre otras cosas, permita reconstruir paulatinamente la confianza de los involucrados.

La porción de energía y potencia no contractualizada se adquiere al mercado remanente de los contratos de abastecimiento. A este mercado convergen la producción de unidades con contratos de disponibilidad, con contratos MEM, generación sin contratos, nuclear e hidroeléctrica existente. Esto se constituye en un incentivo a la contratación, puesto que en la potencia no incluida en contratos del Mercado a Término se incluye componentes que incrementan el valor promedio respecto al MaT.

5.2. APLICACIÓN AL SEGMENTO DISTRIBUCIÓN.

La propuesta –en una etapa siguiente– requiere la redefinición del precio estacional y de las obligaciones de los agentes. La definición de ambas cuestiones son prerrogativas federales y por ende no requiere de ajustes en los contratos de concesión.

Por otra parte, como se indicara, los distribuidores operan el 80% de la energía en Argentina. Entre éstos, las distribuidoras bajo concesión nacional son las más importantes⁸². EDENOR y EDESUR reúnen el 35% de la demanda argentina. La regulación de éstas se encuentra directamente bajo control nacional. Es decir, la Secretaría de Energía puede eventualmente impulsar esta iniciativa.

⁸¹ El contrato de abastecimiento a partir de combustible nuevo libera para el uso del resto de la oferta el combustible que le proveía el sistema a la unidad contratada. Este combustible nuevo contribuye a la expansión de la oferta por lo que, en contrapartida, la cobertura contractual con estos contratos exime de todos los costos extras relacionados con combustibles (hoy STD; Adicional STD, Sobrecosto Combustible, Importación de Brasil, Sobre-costos contratos MEM, etc.).

⁸² De acuerdo al DTE de septiembre de 2012 representan aproximadamente 39% de la demanda de las distribuidoras.

Los mecanismos que habiliten la incorporación a tarifa de usuarios finales de los contratos de abastecimiento realizados por las distribuidoras, debieran asegurar competencia, transparencia, y la participación tanto de los generadores existentes como de los potenciales. Es decir, deben realizarse con la antelación suficiente para permitir la puesta en servicio de la unidad *ad hoc*.

La provisión de energía a más de tres años deberá realizarse con una antelación no menor a 18 meses, en tanto que la destinada a cubrir contractualmente por cinco o más años debe licitarse con una antelación no menor a 24 meses.

El proceso de licitación de contratos de abastecimiento será supervisado por el ENRE quien deberá garantizar la transparencia del proceso, de modo de asegurar la competencia.

En una primera instancia, estas licitaciones las realizará anualmente CAMMESA de modo de cubrir el volumen de energía de la demanda estacional que le especifique la Secretaría de Energía.

En una segunda etapa, los distribuidores deberán indicar a CAMMESA los módulos que desean cubrir. En la medida que se consolide el proceso las licitaciones podrán ser efectuadas por los distribuidores en directo.

5.2.1. LICITACIONES CENTRALIZADAS.

a) *Etapa inicial.*

Tanto para iniciar este camino, CAMMESA realiza licitaciones anuales para, en el marco de Contratos MEM, respaldar a la demanda estacional.

La Secretaría de Energía, en tanto, debe especificar los volúmenes a licitar y trimestralmente debe sancionar un precio estacional que resulte de la ponderación de los aportes de las diferentes fuentes para reunir la demanda estacional.

En esta etapa el precio estacional es el mismo (salvo pérdidas de transporte, representadas por el factor de nodo) para todas las distribuidoras.

En estas licitaciones se podrá incluir demanda de grandes usuarios que lo soliciten. En caso de empresas no instaladas aún, se podrá pautar garantías.

b) *Segunda Etapa.*

En esta etapa, instalada ya la operación contractual, CAMMESA licita los requerimientos solicitados expresamente por las distribuidoras, para luego de la licitación transferirles los contratos. Es decir, para permitir una mayor escala, los distribuidores pueden participar en una licitación que CAMMESA deberá realizar anualmente. En ésta también pueden participar los grandes usuarios. Con las garantías adecuadas, se puede extender esto a usuarios futuros. Tras la adjudicación, CAMMESA transfiere a los interesados los contratos, constituyéndose en contratos bilaterales. El oferente adjudicado puede acordar nuevas condiciones contractuales con el gran usuario ó con el distribuidor.

En función de las condiciones de mercado puede constituirse transitoriamente un fondo de garantía de pago, o que alguno de los participantes adelante voluntariamente y, por ejemplo, contra avance de obra parte del pago, que de otro modo se iniciaría con la habilitación comercial del generador.

Los precios obtenidos se transferirán a la tarifas de los usuarios de las distribuidoras, como se indica en [5.9 Precio Estacional](#).

En esta etapa los precios estacionales dependerán de la ponderación de los distintos aportes para el cubrimiento de su demanda. Esto requiere un decreto que modifique la reglamentación del Art 36 de la Ley 24065.

5.2.2. LICITACIONES PROPIAS.

En una etapa posterior, el distribuidor o grupo de ellos, puede cumplimentar la obligación que se propone, llevando adelante licitaciones propias.

La licitación debe realizarse en un marco de transparencia y competencia. Para ello, los mecanismos que autoricen la incorporación de estos contratos deben condicionarse al cumplimiento de un estándar de requisitos mínimos.

Las distribuidoras deberán entonces diseñar sus bases de licitación conforme a los lineamientos que estipule la Secretaría de Energía.

A fin de dar certezas a los involucrados, la/s distribuidora/s que lleve/n adelante esto, deberá presentar una propuesta de bases para la licitación. Éstas deberán autorizarse previamente. Además, el proceso será supervisado por el ENRE.

En Anexo se presentan los lineamientos que la normativa chilena requiere a estos efectos⁸³.

Los resultados de estas licitaciones se incorporarán a los contratos existentes, a los transferidos por CAMMESA y a la compra spot para determinar el precio estacional del agente.

5.3. GRANDES USUARIOS.

Se incrementa la obligación de los GUMas de contractualizar la demanda, del actual 50% al 90%. Además, se incorpora que de esa demanda, el 30% debe cubrirse con un contrato de más de 3 años y el 30% por uno de más de 5 años.

Pueden establecer contratos de disponibilidad de potencia y de abastecimiento a fin de obtener respaldo para su suministro. De acuerdo a la normativa vigente ([X 1.1 Tipos de contratos, Contratos de Disponibilidad de Potencia](#)) los primeros aseguran cobertura toda vez que establecen un compromiso de disponibilidad de potencia de un generador como reserva para ser convocada por el contratante ante restricciones programadas en el sistema. En esos momentos la energía producida por la unidad es asignada al demandante, por lo que deberá solventar directamente sus costos. La producción de la unidad cuando no está convocada por el comprador se entrega al sistema quien también sostiene al comprador de este contrato. Es decir el usuario paga la energía (salvo cuando se convoca respaldo) como la suma del precio spot horario (PSh) y el precio medio horario de la energía (PMh). También participa en los cargos de reserva y calidad. En definitiva, si bien garantiza su suministro, no estabiliza los precios.

Los contratos de abastecimiento permiten la cobertura de ambos aspectos bajo la condición de operar a partir de gas nuevo, o desde una nueva central hidroeléctrica ó a partir de energía renovable.

Los mismos requisitos en cuanto a plazos contractuales se le exigirán a los GUMes mayores de 1 MW.

En el mismo sentido los GUMes menores de 1 MW y los GUPas deberán pautar contratos de por lo menos tres años.

La potencia no cubierta contractualmente se adquiere al mercado de saldos de contratos.

Tanto a fin de incrementar la cantidad de los interesados, como para permitir a la demanda industrial acotar los riesgos, esta modalidad debe implementarse para toda la demanda (anterior y posterior a 2005) y en caso de centrales térmicas toda la oferta: unidades existentes (generadores instalados, tanto los llamados Base⁸⁴, como los "Plus"⁸⁵)⁸⁶ y nuevas, siempre que se cumpla el requisito de contar con gas nuevo y/o combustible alternativo propio.

La propuesta en definitiva consiste en una generalización del programa Energía Plus. A fin de establecer claramente derechos y obligaciones se requiere una resolución de Secretaría de Energía que puede dictarse a la brevedad.

5.4. DESARROLLO DEL MERCADO DE GAS.

Uno de los objetivos de la demanda al interactuar en el mercado eléctrico es asegurar el abastecimiento y estabilizar el precio en el largo plazo. Esta necesidad es concurrente con la de un productor de hidrocarburos. En esta industria las inversiones tienen una importante cuota de riesgo y por ende se requiere largo plazo para su amortización. Esta característica común con las necesidades de la industria manufacturera puede complementarse con el articulado de un generador.

Por ello, se propone a fin de estimular la oferta de gas con señales de largo plazo, re-establecer el criterio que el respaldo contractual sólo se deriva de operación de la generación a partir de combustible propio. Además debe ser **gas nuevo** (según las definiciones del Ministerio de Planificación Fede-

⁸³ Resolución Exenta CNE/704.

⁸⁴ Son los existentes al momento de publicación de la res SE 1281, es decir, septiembre 2006.

⁸⁵ Son los ingresados después de esa fecha (septiembre 2006, res SE 1281/06) y que han sido autorizados a prestar el servicio de Energía Plus.

⁸⁶ Esto aprovecha la experiencia de los generadores ya instalados.

ral, Ingresos Públicos y Servicios⁸⁷) si la unidad de generación pretende respaldar demanda con ese hidrocarburo.

Los generadores térmicos que no cuentan con gas nuevo propio, sólo podrán firmar contratos de disponibilidad de potencia, vendiendo la energía a su costo reconocido para despacho.

La mecánica propuesta permite a la demanda pautar un precio predecible para su suministro. En particular la demanda industrial puede, de este modo, afianzar en el largo plazo su competitividad. Esto se constituye en el mayor aporte social ya que se involucra a la industria manufacturera en la búsqueda de gas.

De este modo podría constituirse una dupla entre los generadores y los industriales en procura de nueva oferta de gas a precios competitivos que presionaría sobre los productores de hidrocarburos. Esto podría inyectar un nuevo ímpetu al mercado de gas contribuyendo a despejar dudas respecto a disponibilidad y precio.

5.5. DESARROLLO GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA Y NUCLEAR.

Desde 2002 la generación térmica alimenta los incrementos de la demanda (*Ilustración 48*). Como se demuestra esta tendencia no es sustentable. Por lo que resulta necesario incentivar el desarrollo de generación alternativa a los hidrocarburos.

Desde diferentes enfoques como diversificar la matriz energética, acotar riesgo y reducir el impacto en la balanza comercial se arriba a la misma conclusión.

Se propone: Establecer un mecanismo de ampliación planificada desde la Secretaría de Energía y con el aporte de CAMMESA para la expansión y **desarrollo de unidades hidroeléctricas de gran porte. La financiación de tales emprendimientos debiera disponer de traslado automático de los costos** al precio que paga la demanda que no cuenta con contratos de abastecimiento.

La planificación deberá tener en cuenta la disponibilidad de recursos propios y propender al desarrollo de la industria manufacturera local. Esta planificación podría encaminarse a través de una agencia nacional específica. La aplicación de esta propuesta requiere de unos pocos ajustes a la normativa actual (res SE 762/09⁸⁸). Entre los cuales se incluya que una vez adjudicada la obra, se licite entre la demanda interesada (distribuidores y grandes usuarios) voluntariamente la compra de esa nueva energía. Ésta podría adjudicarse, por ejemplo a las ofertas de mayor porte (fijado el precio por la licitación de constructor, se transfiere la obligación de compra a los mayores interesados por todo el período contractual).

Con el mismo criterio debería ajustarse la res SE 200/09⁸⁹ para trasladar los **costos del desarrollo de unidades nucleares** a toda demanda que no contribuye al mantenimiento y/o expansión de la oferta y/o del SADI.

5.6. DESARROLLO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES.

A fines del año 2006, se promulgó la Ley 26190⁹⁰ “*Régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinadas a la producción de energía eléctrica*”. Ésta, amplió el universo de energías renovables⁹¹ comprendidas en el régimen de promoción de la Ley 25019 y estableció un sistema de cuota sin una obligación de compra de parte de los usuarios. El objetivo es que en 2016,

⁸⁷ Resoluciones SE 24 y 1031/2008.

⁸⁸ “Crea el Programa Nacional de Obras Hidroeléctricas, el cual tendrá como objetivo principal incentivar y sostener la construcción de centrales hidroeléctricas, cuya duración será la necesaria para permitir la finalización de la totalidad de las obras que se incorporen al mencionado programa”. Ver XVI 11

⁸⁹ Extiéndese la habilitación para la realización de contratos de abastecimiento previstos en la Resolución 220/07 a los agentes generadores, cogeneradores o autogeneradores que sean agentes del Mercado Eléctrico Mayorista a los agentes generadores, cogeneradores o autogeneradores que cuenten al momento del dictado de esta Resolución con instalaciones de generación a comprometer, y que sean objeto de participación estatal mayoritaria o que sean empresas controladas por el Estado Nacional. Ver XVI 10 Resolución SE 200/08. Financiamiento de ampliaciones en unidades de generación estatales.

⁹⁰ Decreto Reglamentario 562 del año 2009.

⁹¹ Se define como fuentes de energía renovables a las que no emplean combustibles fósiles. Entre ellas se mencionan a la energía eólica, solar, geotérmica, mareomotriz, hidráulica -el límite de potencia establecido es de 30 MW-, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración y biogás.

el 8% del consumo de energía eléctrica nacional sea cubierto por fuentes renovables. En mayo de 2009 se publica el Decreto 562, instrumenta el régimen de promoción a través de beneficios impositivos y de un régimen de fomento.

Se propone trasladar a la demanda la obligación que impone la Ley 26190. Es decir que los usuarios del MEM deban cubrir por lo menos el 8% de su demanda con energía proveniente de fuentes renovables a partir de 2016. Esta medida podría implementarse a través de una resolución de Secretaría de Energía.

5.6.1. GRANDES USUARIOS.

Esta nueva obligación debe implementarse a la brevedad a fin de dar previsibilidad y permitir el desarrollo de proyectos impulsados desde estos nuevos alcanzados. Puede adoptarse un esquema similar a la res SE 1281/06. Es decir, todos los usuarios de una demanda mayor a 300kW deberían respaldar un segmento de su demanda (en este caso el necesario para cubrir el 8% de su requerimiento de energía) con un determinado segmento de generación (en este caso las renovables). También en la res SE 1281/06, se establecen cargos que operan como penalidades de modo de incentivar que la demanda transe cobertura contractual con la generación correspondiente. En este caso podría aplicarse el traslado proporcional o con algún sesgo punitivo de los costos de los contratos pautados por el Estado para cumplimentar la obligación que el agente no realiza.

A fin de permitir se desarrollen unidades económicamente más rentables, se debe ampliar la figura de autogenerador distribuido (res SE 269/08) permitiendo el agrupamiento de empresas para llevar adelante unidades de generación.

5.6.2. DISTRIBUIDORAS.

De manera análoga a lo sugerido para grandes usuarios, se propone trasladar a las distribuidoras la obligación estipulada en la Ley 26190: cubrir por lo menos el 8% de la demanda propia con energía proveniente de fuentes renovables.

Se puede adoptar un mecanismo análogo al propuesto para generación convencional, es decir la distribuidora debe encarar por sí este tema o requerirle a CAMMESA la licitación de esta obligación. En esos casos, los resultados de la compulsa formarán parte del precio estacional.

El agente que no cumpla se le traslada a precio estacional el precio medio resultante de las acciones llevadas adelante por el sistema. Además se le imputaran por lo menos, los costos remanentes de licitación que deba efectuarse. Esto **no forma parte del precio estacional**.

De manera análoga a lo propuesto para la cobertura contractual con generación convencional, la Secretaría de Energía define los lineamientos de la licitación para la provisión desde fuentes renovables que debe seguir la distribuidora para que sus resultados se integren a la definición de precio estacional. Dentro de éstos, la Secretaría de Energía define la participación de cada fuente.

5.6.3. USUARIOS RESIDENCIALES.

Se sugiere permitir la autoproducción de energía de estos usuarios. Esta posibilidad, vedada al segmento residencial, podría encauzar iniciativas individuales que priorizan intereses diferentes a los económicos.

Este segmento de los interesados podría ampliarse si se determina un precio de adquisición de la energía (que la distribuidora debiera estar obligada a adquirir por cuenta y orden del MEM) y/o se financia estos emprendimientos (por ejemplo la instalación de la medición bidireccional).

El sistema debiera considerar lo inyectado a la red⁹² valorado a un precio a definir. Éste debe tener en cuenta el objetivo país: diversificar la matriz energética propendiendo al menor costo posible de modo de sostener la competitividad de las tarifas.

En el mecanismo que se propone la distribuidora representa ante el MEM a estos usuarios (reúne la información, autoriza la conexión y hace el *clearing* comercial pertinente). En alguna medida sigue los lineamientos de la res SE 280/08.

Esta propuesta no requiere modificación de los contratos de concesión de las distribuidoras.

⁹² Es decir lo generado descontado lo consumido.

Cada provincia o jurisdicción puede ampliar esta alternativa, con la asignación del Valor Agregado de Distribución (VAD) reconocido para la venta de energía de estos usuarios. Esto implica una modificación del contrato de concesión.

5.6.4. GENERACIÓN RENOVABLE.

Sobre todo en el marco de incluir a los grandes usuarios como iniciadores de proyectos, facilitar (y, en el caso eólico, permitir) la formalización de contratos de abastecimiento con unidades renovables. Esto implica el reconocimiento a este tipo de unidades, de respaldo firme, aplicable a cualquier estamento de la demanda⁹³.

Para el respaldo de fuentes intermitentes (caso eólico y solar) debiera considerarse una transacción diferente a la horaria, por ejemplo, de paso semanal.

Estos ajustes pueden implementarse vía una resolución de la Secretaría de Energía.

5.7. CONTRATOS EXISTENTES.

Los derechos emergentes de un contrato son parte de la propiedad privada de los involucrados. El respeto a la propiedad es un principio basal de nuestro esquema legal y forma parte de los principios constitucionales. Al respecto la Corte Suprema de Justicia expresó:

“... el término propiedad, cuando se emplea en los Arts. 14 y 17, CN, o en otras disposiciones de ese estatuto, comprende todos los intereses apreciables que un hombre puede poseer fuera de sí mismo, fuera de su vida y de su libertad. Todo derecho que tenga un valor reconocido como tal por la ley, sea que se origine en las relaciones de derecho privado, sea que nazca de actos administrativos (derechos subjetivos, privados o públicos), a condición de que su titular disponga de una acción contra cualquiera que intente interrumpirlo en su goce, así sea el Estado mismo, integra el concepto constitucional de ‘propiedad’. Los derechos emergentes de una concesión de uso sobre un bien públicos (derecho a una sepultura) o de las que reconocen como causa una delegación de la autoridad del Estado a favor de los particulares (empresas de ferrocarriles, tranvías, luz, electricidad, teléfonos, explotación de canales, puertos, etc.) se encuentran protegidos por las garantías consagradas en los Arts. 14 y 17, CN, como pudiera estarlo el titular de un derecho real de dominio (...) el principio de la inviolabilidad de la propiedad, asegurado en términos amplios por el Art. 17, protege con igual fuerza y eficacia tanto los derechos emergentes de los contratos como los constituidos por el dominio o sus desmembraciones”

“Bourdieu, Pedro Emilio v. Municipalidad de la Capital Federal”, Fallos 145:307 (1925).

En este sentido, la fuerza normativa u obligatoria del contrato está reconocida en el artículo 1197 Código Civil que establece que las convenciones hechas en los contratos forman para las partes una regla a la cual deben someterse como a la ley misma. Además la jurisprudencia indica que constituyen derechos adquiridos (definitivamente incorporados al patrimonio de la persona), amparados por la garantía constitucional de la propiedad, los derivados de los contratos. Es decir, siendo estos derechos contractuales parte de la "propiedad" en el sentido constitucional, las leyes (y más aún los actos administrativos) que pretendan sacrificar esos derechos en virtud de objetivos de interés general son equivalentes a una expropiación⁹⁴. Por lo tanto los derechos emergentes de los contratos deben respetarse.

5.7.1. CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM.

Existen por lo menos 14 resoluciones marco en las que CAMMESA, en representación del MEM, adquiere energía. A través de estas normas, la Secretaría de Energía habilitó la realización de Contratos de Abastecimiento entre el Mercado Eléctrico Mayorista, representado por CAMMESA, y diferentes ofertas de disponibilidad de generación y energía asociada, presentadas por parte de ENARSA, otros oferentes de origen estatal o iniciativas privadas. En [BDetalles de las normas sobre expansión de generación](#) se especifica sucintamente el objeto y las principales características de cada una.

⁹³ Es decir, podría cubrirse contractualmente la demanda anterior (llamada Base) y posterior (conocida como plus o excedente) a 2005 y la que devenga en el 8% de su demanda.

⁹⁴ Dr. Juan Carlos Cassagne, punto 3. La estabilidad de los derechos patrimoniales emergentes de las concesiones y/o licencias de servicios públicos, JCC, Doctrina, JA2005-I-1217/SJA 23/3/05 (Lexis Nexis).

Estos contratos que sustentan la demanda estacional⁹⁵ deben cumplimentarse y los costos asociados deben trasladarse al precio medio de la potencia y de la energía que abonan esa demanda.

5.7.2. CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO DE LOS GU.

Se deben cumplir hasta la finalización de los mismos. Tras esto, deberán encuadrarse dentro de los nuevos requisitos.

5.8. DESPACHO Y DETERMINACION DEL PRECIO HORARIO.

El despacho se basa en el costo económico del sistema. Esto garantiza un despacho de mínimo costo y es independiente de la mecánica de sanción de precios.

A fin de respetar lo especificado por la Ley 24065 (Art. 36)⁹⁶, debe definirse un *precio único a percibir por los generadores, basado en el costo económico del sistema. Para su estimación deberá tenerse en cuenta el costo que represente para la comunidad la energía no suministrada*.

Para esto se debe redefinir el precio spot horario (PSh) como igual al máximo precio reconocido para la energía hidráulica convocada para esa hora⁹⁷. Además debiera sancionarse cada hora el precio medio horario de la energía (PMh). Es decir, el que sumado al precio spot horario (PSh) cubra las erogaciones a efectuar para solventar los costos variables de toda la generación despachada en esa hora no sostenida por contratos de abastecimiento. Este precio de energía es el precio que paga la demanda por sus compras sin contratos de abastecimiento. Debe incluir todos los costos variables asociados a la generación. Es decir debiera contener los costos que hoy enfrenta la demanda a través de cargos como Sobrecostos Transitorios de Despacho (STD), Adicional STD, Sobrecosto de Combustible, Contratos MEM e incluir a la Importación de Brasil como una unidad más dentro del despacho..

La porción de potencia no contractualizada se adquiere al mercado remanente de los contratos de abastecimiento y de disponibilidad de potencia. A este mercado converge la producción de unidades con contratos MEM, generación sin contratos, nuclear e hidroeléctrica existente. Esto se constituye en un incentivo a la contratación ya que este último valor incluye componentes que incrementan el valor promedio.

Esta reforma requiere una resolución de la Secretaría de Energía.

5.9. PRECIO ESTACIONAL.

Por un lado, la Ley 24065 (art. 36) establece que los distribuidores deben pagar una tarifa trimestral uniforme y por el otro que la tarifa de usuario final deberá tener un término representativo de los costos de adquisición en el MEM (art. 40 ítem c).

En la reglamentación del art. 40 inciso c, se establece que, el precio que se utiliza para la conformación de tarifas es el que surge del cálculo del precio spot más probable del próximo trimestre.

"Inciso c) Se adicionará al costo propio de distribución el precio de compra en bloque en el Mercado Eléctrico Mayorista, tomando como referencia el correspondiente al "Mercado Spot....En caso de comprar el distribuidor toda o parte de la energía eléctrica en bloque, a través de contratos libremente pactados, el precio a trasladar a la tarifa a usuarios finales será el que corresponda al Mercado Spot".

⁹⁵ Salvo la resolución que formaliza el acuerdo para llevar adelante el FONINMEM (1427/04 y 1193/05) todas las normas que enmarcan ampliaciones, se referencian en la res SE 220/07. Sucintamente ésta: "habilita la realización de Contratos de Abastecimiento entre el MEM y las ofertas de disponibilidad de generación y energía asociada adicionales, presentadas por Generadores, Autogeneradores y Cogeneradores que a la fecha no sean agentes del MEM o no estén habilitadas comercialmente ó no estén interconectadas al MEM". "Podrán participar proyectos en los que participe el Estado Nacional, ENARSA o aquellos que el Ministro de Planificación lo determine para satisfacer la demanda spot (estacional) de los distribuidores".

⁹⁶ Artículo 36.- La Secretaría de Energía dictará una resolución con las normas de despacho económico para las transacciones de energía y potencia contempladas en el inciso b) del artículo precedente que aplicará el DNDC. La norma referida dispondrá que los generadores perciban por la energía vendida una tarifa uniforme para todos en cada lugar de entrega que fije el DNDC, basada en el costo económico del sistema. Para su estimación deberá tenerse en cuenta el costo que represente para la comunidad la energía no suministrada.

⁹⁷ Actualmente el precio del máximo reconocido (Valor del Agua) es de 60 \$/MWh.

5.9.1. INCLUSIÓN EN PRECIO ESTACIONAL.

En este marco se propone entonces que se modifique la reglamentación del art. 40 inciso c, definiendo al Precio Estacional como el promedio ponderado de las diferentes fuentes de provisión. Esto requiere un decreto del Poder Ejecutivo Nacional.

Esa modificación permitiría, que, además de los contratos MEM vigentes, se incorporen los licitados centralizadamente y los llevados adelante directamente por las distribuidoras o grupo de ellas. Esto deviene en un precio estacional *ad hoc*. Así, el precio estacional es representativo de los costos de adquisición del MEM pero no es uniforme para todas las distribuidoras.

En lo inmediato mientras CAMMESA lleva adelante estas licitaciones se propone que la Secretaría de Energía sancione el precio que se transfiere a tarifa de usuario final como el costo medio del sistema en el período en análisis que incluye centrales despachadas sin contrato de abastecimiento y centrales con contrato MEM. Es decir:

Precio Estacional =

$$\equiv \frac{\sum_i \text{Grción} \cdot \sum_i \text{Precio Ctos Vigentes} + \sum_j \text{Grción} \cdot \text{Precio Ctos licitados} + \text{Vol Compra SinCto} \cdot \text{Precio E Sin Cto}}{\text{Volumen de compra estacional}}$$

Ecuación 1

Siendo

$\sum_i \text{Grción} \cdot \sum_i \text{Precio Ctos Vigentes}$ la generación esperada por CAMMESA de cada uno de los i contratos vigentes multiplicada por su precio respectivo.

$\text{Vol Compra SinCto} \cdot \text{Precio E Sin Cto}$ es el volumen de energía que se espera requerir sin cobertura contractual valuado al precio esperado del período en análisis. Es decir es la energía comprada spot valorizada al precio spot medio esperado por CAMMESA para ese tiempo.

$\sum_j \text{Grción} \cdot \text{Precio Ctos licitados}$ la generación esperada por CAMMESA de cada uno de los j contratos adjudicados multiplicada por el precio resultante de la licitación.

El precio resultante de la licitación será el promedio ponderado por el volumen esperado por CAMMESA de la generación de las ofertas adjudicadas por las distribuidoras (o conjunto de ellas) y las adjudicadas centralizadamente.

A fin de evitar especulaciones las licitaciones (centralizadas y realizadas por distribuidoras) debieran realizarse simultáneamente.

La transacción sin cobertura contractual ajustará trimestralmente el precio calculado.

5.10. RESUMEN DE NUEVAS OBLIGACIONES

Resumen de nuevas obligaciones en Mercado Adaptado	
CAMMESA	Licitación anual de la compra de energía y potencia requeridos por la demanda. Esto incluye, renovables (la SE define el mix tecnológico) y convencionales. Transfiere a los distribuidores los contratos de provisión obtenidos en las licitaciones por los volúmenes requeridos. Los distribuidores que no cuentan con ctos propios ni requieran a CAMMESA provisión contractual, se aplica un cargo. Éste NO forma parte del precio estacional.
ENRE	Supervisar proceso de licitación de CAMMESA y de las distribuidoras que quieran implementarlo
Sec de Energía	Definir la composición de compra de tecnologías renovables. Aprueba condiciones de licitación directa de GU
Distribuidores	Definir los volúmenes que deban respaldarse contractualmente. - Requerir a CAMMESA una licitación a este respecto, o - Implementarla. Suscribir los contratos correspondientes
Grandes Usuarios	Cumplir los nuevos requisitos contractuales. Respaldo a partir de: Contratos existentes hasta su finalización, Nuevos contratos de abastecimiento

Tabla 29. Resumen de nuevas obligaciones.
Fuente: Elaboración propia.

6. ETAPAS INTERMEDIAS HASTA ALCANZAR EL ESCENARIO DESCRIPTO

El profundo desacople entre los costos de generación y los costos medios de las tarifas, y la multiplicidad y dispersión de ambos, deviene en la necesidad de medidas de adaptación.

6.1. LOS GRANDES USUARIOS COMO PROMOTORES DEL CAMBIO

En este escenario se entiende que la propuesta introduce a este mercado una nueva demanda con obligaciones a mediano y largo plazo. Estos nuevos participantes pueden resultar más creíbles para los productores y demás sujetos del sector.

Por otra parte estos agentes ya soportan precios de energía tales que el costo equivalente de combustible resultante de un ciclo combinado de gran porte viabiliza la búsqueda de nuevo gas:

La **Tabla 24** (que se repite como **Tabla 30**) presentó el costo de cada estamento de demanda para un usuario. Este se conforma del costo de los contratos y otros cargos. La tabla indica valores usuales de contratos plus y base y los cargos que se abonan por cada uno de esos segmentos de demanda.

Precio de la energía base y excedente				
	2012	2011	2010	
Demanda que excede la base				
Cto Plus [US\$]	70	65	63	[US\$/MWh]
tipo de cambio	4,40	3,98	3,10	[\$/US\$]
Costo del Cto Plus [\$]	308,0	258,7	195,3	[\$/MWh]
Cargos que se adicionan a la demanda excedente cubierta por un Cto E Plus				
	12,7	14,6	7,3	[\$/MWh]
Energía Adicional	3,9	4,0	4,4	[\$/MWh]
Sobrecosto Cbtle	9,0	7,9	7,3	[\$/MWh]
Res+Serv. Asoc.	4,9	12,6	7,4	[\$/MWh]
	30,4	38,9	26,3	[\$/MWh]
Costo total dda Excedente [c]	338,42	297,63	221,64	[\$/MWh]
tipo de cambio	4,40	3,98	3,10	[\$/US\$]
	76,9	74,8	71,5	[US\$/MWh]
Demanda Base				
Precio Spot	120,0	119,5	115,11	[\$/MWh]
PPaD	7,0	7,0	7,0	[\$/MWh]
Margen generador Base	9%	7%	5%	
	11,4	8,9	6,1	[\$/MWh]
Costo del Cto Base [\$]	138,4	135,3	128,2	[\$/MWh]
Cargos que se adicionan a la demanda base				
	113,6	95,5	56,0	[\$/MWh]
Adic STD	12,7	14,6	7,3	[\$/MWh]
Energía Adicional	3,9	4,0	4,4	[\$/MWh]
Sobrecosto Cbtle	9,0	7,9	7,3	[\$/MWh]
Res+Serv. Asoc.	4,9	12,6	7,4	[\$/MWh]
	144,1	134,4	82,3	[\$/MWh]
Costo total dda Base [d]	282,5	269,7	210,5	[\$/MWh]
tipo de cambio	4,40	3,98	3,10	[\$/MWh]
	64,2	67,8	67,9	[US\$/MWh]

Tabla 30. Precio global de energía 2010 a 2012 (últ. cuat. estimado).

Fuente: Elaboración propia.

A Octubre 2012 la energía excedente representa aproximadamente un 20% de la consumida por los usuarios de más de 300 kW. Se adopta esta participación relativa para ponderar los precios:

Precio de la energía ponderando base y excedente. Usuarios con subsidio			
	2012	2011	2010
0,8 Costo total dda Base [d]	293,7	275,3	212,7 [\$/MWh]
+			
0,2 Costo total dda Excdte [c]	66,7	69,2	68,6 [US\$/MWh]

Tabla 31. Precio global de energía 2010 a 2012 (últ cuat estimado) Usuario Con subsidio.
Fuente: Elaboración propia.

Estos precios no incluyen los costos de los contratos suscriptos por CAMMESA ni la importación de Brasil. Como la res SE 1301/2011 aplica estos cargos a los grandes usuarios alcanzados por la quita de subsidios, los precios anteriores serán entonces para los usuarios no alcanzados por la quita de subsidios.

Importación desde Brasil y Contratos MEM			
	2012	2011	2010
Cargo x Importación desde Brasil	8,42		[\$/MWh]
Cargo x Ctos MEM	56,1		[\$/MWh]
Cargo x Importación desde Brasil + Cargo x Ctos MEM	64,5	44,0	39,3 [\$/MWh]

Tabla 32. Costo de la importación desde Brasil y de los contratos de CAMMESA. 2010 a 2012 (últ cuat estimado).
Fuente: Elaboración propia.

En definitiva, un usuario sin subsidio debe solventar:

Precio de la energía ponderando base y excedente. Usuarios sin subsidio			
	2012	2011	2010
Usuario con subsidios	293,7	275,3	212,7 [\$/MWh]
Cargo x Importación desde Brasil + Cargo x Ctos MEM	64,5	44,0	39,3 [\$/MWh]
Total	358,2	319,3	252,1 [\$/MWh]
tipo de cambio	4,40	3,98	3,10 [\$/US\$]
	81,4	80,2	81,3 [US\$/MWh]

Tabla 33. Precio global de energía 2010 a 2012 (últ cuat estimado) Usuario Sin subsidio.
Fuente: Elaboración propia.

Por otra parte un ciclo combinado de gran porte requiere una inversión unitaria de 985 US\$/kW. Esto implica, asumiendo una utilización del 85%, una tasa de descuento del 12% en 15 años, un costo unitario de capital del orden de 19,42 US\$/MWh. Estas unidades operan con un consumo unitario de 1.485 kCal/kWh (6,6 MBTU/MWh). El costo medio estándar de Operación y Mantenimiento (O&M) ronda los 4 US\$/MWh. En definitiva los costos no combustibles de este ciclo rondan los 23,42 US\$/MWh.

Si se emplea un ciclo combinado como el descrito para producir la energía que demanda un usuario del MEM, el precio de indiferencia del combustible, resultará de descontar los costos no combustibles de ese ciclo y los gastos inherentes a seguridad y calidad del sistema eléctrico⁹⁸ (en 2012 aproximadamente 3 US\$/MWh):

Costo de combustible de indiferencia con el Precio 2012 de la energía		
Usuario con subsidios	66,7	[US\$/MWh]
Usuario sin subsidio		81,4 [US\$/MWh]
CC Costo No combustible	23,4	23,4 [US\$/MWh]
Costos Seguridad y Calidad MEM	3,0	3,0 [US\$/MWh]
Neto	40,3	55,0 [US\$/MWh]
Consumo unitario	6,6	6,6 [MBTU/MWh]
Costo de combustible de indiferencia	6,10	8,32 [US\$/MBTU]

Tabla 34. Costo de combustible de indiferencia con el Precio 2012 de la energía.
Fuente: Elaboración propia.

⁹⁸ Reservas de potencia, regulación de frecuencia que se abona como parte del cargo de Servicios Asociados a la Potencia y pérdidas de transmisión (Cargo de Energía Adicional).

Estos valores de indiferencia son mayores que los que se autorizan a sep 2012 para el programa Gas Plus (5,2 US\$/MBTU).

La implementación inmediata de esta medida requiere una resolución. La norma debiera establecer: cronograma de implementación, derechos y obligaciones inherentes al contrato.

Por ejemplo la norma podría modificar la condición para constituirse en Gran Usuario Mayor (GUMa) en cuanto a elevar del actual 50% al 90% el volumen de demanda contractualizada para la fecha inmediata siguiente de ingreso al mercado. En general estos usuarios tienden a cubrir más del 90% de su demanda con contratos, por lo que esta medida no constituye una dificultad.

El requerimiento de cubrir a tres y cinco años el 30% de la demanda respectivamente requiere que las partes se adapten a las nuevas circunstancias. Para ello, podría otorgarse dos períodos estacionales para la exigencia de contratos de tres o más años. La última etapa necesita más tiempo, por ejemplo dos períodos estacionales adicionales a la anterior.

En cuanto a los derechos debe especificarse taxativamente que la cobertura con respaldo a partir de combustible firme sólo tiene asociados los cargos relativos a la seguridad (reservas de potencia), calidad (regulación de frecuencias) y pérdidas (esto último actualmente englobado en el cargo llamado energía adicional).

La res SE 24/ 08 garantiza el precio del gas plus en caso de re-direccionamiento del gas para el productor. Luego la res SE 1031/08 y con más precisión en la Nota SE 6890/2010 se garantiza la provisión cuando el comprador es una central eléctrica. Para despejar todo tipo de incertidumbres la Secretaría de Energía debería garantizar normativamente que si ante alguna circunstancia particular el combustible debiera ser redireccionado para su uso para otros demandantes, será reemplazado con un combustible sustituto sin costo para el generador ó el demandante de energía eléctrica.

Los mismos requisitos en cuanto a plazos y volúmenes contractuales se le debieran exigir a los Grandes Usuarios Menores (GUMes) cuya demanda máxima supere 1 MW. En el mismo sentido y en aras de profundizar la señal de largo plazo, los GUMes menores de 1 MW y los GUPas deberán pautar contratos de por lo menos tres años.

6.2. CONTRATOS DE DISPONIBILIDAD CON GENERACIÓN EXISTENTE

Se propone establecer por un período de tiempo acotado valores unitarios de remuneración de potencia y energía que aseguren la continuidad de las empresas de generación. De un análisis de balances, de estándares nacionales y de otras fuentes, debiera determinarse valores medios por tecnología y por segmento de capacidad.

Tecnologías	Potencia [MW]		Remuneración	
	Desde	Hasta	Fija [\$/MW]	Variable [\$/MWh]
TG				
TV				
CC				
Hidroeléctricas				
Motores				

Tabla 35. Ejemplo de tabla de valores estándar a reconocer a los generadores existentes.

Fuente: Elaboración propia.

Estos valores debieran pautarse por un plazo limitado: por ejemplo, 36 meses.

6.2.1. IMPLEMENTACIÓN

A fin de sostener a la generación existente adecuadamente, y hasta tanto se desarrolle la oferta de energía -gas natural y generación, se propone la implementación de contratos de disponibilidad de potencia entre grandes usuarios y generadores sin contratos de abastecimiento. Como su nombre lo indica, en los contratos de disponibilidad de potencia se asegura al comprador la continuidad opera-

cional de la generación. Esta respalda la demanda del comprador en situaciones definidas contractualmente, que para este caso se habilita sólo ante restricción programada del sistema.

Los contratos permiten a las partes convenir libremente cuestiones comerciales. Es decir, puede viabilizar la aplicación de valores inferiores a los normados como los que se podrían haberse determinado en un esquema como el de la [Tabla 35](#).

La res SE 246/02 expresa; “*El Pago de la Potencia se asocia a la Garantía de Suministro, resultando un Cargo Fijo por Potencia con independencia del despacho. Por lo tanto, la variabilidad de costos estará asociada al producto energía*”.

Usualmente la remuneración de los contratos de disponibilidad se segmenta en una parte fija asociada a la capacidad de generación que pone a disposición el oferente y una variable. Ésta cubre los costos incurridos cuando se genera. El comprador de esta energía es quien la cubre: es decir, salvo convocatoria de la cláusula de respaldo, es el sistema quien lo abona a través del reconocimiento de los costos variables de producción (CVP) a la unidad. El comprador del contrato de disponibilidad la abona sólo cuando esa energía le es asignada específicamente, es decir, cuando se pidió respaldo.

Como sistema, la oferta mínima necesaria que se debe sostener es la que conforman las unidades que perciben Potencia Puesta a Disposición (PPaD, ex la Potencia Base en Reserva). Es decir las unidades hidroeléctricas por su aporte en un año de hidrología media y las térmicas necesarias en un escenario de *Máximo Requerimiento Térmico*⁹⁹ (res SE 246/02). Con estas centrales se habilitará a los grandes usuarios a formalizar contratos de disponibilidad de potencia, reduciéndose así los compromisos de CAMMESA. Las restantes unidades dentro de las que perciben PPaD cobrarán los nuevos valores establecidos por el Ministerio por sus ventas spot.

El plazo máximo no puede superar el definido como de transición, en este caso 36 meses. El mínimo es el pautado por la norma: 1 año (res SE 1423/04).

6.2.2. GRANDES USUARIOS.

Estos agentes pueden ser los promotores del cambio, así es que debiera implementarse la propuesta completa en lo que respecta a estos agentes (GU). Los GUMas, a los que se les incrementó la obligación de contratar del 50% al 90%¹⁰⁰ su demanda podrán para cumplir esta obligación y obtener respaldo pautar además de los Contratos de Abastecimiento antes detallados, formalizar Contratos de disponibilidad con los generadores **térmicos existentes** que hoy perciben Potencia Puesta a Disposición.

La remuneración a pautar libremente entre las partes tendrá para este período como referencia la [Tabla 35](#) (Ejemplo de tabla de valores estándar a reconocer a los generadores existentes).

Fuente: Elaboración propia.: El precio máximo a pagar por el usuario será del orden del precio de la compra sin contrato de la potencia y el piso del oferente rondará el determinado en la tabla, valor al que eventualmente podría compra CAMMESA.

Estos contratos respaldan a la demanda ante restricciones programadas de demanda, por lo que, como se dijo se paga por potencia. La energía se transa con el mercado. Por lo que el comprador la adquiere a precio medio horario y el oferente la vende al precio reconocido por CAMMESA.

Estos contratos deberán presentarse con la antelación que prevé la norma: 45 días antes del inicio del período estacional.

La potencia no cubierta contractualmente abonará un cargo que refleje el costo de la potencia adquirida por CAMMESA.

⁹⁹ El Predespacho de Máximo Requerimiento Térmico consiste en la disponibilidad de potencia adicional a la media para cubrir la demanda en caso de año extraseco, de temperaturas extremas o falta de combustibles. La Secretaría de Energía puede adicionar discrecionalmente otras condiciones como restricciones de transporte. El objetivo de este servicio es que el usuario pague una garantía adicional de potencia, a cambio de un compromiso que asumen los generadores térmicos, quienes pueden asegurar el recurso necesario para generar: disponibilidad y combustibles. Entre los datos necesarios para la ejecución de este Predespacho, la demanda simulada, se multiplicará por el Coeficiente de Incremento de la Demanda (KDEM), a fijar por la Secretaría de Energía actualmente en ..

¹⁰⁰ De los cuales 30% debe pautarse a tres o más años y otro tanto a no menos de cinco años

6.2.3. GENERADORES.

Los generadores térmicos que perciben Potencia Puesta a Disposición, (PPaD) pueden formalizar contratos con los grandes usuarios.

Los generadores que no tengan contratos de disponibilidad con los grandes usuarios cobran por su venta de saldos contractuales los nuevos valores de PPaD.

6.2.4. DISTRIBUIDORES.

No firman contratos de disponibilidad de potencia, pero abonan por sus compras sin contratos los nuevos valores de PPaD. O sea, perciben a través del precio estacional que la Secretaría de Energía sancione la participación relativa de cada fuente de aprovisionamiento de la energía de la que se nutre la demanda estacional (contratos y no contratos –PPaD-).

6.3. CONTRATOS EXISTENTES EN EL PERÍODO DE TRANSICIÓN.

Como se indicara en 5.7 ([Contratos existentes.](#)), los derechos emergentes de un contrato son parte de la propiedad privada de los involucrados por lo que deben cumplirse.

6.3.1. GRANDES USUARIOS.

La solución propuesta, otorgar respaldo a los contratos de abastecimiento que operen con combustible propio y, en el caso de gas, éste deberá ser nuevo, requiere plazos de implementación prolongados. Por ello debe iniciarse a la brevedad.

Los contratos de abastecimiento con centrales térmicas existentes, podrán pautarse y/o renovarse, en tanto luego operen a partir de generación firme. Es decir, podrán formalizarse contratos de abastecimiento con unidades térmicas que demuestren disponibilidad de combustible propio nuevo. De no contar con combustible propio nuevo, podrán pautarse contratos de disponibilidad.

Los contratos de abastecimiento vigentes con unidades hidroeléctricas no se modifican (otorgan respaldo) pero no podrán renovarse.

6.3.2. DE ABASTECIMIENTO MEM.

Estos contratos que, salvo los encuadrados en las res SE 1427/04 y 1193/05 (FONINVEMEM), se refieren en la res SE 220/07, la que indica que los proyectos participan “*para satisfacer la demanda spot (estacional) de los distribuidores*” se integran, tal lo pautado, al precio estacional. Es decir se requiere una norma que incorpore al precio estacional al FONINVEMEM.

6.4. DESPACHO.

La progresiva incorporación de unidades de muy diferente porte y rendimiento y el uso de combustibles con precios tan dispares ha resultado en una notable dispersión de los costos de generación existentes. Actualmente el sistema requiere la operación de unidades con costos que alcanzan los 1.700 \$/MWh (TG a GO). Es decir, 26 veces más que una unidad similar pero operando con gas natural.

El gráfico siguiente presenta la oferta de generación en 2012 ordenada en función de sus precios.

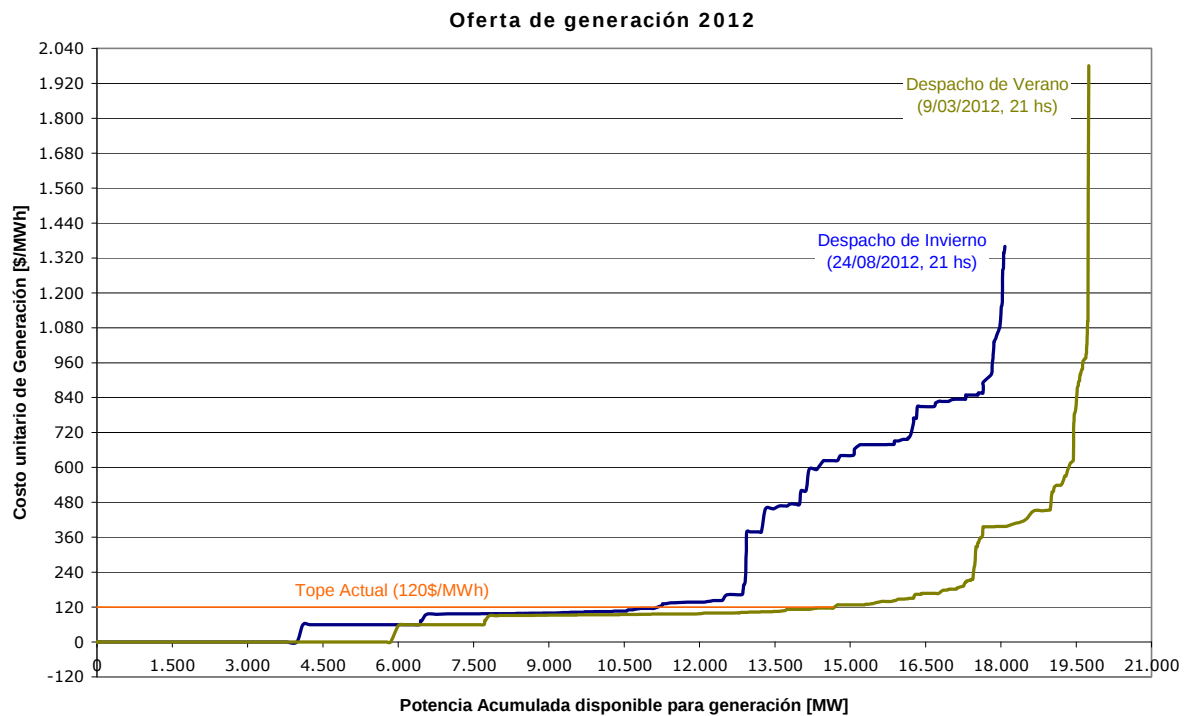


Ilustración 87 Oferta de generación 2012.
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CAMMESA.

Costos Variables de Producción (CVP) reconocidos para despacho de unidades térmicas en la Programación Estacional de Noviembre 2012. [\$/MWh]										
Combustible	GN	GN	GN	GN	GO	GO	GO	FO	CM	UA
Tecnología	TG	TV	CC	DI	TG	CC	DI	TV	TV	UN
CVP										
Mínimo	65,7	112,3	88,4	132,7	331,9	545,3	749,4	534,9	355,0	37,0
Medio	162,5	146,1	104,3	132,7	1.116,5	682,1	866,6	677,4	390,9	49,3
Máximo	239,4	264,5	165,5	132,7	1.701,9	1.061,6	971,2	1.137,7	417,2	61,6

Tabla 36. Costos Variables de Producción (CVP) reconocidos para despacho en la Programación Estacional de Noviembre 2012. [\$/MWh].

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CAMMESA.

A esto debe agregarse que los precios reconocidos para despacho de unidades hidroeléctricas con capacidad de embalse tiene un valor máximo de 60 \$/MWh, en tanto que a la producción de las hidroeléctricas de pasada y las renovables se les ha asignado precio nulo (0 \$/MWh) a los fines del despacho.

Los crecientes requerimientos del parque devienen en que esta dispersión es constante en todas las horas.

La aplicación de reconocimiento de precios de mercado a partir de un criterio marginalista implicaría una renta extraordinaria para la oferta, fruto de la situación de mercado desadaptado. En este contexto resulta más razonable un reconocimiento de costos medios de la oferta requerida.

Del análisis de la oferta media que opera con costos variables de producción (CVP) inferiores a 120 \$/MWh, el bloque tecnológico que delimita una mayor área¹⁰¹ entre su costo y el actual precio spot tope es la generación hidráulica (4.458 MW medios sobre los 13.580 MW del sistema para 2011).

¹⁰¹ Renta marginal.

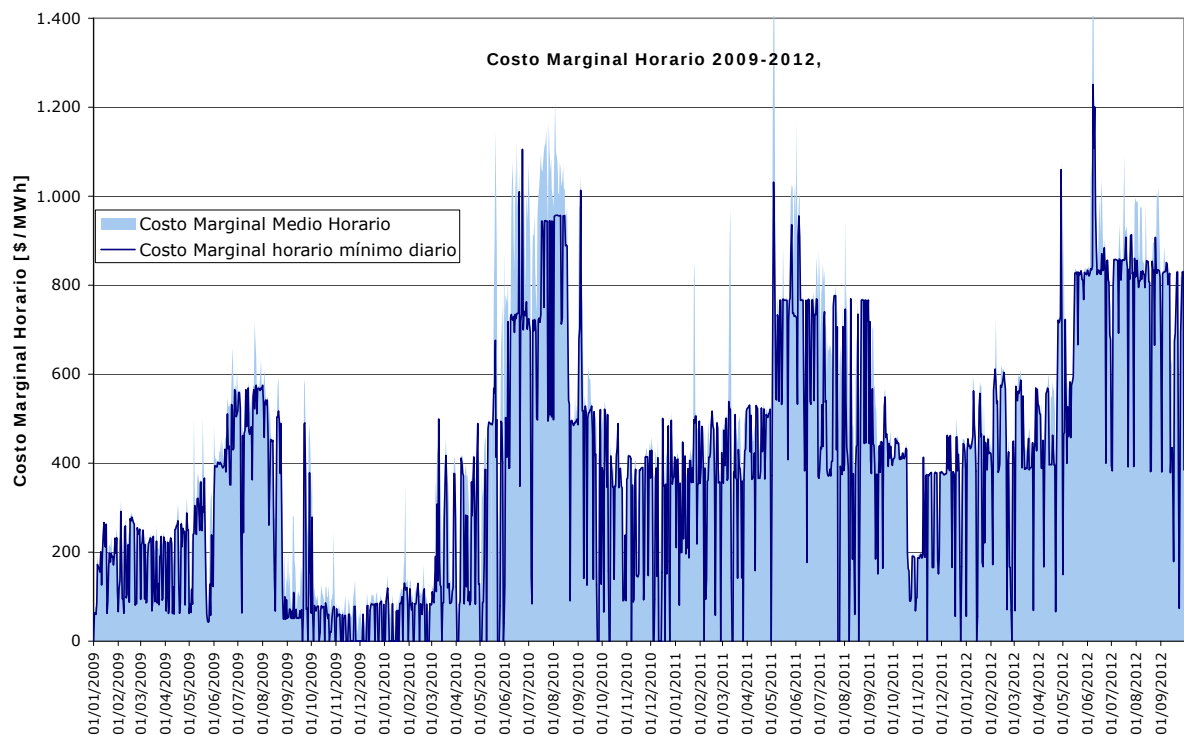


Ilustración 88 Mínimos y medios diarios de los costos marginales horarios 2009-2012.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CAMMESA.

Si se analiza los estándares internacionales, la información pública emitida por empresas que cotizan en Bolsa, los costos variables para centrales de gran porte rondan los 60 \$/MWh.

El despacho se basa en el costo económico del sistema y determina un precio único de generación, cuya sanción la res SE 240/03¹⁰² fijó transitoriamente un valor máximo de 120 \$/MWh. En este contexto de restricciones económicas (ver [Ilustración 35 Evolución del Saldo mensual estimado del Fondo de Estabilización desde 2001 hasta 2011](#)).

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CAMMESA.) y transitoriamente debiera definirse un precio spot inferior al actual, por ejemplo igual al mayor Valor del Agua convocado (cuyo máximo es actualmente 60 \$/MWh) en cada hora. Como se aplica actualmente, la diferencia entre el precio spot y los costos de las distintas centrales, se abona individualmente.

¹⁰² **Res SE 240/03**, artículo 1º: Instrúyese al Organismo Encargado del Despacho (OED) para que, a partir del día siguiente a la fecha de la presente resolución y hasta tanto esta Secretaría de Energía no defina que las razones que motivan la presente han fenecido derogando la presente, la fijación de precios en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y en el Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Patagónico (MEMSP), se realizará conforme la siguiente metodología:

1. — **CVP Máximo Reconocido para la Sanción de Precios:** El Organismo Encargado del Despacho (OED) sancionará los Precios "Spot" del MEM según lo establecido en el Anexo 5 - Cálculo del Precio Spot de la Energía y Costo Operativo de "Los Procedimientos" utilizando para ello los Costos Variables de Producción (CVP) para la utilización de Gas Natural declarados y/o los Máximos Reconocidos aceptados para cada unidad generadora conforme lo dispuesto en la resolución SE 1/03, debiendo excluir de la fijación de dichos precios a toda Central Hidroeléctrica y/o importación "Spot" que se hubieren despachado, salvo que con su inclusión en el cálculo del Precio de Mercado el mismo resulte inferior. Las diferencias (con signo positivo) entre el Valor Reconocido de los Costos Variables de Producción para cada máquina térmica y el Precio de Nodo de la máquina en operación, serán incluidas en la "Subcuenta de Sobrecostos Transitorios de Despacho" del Fondo de Estabilización. Las Centrales Hidroeléctricas despachadas tendrán como remuneración de su energía entregada al Mercado "Spot" el Precio de Nodo respectivo, no correspondiendo acumular en la "Subcuenta de Sobrecostos Transitorios de Despacho", las diferencias existentes entre su Valor de Agua y el referido Precio de Nodo.

2. — **Operación con Restricciones a la Demanda:** El Organismo Encargado del Despacho (OED) operará despachando primero la generación disponible cualquiera resulte su costo antes de aplicar restricciones en la demanda. En el caso de resultar necesario aplicar restricciones a la demanda, el precio "Spot" máximo será de 120 \$/MWh. Las máquinas térmicas que operen con costos superiores al tope establecido, recibirán como remuneración su costo reconocido y las diferencias entre el Precio de Nodo respectivo y el costo reconocido serán recaudadas a través de la "Subcuenta de Sobrecostos Transitorios de Despacho". Para el caso de las centrales hidroeléctricas despachadas se aplicará la remuneración establecida en el punto anterior.

El nuevo precio spot, único para generación y por ende, consistente con el marco legal (Ley 24065, art 36¹⁰³) **convierte al sistema en uno de costos.**

Al reconocer los costos variables por tecnología no se permite renta extraordinaria en unidades que operan con combustibles más baratos o que no los requieren, como por ejemplo unidades hidroeléctricas y eólicas. Esa renta compensaba el mayor costo de capital que debieron invertir originalmente. Esto implica la necesidad de reconocer costos fijos más altos¹⁰⁴, aspecto ya contemplado en la presente propuesta (ver 6.2.1 Implementación.).

6.5. PRECIO ESTACIONAL.

La metodología propuesta (conformar el precio que se transfiere a tarifa de usuario final como el que surja de la combinación de los contratos de abastecimiento propios y los firmados con CAMMESA y el costo medio del sistema en el período en análisis –detallado en 5.9 Precio Estacional.–, ponderando las diferentes fuentes de provisión) necesita un decreto modificatorio de la reglamentación referida al art 36 de la Ley 24065.

Sin embargo el concepto llevado adelante por CAMMESA es aplicable en el período de transición. En éste la Secretaría de Energía sancionará un precio estacional conformado proporcionalmente por cada fuente de provisión (los distintos contratos, el precio spot horario -PSh-, y el precio medio horario de la energía -PMh-). En esta etapa el precio resultante es el mismo para todas las distribuidoras.

Tras la modificación de la reglamentación del art 36, cada distribuidor tendrá Perqun precio estacional que surgirá de considerara sus diferentes fuentes contractuales de provisión de su demanda.

6.5.1. INCLUSIÓN EN PRECIO ESTACIONAL.

En esta etapa de transición los contratos deberán pautarse con CAMMESA. De este modo, se adiciona los contratos de disponibilidad a lo indicado en 5.9.1 Inclusión en precio Estacional. Finalmente el Precio Estacional se construye como el promedio ponderado de las diferentes fuentes de provisión con las cuales CAMMESA formalizó contratos:

$$\text{Precio Estacional período transición} \equiv \frac{\sum_i \text{Grción} \cdot \sum_i \text{Precio Ctos Vigentes} + \sum_j \text{Grción} \cdot \text{Precio Ctos licitados} + \text{Vol Compra SinCto} \cdot \text{Precio E SinCto}}{\text{Volumen de compra estacional}} =$$

Ecuación 2

Siendo

$\sum_i \text{Grción} \cdot \sum_i \text{Precio Ctos Vigentes}$ la generación esperada por CAMMESA de cada uno de los i contratos vigentes multiplicada por su precio respectivo.

Dentro de los contratos vigentes de abastecimiento se encuentran los pautados para esta demanda y que se encuentran operando, es decir, los contratos de abastecimiento MEM.

$\text{Vol Compra SinCto} \cdot \text{Precio E SinCto}$ es el volumen de energía que se espera requerir sin cobertura contractual valuado al precio esperado del período en análisis. Es decir es la energía comprada spot al precio spot medio (PSh). Además debiera adicionarse cada hora el precio medio horario de la energía (PMh) esperado por CAMMESA para ese tiempo.

$\sum_j \text{Grción} \cdot \text{Precio Ctos licitados}$ la generación esperada por CAMMESA de cada uno de los j contratos que resultaron adjudicados multiplicada por el precio resultante de la licitación. En el período de transición incluye contratos de disponibilidad. Entonces para este período:

¹⁰³ Artículo 36.- La Secretaría de Energía dictará una resolución con las normas de despacho económico para las transacciones de energía y potencia contempladas en el inciso b) del artículo precedente que aplicará el DNDC. La norma referida dispondrá que los generadores perciban por la energía vendida una tarifa uniforme para todos en cada lugar de entrega que fije el DNDC, basada en el costo económico del sistema. Para su estimación deberá tenerse en cuenta el costo que represente para la comunidad la energía no suministrada.

¹⁰⁴ Como se indicara los costos fijos se cubren a partir de la remuneración de potencia. El valor histórico de ésta, 10 US\$/MWhrp no cubre la expansión de unidades hidroeléctricas.

6.6. RESUMEN DE NUEVAS OBLIGACIONES PERÍODO DE TRANSICIÓN.

Resumen de nuevas obligaciones en Mercado Transición	
CAMMESA	Licita semestralmente la compra de disponibilidad de potencia entre los generadores que conforman la Potencia Base en Reserva Licita anualmente la compra de energía y potencia requeridos por la demanda. Esto incluye renovables (la SE define el mix tecnológico) y convencionales. Transfiere a los distribuidores los contratos de provisión obtenidos en las licitaciones por los volúmenes requeridos. Los distribuidores que no requieran voluntariamente provisión contractual, se aplica un cargo. Éste NO forma parte del precio estacional.
ENRE	Supervisar procesos de licitación de CAMMESA y de las distribuidoras que quieran implementarlo.
Sec de Energía	Definir mix de compra de tecnologías renovables.
Distribuidores	Definir los volúmenes que deban respaldarse contractualmente. Requerir a CAMMESA una licitación a este respecto, o Implementarla. Suscribir los contratos correspondientes.
Grandes Usuarios	Cumplir los nuevos requisitos contractuales. Respaldo a partir de: Contratos existentes hasta su finalización, Nuevos contratos de abastecimiento, y Contratos de disponibilidad.

Tabla 37. Resumen de nuevas obligaciones en el período de transición.
Fuente: Elaboración propia.

7. RESULTADOS ESPERADOS.

7.1. PERSPECTIVAS DE CORTO PLAZO

Como se advirtiera, las medidas propuestas pretenden volver a encauzar la inversión de la actividad privada dentro del sector. Para ello tienden a crear un marco favorable para el desarrollo de inversiones. Pero esto requiere la adopción de medidas importantes. De persistir la distorsión entre los costos de generación y las tarifas que abona la demanda en las magnitudes actuales, ningún cambio regulatorio podrá reestablecer la confianza de los inversores.

Una aproximación de la propuesta resulta de suponerla aplicada en 2012.

7.2. PRECIOS 2012.

La mecánica propuesta implica la sanción de un precio spot de 60 \$/MWh.

Se asume un costo de potencia a la generación térmica similar a la del acuerdo de generadores 2008-2011. Es decir

Acuerdo 2008 2011. Nuevo precio de la Potencia	
Esquema de precios Acuerdo (Disp. real mes $\geq$ Disp. Objetivo)	
Unidad	[\$/MWhrp]
TG > 35 MW y TV > 100 MW	35
TG $\leq$ 35 MW y TV $\leq$ 100 MW	42
CC y Cogeneradores	30

Tabla 38. Acuerdo 2008 2011. Nuevo precio de la Potencia.
Fuente: Elaboración propia

Para la generación hidroeléctrica se asumió PPaD de 30 \$/MWhrp y una Potencia para hidrología media de 5500 MW. Con ello los resultados son:

Precios Medios de Mercado [\$/MWh]	
2011 Base	269,5
2011 real sin subsidio¹⁰⁵	327.6
2012 con subsidio	281
2012 real sin subsidio¹⁰³	351
2012 según propuesta	345
(Incluye FNEE y FONINVE MEM)	

Tabla 39. Precios de energía 2011-2012 y estimado en el marco de la propuesta.
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CAMMESA

La distribución mensual se presenta en el gráfico siguiente:

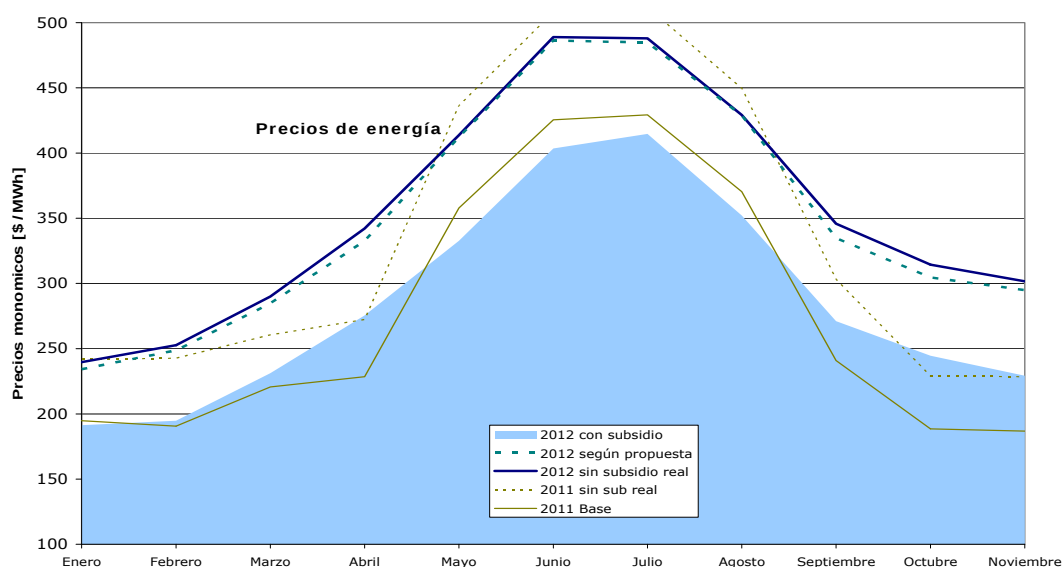


Ilustración 89 Precios mensuales de energía 2011-2012 y estimado en el marco de la propuesta.
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CAMMESA.

La diferencia entre el precio real previsto para 2012 y el simulado en el marco de la propuesta básicamente radica en la remuneración de las centrales hidráulicas. Éstas devengaban un precio spot de 120 \$/MWh más la percepción de la PPaD 12 \$/MWh (equivalente a 6,5 \$/MWh). Estas unidades percibían efectivamente, además de la potencia, 2 \$/MWh en carácter de operación y mantenimiento. Es decir aproximadamente unos 10 \$/MWh (2 US\$/MWh). En la propuesta la remuneración simulada es por PPaD 30 \$/MWh (aproximadamente 16 \$/MWh) y 60 \$/MWh por la energía. Esto implica una remuneración efectiva del orden de 17 US\$/MWh. Esto es aproximadamente lo mismo que percibía una central hidroeléctrica en 1997 (ver [Ilustración 28](#) Evolución del precio spot, desde 1992 hasta 2001).

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CAMMESA. e [Ilustración 34](#) Evolución 1992 2011 del precio monómico medio mensual y el estacional promedio sancionado.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CAMMESA.).

8. REDUCCIÓN DEL DÉFICIT DEL FONDO DE ESTABILIZACIÓN.

Para lograr confianza debe iniciarse la reducción de la brecha entre los costos de mercado y lo abonado por la demanda, especialmente la demanda menor a 300 kW.

¹⁰⁵ Incluye costos no solventado por la demanda referidos a: contratos MEM; la aplicación de valores máximos tanto al volumen como a los cargos por demanda excedente, y la importación mensual de energía de Brasil.

- Ajustar trimestralmente 20% todos los estamentos residenciales, permitiría iniciar un largo sendero de recomposición.

Un incremento en el precio estacional como el citado para un usuario residencial de EDESUR impactaría en la factura final en un 9% aproximadamente. Es decir para un usuario que consume del orden de 723 kWh bimestre, su factura se incrementaría para el bimestre en nueve pesos.

- El ajuste debe alcanzar a todas las categorías pues de aplicarse sólo a la R1 el impacto de ajustar el precio actual de 31,1 \$/MWh a 37,3 \$/MWh (en 20%) en el trimestre representa un ahorro del orden de \$ 50 millones. Lógicamente si se ajusta otro 20% (44,8 \$/MWh) se reduce el aporte trimestral en \$60 millones. El impacto anual es del 2%.

Otras medidas necesarias, pero no suficientes son:

- La implementación del despacho como el sugerido en 6.4 Despacho. permite generalizar los costos de los contratos MEM y la importación de energía desde Brasil. El primero representaría en 2012, del orden de \$ 1.070 millones. En 2013 entonces alcanzaría aproximadamente \$ 1.300 millones. La importación desde Brasil en 2011 implicó \$ 100 millones.
- Aplicar paulatinamente (por ejemplo en 3 etapas y a partir de 2013) precio estacional para usuarios más de 300 kW igual al precio de mercado implicaría una reducción anual final del orden de los \$ 2.870 millones.

RESUMEN DE LAS MEDIDAS MÁS SIGNIFICATIVAS.

Aspecto central		Aspectos complementarios
Urgente	Habilitar para los GU contratos con respaldo a partir de combustible firme y/o gas nuevo	eleva límite contractual a 75% 25% a 3 o más años (plazo para cumplimentarlo 5 trimestres)
		25% a 5 o más años (plazo para cumplimentarlo 9 trimestres)
	Determinación del costo medio horario	Fijación del precio spot igual al máximo valor del agua (60 \$/MWh) adecuación de los contratos existentes
Inmediato	Contratación de la disponibilidad de la potencia térmica prevista para año extraseco e hidráulica para año medio	Determinación de costos medios Habilitación de contratación de GU Habilitación de contratación de CAMMESA
	Precio Estacional, promedio ponderado de los contratos y del costo medio horario en función de los aportes de cada uno (licita CAMMESA)	licitaciones de CAMMESA
	Energía renovable: Anunciar la obligación de los GU para el año 2016	Extender el régimen de autogenerador distribuido
Mediano plazo	Redefinición del Precio Estacional, promedio ponderado de los contratos y del costo medio horario en función de los aportes de cada uno	licita el oferente y CAMMESA

Tabla 40. Secuencia de medidas posibles.

Fuente: Elaboración propia.

***“Es bueno vitorear a la Patria,
pero es mejor ayudarla a vivir contribuyendo a su engrandecimiento, progreso y bienestar....”***
Ing. Enrique Moscon (#)Mosconi (*)

(#)

(*) El General Enrique Carlos Alberto Mosconi (21 de febrero de 1877 - 4 de junio de 1940) fue un militar e ingeniero civil argentino, conocido principalmente por haber sido pionero en la organización de la exploración y explotación del petróleo. Fue Ingeniero Civil de la Universidad de Buenos Aires e Ingeniero Militar en Alemania, escribió la frase citada como epígrafe de su libro: El Petróleo Argentino.

Anexos

- A. DETALLE DE INSTITUCIONES Y AGENTES DEL SECTOR ELÉCTRICO
- ¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.B. DETALLES DE LAS NORMAS SOBRE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN
- C. DETALLE DEL SECTOR GAS
- D. DETALLES DE LAS NORMAS SOBRE ENERGÍAS RENOVABLES
- E. ANEXO OFERTA DE GAS NATURAL
- F. ANEXO PROVISIÓN DESDE BOLIVIA.
- G. ANEXO REQUISITOS EXIGIDOS EN CHILE PARA LICITACIONES

A. DETALLE DE INSTITUCIONES Y AGENTES DEL SECTOR ELÉCTRICO

1. INSTITUCIONES DEL SECTOR ELÉCTRICO

1.1. SECRETARÍA DE ENERGÍA

1.1.1. OBJETIVOS

En función de lo indicado en el decreto 27 de mayo de 2003, la Secretaría de Energía tiene como objetivos

1. Entender en la elaboración, propuesta y ejecución de la política nacional en materia de energía, con un amplio criterio de coordinación federal con las jurisdicciones provinciales, supervisando su cumplimiento y proponiendo el marco regulatorio destinado a facilitar su ejecución.
2. Estudiar y analizar el comportamiento de los mercados energéticos, elaborando el planeamiento estratégico en materia de energía eléctrica, hidrocarburos y otros combustibles, promoviendo políticas de competencia y de eficiencia en la asignación de recursos.
3. Atender, cuando corresponda, los recursos de carácter administrativo que se interpongan contra las resoluciones emanadas del órgano superior de los entes descentralizados de su jurisdicción, con motivo de sus actividades específicas.
4. Conducir las acciones tendientes a aplicar la política sectorial orientando el proceso de adaptación de los nuevos operadores al interés general respetando la explotación racional de los recursos y la preservación del ambiente.
5. Intervenir en los acuerdos de cooperación e integración internacionales e interjurisdiccionales, en los que la Nación sea parte, y supervisar los mismos, coordinando las negociaciones con los organismos crediticios internacionales.
6. Efectuar la propuesta y control de la ejecución de la política nacional de hidrocarburos y otros combustibles, en lo que hace a la promoción y regulación de sus etapas de exploración, explotación, transporte y distribución, en coordinación con las demás áreas competentes.
7. Estudiar y analizar el comportamiento del mercado desregulado de hidrocarburos, promoviendo políticas de competencia y de eficiencia en la asignación de recursos.
8. Promover y supervisar la explotación racional de los recursos hidrocarburíferos y la preservación del ambiente en todas las etapas de la industria petrolera.
9. Intervenir en el control respecto de aquellos entes u organismos de control de los servicios públicos privatizados o concesionados, cuando éstos tengan una vinculación funcional con la Secretaría, y, en la supervisión del cumplimiento de los marcos regulatorios correspondientes.
10. Participar en el ámbito de su competencia en todo lo atinente al Fondo Fiduciario Federal De Infraestructura Regional creado por la Ley 24855.

En lo que hace a lo previsto en el Marco Regulatorio Eléctrico, Leyes 15336 y 24065, debe dictar las normas a las que se ajusta el despacho, resolver en alzada los recursos presentados ante los entes reguladores, sancionar Precios Estacionales y sus ajustes trimestrales y autorizar nuevos accesos al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

Es quien autoriza los contratos de comercio exterior de electricidad.

En el esquema original, la Secretaría de Energía no formulaba planes, aunque realiza periódicamente un análisis prospectivo, a través del cual hace el seguimiento de la evolución del sistema, con el fin de anticipar eventuales problemas en el abastecimiento futuro. La dinámica del sistema implementado descansaba sobre la iniciativa de los agentes, especialmente en lo que se refiere a la expansión de la generación y el transporte, de modo que esa prospectiva no derivó en políticas públicas activas tendientes a cambiar la dinámica propia y las preferencias de los actores. En ese sentido, el decreto PEN 27/2003, da un nuevo rumbo a esta Secretaría.

1.2. ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO

A partir de lo previsto en el Art. 35 de la Ley 24065, el decreto 1192 de julio de 1992 constituyó el *Organismo Encargado del Despacho* (OED) sobre la base del Despacho Nacional de Cargas y bajo la forma de una sociedad anónima sin fines de lucro, CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico SA).

CAMMESA es una empresa de gestión privada con propósito público que tiene como funciones principales la coordinación de las operaciones de despacho de máquinas de generación de energía eléctrica, la responsabilidad por el establecimiento de los precios mayoristas y la administración de las transacciones económicas que se realizan a través del sistema eléctrico argentino.

Con el cumplimiento de su objeto social debe en todo momento propender a garantizar la transparencia y equidad.

El paquete accionario de CAMMESA es propiedad de los Agentes del Mercado Mayorista Eléctrico en un 80%. El 20% restante está en poder del Estado Nacional que asume la representación del interés general y de los usuarios cautivos.

El 80% señalado se integra en partes iguales por los Agentes Generadores, Transportistas, distribuidores y grandes usuarios con un 20% de participación cada uno. Su directorio está integrado por dos directores de cada una de las Asociaciones que nuclean a los agentes del mercado eléctrico: ADEERA (Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina), ATEERA (Asociación de Transportistas de Energía Eléctrica de la República Argentina), AGUEERA (Asociación de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica de la República Argentina) y AGEERA (Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina). Este directorio es presidido por el Estado Nacional representado por el¹⁰⁶ Ministro de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios. Las decisiones del Directorio de la Compañía requieren el voto positivo de la presidencia.

Además del objeto principal del despacho técnico y económico del sistema eléctrico argentino, organizando el abastecimiento de la demanda al mínimo costo compatible con el volumen y la calidad de la oferta energética disponible, CAMMESA debe realizar, principalmente las siguientes funciones de propósito público:

- Ejecutar el despacho económico de las máquinas de generación de modo de lograr economía y racionalidad en la administración del recurso energético
- Coordinar la operación centralizada del sistema eléctrico argentino para garantizar seguridad y calidad.
- Administrar el mercado eléctrico asegurando transparencia por medio de la participación de todos los agentes involucrados y el respeto a las reglamentaciones respectivas.

La racionalidad en la ejecución y coordinación del despacho de las máquinas de generación apunta a que los precios mayoristas en el mercado spot se determinen sobre la base del costo marginal de producción y transporte del sistema, y a que se maximice al mismo tiempo la seguridad y calidad de los suministros. Además, CAMMESA debe planificar las necesidades de potencia y optimizar su aplicación de acuerdo a las reglas fijadas por la Secretaría de Energía.

El estatuto de la compañía se ajustó en 1998 en cuanto a la designación del vicepresidente, y 2005 incorporando la actuación por mandato del Estado Nacional. Este cambio estatutario se comenta en 3 CAMMESA.

La empresa se financia a través de la contribución que la regulación impone a los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista.

1.3. ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD

El art. 54 de la Ley 24065 crea este ente autárquico con el fin de controlar que la actividad del sector eléctrico se ajuste a los objetivos que la ley fija. En definitiva, las funciones del ENRE se vinculan a la protección adecuada de los derechos de los usuarios; el adecuado funcionamiento de los sistemas de producción de energía eléctrica, alentando las inversiones en el sector para asegurar el suministro a largo plazo; la regulación de la actividad del transporte y la distribución de electricidad; la garantía al abastecimiento, transporte, distribución y el incentivo al uso eficiente de la electricidad; y el control económico financiero de los concesionarios de transporte y distribución de energía eléctrica.

¹⁰⁶ El decreto PEN 172 del 27 de diciembre de-2007, publicado en el Boletín Oficial del 31 de diciembre de 2007, designó al Ministro de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios como representante del Estado Nacional en lugar del Secretario de Energía de la Nación modificando así el decreto 1192 de julio de 1992.

En este contexto, el Ente detenta poder de policía y se le asignan funciones que pueden agruparse en dos bien diferenciadas: la primera es actuar como contralor del Mercado Eléctrico Mayorista, y la segunda como contralor de las distribuidoras que se encuentran bajo la órbita nacional. Como contralor del Mercado Eléctrico Mayorista debe:

- Hacer cumplir la ley 24.065 y controlar los contratos de concesión.
- Establecer las reglas generales y particulares de los servicios vigilar, fiscalizar y controlar la adecuada prestación de los servicios pudiendo imponer las sanciones que prevé la ley
- Prevenir conductas anticompetitivas, monopólicas y/o discriminatorias
- Funcionar como instancia de arbitraje en el ámbito de su jurisdicción.

Como contralor de EDENOR, EDESUR y EDELAP¹⁰⁷ debe:

- Controlar calidad de servicio de las concesiones nacionales de distribución:
- Fijar las tarifas y controlar su correcta aplicación
- Dictar reglamentos en materia de:
 - o Seguridad.
 - o Normas y procedimientos técnicos.
 - o Medición y facturación.
 - o Control y uso de medidores: interrupción y reconexión.

El Ente goza de autarquía y tiene plena capacidad jurídica para actuar en los ámbitos del derecho público y privado. El financiamiento del presupuesto del ENRE se realiza a través de recursos propios provenientes del cobro de la tasa de fiscalización y control que abonan anualmente los productores, transportistas y distribuidores, de acuerdo con su participación relativa en los ingresos brutos por la operación del total de las transacciones que realiza el Mercado Eléctrico Mayorista durante el año anterior.

1.4. CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

El Consejo Federal de la Energía Eléctrica (CFEE) fue creado en el año 1960 por Ley 15336 y decreto reglamentario 2073 del mismo año. Es administrador de fondos específicos cuyo destino único es el sector eléctrico. Según su estatuto, además debe asesorar al Poder Ejecutivo Nacional y a los Gobiernos Provinciales en lo que se refiere a la industria eléctrica, los servicios públicos o privados de energía, las prioridades en la ejecución de estudios y obras, concesiones y autorizaciones, precios y tarifas del sector eléctrico. Este organismo, debe también, aconsejar las modificaciones que requiera la legislación en materia de industria eléctrica.

El CFEE está presidido por el Secretario de Energía (o en su reemplazo, el Subsecretario de Energía Eléctrica) y constituido además por dos representantes (un titular y un suplente) por cada una de las Provincias Argentinas. Estos últimos son propuestos por los Poderes Ejecutivos Provinciales y designados por el Secretario de Energía de la Nación. Además, el Congreso Nacional puede designar miembros, tres por cada Cámara, para que asistan a las reuniones del Consejo.

La misión central de esta Institución es promover, desde su área específica, que todos los argentinos tengan acceso a una mejor calidad de vida y a igualdad de oportunidades, financiando e impulsando proyectos de electrificación en toda la geografía de la Argentina.

También debe aconsejar las modificaciones que requiera la legislación en materia de industria, y proponer las disposiciones que considere necesarias para la mejor aplicación de la ley y de su reglamentación.

Para desarrollar su objetivo el CFEE administra dos fondos, uno destinado a la realización de obras en el interior del país (FEDEI) y otros para compensar tarifas (FCT). Estos fondos se nutren de los aportes de la demanda al Fondo Nacional de la Energía Eléctrica (FNEE). Este fondo fue creado por la Ley 15336. Luego, en 1991 lo ratificó, con algunas modificaciones, la Ley 24065.

El FNEE establece para cada operación de compra de energía en el Mercado Eléctrico Mayorista un cargo de originalmente 3,00 \$/MWh, siendo atribución de la Secretaría de Energía modificar este monto en $\pm 20\%$.

¹⁰⁷ Por Decreto N° 1853/2011, el 16 de noviembre de 2011 EDELAP fue transferida a la órbita de la provincia de Buenos Aires. Desde entonces el Organismo de Control de Energía Eléctrica de la provincia de Buenos Aires (OCEBA) tiene a su cargo las funciones de regulación y control

El Fondo Especial de Desarrollo Eléctrico del Interior FEDEI existe desde la creación del CFEE y se destina a inversión específicamente. Su función específica es participar en el desarrollo de infraestructura en donde el sector privado no suele participar.

El Fondo Subsidiario para compensaciones regionales de tarifas, el FCT, fue diseñado y creado con la Ley 24065. Está destinado a compensar las diferencias que surgen como consecuencia de situaciones geográficas pero también a atender cuestiones sociales puntuales o cuestiones como los sobrecostos de la generación aislada.

La **Ley 25957/2004**, modifica el mecanismo de cálculo para la determinación del recargo del Fondo Nacional de la Energía Eléctrica (FNEE). Establece así que el FNEE se actualizará por un coeficiente de adecuación trimestral (CAT) que resultará de considerar la facturación de los generadores en el trimestre inmediato anterior dividido el total de la energía vendida y su comparación con el mismo cociente correspondiente al trimestre mayo/julio 2003 (que se toma como base). Esto significa actualizar el precio del FNEE según la evolución del precio monómico de la energía. La Secretaría de Energía mantiene la posibilidad de ajustar esa contribución en $\pm 20\%$.

El FNEE fue actualizado en 2004 y 2005, sin embargo no se trasladó aún a las tarifas de energía eléctrica de los usuarios de las distribuidoras EDENOR, EDESUR y EDELAP¹⁰⁸.

Además el CFEE administra:

- El Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal. Fue creado a impulso del CFEE para disparar las inversiones en Alta Tensión del sector privado concurriendo con una parte importante de esas inversiones.
- El Fondo destinado a subsidiar las energías renovables, como la eólica, que fue el último caso que se implementó.

2. AGENTES DEL MEM

2.1. GENERADORES

Su actividad es reconocida por la Ley 24065 como de **Interés General** y definido como una actividad productiva de iniciativa privada con múltiples operadores que compiten entre sí.

La Generación constituye una Actividad de Riesgo (no es un servicio público). Coloca su producción en forma total o parcial en el sistema de Transporte y/o Distribución, pudiendo negociar contratos con distribuidores y grandes usuarios libremente. Existe libre competencia entre los productores ya que, en el marco regulatorio provisto por la Ley 24065, los precios no son regulados.

Los generadores son remunerados por la energía vendida, conforme a un procedimiento de despacho horario. Éste surge de la oferta libre de precios que presente cada generador contrastada con valores máximos. A partir de allí, se realiza un ordenamiento de los oferentes en función de sus costos asociados y se los convoca, a los efectos de fijar el precio spot horario por nodo, en función de la demanda prevista, con independencia de los contratos de suministro comprometidos.

El ingreso al MEM es libre para generadores térmicos y con concesión para generadores hidráulicos.

El hecho que un generador tenga firmados contratos de abastecimiento o de reserva fría no incide sobre el despacho de sus máquinas. El organismo encargado del despacho define la operación de las máquinas del sistema haciendo abstracción de los contratos firmados. Por tanto, si la generación excede sus compromisos de venta el excedente es vendido en el mercado spot, donde también compraría cualquier faltante para cumplimentar la energía vendida por contratos¹⁰⁹.

¹⁰⁸ Si bien se establecieron mecanismos para que el cargo no afectara el flujo de fondos de dichas distribuidoras.

¹⁰⁹ Desde el punto de vista de sus operaciones comerciales y el cálculo de las sumas a cobrar por cada generador, la empresa administradora del mercado mayorista es la responsable de calcular las operaciones registradas en cada segmento del mercado y efectuar las liquidaciones correspondientes.

Cuando un generador contrata parte de su capacidad como reserva fría de respaldo con otro agente del MEM, esto no inhabilita que los mismos equipos oferten su producción en el mercado spot cuando no son convocados por el contratante. En este caso cobrará en el mercado spot sólo por la energía entregada, ya que la potencia es remunerada por el contrato de reserva fría. De igual forma, las máquinas contratadas no pueden participar de las ofertas de reserva fría del MEM.

Es importante notar que la garantía de la reserva ofrecida por un generador en un contrato de reserva fría se limita a la disponibilidad de las máquinas comprometidas, ya que puede verse afectada por restricciones en el equipamien-

En los Contratos se pactan libremente las condiciones, plazos, precios y cantidades. Los generadores del Estado Nacional quedan excluidos de este tipo de contratación por los artículos 35 y 37 de la Ley 24065. A partir de la publicación de la resolución SE 1281/06 los generadores hidráulicos no pueden celebrar este tipo de contratos, aunque sí podrán renovar aquellos anteriores a la resolución.

2.2. *TRANSPORTISTAS*

La Ley 24065 ha determinado el **Servicio Público** de Transporte de Energía Eléctrica como la actividad de vincular eléctricamente a los Generadores en su punto de entrega con los distribuidores o grandes usuarios en su punto de recepción, quedándole vedada la compra o venta de energía.

Dado el carácter de servicio público y monopolio natural atribuido al transporte en alta tensión, por lo que tienen precios y calidad del servicio regulados. Deben permitir el libre acceso de terceros a sus redes y se encargan de la operación y mantenimiento, no de la expansión del sistema bajo su concesión.

De acuerdo con las normas regulatorias, los actores que desempeñan la función de transporte debe dar un trato equitativo y transparente a todos los actores que canalizan sus ofertas y/o demandas a través de las redes correspondientes.

Tal como se ha expresado, al momento de la reforma, la partición horizontal de la transmisión fue realizada sobre bases funcionales, creando, con las redes de alta tensión e instalaciones asociadas, una unidad empresaria encargada del transporte de forma tal que constituyera el vínculo entre las regiones eléctricas que integran el SADI.

Por otra parte, con las redes y el equipamiento utilizados para la transmisión al interior de cada región, que no perteneciera al ámbito provincial, se formaron unidades de distribución troncal y se concesionaron a transportistas regionales para prestar el servicio a todos los agentes de las correspondientes regiones. Dependiendo de la región que se trate, puede existir solapamiento entre las tensiones manejadas por los transportistas regionales y el nacional.

La remuneración que retribuye los servicios prestados por estos actores está dirigida a cubrir los costos de operación y mantenimiento de la red, con un margen razonable de ganancia empresaria. Para cubrir estos conceptos, los transportistas reciben una remuneración por la potencia y energía transportada y otra por poner a disposición de los usuarios de la red la capacidad de transporte de las líneas y los equipos de las estaciones transformadoras. Esa remuneración es revisada por el ENRE cada cinco años. Toda vez que una línea o equipo de conexión o transformación falle, al transportista se le aplica una penalización que luego es reintegrada a los usuarios como único resarcimiento por la indisponibilidad del transporte.

2.3. *DISTRIBUIDORES*

Su actividad es reconocida por la Ley 24065 como **Servicio Público**. Deben abastecer a toda la demanda y sus incrementos de quienes no tengan la facultad de contratar su suministro en forma independiente. Además, tienen que permitir el libre acceso de terceros a sus redes.

Las empresas distribuidoras son los únicos actores del sistema de abastecimiento a los que la normativa regulatoria le fija la obligación de abastecer toda demanda solicitada por los usuarios dentro de su área¹¹⁰. Dicha disposición las incentiva a buscar los mecanismos para asegurarse el abastecimiento, llegando incluso a interesar a inversores en el ámbito de la generación para instalar centrales por medio de contratos de compra de la energía y potencia requeridas.

A diferencia de los transportistas, que están obligados a mantener la disponibilidad de sus equipos, los distribuidores deben responder por los cortes de suministro que sufran sus clientes, cualquiera sea la causa que los haya originado. Si las interrupciones de suministro reducen la calidad del servicio prestado por debajo de los límites mínimos fijados en sus contratos de concesión, los distribuidores son sancionados económicamente, al margen de que sus instalaciones hayan estado disponibles y los cortes obedezcan a déficit de generación o a fallas en el sistema de transporte.

to de transporte necesario para hacer efectivo el abastecimiento contratado. Por tanto, los agentes que requieren una mayor seguridad de suministro y, por tanto, contratan reserva fría con algún generador deben asegurarse la calidad del vínculo de transporte que los une.

¹¹⁰ Los generadores no están obligados a garantizar la disponibilidad de sus equipos ni a mantenerse en el largo plazo como oferentes en el mercado, si bien deben dar un preaviso de 1 año antes de retirarse del MEM. Se espera que el incentivo económico sea lo suficientemente fuerte como para propiciar el correcto mantenimiento de sus centrales y su permanencia en el mercado.

El cuadro tarifario inicial referido al segmento regulado del mercado es establecido dentro del contrato de concesión, de modo tal que los distribuidores no están habilitados para convenir con los usuarios de su área tarifas diferenciadas. La legislación establece que las tarifas cobradas a los consumidores finales deben cubrir la totalidad de los costos del distribuidor. En tal sentido, corresponde el pass through de los costos originados en los segmentos anteriores de la cadena (compra de la energía y pago del transporte), pero los costos que resultan específicamente en la actividad de distribución deben estar ajustados a condiciones de eficiencia.

Es por ello que el margen bruto de distribución (entre el precio de compra, incluyendo el transporte, y el ingreso medio de venta), así como el cuadro tarifario está sujeto a revisión y aprobación del ente regulador (ENRE) cada cinco años. En el transcurso de cada período tarifario, se practican ajustes a las tarifas en función de las distintas componentes del costo. Los costos de compra se ajustan cada trimestre sobre la base de los cambios en el precio spot estacional del mercado mayorista, y los costos de distribución se ajustaban originalmente, con índices de precios de los Estados Unidos.

2.4. GRANDES USUARIOS

Una de las herramientas empleadas para la introducción de la competencia en el segmento distribución fue la institución de la figura de Gran Usuario. Éstos agentes son demandantes con determinados parámetros técnicos de consumo a los que el marco regulatorio les da la potestad de comprar directamente (by pass comercial) con un oferente la provisión de su requerimiento de energía y potencia.

La potencia mínima que habilita a un consumidor a contratar libremente su suministro se ha reduciendo progresivamente desde la instauración del nuevo funcionamiento del sistema. De los 5 MW exigidos inicialmente se redujeron primero a 1 MW, luego a 100 kW, 50 kW, para finalmente alcanzar los 30 kW.

Un demandante pueden optar según la demanda de potencia constituirse en agente del MEM en carácter de:

GUMa (Gran Usuario Mayor)	1.000 kW < Pot. Máx y 4.380 MWh año < energía
GUMe (Gran Usuario Menor)	50 kW < Pot. Máx < 2000 kW
GUPa (Gran Usuario Particular)	30 kW < Pot. Máx < 100 kW y sin medición por banda horaria

Siendo las opciones y responsabilidades diferentes. Los grandes usuarios Mayores intervienen en forma plena en el MEM e intercambian información con el organismo encargado del despacho, que administra sus contratos, deben cubrir, por lo menos el 50% de su demanda contractualmente¹¹¹.

Obligaciones de los Grandes Usuarios Mayores:

- Los GUMas deben contratar como mínimo el 50% de la demanda de energía prevista; las diferencias deben ser transadas en el Mercado Spot
- Instalar Sistema de Medición Comercial (SMEC)
- Establecer un Esquema de Alivio de Carga
- Establecer un depósito de Garantía por sus operaciones administradas por CAMMESA, en caso de ser necesario.
- Pagar gastos administrativos a CAMMESA
- Informar la demanda prevista trimestralmente a CAMMESA para la confección de la base de datos Estacional

Los Grandes Usuarios Menores (entre 2 MW y 50 kW) y Particulares (entre 100 kW y 30 kW), por el contrario sólo pueden contratar la totalidad de su demanda y no operan en el mercado spot. Sus contratos de suministro son administrados por el distribuidor del área respectiva.

En caso de déficit de generación en el MEM la energía transada contractualmente tienen prioridad, siempre que el generador que la provea tenga las máquinas comprometidas disponibles y no haya fallas en el sistema de transporte y distribución necesario para su suministro

Los contratos así celebrados son de conocimiento público en lo que hace a sus parámetros técnicos y precio y deben ser informados a CAMMESA. La duración mínima de estos es de 1 año.

¹¹¹ Los apartamiento entre su demanda efectiva y la contratada origina transacciones en el mercado spot, ya sean de compra de faltantes o venta de excedentes.

2.5. AUTOPRODUCTORES

Autoprodutores: existen dos tipos llamados autogeneradores y cogeneradores.

Autogeneradores: Generan energía eléctrica como producto secundario, siendo su propósito principal la producción de bienes y/o servicios; no pueden suscribir contratos de reserva fría. Puede haber Autogeneradores demandantes y autogeneradores vendedores. Tienen las mismas características que un GU-MA cuando compran, y que un generador cuando venden.

Cogeneradores: Producen conjuntamente energía eléctrica y vapor u otra forma de energía para fines industriales, comerciales o de acondicionamiento ambiental. Siempre son vendedores y no pueden suscribir contratos de reserva fría.

2.6. COMERCIALIZADORES

A comienzos de 1997 se estableció una diferenciación entre agentes y participantes del MEM. Los participantes del MEM sólo tienen un vínculo comercial con el mercado eléctrico. Se consideran participantes del MEM a las empresas que comercializan generación y/o demanda de terceras partes (comercializadores)¹¹², a los estados provinciales que comercializan las regalías hidroeléctricas recibidas en especie y las empresas extranjeras que compren o vendan electricidad en el mercado argentino. En síntesis, se considera comercializador al que compre o venda para terceros energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista. También se considerará como tales a quienes reciban energía en bloque por pago de regalías o servicios que la comercialicen de igual manera que los generadores. Intervienen exclusivamente en las operaciones comerciales, no en la operación física

Para evitar que la excesiva concentración de la comercialización de electricidad obstaculice la competencia entre oferentes, cada comercializador está habilitado a vender como máximo el 5% de la demanda total del sistema a través del conjunto de contratos de comercialización.

¹¹² La creación de la figura del comercializador intentó favorecer la comercialización de electricidad en el mercado local a través de contratos al reducir los costos de comercialización de los generadores y, a la vez, facilitar las importaciones eventuales de electricidad. Sin embargo, no se aprecian cambios significativos en las modalidades de comercialización.

B. DETALLES DE LAS NORMAS SOBRE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN

1. INTRODUCCIÓN.

Como se indicara, con la resolución SE 93/04 la Administración Central reconoce que el Fondo de Estabilización se encuentra en déficit y que por ello, no se podrían cubrir las diferencias entre lo recaudado de acuerdo a los Precios y cargos facturados a los agentes demandantes y los montos que efectivamente habría que abonar a los Agentes Acreedores del MEM. Este contexto no alienta inversiones del sector privado, por lo que el Poder Ejecutivo, a través de la Secretaría de Energía tomó la iniciativa en inversiones para el sector energético.

Así, por medio de la **resolución SE 712/2004**, la Secretaría de Energía creó el FONINVEMEM. Este fondo canalizó los aportes desde el Estado que permitieron la construcción de dos centrales de ciclo combinado de 827 MW cada una. Estos ciclos se constituyeron en sendas sociedades anónimas cuyo capital accionario cubrió las acreencias de los generadores quienes co-gestionaron los proyectos.

Luego en el período 2005/2008, el Poder Ejecutivo Nacional puso en marcha los programas conocidos como "Energía Plus" (año 2006) y "Energía Distribuida" (2007). El espíritu de ambos esquemas es fomentar la inversión privada en nuevas instalaciones de generación, permitiendo a sus propietarios vender la energía producida a precios suficientes para prever la cobertura del costo de dichos proyectos más una rentabilidad que la Administración define como razonable.

2. RESOLUCIÓN SE 712/2003. FONINVEMEM.

Con las **resoluciones SE 712/2004 y 826/2004** de julio y agosto de 2004 respectivamente, la Secretaría de Energía pretendió alentar la participación de los agentes acreedores del MEM en las inversiones para ampliar el parque de generación. Para ello, los acreedores del MEM, es decir los generadores, debieron manifestar su decisión de participar en el FONINVEMEM (Fondo para Inversiones Necesarias que permitan Incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista, creado por la resolución SE 712/2004), invirtiendo en el mismo sus acreencias al MEM durante todo el período comprendido entre Enero de 2004 y Diciembre de 2006. La fecha límite se postergó sucesivamente hasta finales de 2005.

Con la **resolución SE 1427/04** se plasma el primer acuerdo en el Acta de Adhesión, donde se conviene realizar estudios para definir incrementos de oferta necesarios, y conformar 2 grupos de trabajo para evaluar proyectos, pliegos, financiamiento, etc. Las partes convienen:

Compromisos de la Secretaría de Energía

- o Sancionar precios estacionales (PE) para medianas y grandes demandas que cubran los costos monómicos del MEM a partir del 1/7/2005.
- o Sancionar PE, con excepción de la social que cubran los costos monómicos del MEM, a partir del 1/11/2006 o efectuar compensación respectiva.
- o Sancionar, a partir de la primera Prog. Est. posterior al ingreso los proyectos, PE que aseguren el pago a los Generadores a través de la recaudación tarifaria o efectuar la compensación respectiva.
- o A partir de la E/S de los Proyectos, remunerar la PPAD a 10 US\$/MW-hrp, y establecer CVP máximo igual al Precio de Referencia +15%.
- o Dejar sin efecto la Res. SE 240/03 una vez readaptado el Mercado.
- o Transferir Inc. c) Res SE 406/2003 entre 2004 y 2006 al FONINVEMEM.
- o Promover cambios regulatorios para que, a partir de la readaptación del MEM las medianas y grandes demandas tengan la obligatoriedad de la contratar al menos 75% de su demanda, etc.
- Compromisos de los Generadores Privados
 - o Aportar como mínimo el 65% de su Inciso C.

- o Gestionar los proyectos y obras para que E/S a partir del año 2007.
- o Obtener la financiación necesaria para la realización de los proyectos.

Las resoluciones SE N° 622/2005 y 751/2005 realizan 2da y 3er convocatoria a los que no adhirieron para participar en el FONINVEMEM. Luego, la **resolución SE 1193/05** publica el Acuerdo Definitivo, donde:

- Se establece el compromiso por parte de los Generadores de instalación de 2 centrales tipo CC de 800 MW c/u en Campana y Rosario.
- Las Centrales deberán aportar la energía generada durante 10 años al MEM mediante un Contrato de Abastecimiento con CAMMESA.
- Se conforman dos Sociedades Generadoras, responsables de la gestión de compra, construcción, operación y mantenimiento de las Centrales, cuyos activos serán transferidos una vez finalizado el Contrato de abastecimiento.
- La participación accionaria se determina al momento de la habilitación comercial en función de los fondos aportados.
- Se constituyen dos fideicomisos, en el ámbito de CAMMESA, por cuenta y orden del Estado Nacional, con el objeto de realizar la administración económico-financiera de los fondos comprometidos.
- Se establece la metodología para la remuneración y reconocimiento de derechos de los agentes con LVFVD y de otros que realicen aportes de capital.
- Se definen las características generales de las Centrales, del Contrato de abastecimiento, de suministro de gas natural y de los Fideicomisos.

REPAGO DE APORTES (120 cuotas):

- Agentes que suscribieron el Acuerdo Definitivo y constituyeron la Sociedad Generadora
 - o LVFVD "A" 2004-2006: LIBOR + 1% (en US\$ desde Hab. Com.)
 - o LVFVD "A" 2007: LIBOR + 2%
- Agentes que suscribieron exclusivamente el Acta de Adhesión
 - o LVFVD "B" 2004-2006: LIBOR + 1%
 - o LVFVD "B" 2007: LIBOR + 2%
- Agentes que no suscribieron el Acuerdo Definitivo ni el Acta de Adhesión
 - o LVFVD "C" 2004-2006: Intereses CAMMESA.
- Aportes Reintegrables y Cargo Tarifario
 - o LIBOR + 1% en US\$ desde Hab. Com.

La **resolución SE 1866/2005**, instituye un nuevo cargo tarifario que se destinará al financiamiento de dos centrales térmicas a instalarse antes del año 2007. Se establece la creación de un nuevo cargo tarifario denominado "Cargo Transitorio para la Conformación del FONINVEMEM" que será aplicado a toda demanda mayor a 10 kW. Este nuevo cargo tarifario, ingresará al FONINVEMEM, fondo creado para financiar la ampliación del parque de generación. El valor de este cargo es de 3.6 \$/MWh y se aplica a partir del 1º de diciembre y por el término de 60 meses.

El cargo se aplica a toda la demanda consumida, independientemente si se abastece a través de la distribuidora ó en el MEM y su nivel de contrato de abastecimiento. Es facturado por CAMMESA a toda la demanda del MEM.

Estos aportes complementarán los provenientes del Estado Nacional al FONINVEMEM.

La **resolución SE 229/2006** instruye a CAMMESA a incluir el Cargo FONINVEMEM (3.6 \$/MWh) en el precio de la energía de los demandantes que compran su demanda a distribuidoras.

3. RESOLUCIÓN SE 1281/2006. ENERGÍA PLUS.

En septiembre de 2006 el gobierno nacional lanzó el programa “Energía Plus”, elaborado en función de dos objetivos fundamentales:

- Establece prioridades para el abastecimiento ya que otorga respaldo a demanda sin contrato. Con ello se asegura el suministro eléctrico a los clientes residenciales, al alumbrado público, a las entidades públicas, a las pequeñas y medianas empresas (PyMEs) y a los pequeños usuarios cuyo consumo no supere los 30 kW de potencia;
- Propende a que la demanda mayor a 300 kW solvente a través de contratos la instalación de oferta que atienda la demanda incremental de este estamento

Esta norma se aplica desde noviembre de 2006¹¹³ Conceptualmente divide a la oferta y la demanda en anterior y posterior a una fecha indicada en la norma. Esta división segmenta la transacción económica. También se establecen cargos y penalidades de modo de incentivar que la demanda nueva transe con oferta nueva. Para incentivar la cobertura contractual la norma dispone de dos herramientas:

- Por un lado, limita la cobertura contractual de cada mercado. Es decir, los usuarios con capacidad igual o mayor a los 300 kW, pueden respaldar su demanda incremental sólo con oferta nueva ya que la oferta preexistente respalda, a partir de esta resolución, sólo la demanda existente en 2005.

- Por otro lado, a la demanda incremental no respaldada a través de contratos, se le aplica un cargo específico correlacionado con los precios marginales.

De este modo todos los usuarios con demandas de potencia igual o superior a 300 kW, independientemente de que sean clientes de las distribuidoras o grandes usuarios del MEM, son, en el nuevo contexto, los únicos responsables de asegurar con respaldo físico su abastecimiento de sus demandas del año 2005 y el crecimiento ulterior. Para estos usuarios, su demanda se segmenta en:

Demanda Base: demanda de potencia abastecida durante el año 2005, calculada de acuerdo a lo establecido en el Anexo I de la Nota SE N° 1374 del 27 de octubre de 2006.

Demanda Excedente: demanda de potencia y energía registrada por sobre la Demanda Base.

Adicionalmente la norma dispone que también deban cumplir con eventuales pedidos de reducciones de demanda requeridas por el operador y administrador del mercado eléctrico, CAMMESA. En caso contrario, deberán abonar un costo suplementario en concepto de multa, calculado en base a la energía consumida en exceso, valuada en 3000 \$/MWh, es decir varios órdenes de magnitud superiores a los precios vigentes. También la norma especifica que quien opera en el MEM no puede retornar a la distribuidora.

3.1.1. APLICACIÓN DE LA RESOLUCIÓN SE 1281/2006. RESPALDO

Concretamente la resolución establece que, a partir del 1º de noviembre de 2006, se destina el respaldo de la generación estatal, la generación hidráulica no contratada y la generación térmica que opere con combustible no propio¹¹⁴ a los usuarios de demanda inferior a 30 kW. La generación excedente de ese estamento, atenderá luego la demanda entre 30 y 300 kW. El último segmento a ser cubierto es el de los usuarios de más de 300 kW.

Finalmente, en función de los volúmenes usuales en juego, la prioridad de suministro será:

Suministro garantizado:

- Usuarios de menos de 30 kW (los cuales no tienen la posibilidad de contratar)
- Usuarios entre 30 y 300 kW (tanto de la distribuidora y como del MEM)
- Usuarios con sistema de medición:
 - o del MEM con contratos con centrales hidráulicas o térmicas que puedan operar con combustible propio, hasta la demanda de 2005.
 - o con contratos por la demanda incremental respecto a la de 2005 (pueden ser del MEM o de la distribuidora) que deben realizarse con nueva generación o “Generación Plus”.

Suministro sujeto a disponibilidad: Conformado por la demanda de:

- Agentes del MEM:

¹¹³ nota SE 25/07 enviada el viernes 5 de enero a CAMMESA

¹¹⁴ Gestionado por CAMMESA o prefinanciado.

- o con contratos con centrales térmicas que operen con combustible que es gestionado por CAMMESA.
- o con contratos realizados con unidades hidráulicas realizados a posteriori del 5 de septiembre de 2006.
- Usuarios del Mercado Spot. Es decir:
 - o Usuarios de las distribuidoras -GUDis-,
 - o GUMas que compren en este mercado.
 - o GUMes hasta tanto tengan medición horaria de su demanda.

Por lo tanto, en un escenario de restricciones programadas, la prioridad de cortes será la inversa. En síntesis, se cuenta con respaldo de los generadores existentes hasta el mínimo entre la Demanda Base (2005) y la cubierta con un contrato, en tanto éste sea con un generador que opere con combustible propio o con un hidráulico (si el contrato es anterior al 5 de septiembre de 2006). El excedente estará respaldado si se ha celebrado un contrato con un Generador nuevo (conocidos como Plus).

a) **Respaldo por Cuenta y Orden**

Cabe destacar que existe un caso especial, en el que el respaldo es obtenido a través de las distribuidoras. De acuerdo a la nota SSEE B0, se habilita a los GUDIS a participar de un mecanismo de respaldo mediante contratos a través de las distribuidoras por medio de una operación por cuenta y orden. Para ello, y en caso de contractualizar su demanda se los asimila a un GUME. Esto implica que deben cubrir la totalidad de su demanda con contratos en el mercado a término.

b) **Excepciones referentes al respaldo**

Las excepciones hacen referencia a la obligación de reducción de la demanda ante eventuales pedidos de CAMMESA. En esas situaciones, el agente cuya demanda sea definida como "esencial" puede seguir consumiendo. Según lo indican las respectivas notas, los pedidos para encuadrarse como "esencial" deben dirigirse formalmente a la distribuidora del área o transportista para que esta informe a CAMMESA.

3.1.2. **APLICACIÓN DE LA RESOLUCIÓN SE 1281 / 2006. CARGO ADICIONAL**

El Cargo Adicional se factura a toda la demanda mayor o igual a 300 kW que no disponga contratos con Generadores "Energía Plus", y grava la energía consumida por encima de la requerida en el año 2005. Este es cargo es, en principio, por energía.

Se sustenta en los Criterios de Implementación de la resolución SE 1281/06, los que fueron establecidos por nota SE 1374 de 2006 y ratificados por la resolución del Ministerio de Planificación Federal 1784 de ese mismo año.

Si bien estos criterios especificaban que el valor del Cargo Adicional alcanzaría al Costo Marginal el 1º de noviembre de 2007¹¹⁵, en diciembre de ese año se morigeró este cargo.

En definitiva, la normativa establece que, bajo la aplicación de la resolución, el despacho de las máquinas y el cálculo del precio spot no se modifica, como tampoco lo hacen los contratos vigentes entre los grandes usuarios y los generadores. Por lo tanto, hay un "desglose de los Sobre costos Transitorios de Despacho (STD)":

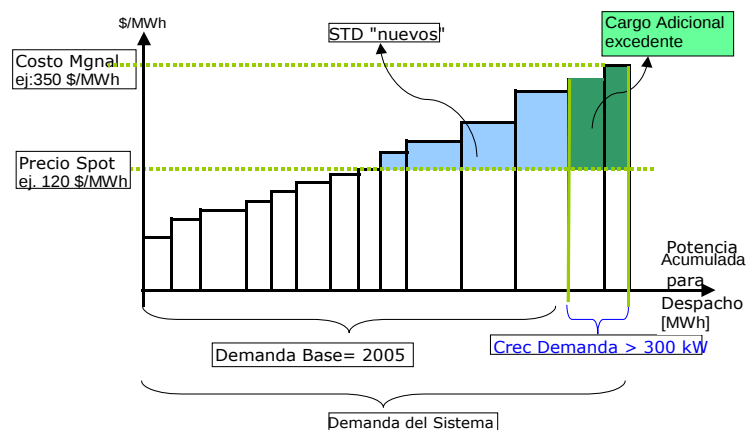


Ilustración 90 Detalle de cálculo del Cargo Adicional Excedente.
Fuente: Elaboración propia

¹¹⁵ Valores sancionados oportunamente y ajustados en función de la nota SE 83/08

- **Cargo Adicional Excedente:** el promedio del costo adicional (por sobre el precio spot) de la generación más cara que resulte necesario despachar para cubrir la Demanda Excedente de usuarios de consumo mayor a 300 kW. Será abonado por este mismo sector de la demanda (área en verde).
- **"Nuevos STD":** los costos operativos (superiores al spot) de las máquinas despachadas para satisfacer la Demanda Base. Corresponderán a toda la demanda exceptuada la anterior (área celeste). Esta área constituye los "Nuevos STD".

La mecánica anterior, denominaba STD a la suma los actuales Cargo Adicional y Nuevos STD (área celeste y verde).

Estos cargos se facturan tanto a los grandes usuarios del MEM (GUMes y GUMas) como a las grandes demandas de las distribuidoras (GUDIs).

Los Cargos Adicionales por sobre el precio spot, aplicados sobre el excedente de demanda desde que entró en vigencia la resolución son los siguientes:

Valor Medio del Cargo para demanda Excedente [\$/MWh]							
	2012	2011	2010	2009	2008	2007	2006
Enero	365	288.0	53.9	110.0	197.0	20.9	
Febrero	371	310.0	38.0	149.0	294.0	86.9	
Marzo	402	386.0	222.3	144.0	221.0	23.4	
Abril	542	428.0	250.9	163.0	309.0	31.6	
Mayo	739	813.0	489.0	216.7	360.0	286.7	
Junio	950	828.0	839.5	477.6	430.0	350.2	
Julio	834	751.0	711.0	520.2	358.0	470.0	
Agosto	871	705.0	826.0	358.0	399.0	502.4	
Septiembre	661	451	562.0	195.5	349.0	276.6	
Octubre	585	179	306.0	48.3	60.0	51.2	
Noviembre		173	242.0	23.0	121.0	34.9	44.5
Diciembre		294	264.0	48.0	114.0	184.9	94.5

Tabla 41. Valor Medio del Cargo Adicional por Demanda Excedente.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos CAMMESA.

La facturación de este cargo sólo puede evitarse realizando un contrato de abastecimiento con una unidad que se instale después del 5 de septiembre de 2006. Éste debe enmarcarse en el programa Energía Plus.

a) Cargo Adicional Máximo

A partir de la nota SSEE 567 de 2007 se fija un valor máximo al Cargo Adicional por Demanda Excedente. Este se viene aplicando desde mayo de 2007 y actualmente tiene los siguientes valores:

Cargo Adicional Máximo para GUMA y GUME: 320 \$/MWh.

Cargo Adicional Máximo para GUDI: 455 \$/MWh.

La nota SSEE 567 indica que CAMMESA deberá mantener la mecánica de obtención actual de Cargo Adicional. Sin embargo, aclara que tendrá que facturar el cargo máximo y separar en una subcuenta individual las diferencias entre este y el calculado. Por ese motivo se genera una deuda.

El valor máximo se facturará mientras esa subcuenta individual sea deficitaria. La deuda puede reducirse sólo cuando se consuma energía por encima de la Demanda Base y el Cargo Adicional por esa Demanda Excedente sea menor al valor máximo pautado.

3.1.3. GENERADORES PLUS

El programa "Energía Plus", desde el punto de vista de la generación, pretende incorporar nuevas unidades y generadores con el objeto de abastecer la demanda industrial y a incentivar la autogeneración y la cogeneración de energía.

Para participar en el Servicio de Energía Plus, los oferentes deben presentar sus proyectos a las autoridades. La Secretaría de Energía, con la asistencia de CAMMESA, audita los costos del desarrollo y, finalmente, aprueba la tasa de retorno del proyecto *ad referendum* del Sr. Ministro de Planificación, Inversión Pública y Servicios.

Por último, se establece que en tanto sea de aplicación la resolución SE N° 406/2003¹¹⁶, las obligaciones de pago en el mercado spot de los generadores que prestan el servicio de Energía Plus, tendrán la prioridad de cancelación establecida en el numeral e) del artículo 4 de dicha resolución.

3.1.4. LISTADO DE GENERADORES PLUS

Los generadores proveedores del servicio de Energía Plus y sus potencias contratadas se muestran en la siguiente tabla, para trimestre Mayo – Julio de 2011:

Proveedores del Servicio de Energía Plus: Contratos vigentes aprobados para el período Mayo de 2012– Octubre de 2012				
Tipo de Agente	Empresa	Máquina	Potencia Máxima [MW]	
			Contratable	Contratada
Generador	Central Térmica Güemes S.A.	GUEMTG01	101,5	93,263
Generador	Petrobras Energía S.A.	GEBATG03	163,3	124,971
Autogenerador	Solalban Energía S.A.	SOLATG01	50,0	44,02
Autogenerador	Molinos Río de la Plata S.A.	MOLITV01	10,0	0
Generador	Termoandes S.A.	TANDTG01 y TG02	305,2	143,08
Generador	Generación Mediterránea S.A.	MMARTG03 y TG04	116,6	69,032
Generador	E.P.S.E.	CVIEHI	10,5	0
Generador	Energía del Sur S.A.	PATATV01	47,3	1,28
Autogenerador	Petrolera Entre Lomas S.A.	ELOMDI01	6,0	0
Generador	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	ARROHINU	Entre 6,1 y 13,2	0
Generador	Generación Mediterránea S.A.	MMARTG05	Aprox14,6	0
Generador	Central Térmica Loma de la Lata S.A.	---	Aprox 78,7	0
Aproximadamente			913	[MW]

Tabla 42. Proveedores del servicio de Energía Plus al 30 de marzo 2012.

Fuente: CAMMESA, Programación Estacional de verano 2012

3.1.5. PRECIOS DE GENERADORES PLUS

Los precios pactados en los acuerdos que se celebren bajo el marco normativo del Servicio Energía Plus deben estar compuestos por:

- Costos asociados: que deben ser validados por CAMMESA en cada caso.
- Margen de utilidad: el que debe ser definido por la Secretaría de Energía, en cada caso. A los fines de la definición del margen de utilidad, la Secretaría de Energía deberá someter su decisión al Ministro de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios

De esta forma, para su habilitación, los valores monetarios de los contratos Energía Plus deben ser validados por las autoridades

¹¹⁶ La resolución SE 406/03, del 08/09/2003, estableció un orden de prioridad para la cancelación de las acreencias con los fondos disponibles, reconociendo aquellas que no se pudieran cancelar como deuda del Fondo Estacional a pagar cuando existan recursos disponibles.

Cada contrato habilitado recibe una remuneración mensual, la cual es calculada considerando el precio monómico avalado por CAMMESA, en función a la aprobación de sus costos, y el margen de utilidad definido por la Secretaría de Energía. Valores típicos de los precios de los contratos plus a marzo de 2012 oscilan entre 65 a 75 US\$/MWh.

4. NOTA SE 511/2009. NUEVAS UNIDADES, NO ENERGÍA PLUS.

Da los extensos plazos (2 años) que usualmente toma la auditoría de costos y a fin de incrementar la oferta de generación dentro del Servicio de Energía Plus esta nota establece una forma intermedia de operación para los proyectos Plus.

La nota¹¹⁷ permite a unidades que aún no han sido habilitadas como proveedoras del Servicio de Energía Plus cubrir contractualmente demanda excedente. Como contrapartida, esta demanda, si bien no enfrenta el cargo por demanda excedente, debe pagar Sobrecostos Transitorio de Despacho

5. RESOLUCIÓN SE 1782/2006. GENERADORES EN ÁREAS DE DISTRIBUCIÓN.

Habilita a los Prestadores del Servicio Público de Distribución a ofrecer a CAMMESA la operación de unidades de generación que no se encuentran actualmente habilitadas para la operación comercial con el compromiso de los Prestadores de mantener disponibles dichas unidades hasta el 31/12/2008. En 2009 la res. SE 57/09 prorrogó la vigencia hasta el 31/12/2010. Al año siguiente la Nota SE N° 7755/2010 prorrogó la vigencia hasta el 31/12/2012.

Las máquinas se consideran habilitadas precariamente para su operación comercial, y su despacho se requiere ante situaciones excepcionales.

Se les remunera CVP y potencia cuando son convocadas (no participan en servicios del MEM)

CAMMESA debe acordar con los Prestadores involucrados los procedimientos para realizar las comunicaciones operativas, como así también los requerimientos mínimos de información a suministrar para la programación, el despacho y las transacciones económicas.

6. RESOLUCIÓN SE 220/2007. NUEVAS UNIDADES.

Con el objetivo de impulsar el ingreso de nueva oferta de generación, el gobierno consideró conveniente sentar nuevas bases reglamentarias para brindar las señales económicas necesarias, junto con las vías de acción, para todo aquel inversor (agente o no del MEM) que desee instalar nuevos equipos generadores.

Por medio de la resolución SE N° 220/2007, la Secretaría de Energía habilitó la celebración de Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica ("CAE") entre el MEM (representado por CAMMESA) y empresas que aporten una nueva oferta de generación al sistema mediante todos aquellos proyectos de instalación de energía adicional en los que participe el Gobierno Nacional, ENARSA o los que determine

¹¹⁷ "... en relación a la implementación de la Resolución SECRETARÍA DE ENERGÍA N° 1281 de fecha 4 de setiembre de 2006 y, en particular, a la aplicación en el ámbito del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) de lo dispuesto en el Apartado 6 del Anexo V de los "CRITERIOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA RESOLUCIÓN S.E. N° 1281/2006" comunicados a esa Compañía por nota S.E. N° 1374 del 27 de Octubre de 2006. ..."

"... CAMMESA deberá considerar que la demanda excedente por sobre la demanda base correspondiente, asociada a contratos del Mercado a Término donde se compromete respaldo físico suministrado por nuevo equipamiento de generación, tal como éste se define en dichos Criterios, y aún cuando tales contratos no hayan sido autorizados como Servicio de Energía Plus, no resulta alcanzada por lo establecido en el Apartado referido, si bien tanto dicha generación como demanda participarán en la conformación y pago de los cargos asociados a la generación preexistente al dictado de la aludida norma, tal el caso de los Sobrecostos Transitorio de Despacho (SCTD). ..."

el MPFIPyS para satisfacer la demanda de los clientes cautivos de las distribuidoras¹¹⁸.

La resolución SE N° 220/07 incluye las siguientes características básicas de los CAE:

Vigencia: 10 años o un plazo menor que establezca la Secretaría de Energía.

Partes: Como parte vendedora, la empresa cuya oferta haya sido aprobada por la Secretaría de Energía; y como parte compradora el MEM en su conjunto representado por CAMMESA.

Remuneración: Será determinada en base a los costos aceptados por la Secretaría de Energía y aprobados por el MPFIPyS.

Despacho: Las máquinas y centrales afectadas al cubrimiento de los CAE generarán en la medida que resulten despachadas por CAMMESA, es decir en función de sus costos variables de producción (CVP).

No se prevé la realización de licitación pública previo a la aprobación de una oferta.

Prioridad: Los costos asociados a estos contratos tendrán prioridad de pago frente a las acreencias de otros agentes del mercado.

En este sentido, el orden de prioridad a aplicar para la cancelación de las obligaciones de pago derivadas de estos contratos, será igual o superior a la correspondiente al reconocimiento de los costos operativos de los generadores térmicos. Es decir, la recuperación de costos de asociados a los CAE tendrá, al menos, la misma prioridad que la recuperación de, por ejemplo, los costos del combustible utilizado para generación de energía eléctrica ya instalada.

Los costos de estos contratos oscilan en general¹¹⁹ entre 17 y 22 mil US\$/MW mes a lo que se adiciona costos variables que oscilan entre los 60 y 150 US\$/MWh dependiendo del proyecto y del combustible empleado.

7. RESOLUCIÓN SE 1836 / 2007. ENERGÍA DISTRIBUIDA

Los programas de generación de energía eléctrica distribuida se originan en la necesidad de suplir restricciones de redes de transportistas y/o distribuidores con unidades de generación de pequeño porte.

La resolución SE 1836/07 instruye a CAMMESA, a suscribir con ENARSA, Contratos de Abastecimiento MEM correspondientes a emplazamientos que la SE le informe.

Características:

- Las centrales surgen de licitaciones de ENARSA, en las que ésta contrata la provisión, instalación, operación y mantenimiento de la central. A su vez, ENARSA celebra con CAMMESA el contrato de abastecimiento al MEM reflejando las condiciones del contrato entre ENARSA y su contratista.
- La duración máxima establecida de los contratos es de 3 años. Las partes pueden convenir una extensión de 6 meses.
- En general son máquinas pequeñas que consumen gas oil.

Luego de la adjudicación de la instalación de las centrales aeroderivadas en Pinamar (febrero 2008), ENARSA lanzó una nueva licitación pública (N° 2/2008) cuyo objeto –similar al concurso anterior– consistió en proveer el servicio de generación eléctrica distribuida producida por plantas transportables generadoras de energía eléctrica, incluyendo la provisión, instalación, puesta en marcha, operación y mantenimiento de las mismas.

La licitación Generación Distribuida I totalizó potencia por 274.6 MW mientras que la Generación Distribuida II instaló 501.3 MW.

Los precios medios monómicos (en US\$/MWh) de las adjudicaciones de las licitaciones Energía Distribuida I y II son, aproximadamente, los siguientes:

Turbinas de gas natural empleando gas natural: $\approx$ 180 US\$/MWh

Motores a Gas Oil o Fuel Oil: 250-300 US\$/MWh

¹¹⁸ La norma indica que se pretende satisfacer los requerimientos de la demanda que se comercializan en el Mercado "Spot" del MEM a Precio Estacional.

¹¹⁹ Existen algunas excepciones, por ejemplo el contrato de una central térmica que solventó el cierre de su ciclo con esta modalidad de contratación tiene un contrato de 33.383 US\$/MWmes y 4 US\$/MWhora.

8. NUEVAS UNIDADES. DECRETO PEN 938 / 07

Este decreto instruye a adoptar los recaudos necesarios en la contratación para la adquisición e instalación bajo la modalidad "Llave en Mano" de 5 Centrales de Generación Eléctrica a gas por un total de potencia instalada de 1.500 MW. El decreto señala:

Artículo 1º.- Instrúyese al Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, en su carácter de accionista mayoritario de Energía Argentina Sociedad Anónima (ENARSA), a adoptar los recaudos necesarios en la contratación para la adquisición e instalación bajo la modalidad "Llave en Mano" de 5 Centrales de Generación Eléctrica a gas por un total de potencia instalada de 1.500 MW, para que la citada Sociedad se ajuste a las normas, procedimientos y controles previstos en la Ley 13064. Una vez obtenidos los recursos mencionados en los artículos siguientes dicho Ministerio preverá las decisiones societarias necesarias en el ámbito de su competencia.

Artículo 2º.- Instrúyese al Jefe de Gabinete de Ministros, para que en uso de sus facultades, efectúe las reestructuraciones presupuestarias que fueren necesarias a los efectos de asignar los créditos correspondientes al financiamiento de la contratación prevista en el artículo precedente.

Artículo 3º.- Instrúyese al Jefe de Gabinete de Ministros y al Ministerio de Economía y Producción a adoptar las medidas necesarias que en materia de crédito público correspondan, conforme a lo establecido en la Ley 24156, a fin de garantizar el financiamiento integral para el cumplimiento de la presente medida.

Las centrales emergentes de esta iniciativa se encuadraron a través de la res SE 220/07.

9. RESOLUCIÓN SE 280/2008. GENERADORES RENOVABLES EN ÁREAS DE DISTRIBUCIÓN.

Habilita a los distribuidores a ofrecer a CAMMESA la operación de unidades de generación hidroeléctrica con potencia instalada inferior a 2 MW que no se encuentren actualmente habilitadas para la operación comercial. Luego en 2008, la nota SSEE N° 608/2008, extiende el alcance a la generación eólica. Finalmente la nota SSEE N° 580/2009 instruye a CAMMESA a extenderlo a las unidades de generación restantes de fuentes renovables de energía (energía eólica, solar, geotérmica, mareomotriz, hidráulica, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración y biogás), con potencias inferiores a 2 MW que cumplimentaren las exigencias previstas en la resolución SE 280 y sus anexos.:

Las Centrales se considerarán habilitadas precariamente para su operación comercial. El Distribuidor será responsable de presentar la habilitación para el ingreso de dicha Central a su propia red, (queda eximida de cumplir con los requisitos del Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente).

Las Centrales serán remuneradas de manera semejante a otras centrales hidroeléctricas que operan en el MEM, y dicha remuneración será acreditada al respectivo Distribuidor. Deberán, como mínimo, poseer un sistema de medición y comunicaciones equivalentes al Sistema de Medición de Demanda (SMED). Estas Centrales no pueden celebrar Contratos del Mercado a Término.

Con relación a las transacciones económicas de los Prestadores involucrados en el MEM, CAMMESA deberá sumar a la demanda registrada en sus puntos de vinculación, la generación producida.

CAMMESA deberá acordar con los distribuidores los procedimientos para realizar las comunicaciones operativas, y los requerimientos mínimos de información a suministrar para la programación, el despacho y las transacciones económicas

Toda central con potencia inferior a 2 MW que desee actuar como Agente del MEM deberá ajustarse a requisitos establecidos en el Anexo 17 de Los Procedimientos, con algunas simplificaciones¹²⁰.

Las Centrales podrán celebrar Contratos en el Mercado a Término o Contratos del Servicio de Energía

¹²⁰ Antelación de la solicitud de ingreso 45 días corridos a la fecha prevista de ingreso. Puede acordar con CAMMESA los procedimientos para realizar las comunicaciones operativas, como así también los requerimientos mínimos de información a suministrar para la programación, el despacho y las transacciones económicas. Está eximido de cumplir con los requisitos establecidos en el Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente, siempre y cuando el Distribuidor al cual se vinculará presente ante CAMMESA la habilitación para el ingreso de dicha Central a su propia red.

Plus, o Contratos de Abastecimiento en función de lo definido en la resolución SE 220/07.

Los créditos correspondientes a las centrales hidroeléctricas referenciadas serán considerados comprendidos en el Inc. e) del Art. 4º de la res. SE 406/03.

10. RESOLUCIÓN SE 200/08. FINANCIAMIENTO DE AMPLIACIONES EN UNIDADES DE GENERACIÓN ESTATALES.

Para permitir la financiación de proyectos que lleva adelante el Estado, esta norma, "extiende la habilitación para la realización de Contratos de Abastecimiento previstos en la res SE 220/07 con el MEM, a los Agentes Generadores, Cogeneradores o Autogeneradores que, a la fecha de publicación del presente acto, sean agentes del MEM, y que sean objeto de participación estatal mayoritaria o que sean empresas controladas por el Estado Nacional, en adelante "Contratos de Abastecimiento MEM".

El art. 4 dispone: "Será de aplicación, en todo lo que no se contraponga con lo definido en la presente norma, lo establecido en la res. SE 220/07".

Este esquema ha permitido se formalice un contrato con NASA, que a través de la remuneración a las centrales nucleares en operación, solventa la expansión y los mantenimientos extraordinarios (de "extensión de la vida útil") del parque nuclear.

11. RESOLUCIÓN SE 762/2009. PROGRAMA NACIONAL DE OBRAS HIDROELÉCTRICAS.

Se crea el "*Programa Nacional de Obras Hidroeléctricas*", cuyo objetivo principal es incentivar y sostener la construcción de centrales hidroeléctricas. El objeto básico del mismo es el de incorporar nuevos aprovechamientos hidroeléctricos para reducir el consumo de combustibles fósiles y aportar control de crecidas e irrigación. La resolución SE 762/2009 pretende se asegure el flujo de fondos necesarios para el repago de las inversiones requeridas para el desarrollo de estas obras hidroeléctricas a través de un contrato de venta de energía. Es decir, se habilita la formalización de contratos de abastecimiento entre el MEM –representado por CAMMESA– y nuevas centrales hidroeléctricas. Los contratos tendrán un máximo de 15 años, el que puede ser extendido a criterio de la Secretaría de Energía. A su vez ésta definirá la metodología a aplicar a los efectos trasladar a los distribuidores los precios correspondientes a la generación de energía eléctrica producida por las centrales hidroeléctricas construidas bajo el programa.

Los proyectos en marcha bajo este esquema aportarán al Sistema aproximadamente 3000 MW de potencia y 8000 GWh de energía media anual.

Para llevarlos adelante se están realizando licitaciones internacionales para financiar, construir, operar y mantener los aprovechamientos en base a contratos a 15 años con CAMMESA.

El estado a la fecha del presente Informe de cada uno de los procesos es el siguiente:

- ✓ Punta Negra 60 MW – San Juan. En construcción (Techint – Panedile) –
- ✓ Cóndor Cliff 1140 MW – La Barrancosa 600 MW – Santa Cruz. Preadjudicada (IMPESA – Corp. América – Camargo Correa). Contratos de construcción y OyM a ser suscritos próximamente entre Provincia y la UTE adjudicataria
- ✓ Chihuido I 637 MW – Neuquén. Preadjudicada (Electroingeniería – OAS – CPC – Hidrocuyo – Rovela Carranza).
- ✓ Los Blancos I (320 MW) y II (160 MW) – Mendoza. En proceso de análisis de las tres ofertas técnico económicas presentadas (IECSA+CONTERN (Brasil); IMPESA; Cartellone+OAS (Brasil).

Los plazos de construcción previstos son del orden de 5 años, siendo repagado el monto de la obra y de la operación y el mantenimiento mediante un contrato de abastecimiento con el MEM por un plazo de 15 años desde la entrada en servicio comercial de las centrales hidroeléctricas.

Para la atención de las necesidades financieras de las obras se ha previsto la constitución de Fideicomisos y en algunos casos se contará con financiación parcial de los oferentes.

En el caso de la CH Punta Negra, el principal aporte a su financiamiento durante la construcción está dado por la cesión efectuada por Energía Provincial Sociedad el Estado (EPSE) al Fideicomiso que se informa más adelante de parte del crédito que le genera la venta de potencia por la CH Los Caracoles (en operación), de acuerdo con lo establecido en el contrato de abastecimiento oportunamente suscrito con CAMMESA.

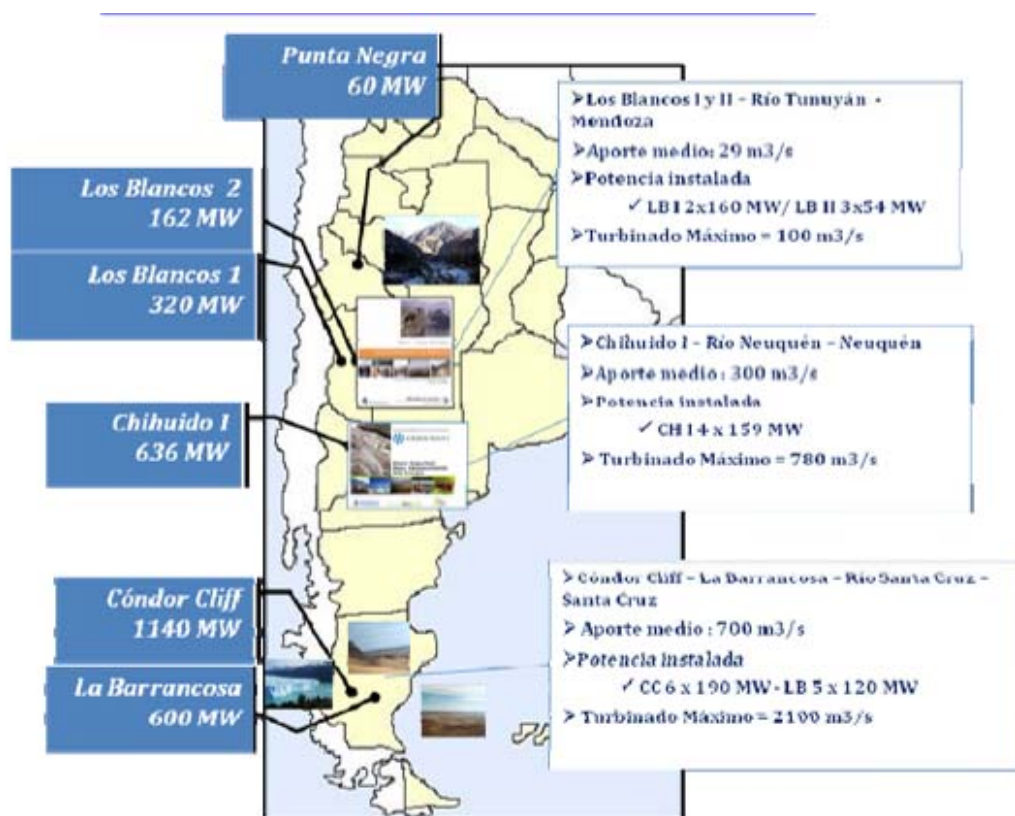


Ilustración 91 Ubicación de los proyectos en desarrollo (Junio 2011).
Fuente: CAMMESA

12. RESOLUCIÓN SE 712/2009. UNIDADES A PARTIR DE FUENTES RENOVABLES

La resolución SE 712/09 habilita la realización de Contratos de Abastecimiento entre el MEM y las ofertas de disponibilidad de generación y energía asociada presentadas por parte de ENARSA en el marco de licitaciones para instalación de generación a partir de fuentes renovables llevadas a cabo durante el año 2009, y adjudicadas en junio de 2010.

A este tipo de contratos se los denomina "*Contratos de Abastecimiento MEM a partir de fuentes renovables*". Estas unidades deben ser nuevas, y que a la fecha de publicación de la norma no cuenten con las instalaciones de generación a comprometer en estas ofertas, o que no estén interconectados al MEM.

Características:

Los contratos podrán ser tanto para abastecer potencia como para energía. Se diferencian los "Contratos de abastecimiento MEM a partir de fuentes renovables" (así fueron denominados por la regulación), como (i) aquellos "por potencia" respecto de aquellos proyectos que utilicen tecnologías que permitan respaldar la potencia de sus unidades generadores (generación térmica a biodiesel), y (ii) aquellos "de energía suministrada" con los que no es posible respaldar potencia de acuerdo a las características del recurso explotado y/o la tecnología aplicada (eólico o solar).

Vigencia 15 años, pudiendo prolongarse por 18 meses los contratos de abastecimiento de energía.

CAMMESA abonará mensualmente un cargo adicional de hasta el 10% al pautado, a fin de garantizar en hasta un 20% las obligaciones futuras que surjan de los contratos de abastecimiento MEM a partir de fuentes renovables, a través de la conformación de un Fondo de Garantía de Pago (20% de la transacción de 15 años).

Los proyectos deberán haber sido seleccionados como resultado de la licitación establecido por ENARSA.

En tanto sea de aplicación el orden de prioridad de pago previsto en la resolución SE 406/2003, las obligaciones de pago derivadas del contrato tendrán prioridad de cancelación (igual al llamado inciso "e" que cubre los costos de combustible y operación y mantenimiento de las centrales que venden al mercado spot). En caso de que se modifique dicho orden de prioridad, se establece que la prioridad de cancelación de las obligaciones de pago no podrá ser inferior a la correspondiente al reconocimiento de los costos operativos de los generadores térmicos.

A través de la Licitación Pública Nacional e Internacional EE 001/2009 se fijó un objetivo de contar con un total de 1015 MW de potencia instalada. Esta licitación se adjudicó en Junio 2010 (detalles en [4.3 Resultados de la Licitación GENREN I – Junio 2010](#)).

13. NOTA SE 6018/2010. GENERACIÓN CON BIODIESEL

La nota indica que la "utilización del biodiesel en TG/CC es prioridad en la Política Energética Nacional"¹²¹. En ese contexto, se habilita el Biodiesel para su comercialización y consumo en el mercado interno, y se entiende como tipo de combustible vigente en el MEM.

Se establece una remuneración excepcional a la energía generada en plantas térmicas con Biodiesel:

- El valor máximo a reconocer por dicha energía es igual al Precio de Referencia publicado por la Secretaría de Energía + 10% en concepto de gastos de administración y costos financieros.
- Adicionalmente, se reconoce una remuneración extraordinaria a la energía generada en las plantas de generación térmicas con Biodiesel de 10 US\$/MWh, más
- el 50% de la diferencia entre Precio de Referencia del Biodiesel, y el precio de compra del Biodiesel efectivamente abonado por el Agente, en caso de resultar dicha diferencia positiva.

La remuneración aludida tendrá una prioridad de pago igual a la establecida en el numeral e) del Art 4º de la resolución SE 406/2003. Los reconocimientos se aplican a partir de la Transacción Económica del mes de Agosto/2010. No se aplican en caso que el Biodiesel hubiera sido provisto por CAMMESA.

Precio de Referencia de Flete a reconocer:

- Hasta 0,10 US\$/ton-km para distancias ≤ 250 km
- Hasta 0,085 US\$/ ton-km para distancias > 250 km y ≤ 500 km
- Hasta 0,075 US\$/ ton-km para distancias > 500 km

Los Agentes que utilicen Biodiesel deberán presentar a CAMMESA, a los efectos del su reconocimiento, la documentación comercial que permita constatar el precio abonado por el Biodiesel y el flete correspondiente, y que la compra del mismo haya sido realizada a las Empresas habilitadas a dichos efectos, cuyo registro se encuentra publicado en la página de Internet de la Secretaría de Energía.

Precio de referencia publicado por la Secretaría de Energía¹²²

Precios de Biocombustibles			
Mes	Precio del Biodiesel [\$/t]	Precio del Bioetanol, res. SE 1294/08[\$/ l]	
Agosto 2011	5.152,24		3,819
Julio 2011	5.069,05		3,335
Junio 2011	4.962,76		3,280
Mayo 2011	4.953,34		3,114
Abril 2011			3,123
Marzo 2011			3,112
Febrero 2011			3,010
Enero 2011			2,957
Diciembre 2010	4.268,00		2,956
Noviembre 2010	3.922,00		2,961
Octubre 2010	3.769,00		2,968

Tabla 43. Precios biocombustibles.
Fuente: Secretaría de Energía

¹²¹ Al respecto agrega "Los Generadores térmicos del MEM deben llevar a cabo todas las acciones necesarias para lograr la operación de sus unidades con dicho combustible a la mayor brevedad posible".

¹²² <http://energia3.mecon.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3033>

Reconocimiento Combustible

Si el precio de compra (PBD) es menor a tope Secretaría de Energía, se agrega 50 % de la diferencia de precio.

- gastos de gestión => 10 % del precio de compra (PBD) informado.
- $COMB = \min. (\text{tope SE; PBD}) + 50 \% \text{ máx. } (\text{tope SE} - \text{PBD}; 0) + 10\% \min. (\text{tope SE; PBD})$
- $REC = COMB (\$/\text{ton}) * \text{consumo (ton)}$

Ejemplo

tope SE = 3.532 \$/ton

Precio de compra (PBD) = 3.432 \$/ton

$COMB = (3.432 + 50 \% (3.532 - 3.432) + 10 \% 3.432) = 3.825,2 \text{ $/ton}$

=> Adicional de 10 \$/MWh generado con biodiesel + flete

14. RESOLUCIÓN SE 108/2011. CONTRATACIÓN DIRECTA DE UNIDADES RENOVABLES.

Esta resolución habilita la firma de contratos con energía renovable de origen renovable, de forma similar a la resolución SE 712/09, a todos los Agentes del MEM sin necesidad de la realización de una licitación. Los agentes interesados en instalar generación renovable deben presentar los proyectos, con sus características técnicas y costos, a la Secretaría de Energía, la que evaluará junto a CAMMESA.

Características:

El plazo es de 15 años (con una banda de +/- 18 meses).

Comprador: MEM representado por CAMMESA con el objeto de satisfacer los requerimientos de demanda que se comercializan en el Mercado spot de dicho Mercado a Precio Estacional.

La Secretaría de Energía determinará la mecánica a aplicar para la inclusión de la transacción de estas unidades

15. AUTOGENERADOR DISTRIBUIDO. RESOLUCIÓN SE 269/2008.

Por medio de esta resolución se crea la figura de Autogenerador Distribuido, que consiste en un consumidor de electricidad que genera energía eléctrica en diferentes puntos de consumo y generación correspondientes a en diferentes nodos de conexión al SADI.

El Autogenerador Distribuido debe cumplir los mismos requerimientos, y sus transacciones en el MEM se realizarán de la misma forma que el Autogenerador en función de lo definido en el Anexo 12 de "Los Procedimientos", además de las particularidades específicas que se describen en esta resolución.

En lo que respecta a la operación dentro del MEM, la misma se base en lo siguiente:

- El Autogenerador Distribuido tiene excedentes de energía cuando la sumatoria de las generaciones supere la sumatoria de los consumos, o que tiene faltantes en caso contrario. En este caso puede vender sus excedentes o comprar sus faltantes en el MEM.
- Venta de energía: su oferta será calculada considerando que en cada hora, la energía entregada es la sumatoria de las generaciones menos la sumatoria de los consumos, y la misma es entregada en los nodos de vinculación con excedentes netos de generación, proporcionalmente a la magnitud de dichos excedentes netos.
 - o La energía eléctrica ofertada en cada hora que no se encuentre comprometida en contratos, en servicios de Energía Plus, u otros servicios, será adquirida por CAMMESA a los respectivos Costos Variables de Producción (CVP) aceptados de los correspondientes generadores, no recibiendo remuneración por la potencia puesta a disposición en el Mercado Spot.

- o En caso que el CVP declarado por alguno de los generadores correspondientes al Autogenerador Distribuido sea superior al correspondiente precio de Referencia, el mismo deberá ser aprobado por la Secretaría de Energía.
- **Compras de Energía:** los Autogeneradores Distribuidos tienen una modalidad similar a la de los GUMA por cada uno de sus nodos de vinculación en los que sea consumidores. Su demanda es calculada considerando que en cada hora, la energía demandada es la sumatoria de los consumos menos la sumatoria de las generaciones, y la misma es consumida en los nodos de vinculación netamente consumidores proporcionalmente a la magnitud de dichos consumos netos.
 - o Cada punto netamente consumidor del Autogenerador Distribuido deberá abonar los mismos cargos que les corresponden a los GUMA teniendo en cuenta lo establecido en el punto anterior.
 - o La energía será facturada de acuerdo al correspondiente precio horario de la energía en cada uno de sus nodos netamente consumidores. De corresponder deberá pagar los establecidos en la resolución 1281/2006 (Energía Plus). El pago por potencia se hará a través de un cargo fijo mensual que quedará definido en la programación estacional.
 - o A su vez, de resultar de sus compromisos contractuales de venta de energía un faltante por ser su entrega al MEM inferior a la potencia a entregar de acuerdo a sus contratos, se considerará que compra para su contratante dicho faltante del modo indicado en las normas vigentes en el MEM.

La figura del Autogenerador Distribuido (a diferencia del Autogenerador) habilita la posibilidad que se instale generación en alguna/s planta/s y/o puntos donde, por ejemplo se disponga de combustible. Esta generación puede cubrir demandas (ej. Demanda Plus) en otras exclusivamente consumidoras.

16. FONINVEMEM II. ACUERDO CON GENERADORES 2008-2011.

Es el 'Acuerdo para la gestión y operación de proyectos, aumento de la disponibilidad de generación térmica y adaptación de la remuneración de la generación 2008 2011'. El objeto es: continuar con el proceso de adaptación del MEM, viabilizar el ingreso de nueva generación, determinar un mecanismo para la cancelación de las LVFVD 2008-2011 y el reconocimiento de la remuneración que corresponde a los Generadores adherentes. Este acuerdo se formalizó el 25/11/2010 y, mantienen los compromisos relacionados con las resoluciones SE 1427/2004, 1193/2005, 564/2007 y 724/2008.

Los Generadores deberán conformar un Grupo de Trabajo que deberá presentar a la Secretaría:

- a) Propuesta de ubicación y capacidad estimada del proyecto propuesto.
- b) Descripción de los trabajos que se deben realizar para construir el proyecto.
- c) Cronograma de Licitación del proyecto.
- d) El plazo estimado de inicio y de ejecución del proyecto.
- e) La inversión total estimada del proyecto.
- f) Una vez aceptado por la Secretaría de Energía el proyecto propuesto, la confección de los pliegos y
- g) El análisis de las fuentes y alternativas de financiamiento del mismo.
- h) La definición de los aspectos impositivos, societarios y contractuales del proyecto.

Los informes correspondientes a los incisos a), b), c), d) y e) precedentes serán remitidos a la Secretaría de Energía en un plazo no mayor a los 15 días hábiles de constituido el mencionado Grupo de Trabajo. Este acuerdo establece:

Compromisos de la Secretaría de Energía:

- a. Establecer un nuevo "Cargo transitorio para la conformación del fondo Acuerdo 2008-2011" similar al adoptado por la resolución SE 1866/05. Dicho cargo será aplicado a la toda la demanda del MEM, con excepción de aquella que sea identificada como residencial, y los recursos serán destinados al "Fondo Acuerdo 2008-2011".
- b. Los recursos provenientes del repago de los aportes realizados conforme el punto 2. del inciso d) del Art. 4º del Anexo de la resolución S.E. N° 1193/2005, no considerando el financiamiento obtenido a través de la salida al Mercado de Capitales mediante el Fideicomiso MBT serán transferidos y cedidos a una cuenta específica y separada a ser identificada como "Fondo Acuerdo 2008-2011", cuyo destino será la financiación del o los proyectos de nueva generación que resulten seleccionados. El "Fondo

Acuerdo 2008-2011" será administrado por un fideicomiso a constituirse a tal efecto que tendrá como objetivo principal financiar la construcción del o los Proyectos que se definan

- c. Incrementar la Remuneración por la Potencia Puesta a Disposición de los Generadores Térmicos adherentes.
- d. Aumentar los valores máximos reconocidos para los costos variables de mantenimiento y otros no combustibles de los Generadores Térmicos adherentes.
- e. En caso de producirse incrementos superiores o iguales al 10% en el precio de gas natural para Usinas a partir de la firma del Acuerdo, o cada 6 meses, la Secretaría de Energía convocará, dentro de los 15 días hábiles, a los Generadores adherentes a los efectos de acordar la metodología a aplicar para procurar evitar a los Generadores pérdida de margen de contribución.
- f. A los efectos de definir el incremento del precio de gas natural para usinas, se considerarán los Precios de Referencia del Gas publicados por CAMMESA aplicable a usinas expresados en pesos.
- g. Incrementar el valor máximo de la potencia instalada de un generador hidroeléctrico establecido en el Art. 1º de la Resolución S.E. N° 1004/2008 a 250 MW, para que su saldo acreedor sea considerado dentro de los montos previstos en el Inciso e) del Artículo 4º de la Resolución S.E. 406/2003.

Compromisos de los Generadores:

- a. Aceptar el pago descrito en el ACUERDO por el las LVFVD correspondientes al inciso c) del artículo 4º de la resolución SE 406/03 y no comprometidas en el marco de la resolución S.E. N° 724/2008, durante el período comprendido 2008-2011 (LVFVD 08-11).
- b. Construir el Proyecto que se defina bajo el Acuerdo para que el mismo se encuentre en condiciones de operar comercialmente en los plazos que sean acordados entre las PARTES, en función de la disponibilidad de financiamiento.
- c. Efectuar las gestiones de operación y mantenimiento para la mejora de la disponibilidad del equipamiento de generación existente.
- d. Los Generadores manifiestan su conformidad con el Acuerdo y renuncian a todos los derechos que pudieran eventualmente invocar y a todas las acciones y/o reclamos contra el Estado nacional y/o la Secretaría de Energía y/o a CAMMESA por la aplicación de las resoluciones SE 240/2003 y 406/2003 hasta el 31/12/2011.

Contrato con el MEM

- a. Los créditos originados en las LVFVD 08-11 serán cancelados con la suscripción de un Contrato de Abastecimiento con el MEM en el marco de la resolución S.E. N° 220/2007 de las nuevas centrales.
- b. Por las LVFVD que los Generadores incluyan en el presente Acuerdo tendrán derecho a recibir, a partir de la Habilitación Comercial del Nuevo Proyecto y en 120 cuotas iguales y consecutivas, la devolución de sus acreencias representadas por las LVFVD 08-11, una vez adicionada la tasa de interés estipulada en el artículo 3º de la resolución SE N° 406/03 y convertido a moneda estadounidense (US\$) a la fecha de la firma del Acuerdo. Este capital tendrá desde la firma del Acuerdo un rendimiento de LI-BOR 30 días 5 %
- c. Los Generadores podrán incluir en este acuerdo LVFVD 08-11 propias o de un Agente Generador no adherente al presente Acuerdo, en cuyo caso la quita acordada entre el agente "Inversor" y el agente "Cedente" de sus LVFVD 08-11 será compartida al 50% por el Fondo de Estabilización. Esta condición no será de aplicación entre Agentes Generadores Privados relacionados al mismo grupo económico.

Otros aspectos

- a. La responsabilidad de los Generadores para el financiamiento de las nuevas inversiones se limita a lo establecido en el Acuerdo no incluyendo financiamiento adicional, ni garantías, y/o avales.
- b. Teniendo en cuenta que la Secretaría de Energía en representación del Estado Nacional y los Generadores poseen participación accionaria en CT Timbúes, CT Manuel Belgrano y la/s futura/s Central/es a ser construida/s en el marco del presente Acuerdo, Las Partes acuerdan realizar los actos que sean necesarios para llevar a cabo la concentración accionaria de los Generadores en las Centrales antes mencionadas.

C. DETALLE DEL SECTOR GAS

1. AGENTES

1.1.1. PRODUCTORES

Los Productores se encargan de la exploración y extracción de gas, una actividad que es principalmente desarrollada por empresas que, en general, también se dedican a la explotación del petróleo. Esta primera etapa es conocida como el up stream de la industria. Colocan su producción en forma total o parcial en el sistema de transporte. Los precios a los que vendían su producción no se encontraban sujetos a regulación.

En ese sentido, pueden celebrar contratos de suministro libremente pactados con distribuidores y grandes usuarios. Sin embargo, en el caso de los distribuidores, el precio del gas natural que se traslada a sus usuarios cautivos (pass through) sí está sujeto a regulación.

Existen básicamente cinco cuencas Productoras de importancia, distribuidas a lo largo del país:

Noroeste (Salta, Jujuy)

Cuyana (Mendoza)

Neuquina (Neuquén, La Pampa, Río Negro)

Golfo San Jorge (Chubut, Santa Cruz)

Austral (Santa Cruz, Tierra del Fuego)



Ilustración 92. Principales Cuencas Productoras de Hidrocarburos en Argentina.
Fuente: Ministerio de Economía

1.1.2. TRANSPORTE

El transporte del gas natural se encuentra a cargo de las empresas Transportistas Privadas, las que deben abastecer desde el punto de entrega del productor hasta las zonas de recepción de las distribuidoras. Dentro de su área de jurisdicción son empresas Monopólicas.

La tarifa de transporte es regulada por medio de los contratos de concesión. Se remunera a los transportistas según puntos de recepción y despacho con un cargo por m³/día que crece con la distancia. También se establece un cargo mínimo que sólo rige para los servicios no interrumpibles. Entre sus obligaciones se encuentran la de operar y mantener el sistema de transporte y se les prohíbe la compra-venta de gas natural. Además son los encargados de administrar el despacho del Mercado y de administrar la capacidad de transporte firme adjudicada a cargadores directos.

En síntesis:

- Tarifa regulada: remuneración de las Licenciatarias de Transporte
- Tarifas reflejan:
 - Características del servicio (Firme/Interrumpible/Intercambio y Desplazamiento)
 - Factor "Nodal" o de Distancia (Tarifas por Zonas de Entrega)
- Cargadores (o usuarios) del Sistema de Transporte
 - Distribuidoras (revenden transporte a su mercado)
 - Usuarios Directos (GU/Comercializadores; >5,000 m³/día)

Las transportistas son TGN -Transportadora Gas del Norte S.A.- y TGS -Transportadora Gas del Sur S.A.-

1.1.3. DISTRIBUCIÓN

El sistema de distribución de Gas Natural está dividido en nueve empresas de distribución, cada una con exclusividad en un área geográfica determinada. Al igual que el transporte, la tarifa se encuentra regulada. Son las responsables de abastecer a usuarios finales que no tengan la facultad de contratar su suministro en forma independiente.

En el ámbito de la distribución los grandes consumidores son diferenciados según sus demandas sean interrumpibles o firmes y según estén conectados al transporte o a la distribución. Los grandes consumidores no interrumpibles deben abonar un cargo por reserva de capacidad.

Clientes por distribuidora	[miles]
METROGAS	2.209,9
GAS NATURAL BAN	1.438,7
LITORAL GAS	610,4
CAMUZZI GAS PAMPEANA	1.187,7
CAMUZZI GAS DEL SUR	564,7
DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO	607,7
DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA	496,3
GASNOR	420,2
GAS NEA	68,9
TOTAL	7.604,5

Tabla 44. Distribuidoras número de clientes totales a diciembre de 2010.
Fuente: ENARGAS.

2. INSTITUCIONES.

2.1.1. SECRETARÍA DE ENERGÍA

La Autoridad de Aplicación en todo lo referente a la producción es la Secretaría de Energía a través de la Ley 17139. Actualmente es dependiente del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios. Es el órgano máximo que dispone las normas de funcionamiento del Mercado Gasífero (Ley 24076 y normas complementarias) a través de la Sub-Secretaría de Combustibles.

Además de las indicadas en [Instituciones del Sector Eléctrico](#), [Secretaría de Energía](#), entre las funciones más importantes se tiene: la autorización de importaciones y exportaciones, la de contralor del mercado y la conducción del proceso de selección de Directores del ENARGAS, etc.

2.1.2. ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS.

La Ley 24076 - Marco Regulatorio de la Actividad del Gas Natural - crea en su artículo 50, en el ámbito del Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos, el Ente Nacional Regulador del Gas. Es un ente autárquico creado con el objeto de regular, fiscalizar y resolver las controversias suscitadas en relación con el servicio público de gas

Los objetivos de la regulación establecidos en la ley precitada, y respecto de los cuales el ENARGAS cumple la misión de ejecutarlos y controlar su cumplimiento, son proteger adecuadamente los derechos de los consumidores; promover la competitividad de los mercados de oferta y demanda de gas natural, y alentar inversiones para asegurar el suministro a largo plazo; propender a una mejor operación, confiabilidad, igualdad, libre acceso, no discriminación y uso generalizado de los servicios e instalaciones de transporte y distribución de gas natural; regular las actividades del transporte y distribución de gas natural, asegurando que las tarifas que se apliquen a los servicios sean justas y razonables; incentivar la eficiencia en el transporte, almacenamiento, distribución y uso del gas natural; incentivar el uso racional del gas natural, velando por la adecuada protección del medio ambiente; propender a que el precio de suministro de gas natural a la industria sea equivalente a los que rigen internacionalmente en países con similar dotación de recursos y condiciones.

Al establecer sus funciones, esencialmente contenidas en el artículo 52 de Ley 24076, se prevé que el ENARGAS dicte los reglamentos necesarios que aseguran la prestación de un servicio seguro, continuo y eficiente. Además puede requerir inspecciones y/o auditorías de la actividad de las prestadoras y aplicar sanciones pertinentes

El ENARGAS cuenta con la facultad de resolver, en forma previa a la instancia judicial, las controversias suscitadas entre los sujetos de la industria, en el marco del artículo 66 de la Ley 24076, entre ellas, y muy especialmente, los reclamos de los usuarios del servicio de gas.

La ley prevé que este ente sea dirigido y administrado por un Directorio de cinco miembros, todos ellos designados por el Poder Ejecutivo Nacional, previa intervención de una Comisión Bicameral. Los mandatos de los miembros del Directorio son de 5 años y se ha previsto que tengan dedicación exclusiva en su función y que gocen de estabilidad, de manera que sólo puedan ser removidos de sus cargos por acto fundado del Poder Ejecutivo, previa intervención de la Comisión Bicameral.

2.1.3. MERCADO ELECTRÓNICO DEL GAS SA.

El Mercado Electrónico del Gas S.A. (MEGSA) fue creado por Decreto 180/2004, con la finalidad de transparentar el funcionamiento físico y comercial de la industria del gas. Parece inspirado en los mercados de plazo diario o inmediato 'Spot' y on-system del Reino Unido, que significaron un mejoramiento en la cantidad y calidad de los servicios disponibles y una disminución de los precios para los sujetos de ese mercado.

El MEG es el primer mercado spot de gas natural en Sudamérica y comenzó a operar en mayo de 2005 en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, que es la encargada de su constitución, implementación, operación y gestión.

MEGSA efectúa la operación y administración del sistema informático denominado "Réplica de Despacho" Está autorizado a requerir y publicar en tiempo real información del despacho de los sistemas de transporte y distribución. Asimismo, publica información comercial sobre los contratos de compra venta de gas y de transporte, incluyendo precios e información estadística.

A través del MEG se celebran de manera exclusiva y en tiempo real las siguientes transacciones (i) compra venta de gas natural de plazo diario e inmediato 'Spot', con punto de entrega tanto en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte como en *City Gate*¹²³; y (ii) las transacciones de los mercados secundarios de transporte y de distribución de gas natural. Hasta el comienzo de las operaciones del MEG, el mercado secundario de transporte de gas natural era administrado por el ENARGAS.

En el caso del mercado 'Spot', el gas natural para el mismo día operativo o el día inmediato posterior es negociado en subastas, en las que oferentes y demandantes realizan electrónicamente ofertas de compra y venta, especificando volúmenes y precios mínimos y máximos de compra y de venta, según el caso. El precio de la última oferta abastecida total o parcialmente determina el precio marginal del sistema, el que es aplicable a todas las operaciones de la ronda. De tal manera el MEG actúa como un agente de compensación y liquidación de las transacciones cursadas que se instrumentan sobre la base de contratos 'modelo' estandarizados.

La negociación a través del MEG es bilateral, y las operaciones pueden ser celebradas directamente por los productores, usuarios y distribuidores, o a través de comercializadores o intermediarios.

Sólo las personas autorizadas pueden operar como agentes en el MEG. Existen dos tipos de licencias para operar: licencias para Agentes de Cartera Propia ("ACP") y licencias para Agentes Libres ("AL"). Los ACP pueden operar únicamente por propia cuenta, a diferencia de los AL, quienes pueden operar tanto por cuenta propia como de terceros. Durante el primer año de operaciones el número de licencias para AL para operar en el MEG estará limitado a 20. No se admite más de una licencia por agente, y éstas pueden ser transferidas con la previa autorización del MEG.

Mientras que las licencias para ACP pueden ser obtenidas por cualquier persona que reúna ciertos requisitos legales y financieros –excepto licenciatarias de transporte o sociedades vinculadas–, con el propósito de ganar en transparencia y evitar distorsión en el mercado y las prácticas abusivas, las licencias para AL no pueden ser obtenidas por ciertos sujetos de la industria del gas –productores, transportistas, distribuidores, subdistribuidores, usuarios directos, y sus controlantes, controladas y sociedades sujetas a control común, en forma directa o indirecta. Esta limitación admite ser salvada mediante la presentación de una declaración jurada manifestando que se excluyen voluntariamente de realizar operaciones en las que resulten ser comitentes aquellas sociedades vinculadas a la requirente.

La implementación y puesta en marcha del MEG ha sido prevista en etapas. En mayo de 2005 comenzó a operar el mercado secundario de transporte de gas natural y desde entonces todas las operaciones de intercambio, reventa o cesión de servicios de distribución de gas natural y todas las transacciones de reventa o cesión de servicios de transporte de gas natural, que se realizaban hasta entonces con la intervención del ENARGAS, se realizan en el ámbito del MEG. Agosto fue el turno del mercado Spot de gas natural para transacciones con punto de entrega en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte.

¹²³ Equivalente al *National Balancing Point* del mercado on-system británico

3. PRINCIPALES RASGOS DEL MARCO REGULATORIO PREVISTO POR LA LEY 24076

El marco regulatorio, conformado por la Ley 24076/92 y el decreto 1738/92, y un conjunto amplio de resoluciones de la Secretaría de Energía de la Nación, se propone proteger los intereses de los consumidores, promover la competencia en los mercados, alentar las inversiones y mejorar la eficiencia en el transporte, distribución y uso del gas natural.

Los principios regulatorios esenciales establecidos en dicho marco legal son los siguientes:

- El transporte y la distribución de gas natural deberán ser realizados por personas jurídicas de derecho privado mediante licencias, concesiones o servicios de transporte. El Estado Nacional o Provincial sólo podrá hacerse cargo cuando el sector privado no quiera participar.
- Son reconocidos como actores: los productores, captadores, procesadores, transportistas, almacenadores, distribuidores, comercializadores y grandes consumidores¹²⁴.
- La seguridad del suministro no interrumpible recae en transportistas y distribuidores, los que deberán además satisfacer toda demanda razonable¹²⁵.
- Se establece el libre acceso de terceros a los sistemas de transporte y distribución, restringido únicamente por las capacidades disponibles. Ningún transportista o distribuidor podrá conceder ventajas o preferencia de acceso a sus instalaciones.
- La importación de gas natural es totalmente libre y las exportaciones están sujetas a la aprobación de la Secretaría de Energía de la Nación y sólo serán autorizadas en tanto no afecten el abastecimiento interno.
- Se establecen limitaciones a la integración vertical: los transportistas no podrán comercializar el gas; los almacenadores, distribuidores o grandes consumidores no podrán tener control directo o indirecto sobre el transporte ni los transportistas o consumidores sobre la distribución¹²⁶.
- El precio del gas, considerado en el punto de ingreso al sistema de transporte, fue regulado durante el período de transición por la Secretaría de Energía y luego pactado libremente entre las partes¹²⁷.
- La tarifa de transporte es regulada en el contrato de concesión. Dicha tarifa remunera a los transportistas según puntos de recepción y despacho.
- En el ámbito de la distribución se regulan las tarifas aplicadas a los usuarios cautivos. Se establece la prohibición de efectuar subsidios cruzados entre usuarios.
- Las tarifas de transporte y distribución son reguladas de modo de cubrir todos los costos y un margen de rentabilidad razonable.

3.1. RESUMEN.

En resumen, el Mercado de gas en Argentina, al igual que el Mercado Eléctrico, se halla separado en tres componentes principales:

- ✓ Producción de gas natural
- ✓ Transporte de gas natural, y
- ✓ Distribución de gas natural.

Más allá de la coyuntura actual, en el segmento de producción de gas el precio es negociado libremente entre las partes, aunque debe señalarse que el Mercado se halla altamente concentrado (pocos acto-

¹²⁴ A pesar de la amplia gama de actores potenciales previstos, en los hechos los más destacados son los productores, transportistas, distribuidores y grandes consumidores.

¹²⁵ En última instancia dicha razonabilidad está fundada en el criterio de rentabilidad y, eventualmente, en las directivas del ENARGAS.

¹²⁶ Estas limitaciones fueron relajadas por el decreto reglamentario de la Ley 24076 y en la práctica no han impedido la conformación de relaciones financieras y empresariales entre los diferentes eslabones de la cadena.

¹²⁷ Tal como ocurrió con el precio del petróleo y sus derivados, los precios fueron incrementados antes de proceder a la reforma. El gas en boca de pozo pasó de un nivel medio (en dólares de 1990) de 0.62 el millón de BTU en el período 1984-1989 a 0.88 en 1990-1992.

Luego siguió una tendencia creciente en dólares y se situó en un promedio de 1.18 US\$/MBTU en 1998-1999 (ENARGAS, informe anual, 1999).

res). La autoridad regulatoria, el ENARGAS, es la que autoriza la inclusión de las variaciones en el precio del gas natural que pueden trasladarse a la tarifa de usuarios finales (pass-through).

En el segmento del **transporte de gas natural**, el sistema se encuentra dividido en dos grandes transportistas con incumbencia territorial: Transportadora de Gas del Norte (TGN) y Transportadora de Gas del Sur (TGS). El sistema es de acceso abierto siempre que exista capacidad de transporte. Este segmento tiene tarifas reguladas.

Por último se encuentran las compañías de **distribución**, separadas en 9 áreas geográficas, que tienen tarifas reguladas.

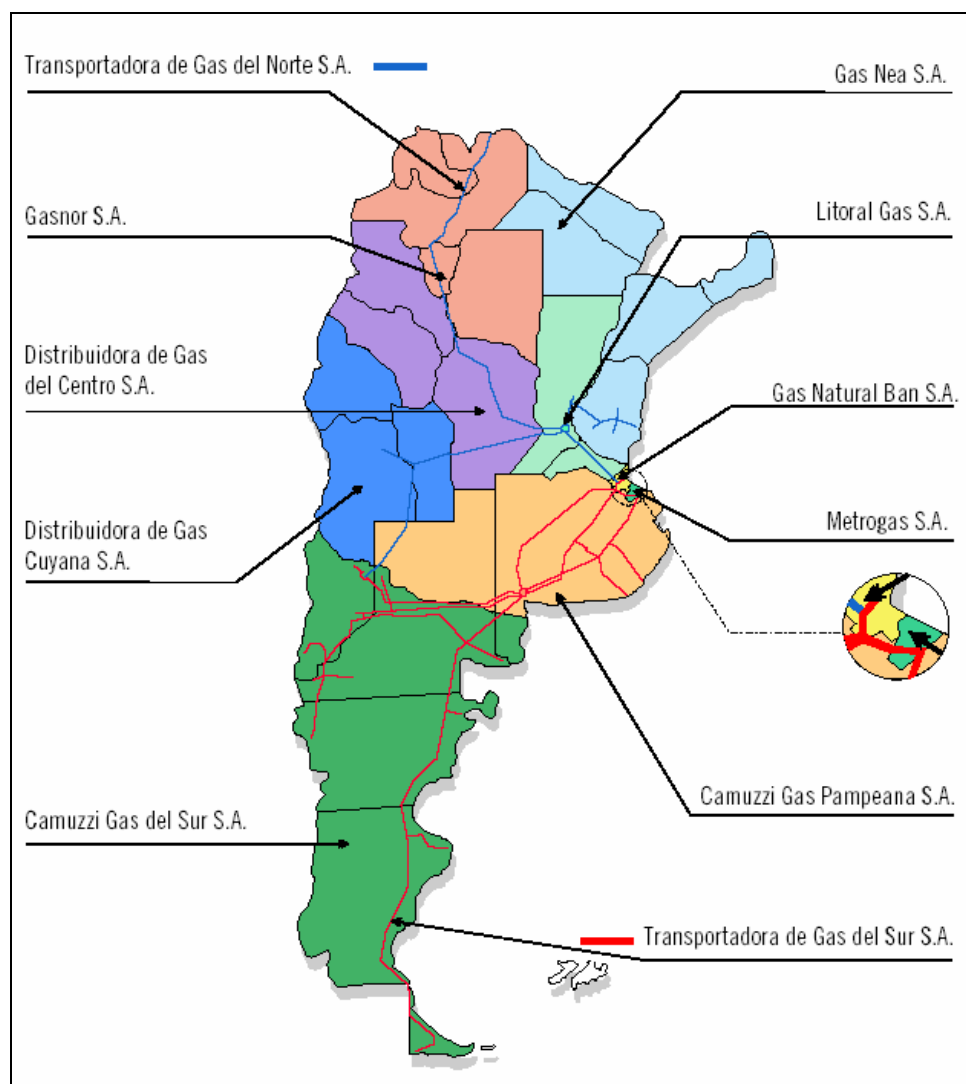


Ilustración 93. Esquema de las distribuidoras de gas y de la red de transporte de gas.
Fuente: Elaboración propia

Todos los agentes que participan en el mercado del gas natural, se deben ceñir a las normas de despacho, las cuales son sustancialmente distintas a las del MEM (Mercado Eléctrico Mayorista) debido a que el mercado de gas es un mercado de características físicas, en donde cada día los cargadores (grandes usuarios y distribuidoras) deben solicitar (nominar) a los transportistas y productores la cantidad que éstos deben transportar e inyectar para el día siguiente.

4. EVOLUCIÓN DEL MERCADO DE GAS NATURAL DESDE 2002

Como se mencionó anteriormente, Argentina experimenta severos problemas en el funcionamiento de los mercados energéticos de gas natural y electricidad. Los problemas de abastecimiento de gas natural han impactado negativamente en el normal abastecimiento de este insumo a una parte importante de la industria y al parque generador de electricidad en Argentina, y como consecuencia de las medidas

adoptadas por el gobierno, se limitaron las exportaciones hacia los países limítrofes.

Particularmente, los problemas expuestos afectan el aprovisionamiento de gas natural de las usinas térmicas, siendo este tipo de generación responsable del abastecimiento de aproximadamente el 50% de las necesidades de electricidad durante los últimos 5 años.

Para reflejar la delicada situación en que se encuentra la industria del up stream de gas natural en Argentina, es conveniente analizar la evolución histórica reciente de las principales variables de dicho mercado:

- ✓ Reservas
- ✓ Producción
- ✓ Consumo Mercado Interno
- ✓ Exportaciones

En el siguiente cuadro se muestra la evolución de la producción y consumo de gas natural, en donde se incluyen las importaciones desde Bolivia:

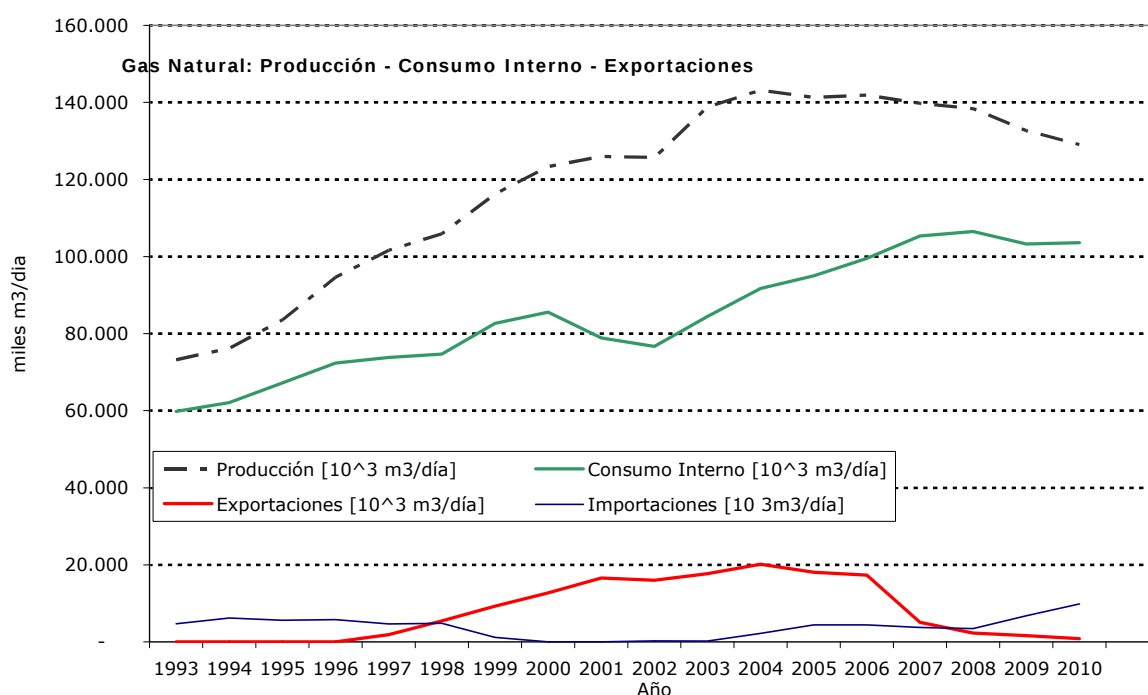


Ilustración 94. Producción y consumo gas natural.
Fuente: IAPG, Secretaría de Energía y ENARGAS

Hasta el año 2000, tanto el consumo interno como las exportaciones se incrementaron notablemente, con tasas cercanas al 5,3% a partir del año 1991 para el consumo interno y de 90% para el mercado de exportación a partir de 1997. Por su parte a partir del mismo año se dejó de importar gas natural desde Bolivia (que representaba el 5% de la producción Argentina).

Luego de la crisis del año 2001, y hasta el año 2003, el incremento en la producción de gas natural acompañó el aumento de la demanda interna y externa, cuyas tasas de crecimiento fueron superiores al 10% en el año 2003. Sin embargo, a partir del año 2004 se hizo notorio que la producción doméstica de gas natural era incapaz de mantener los niveles compatibles con la demanda, tanto interna como externa:

- Los niveles de producción interna sólo crecieron 3,2%.
- La demanda interna se incrementó en 8,6%

Esta situación provocó que se debieran emplear varias herramientas para mantener inalteradas las condiciones de suministro de la demanda interna ininterrumpible:

- Desregulación forzada de los consumos de los generadores y de las pequeñas y grandes industrias (no les es permitido a las distribuidoras venderle el gas commodity)

- Limitación a las exportaciones de gas natural¹²⁸.
- Retomar nuevamente la importación de gas natural desde Bolivia.
- Implementación de una política de uso racional de la energía, en los sectores gasífero, con fuertes sobreprecios en caso de superar los niveles de consumo de los años pasados.
- Importación de GNL

El estancamiento en los niveles de producción doméstica de gas natural vino acompañado por un escaso esfuerzo exploratorio y la consecuente baja en las reservas, como se muestra en la siguiente tabla:

Relación reserva - producción			
	Producción [millones m3]	Reservas	Reserva/producción
2000	44.872	777.609	17,3
2001	45.994	763.526	16,6
2002	45.819	663.523	14,5
2003	50.676	612.497	12,1
2004	51.879	541.857	10,4
2005	51.002	438.950	8,6
2006	51.606	446.156	8,6
2007	50.892	441.974	8,7
2008	50.271	398.529	7,9
2009	48.419	378.820	7,8
2010	47.097	367.500	7,8

Tabla 45. Evolución de las Reservas vs Producción de Gas Natural.
Fuente IAPG.

Se observa que el horizonte de reservas ha disminuido desde 17 años, en el año 2000, a 7,8 años en el año 2012, fruto del incremento en los niveles de producción y la escasa reposición de reservas (bajo esfuerzo exploratorio y cuencas productivas maduras).

La última incorporación productiva importante convencional ha sido el área Carina-Aries, en la cuenca Austral off-shore, en el año 2005, pero cuyas reservas ya habían sido incorporadas a la contabilidad con anterioridad.

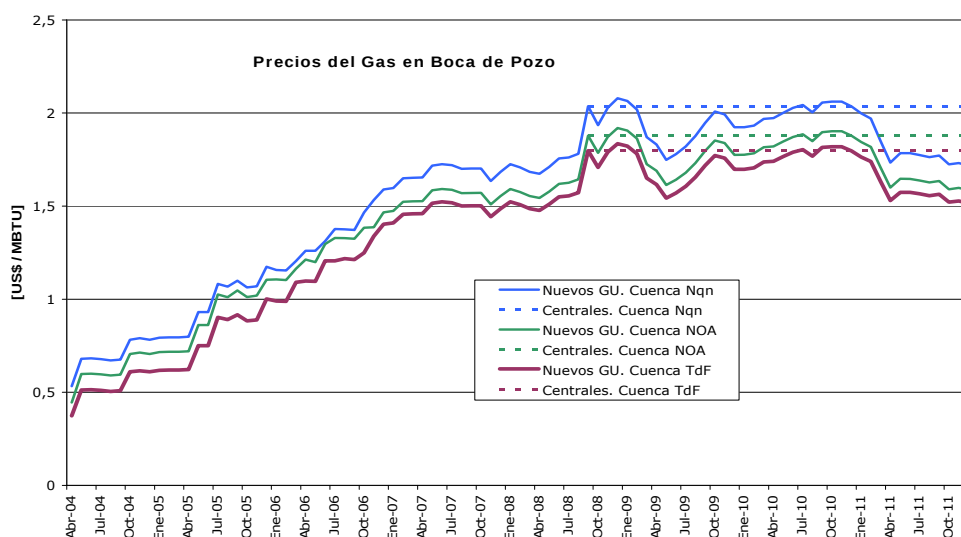


Ilustración 95 Precio de gas en boca de pozo por cuenca para usuarios nuevos y centrales de generación.
Fuente: Elaboración propia a partir de datos Secretaría de Energía y ENARGAS

¹²⁸ Durante el año 2006, la Comisión Nacional de Energía de Chile estimó que las restricciones de los envíos de gas natural desde Argentina totalizaron cerca de 2.200 millones de metros cúbicos (6,1 millones de m³ por día) de acuerdo a los compromisos asumidos por los productores.

La empresa estatal ENARSA junto a otras empresas internacionales suscribió acuerdos estratégicos para la exploración, el desarrollo y la producción de hidrocarburos en la plataforma continental argentina, cuyo objetivo es incrementar los niveles de reservas y producción de hidrocarburos. Asimismo se han venido desarrollando nuevos pozos no convencionales de gas, los cuales requieren fuertes inversiones y precios diferenciados para que sean rentables (Gas Plus).

En el corto plazo se está importando Gas Natural Licuado (GNL) de forma spot, a precios similares a los combustibles líquidos en el mercado internacional. En el mediano plazo se esperan modificaciones parciales con la introducción de GNL en forma permanente con proyectos a ubicarse en Bahía Blanca y en Uruguay (proyecto compartido con Uruguay). De todas formas los desequilibrios podrían ser parcialmente paliados con la construcción del Gasoducto del Noreste Argentino (GNEA). Éste transportaría alrededor de 30 millones de m³ desde Bolivia a precios muy superiores a los correspondientes a la producción doméstica interna. El costo estimado del GNEA se encontraría en el orden de US\$ 1.400 millones (sin IVA). La fecha prevista de entrada en servicio es 2015.

D. DETALLES DE LAS NORMAS SOBRE ENERGÍAS RENOVABLES

1. PRIMEROS PASOS DE LA ENERGÍAS RENOVABLES EN ARGENTINA

En 1998, a través de la Ley 25019¹²⁹, se publica la primer reglamentación destinada al fomento de las energías renovables, con la cual se declaró de “*interés nacional*” a la generación de energía eléctrica de origen eólico y solar en Argentina, y dispuso, en su Artículo 1º, que dicha actividad “*no requiere autorización previa del Poder Ejecutivo Nacional para su ejercicio*”.

Bajo esta ley se establece un régimen de promoción de la investigación y uso de energías no convencionales o renovables, junto con los beneficios de índole impositivo aplicables a la inversión de capital destinada a la instalación de centrales y/o equipos eólicos o solares, así como la remuneración que recibirían por cada unidad de energía efectivamente generado por sistemas eólicos instalados, que vuelquen su energía en los mercados mayoristas y/o estén destinados a la prestación de servicios públicos.

La citada Ley estableció el denominado “*Régimen Nacional de Energía Eólica y Solar*”, basado en las siguientes 5 medidas de promoción:

- a. Remuneración especial para la energía eólica (prima)
- b. Beneficios impositivos para las energías eólica y solar
- c. Instrucción a las distribuidoras para la compra de energía eólica residual
- d. Estabilidad fiscal para los proyectos de energía eólica y solar
- e. Invitación a las provincias a fomentar dichas energías dentro de sus jurisdicciones

Remuneración especial para la energía eólica (prima – “*Feed-in tariff*”¹³⁰). En su artículo 5º la Ley 25019, establece que la Secretaría de Energía incrementará el valor unitario del gravamen denominado “Fondo Nacional de la Energía Eléctrica”¹³¹ de modo se solventar una prima de 1 centavo por kWh en concepto de remuneración adicional a la producción aportada por los generadores eólicos que inyecten su energía en los mercados mayoristas, ya sea en el mercado a término (o de contratos) o en el mercado spot y/o estén destinados a la prestación de servicios públicos (como por ejemplo los sistemas de generación aislada).

La tarifa especial tendría una duración de 15 años, a contarse a partir de la solicitud de inicio del período de beneficio.

¹²⁹ Reglamentada por el Decreto Reglamentario 1597 del año 1999.

¹³⁰ Un sistema de Feed-in Tariff (FIT) dispone y garantiza el pago al generador de una prima o sobreprecio por encima del precio de mercado, se pretende cubrir los costos medios de los proyectos y proveer al inversor de una rentabilidad razonable. Este sistema busca compensar la diferencia de costos y viabilizar económicamente los proyectos de una manera relativamente simple y segura.

¹³¹ Este gravamen, previsto en la Ley 15.336 y luego modificado por la Ley 24.065, está compuesto por un cargo por kWh sobre las tarifas que pagan las empresas distribuidoras y los grandes usuarios (compradores del MEM). El “Fondo Nacional de la Energía Eléctrica” es administrado por el Consejo Federal de la Energía Eléctrica (CFEE) y se destina en un 60% para el “Fondo Subsidiario para Compensaciones Regionales de Tarifas a Usuarios Finales”, y en un 40% para alimentar el “Fondo para el Desarrollo Eléctrico del Interior”.

Beneficios impositivos para las energías eólica y solar. Entre otras de las acciones de fomento, se encontraban los beneficios impositivos. Las inversiones a realizarse para la instalación de centrales y/o equipos eólicos o solares podrían diferir el pago del IVA durante 15 años a partir de la promulgación de esta ley. Los diferimientos adeudados se pagarán posteriormente en quince 15 anualidades a partir del vencimiento del último diferimiento.

Instrucción a las distribuidoras para la compra de energía eólica. La Secretaría de Energía propiciaría, no existiendo obligación, que los distribuidores de electricidad compren a los generadores de energía eólica, el excedente de su generación con un tratamiento similar al recibido en la regulación actual por las centrales hidroeléctricas de pasada.

Estabilidad fiscal para los proyectos de energía eólica y solar. En el Art 7 de la Ley se establece la estabilidad fiscal por 15 años. Toda actividad de generación eléctrica eólica y solar que se encuadre dentro de lo estipulado por la Ley, gozará de estabilidad fiscal por el término de 15 años, contados a partir de su promulgación. La estabilidad fiscal hace referencia a la imposibilidad de afectar al emprendimiento con una carga tributaria total mayor, como consecuencia de aumentos en las contribuciones impositivas y tasas, cualquiera fuera su denominación en el ámbito nacional, o la creación de otras nuevas que las alcancen como sujetos de derecho a los mismos.

Invitación a las provincias a fomentar dichas energías dentro de sus jurisdicciones. Por último, en el Art 9º, se invitó a las provincias a adoptar un régimen de exenciones impositivas en sus respectivas jurisdicciones, a los fines de entrar en sintonía con el régimen nacional.

1.1. RESULTADOS DE LA LEY 25019.

El “*Régimen Nacional de Energía Eólica y Solar*” no tuvo los resultados esperados. Entre otras cosas, su implementación se vio demorada por problemas burocráticos y luego la posterior crisis que enfrentó la Argentina a partir del año 2001 devino en la postergación de inversiones de este tenor. En el documento “*Descripción, Desarrollo y Perspectivas de las Energías Renovables en la Argentina y en el Mundo*” de la Secretaría de Energía del año 2004 se menciona que:

“En 1998 el Congreso de la Nación sanciona la Ley 25019, Régimen Nacional de la Energía Eólica y Solar, No obstante, nunca pudo ser una herramienta efectiva ya que durante el año 1999 estuvo retardada su reglamentación y durante todo el año 2000 se demoraron las resoluciones técnicas y burocráticas que la pondrían en vigencia. Cuando comenzó a tener vigencia plena, en el año 2001, en el país se profundizó una fuerte recesión económica. Desde entonces las condiciones para nuevas inversiones en materia de generación energética son adversas”

Entre las razones principales que hicieron que este régimen no fuera efectivo se pueden mencionar:

La remuneración unitaria no fue suficientemente atractiva, sumado al hecho de que los precios mayoristas de la electricidad se encontraban en los niveles históricos más bajos (como consecuencia de la elevada participación del gas natural en la matriz de combustibles, la elevada eficiencia del parque generador, que en ese momento se encontraba en franca expansión por medio de ciclos combinados¹³²)

El régimen no estableció cuotas (metas a nivel país) de la contribución de las energías renovables a la matriz energética nacional, y tampoco previó la obligación de comprar electricidad de fuente renovable por parte de los usuarios regulados.

El régimen de beneficios se limitó a la generación de energía eléctrica de origen eólico y solar, y los beneficios de remuneración sólo abarcaban a las instalaciones de energía eólica.

2. RÉGIMEN DE ENERGÍAS RENOVABLES A PARTIR DE 2006

A fines del año 2006, se promulgó la Ley 26190¹³³ denominada “*Régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinadas a la producción de energía eléctrica*”. Esta Ley man-

¹³² El precio de la electricidad a nivel mayorista en el mercado spot, descendió en promedio un 55% entre 1992 y 2000 y se situó en 27,4 AR\$/MWh en el año 2000 (en valores reales).

¹³³ Decreto Reglamentario 562 del año 2009.

tuvo el sistema de "Feed-in tariff" y los beneficios impositivos, pero amplió el universo de energías renovables comprendidas en el régimen de promoción establecido por la Ley 25019. Adicionalmente estableció un sistema de cuota, sin una obligación de compra de parte de los usuarios regulados, fijando el objetivo de alcanzar, para el año 2016, el 8% del consumo de energía eléctrica nacional cubierto por fuentes renovables.

Para la sanción de esta ley, coadyuvo el contexto energético: a partir del año 2005-2006 Argentina entró un período de déficit de oferta de energía convencional, en base a combustibles fósiles -cuya tasa de declinación en las reservas se ha incrementado de forma alarmante-. Como consecuencia de ello, el país pasó de ser un exportador de energía, a posicionarse como importador neto de combustibles (gas natural, fuel oil y en un futuro no muy lejano de petróleo crudo). Esta situación hace imperativo diversificar la matriz energética.

2.1. LEY 26190/2006

El objetivo es alcanzar el 8% de consumo de energía eléctrica nacional por medio de fuentes renovables para el año 2016 (horizonte de 10 años)

El régimen de estímulo instaurado por la Ley 26190/2006 y el Decreto 562/2009 (reglamentario) es de aplicación a toda la cadena de inversiones en producción de energía eléctrica a partir del uso de fuentes renovables de energía, incluyendo:

- i. La construcción de nuevas centrales de generación o ampliaciones y/o repotenciaciones de plantas de generación existentes, y
- ii. La fabricación de equipamiento y tecnología destinada a la generación. (Art. 3º, Ley 26190).

En el Artículo 4º se definen los siguientes conceptos de aplicación:

- Fuentes de energía renovables: son las que no emplean combustibles fósiles. Entre ellas se mencionan a la energía eólica, solar, geotérmica, mareomotriz, hidráulica, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración y biogás. Se exceptúan los usos previstos en la Ley 26093 (Ley de Biocombustibles). De esta forma, solamente el biogás destinado a la producción de electricidad ser rige por esta norma, siendo el resto de los usos (transporte, etc) regulados por la Ley de Biocombustibles.
- Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos (PAH): el límite de potencia establecido para encuadrarse dentro de la ley para los proyectos de centrales hidroeléctricas es de 30 MW¹³⁴.
- Energía eléctrica generada a partir de fuentes de energía renovables: es la electricidad generada por centrales que utilicen exclusivamente fuentes de energías renovables, así como la parte de energía generada a partir de dichas fuentes en centrales híbridas¹³⁵ que también utilicen fuentes de energía convencionales.
- Equipos para generación: son aquellos destinados a la transformación de la energía disponible en su forma primaria (eólica, hidráulica, solar, entre otras) a energía eléctrica. Relevante para los interesados en aprovechar los beneficios del régimen de fomento para la fabricación de equipamiento y tecnología destinada a la producción eléctrica a partir de fuentes renovables.

En lo que respecta a la autoridad de aplicación, se determinó la coexistencia de dos autoridades: el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios (MPFIPyS), a través de la Secretaría de Energía, es la autoridad de aplicación para todas las cuestiones técnicas y normativas relativas al régimen de energías renovables, mientras que el Ministerio de Economía y Finanzas Públicas será el responsable de cuestiones tributarias fiscales.

Si bien la ley indicaba que el Poder Ejecutivo debía emitir reglamentos complementarios dentro de los 90 días de publicada, y a su vez establecer un *Programa de Desarrollo de Energía Renovables* en los 60 días posteriores, recién en mayo de 2009 (dos años y medio más tarde) se emite el Decreto 562, el que comienza a instrumentar el régimen de promoción.

2.1.1. INSTRUMENTOS DE PROMOCIÓN

Los instrumentos de promoción empleados en la Ley son: Régimen de fomento y Régimen de beneficios impositivos.

¹³⁴ En otros países el límite es menor. Por ejemplo de 10 MW en Chile.

¹³⁵ En el caso de fuentes renovables intermitentes, por ejemplo eólica, se requiere equipos de respaldo para asegurar la continuidad del suministro. En este tipo de casos, se hace referencia a centrales "híbridas" (eólico-diesel, por ejemplo)

En los Artículos 7º y 8º se instituye por un período de 10 años un régimen de inversiones para la construcción de obras nuevas destinadas a la producción de energía eléctrica generada a partir de fuentes de energía renovables. Los beneficiarios de este régimen serán las personas físicas y/o jurídicas que sean titulares de inversiones y concesionarios de obras nuevas de producción de energía eléctrica generada a partir de fuentes de energía renovables, aprobados por la autoridad de aplicación, cuya producción esté destinada al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM, mercado a término y mercado spot) o la prestación de servicios públicos (por ejemplo, sistemas de generación aislada). El fin es que contribuyan a alcanzar el objetivo de que para el año 2016 el 8% del consumo de electricidad sea a partir de fuentes no convencionales, con radicación en el territorio nacional.

Los beneficios impositivos, vigentes durante 10 años a partir de la aprobación del proyecto respectivo, son los siguientes:

Impuesto al valor agregado e impuesto a las ganancias: los beneficiarios del régimen podrán obtener la devolución anticipada del IVA, o alternatively, practicar en el impuesto a las ganancias la amortización acelerada de los bienes u obras de infraestructura incluidos en el proyecto de inversión¹³⁶.

Ganancia mínima presunta: los bienes afectados a los proyectos aprobados por la autoridad de aplicación no integrarán la base de imposición del impuesto a la ganancia mínima presunta, o el que en el futuro lo complemente, modifique o sustituya, a partir de la fecha de aprobación del proyecto respectivo y hasta el tercer ejercicio cerrado, inclusive, con posterioridad a la fecha de puesta en marcha del proyecto.

Este régimen es complementario al vigente por medio de la Ley 25019 (subsidio a la energía eólica a través del Fondo Nacional de Energía Eléctrica) y lo extiende a la generación con las restantes fuentes renovables. Para esto crea el Fondo Fiduciario de Energía Renovables.

Los beneficios respecto del IVA otorgan mayor atractivo a los proyectos de larga maduración, mientras que los beneficios relacionados con el Impuesto a las Ganancias dan mayor atractivo a los proyectos de corta maduración.

El Artículo 8º del decreto reglamentario establece que serán beneficiarios del régimen de inversión los que cumplen las siguientes condiciones:

- (i) Los titulares de un proyecto de inversión aprobado por la Secretaría de Energía de la Nación,
- (ii) Quienes posean una concesión y/o autorización para generar energía eléctrica, de ser necesario (por ejemplo autorizaciones provinciales o municipales), y
- (iii) La energía eléctrica debe ser destinada al MEM o al servicio público de distribución.

En el Art. 12 se prevé que se dará prioridad a aquellos proyectos que integren en su totalidad bienes de capital de origen nacional para la generación de energía eólica y solar. Sin embargo se crean excepciones a esto último: *“La autoridad de aplicación podrá autorizar la integración con bienes de capital de origen extranjero, cuando se acredite fehacientemente, que no existe oferta tecnológica competitiva a nivel local”*

Por último, el Fondo Fiduciario de Energía Renovables será administrado por el Consejo Federal de la Energía Eléctrica (CFEE). Dicho fondo se financia por la porción de los aportes del FNEE¹³⁷ - destinado hasta mayo de 2009 a subvencionar a la energía eólica-, para esto, se incrementará el valor del FNEE (con un tope de 0.3 \$/MWh)

2.1.2. REMUNERACIÓN

El régimen de remuneración se extendió a todo el espectro de tecnologías renovables:

Eólico: remuneración de hasta 15 \$/MWh efectivamente generados por sistemas eólicos instalados y a instalarse, que vuelquen su energía en los mercados mayoristas o estén destinados a la prestación de servicios públicos (por ejemplo sistemas de generación aislada).

Fotovoltaica: remuneración de hasta 900 \$/MWh puesto a disposición del usuario con generadores fotovoltaicos solares instalados y a instalarse, que estén destinados a la prestación de servicios públicos.

¹³⁶ La elección entre ambos beneficios dependerá del negocio a desarrollar (por ejemplo el tipo de energía renovable, si se venderá en el mercado spot o en el mercado a término con un contrato a largo plazo, etc.), el tiempo de demora de instalación de la planta, la vida útil de los bienes de capital a invertir, el “cash flow” estimado, etc.

¹³⁷ Gravamen que forma la parte de las sumas de dinero que se utilizará para el pago de la remuneración para renovables.

Resto tecnologías (excepto pequeñas hidroeléctricas): remuneración de hasta 15 \$/MWh efectivamente generados por sistemas de energía geotérmica, mareomotriz, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración y biogás, a instalarse, que vuelquen su energía en los mercados mayoristas o estén destinados a la prestación de servicios públicos. Están exceptuadas de la presente remuneración las consideradas en la Ley 26093 (Biocombustibles).

Hidroeléctricos hasta 30 MW: remuneración de hasta 15 \$/MWh efectivamente generados, por sistemas hidroeléctricos a instalarse de hasta treinta megavatios (30 MW) de potencia, que vuelquen su energía en los mercados mayoristas o estén destinados a la prestación de servicios públicos.

El valor del FNEE y de la remuneración adicional para cada tipo de energía renovable, se adecuarán por el Coeficiente de Adecuación Trimestral (CAT, Ley 25957). El CAT es un mecanismo de reajuste trimestral que se basa en los aumentos de los precios de los mercados spot y a término facturados por los generadores en el Mercado Eléctrico Mayorista. No se actualiza desde noviembre de 2005:

2.1.3. MECANISMO DE APLICACIÓN DEL RÉGIMEN DE BENEFICIOS

El decreto reglamentario (Decreto 562/2009) especifica, en su Artículo 14, los casos que se encuentran comprendidos dentro de la Ley y que pueden requerir esta "Remuneración Adicional":

Todo generador titular de una instalación de energía renovable destinada a la producción de energía eléctrica que sea agente del MEM.

Todo autogenerador, agente del MEM, titular de una instalación de energía renovable destinada a la generación de energía eléctrica, por los excedentes que vuelque al servicio público de electricidad.

Todo generador, autogenerador o cogenerador titular de una instalación de energía renovable destinada a la producción de energía eléctrica que no sea agente del MEM, que venda toda o parte de su energía a un prestador de servicio público de electricidad.

Todo titular de una concesión provincial o municipal de servicio público o prestatario, debidamente autorizado, del servicio rural disperso de electricidad, que tenga a su cargo unidades de generación de energías renovables destinadas a la producción de energía eléctrica, sea o no agente del MEM, alcanzando dicha remuneración sólo a la energía de tal origen que sea utilizada por el concesionario, para la prestación del servicio público.

Todo titular de una concesión provincial o municipal de servicio público o prestatario, debidamente autorizado, del servicio rural disperso de electricidad, que tenga a su cargo unidades de generación fotovoltaica destinadas a la producción de energía eléctrica, sea o no agente del MEM, alcanzando dicha remuneración sólo a la energía de tal origen que sea utilizada para la prestación del servicio público de electricidad.

En lo que respecta al mecanismo de aplicación, la regulación establece que la Autoridad de Aplicación es el MPFIPyS, a través de la Secretaría de Energía, excepto en las cuestiones de índole tributaria o fiscal, en donde la Autoridad de Aplicación es el Ministerio de Economía y Finanzas Públicas. A continuación se exponen los roles de cada actor:

La Secretaría de Energía, deberá

- Proponer el monto que se debe prever en el Presupuesto Nacional de cada año.
- En conjunto con el CFEE, deberá definir los parámetros que permitan seleccionar, aprobar y otorgar orden de mérito para los proyectos de inversión en obras nuevas para la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables. Para ello se tendrán en cuenta en otros factores:
 - o Creación de empleo en Argentina.
 - o Minimización del impacto ambiental.
 - o Empleo de bienes de capital de origen nacional. Podrá autorizarse el uso de bienes de capital de origen extranjero, cuando se acredite fehacientemente que no existe oferta tecnológica competitiva a nivel local.
 - o La energía eléctrica a generarse se destine al Mercado Eléctrico Mayorista o la prestación de servicio público.
- Establecer un orden de mérito -empleado para asignar el cupo presupuestario- para los proyectos que hayan obtenido esta aprobación.

Los Solicitantes deberán acreditar fehacientemente (art 8 ítem 2) ante el CFEE, entre otras cosas, el Estatuto Social debidamente inscripto en los registros que correspondan, Balance y Estados Contables del último ejercicio cerrado, certificación de cumplimiento de las obligaciones tributarias y previsionales vencidas a la fecha de la solicitud.

Se debe incluir la documentación legal, técnica, ambiental y económica que exigirán tanto la Secretaría de Energía, como el Ministerio de Economía y acreditación de la generación de puestos genuinos de trabajo, conforme la legislación laboral vigente en cada rubro de actividad.

El trámite se inicia ante el CFEE. Éste realizará la selección, evaluación y aprobación de los proyectos presentados, ad referendum de la Secretaría de Energía:

- Los proyectos serán remitidos incluyendo el orden de mérito al Ministerio de Economía, el que evaluará y aprobará la aplicación a estos proyectos del Régimen de Inversiones previsto en el Artículo 7º de la Ley 26190 (Régimen de Inversiones).
- El CFEE deberá *"dictar la normativa que defina los criterios técnico - económicos para el cálculo de la Remuneración Adicional que recibirán los proyectos que hubieren obtenido la aprobación"*. Esta reglamentación considerará:
 - a) Contribución a la Sustitución de Combustibles (50%)
 - b) Contribución por la participación de la industria nacional y oportunidades, de creación de empleo (40%).
 - c) Contribución por la rápida puesta en marcha de los proyectos (10%)

2.1.4. INVITACIÓN A OTRAS JURISDICCIONES

Se establece que el Gobierno Federal propiciará que los gobiernos provinciales y la Ciudad de Buenos Aires dispongan a nivel local las siguientes medidas para los proyectos y emprendimientos de energías renovables, como por ejemplo:

- a) Exención de pago del impuesto a los ingresos brutos o reducción de las alícuotas aplicables;
- b) Exención de pago de tasas municipales o reducción de las alícuotas aplicables;
- c) Exención al pago del impuesto de sellos; y
- d) Exención temporal o definitiva del impuesto inmobiliario.

2.2. RESULTADOS DE LA LEY 26190.

Hasta el presente se puede afirmar que el esquema diseñado por la Ley 26190, basado en el sistema de Primas, que es el que más éxito ha demostrado en el mundo de las energías renovables, ha fracasado en Argentina. Entre las razones fundamentales que pueden explicar este comportamiento se incluyen:

Demoras en la reglamentación de la Ley: la ley fue promulgada en diciembre del 2006 y su reglamentación en mayo del 2009. Esto provocó un vacío de regulación durante casi tres años, impidiendo que los potenciales inversores se interesaran, debido a que la Ley no es operativa hasta que no sea reglamentada.

Insuficiente incentivo en la Prima fijada: la Prima fijada resultó insuficiente para cubrir la brecha entre el precio spot de mercado y el costo medio total de generación eólica pues su ajuste aún está pendiente. En este sentido, la ley tampoco establece mecanismos que incluyan las externalidades positivas de la energía eólica a través de otros tipos de complementos a la Prima, que permitan compensar o nivelar los subsidios que la energía convencional actualmente percibe con fondos directos del tesoro nacional.

En las licitaciones llevadas a cabo por ENARSA han resultado adjudicados proyectos costos totales en el rango 120-140 US\$/MWh. Estos valores son similares los de Europa (110-140 US\$/MWh). A Mayo de 2012, el precio de la energía en el mercado spot es cercano a los 30 dólares por MWh¹³⁸; si se le adiciona la prima fijada en la Ley 26190, y se asume a ésta actualizada por el CAT (15 US\$/MWh), el valor de la energía renovable (excepto solar) a valores del 2012 sería de aproximadamente 45 dólares por MWh (30+15).

¹³⁸ Este precio no considera los verdaderos costos que el sistema debe enfrentar para su abastecimiento. El valor real se ubica en el orden de 75 US\$/MWh, que es el costo de abastecimiento que pagan en promedio las grandes demandas industriales.

3. DESPACHO DE FUENTES RENOVABLES

Los Anexos 39 y 40 de “Los Procedimientos” regulan el tratamiento de despacho que CAMMESA le dará a la generación eléctrica proveniente de fuentes renovables. Su tratamiento por separado se debe a las particularidades del equipamiento involucrado y a la naturaleza intermitente del recurso, circunstancia que lo diferencia de la generación convencional.

Principalmente, se estableció que este tipo de generación (intermitente por naturaleza y sin capacidad de almacenamiento), con excepción de la proveniente de los biocombustibles, será tratada como generación hidráulica de pasada (que no tiene capacidad de embalse). En consecuencia, las centrales de generación renovable serán despachadas en forma constante si cuentan con capacidad de producción, independientemente de cualquier orden de mérito según el costo variable de producción.

Como requisito de ingreso al MEM, se estableció la condición de que este tipo de generación totalice una potencia nominal igual o mayor a 0,5 MW. Las unidades de menor porte pueden interconectarse asociadas a una demanda, por ejemplo dentro del sistema de distribución local (embebida).

Nuevamente, dada la naturaleza intermitente o aleatoria de la energía, el generador debe suministrar como declaración jurada a CAMMESA su estimación sobre la aleatoriedad prevista del recurso.

En el caso de los biocombustibles incluidos en el régimen de la Ley 26093 (típicamente, biodiesel), ésta será despachada por orden de mérito considerando un Costo Variable de Producción (CVP) combustible, a ser determinado sobre la base del consumo específico neto del generador y el precio de referencia del fuel oil en el nodo de dicha máquina vigente en cada momento en el MEM, o el costo variable de producción del combustible declarado por el generador, si este último fuere menor.

4. ENARSA EN EL DESARROLLO DE RENOVABLES

4.1. SISTEMA DE LICITACIONES

A mediados del año 2009, luego de más de dos años de dictada la Ley 26190 (aunque su reglamentación fuera, a ese momento, reciente), aún no existían inversiones privadas significativas en el sector de las energías renovables. Por otra parte, dada la baja contribución de las energías renovables en el consumo total de energía eléctrica (aproximadamente 1,5%), se estimaba muy difícil alcanzar el 8% fijado por la Ley. Bajo este escenario, el Gobierno Nacional optó por recurrir a un sistema de licitaciones, denominadas GENREN (“Generación Renovable”) para la compra de energías a partir de fuentes renovables.

El proceso licitatorio se instrumentó convocando a ofertas de disponibilidad de generación de energía proveniente de fuentes de origen renovables por un total de 1.015 MW de potencia instalada, con el fin de celebrar de contratos de largo plazo. Bajo este mecanismo, el generador actúa como vendedor dentro de “Power Purchase Agreement” (PPA) y ENARSA que actúa como la parte compradora. Luego, bajo otro contrato, ENARSA actúa como vendedor de dicha energía frente al MEM, representado por CAMMESA.

Luego de que un generador resulte adjudicatario en la licitación, su oferta debe ser aprobada por la Secretaría de Energía, quien instruye a CAMMESA a celebrar el contrato con ENARSA. En forma paralela, ENARSA celebra el contrato con el generador renovable. Este proceso se enmarca dentro del marco establecido resolución SE 712/2009, descrita anteriormente.

4.2. PLIEGO DE BASES Y CONDICIONES DE ENARSA

Los lineamientos principales del PPA según lo establecido en el Pliego de bases y condiciones de la “Licitación Pública Nacional e Internacional ENARSA N° 001/2009 de Provisión de Energía Eléctrica a partir de Fuentes Renovables” son:

La estructura jurídico-contratual es la siguiente: (i) el generador (denominado “Contratista”) celebra un contrato con ENARSA (denominada “Contratante”); y (ii) ENARSA celebra un “Contrato de Abastecimiento MEM” con CAMMESA. En principio, el generador sólo tiene vínculo jurídico con ENARSA, aunque en casos de falta de pago por CAMMESA a ENARSA, se contempla un tipo de acción directa del generador contra CAMMESA (Art. 1º).

El plazo del contrato es de 15 años y entra en vigencia a partir de la notificación de la suscripción del “Contrato de abastecimiento MEM” entre ENARSA y CAMMESA, y el plazo se computa desde la habilitación comercial de la central. Debe contemplarse que, dependiendo del tipo de central, su plazo de instalación puede variar entre dos y cinco años. Durante dicho plazo, el período de quince años se encuentra suspendido (Art. 21).

El precio es en dólares, fijo y por energía suministrada (US\$/MWh), y la potencia puesta a disposición se remunera dependiendo de la "firmeza" de la fuente:

En el caso de las centrales alimentadas con biocombustibles, el precio es variable y se remunera la potencia (Art. 11) debido a su carácter de firme. ENARSA garantiza la adquisición de la energía producida en base a un despacho equivalente al 50% de la capacidad instalada, sin perjuicio de que por encima de ello la Central pueda ser convocada al despacho con biocombustibles o con un combustible alternativo, pero en base a un orden de mérito según el respectivo costo variable de producción (Art. 11).

En el caso de las centrales eólicas, solares (térmicas y fotovoltaicas), geotérmicas, pequeños aprovechamientos hídricos (PAH) y las alimentadas con biomasa, residuos sólidos urbanos (RSU) y biogás, ENARSA garantiza la compra de la energía generada por la Central y con un despacho liberado a la capacidad de entrega de energía en función de la disponibilidad de la unidad.

ENARSA pagará mensualmente al generador la remuneración prevista en el contrato. La liquidación de la remuneración se realizará en las condiciones y sobre la base de la liquidación de ventas que CAMMESA practique. Ésta se base en los valores efectivamente realizados cada mes y de acuerdo con el Contrato de abastecimiento MEM, en el cual ENARSA reflejará los valores que se detallen en su contrato con el generador. En ningún caso ENARSA pagará la remuneración al generador sin antes verificarse la disponibilidad del pago por parte de CAMMESA, en virtud del respectivo Contrato de abastecimiento MEM. El incumplimiento del pago en término, basado en la indisponibilidad de pago de CAMMESA no conllevará ninguna responsabilidad para ENARSA, salvo la obligación de pagar intereses y penalidades de acuerdo a lo previsto en el Contrato de abastecimiento MEM, o en la normativa general (Art. 38). Transcurridos noventa días, se podrá ejecutar el fondo de garantía por el monto adeudado, incluyendo intereses. Si el fondo de garantía no llegase a saldar el monto adeudado, el generador podrá reclamar el pago a ENARSA.

A los fines de garantizar el cumplimiento de las obligaciones asumidas por ENARSA, CAMMESA constituirá un fondo de garantía. Dicho fondo estará conformado por el 10% del monto mensual a liquidar correspondiente a la totalidad de los contratos suscriptos como consecuencia de esta licitación. El tope de este fondo será el 20% de la totalidad de las obligaciones futuras asumidas por ENARSA en todos los contratos.

Asimismo, se prevé que ENARSA puede ceder al generador los créditos que tenga bajo el Contrato de abastecimiento MEM con CAMMESA, celebrando un contrato de cesión que regule el mecanismo por el cual ENARSA instruirá a CAMMESA para que, con acreencias de ENARSA, se pague en forma directa al generador los montos que bajo el contrato se le puedan adeudar (Art. VIII, modelo de contrato aprobado por el Pliego).

4.3. RESULTADOS DE LA LICITACIÓN GENREN I – JUNIO 2010

La potencia solicitada a través de la licitación se dividió en nueve segmentos:

Primera Licitación de ENARSA. Requerimientos		
#	Fuente	Potencia [MW]
1	Eólica:	500
2	Térmica con biocombustibles:	150
3	Residuos Sólidos Urbanos (RSU):	120
4	Biomasa:	100
5	Pequeños Aprovechamientos Hídricos (PAH):	60
6	Geotermia:	30
7	Solar Térmica:	25
8	Biogás:	20
9	Solar Fotovoltaica:	10
Total		1015

Tabla 46. Requerimiento por fuente en la primera licitación de ENARSA.
Fuente: Elaboración propia

Como resultado del proceso se superó en más del 40% la potencia solicitada, ya que se recibieron ofertas por 1.436,5 MW. Se presentaron proyectos para las provincias de Buenos Aires, Catamarca, Chaco, Chubut, Corrientes, Entre Ríos, Jujuy, Mendoza, Neuquén, Río Negro, San Juan, Santa Cruz y Santa Fe.

En total, 22 empresas han participado¹³⁹, habiendo sido necesaria la evaluación de 51 proyectos:

Primera Licitación de ENARSA. Ofertas		
Fuente	Proyectos ofrecidos	Potencia [MW]
Eólica:	27	1.182,0
Térmica con biocombustibles:	7	155,4
Biomasa:	3	52,3
Pequeños Aprovechamientos Hídricos (PAH):	5	10,6
Biogás:	2	14,0
Solar Fotovoltaica:	7	22,2
total		1.436,5

Tabla 47. Ofertas por fuente en la primera licitación de ENARSA.
Fuente: Elaboración propia

Luego del análisis de los aspectos técnicos, institucionales, ambientales y empresarios de la Comisión Evaluadora de ENARSA, se realizó un orden de conveniencia económica que ponderó el porcentaje de componente local de las propuestas, los precios ofertados, y el tiempo de habilitación de las centrales. En este sentido, ENARSA consideró conveniente la adjudicación de un total de 895 MW de potencias distribuidas de acuerdo al siguiente detalle:

Primera Licitación de ENARSA. Ofertas aceptadas	
Fuente	Potencia [MW]
Eólica:	754,0
Térmica con biocombustibles:	110,4
Pequeños Aprovechamientos Hídricos (PAH):	10,6
Solar Fotovoltaica:	20,0
total	895

Tabla 48. Ofertas aceptadas por fuente en la primera licitación de ENARSA.
Fuente: Elaboración propia

Asimismo, se relanzaron procesos licitatorios para la provisión de energía eléctrica proveniente de geotermia, solar térmica, biogás y residuos sólidos urbanos, los cuales se encuentran en marcha.

Con respecto a los precios presentados en las ofertas, ENARSA solicitó una mejora que arrojó valores de hasta el 20% de descuento en algunos casos. Como resultado de estos descuentos, los precios por MWh de energía eléctrica entregados en el punto de conexión de la central con el SADI, fueron los siguientes:

Fuente	# Proyectos	Potencia [MW]	Rango Precios [\$/MWh]	Precio Promedio [\$/MWh]
Eólico	17	754	121-134	126.9
Térmico con Biocombustibles	4	110.4	258-297	287.6
Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos	5	10.6	150-180	162.4
Solar Fotovoltaica	6	20	547-598	571.6

Tabla 49. Resultados Licitación GENREN I (Junio 2010).
Fuente: Elaboración propia

En la siguiente página se muestran los resultados y la ubicación geográfica de los proyectos adjudicados el 30 junio de 2010:

¹³⁹ Las empresas que participaron fueron: 1) Emgasud Renovables S.A., 2) Patagonia Wind Energy S.A., 3) Energías Sustentables S.A., 4) International New Energy, 5) Nor Aldyl S.A., 6) Generación Eólica S.A., 7) SOGESIC S.A., 8) Sogestic S.A., 9) Industrias Juan F. Secco S.A., 10) Unitec Energy S.A., 11) Unitec Energy-San José Argentina S.A. - INVAP (U.T.E.), 12) Tecsán Ingeniería Ambiental S.A., 13) Isolux Ingeniería S.A. - Gas y Petróleos del Neuquén S.A. - Ingeniería Sima S.A. (UTE), 14) Isolux Ingeniería S.A., 15) Dalkia Argentina S.A., 16) Centrales Térmicas Mendoza S.A., 17) Fuentes Renovables de Energía S.A., 18) IMPSA, 19) Pan American Fuegoína, 20) FIDUC S.A., 21) SIRJ SRL, 22) IECSA S.A.-Hidrocucho S.A.

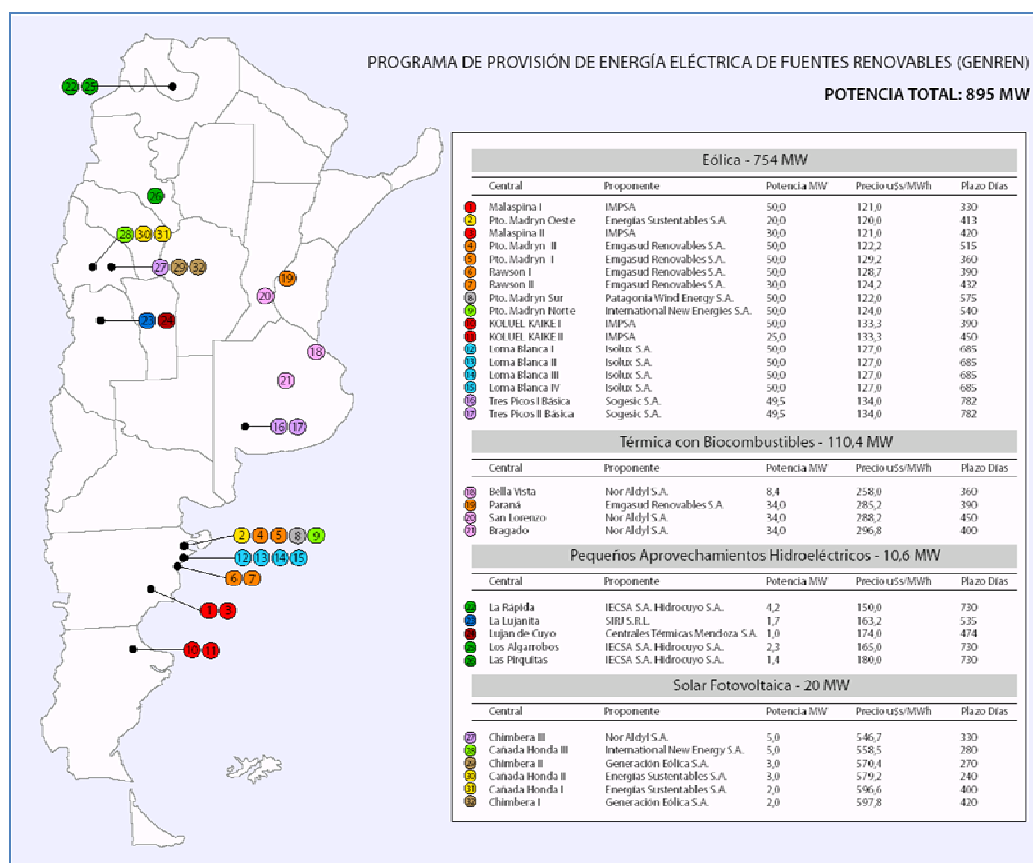


Ilustración 96. Ubicación de los proyectos en desarrollo por el GenRen.
Fuente: ENARSA

4.3.1. GENREN I (2010) – GENERACIÓN EÓLICA

Como se mencionó con anterioridad, en la licitación GENREN I se presentaron 27 proyectos de energía eólica por un total de 1.182 MW a instalar, superando en más de 100% la potencia original licitada (500 MW)

ENARSA consideró conveniente la adjudicación de un total de 754 MW de potencias de origen eólico, de acuerdo al siguiente detalle:

Central	Propietario	Potencia [MW]	Precio [US\$/MWh]	Entrada Servicio Estimada Mínima	Estimada Máxima
Malaspina I	IMPESA	50	121.0	May-11	Oct-11
Pto. Madryn I	Emgasud Renovables S.A.	50	129.2	Jun-11	Nov-11
Rawson I	Emgasud Renovables S.A.	50	128.7	Jul-11	Dic-11
KOLUEL KAIKE I	IMPESA	50	133.3	Jul-11	Dic-11
Pto. Madryn Oeste	Energías Sustentables S.A.	20	120.0	Ago-11	Ene-12
Malaspina II	IMPESA	30	121.0	Ago-11	Feb-12
Rawson II	Emgasud Renovables S.A.	30	124.2	Sep-11	Feb-12
KOLUEL KAIKE II	IMPESA	25	133.3	Sep-11	Mar-12
Pto. Madryn II	Emgasud Renovables S.A.	50	122.2	Nov-11	Jun-12
Pto. Madryn Norte	International New Energies S.A.	50	124.0	Dic-11	Jul-12
Pto. Madryn Sur	Patagonia Wind Energy S.A.	50	122.0	Ene-12	Sep-12
Loma Blanca I	Isolux S.A.	50	127.0	May-12	Feb-13
Loma Blanca II	Isolux S.A.	50	127.0	May-12	Feb-13
Loma Blanca III	Isolux S.A.	50	127.0	May-12	Feb-13
Loma Blanca IV	Isolux S.A.	50	127.0	May-12	Feb-13
Tres Picos I Básica	Sogesci S.A.	49.5	134.0	Ago-12	Jun-13
Tres Picos II Básica	Sogesci S.A.	49.5	134.0	Ago-12	Jun-13
Total		754.0	127.0		

Tabla 50. Resultados Licitación GenRen I (Junio 2010) – Generación Eólica

A octubre 2012 sólo se concretó los proyectos de Rawson I y II.

4.4. APERTURA LICITACIÓN GENREN II – SEPTIEMBRE 2010

En septiembre de 2010 se abrieron los “Sobre 1” de la licitación GENREN II que licita 200 MW de nuevos parques eólicos, en donde las nueve empresas privadas que se presentaron ofrecieron 26 proyectos diferentes y 1.200 MW de potencia a instalar, es decir que ofrecieron seis veces la cifra solicitada.

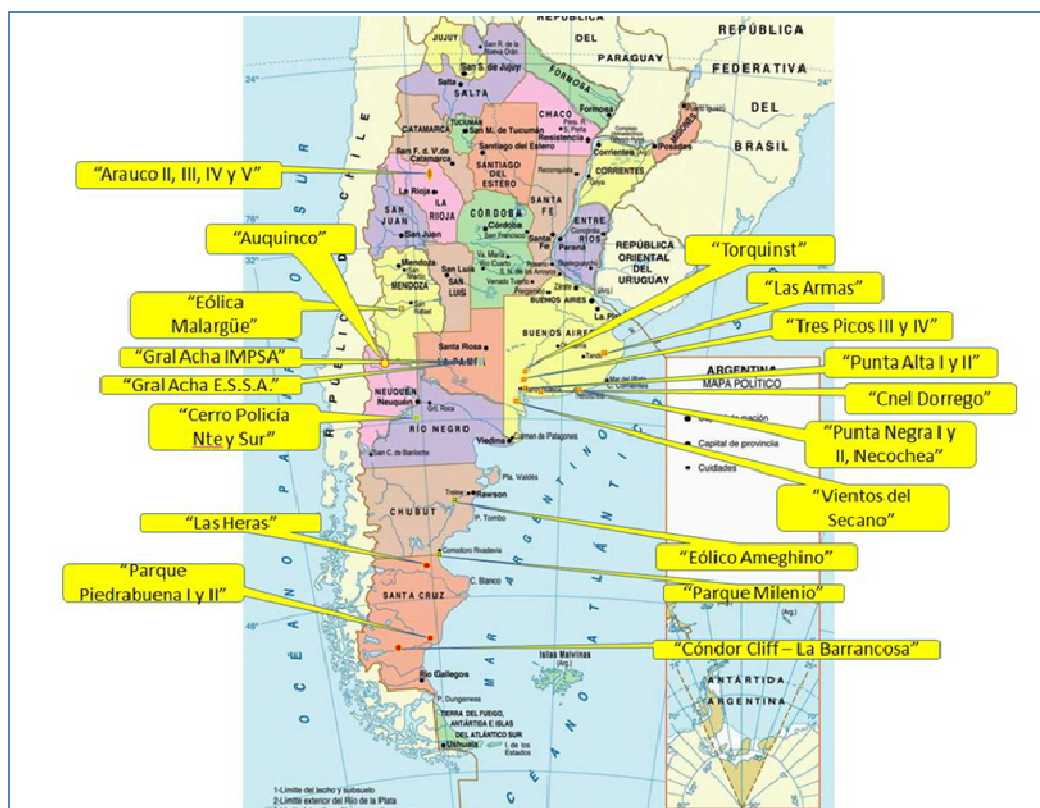


Ilustración 97 Ubicación propuestas presentadas en Licitación GENREN II (Septiembre 2010)

Oferente	Proyecto	Provincia	Potencia MW
UTE IMPSA S.A. -Energía y Minerales S.E.	Arauco II	La Rioja	50.0
	Arauco III	La Rioja	50.0
	Arauco IV	La Rioja	50.0
	Arauco V	La Rioja	50.0
UTE Hidroeléctrica Ameghino S.A.	Eólica Malargüe	Mendoza	40.0
UTE Gas y Petróleo del Neuquén S.A.	Auquincó	Neuquén	50.0
IMPISA S.A.	General Acha	La Pampa	50.0
Energías Sustentables S.A.	General Acha	La Pampa	50.0
SOGESIC S.A.	Las Armas	Buenos Aires	49.5
	Tres Picos III	Buenos Aires	49.5
	Tres Picos IV	Buenos Aires	49.5
IMPISA S.A.	Punta Alta I	Buenos Aires	50.0
	Punta Alta II	Buenos Aires	50.0
	Tornquist	Buenos Aires	50.0
	Coronel Dorrego	Buenos Aires	50.0
UTE Isolux Ingeniería S.A. -Parques Eólicos	Vientos del Secano	Buenos Aires	50.0
Energías Sustentables S.A.	Punta Negra I-Necochea	Buenos Aires	50.0
	Punta Negra II-Necochea	Buenos Aires	30.0
UTE UnitecEnergy S.A. -San José Argentina S.A. -INVAP S.E.	Cerro Policía Norte	Río Negro	50.0
	Cerro Policía Sur	Río Negro	50.0
UTE Hidroeléctrica Ameghino S.A. -	Eólico Ameghino	Chubut	40.0

Andes Electricidad S.A.			
IMPSA S.A.	Parque Milenio	Chubut	20.0
IMPSA S.A.	Condor Cliff -La Barrancosa	Santa Cruz	50.0
	Las Heras	Santa Cruz	50.0
	Parque Piedra Buena I	Santa Cruz	50.0
	Parque Piedra Buena II	Santa Cruz	30.0
Total			1208.5

Tabla 51. Propuestas Licitación GENREN II (2010) – Generación Eólica

En este contexto, CAMMESA informa que las solicitudes presentadas suman 3.000 MW

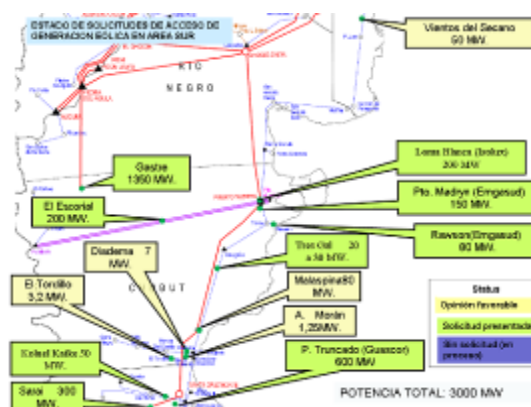


Ilustración 98 Ubicación de los proyectos que formalizaron su interés (Junio 2011)

E. ANEXO OFERTA DE GAS NATURAL

PREVISIÓN EMPRESA PETROLERA.

En ella indicó por yacimiento los aportes realizados y los esperados:

Disponibilidad máxima promedio de gas de yacimientos [Mm ³ /día]									
Cuenca	Yacimiento	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
NOA	Acabuco	5,5	8,2	9	7,8	6,8	6,2	5	4,8
	Ramos	8,1	7,7	6,4	6	5,1	3,9	3,6	3,2
	Aguarague	4,4	3,1	3,7	3,3	2,5	2,1	1,7	1,4
	Total	18	19,0	19,1	17,0	14,4	12,1	10,2	9,4
Neuquina	Loma La Lata - S. Barrosa	30,9	28,9	24,9	21,2	19,3	17,6	16,2	14,9
	Aguada Pichana	12,6	12,8	13,8	11,5	10,3	10,3	9,4	8,5
	San Roque	11,3	12,4	11,8	11,5	11,8	10,1	9,9	9,7
	Chihuido de la Salina/ El Portón	4,9	5,2	5	5,1	3,1	3,4	3,5	3,5
	Centenario	4	4,3	4,1	3,9	3,6	3,4	3,1	2,9
	Sierra Chata	2,7	2,6	2,5	2,1	2	1,8	1,7	1,6
	Agua del Cajón	2,6	2,1	1,9	1,8	1,8	1,7	1,6	1,6
	Al Norte Dorsal (y otros)	2,7	2,7	3,1	3	3,2	4	3,7	3,5
	Lindero Atravesado	0,9	1	0,9	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5
	Paso de las Bardas Norte	0,4	0,9	1,2	0,8	0,7	0,8	0,8	0,8
	Río Neuquén	0,6	0,6	0,7	0,8	0,7	0,7	0,6	0,6
	El Mangrullo	0	0,8	1	1	1,1	1,5	1,6	1,6
	Entre Lomas	0,7	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,5	0,5
	Aguada de la Arena	0,6	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6
	Otros	3,8	3,6	4,1	3,6	3,7	4,4	4,7	5
	Total	78,8	79,2	76,1	68,4	63,1	61,2	58,5	55,8
Tierra del Fuego	Las Violetas/ Los Patos/San Luis	3	0,6	0,5	0,9	1	0,8	0,9	0,9
	Lago Fuego	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	San Sebastián/ Calon Piedras	4,8	5	5,2	4,2	4,1	3,9	3,7	3,4
	Poseidón	0,5	0,3	0,3	0,2	0,2	0	0	0
	Cullén	0,06	0,01	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
	Cma	11,3	10,9	10,3	12,6	15,9	17,3	17	16,7
	Subtotal Tierra del Fuego	17	16,9	16,4	18	21,3	22,2	21,6	21,1
Santa Cruz Sur	Magallanes	2,4	0,2	1,7	2	2,5	0,4	2,5	2,5
	Cóndor/ Cerro Redondo	1	0,7	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3
	Santa Cruz I	5,9	5,2	5,5	5,8	4,6	4,8	4,4	4,1
	Faro Vírgenes	0	0	0	0	0,1	0,1	0,1	0,1
	Cerro Norte	0,4	0,5	0,6	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
	Otros	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3
	Subtotal Santa Cruz Sur	10,5	7,3	8,8	9	8,3	6,4	8	7,6
Golfo San Jorge	El Tordillo	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0	0	0
	El Huemul	0,5	0,5	0,9	1,2	1,3	0,7	1,2	1,2
	Cañadón Seco	0,1	0,3	0,2	0,3	0,3	0,2	0,3	0,3
	Los Perales/ Cdon. La Escondida	0,7	1	0,5	0,5	0,1	0,1	0,4	0,4
	Cerro Dragón	5,77	5,81	6,69	6,54	6,65	6,35	6,5	6,5
	Almac Subterráneo Diadema	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
	Otros	0,4	0,3	0,4	0,5	0,5	0,4	0,5	0,5
	Subtotal Golfo San Jorge	8,1	8,6	9,4	9,7	9,5	8,4	9,5	9,4
TdF+SCS+GSJ	Total Sur	35,6	32,8	34,6	36,7	39,1	36,9	39,1	38,1

Tabla 52. Perspectivas de declinación de los yacimientos que conforman las diferentes cuencas.

Fuente: Presentación a la UIA

PREVISIÓN YPF.

El 5 de junio de 2012, la nueva conducción de YPF presentaba los Avances del Nuevo Plan Estratégico de la compañía. En la transparencia 3 se estima un decrecimiento del 6%

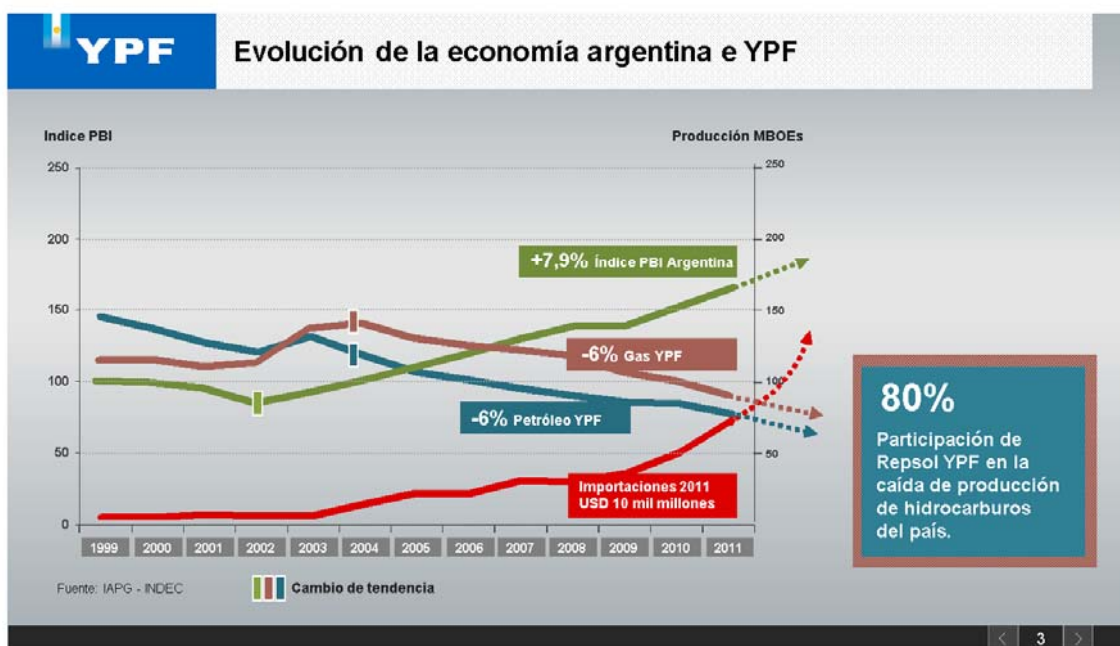


Ilustración 99 Avances del Nuevo Plan Estratégico

Fuente: pág 3 de la presentación del 5 de junio de 2012.

F. ANEXO PROVISIÓN DESDE BOLIVIA.

En 1968 se firma un contrato de compra venta de gas por 20 años, se construye la infraestructura y se inicia la exportación a Argentina en 1972. En materia de ayuda bilateral, Argentina decide continuar importando gas hasta 1999, fecha en que Bolivia inicia exportaciones a Brasil.

A partir de la crisis de 2001 en Argentina, la producción de gas declina, se corta la exportación a Chile, Uruguay y Brasil y se demanda nuevamente gas natural de Bolivia. En 2004 se reinician exportaciones hacia Argentina sin contrato de largo plazo.

En 2006 se suscribe un contrato de compra venta de 20 años. Este contrato, fue considerado poco serio, por no incluir compromisos en los volúmenes ni penalidades y fue modificado por una adenda en 2010, que si logra detonar inversiones en Bolivia y el desarrollo de campos descubiertos más de una década atrás y también de infraestructura de procesamiento y transporte.

El contrato tiene un horizonte al año 2026 con cláusulas de entrega mínima (DOP) y recepción mínima (TOP), penalidades, volúmenes que varían según invierno/verano y donde los precios oscilan con los diferentes tipos de fuel oil.

Desde la firma de la adenda, se han tenido pequeños incumplimientos en los volúmenes de entrega y recepción de ambas partes. Bolivia tiene prioridad de atender su mercado interno y Brasil antes que Argentina. Argentina tiene picos pronunciados y en épocas de baja demanda no ha estado tomando las cantidades estipuladas en el contrato. Esta situación debe corregirse y se debe dar estricto cumplimiento al contrato.

En el mes de julio de 2012, se firmó un nuevo contrato por volúmenes interrumpibles que Bolivia tenga disponibles y pueda despachar a Argentina por encima de la adenda de 2010, bajo los mismos

precios de la adenda de 2010 (referencia a diferentes tipos de fuel oil), es decir con un horizonte esperado de 7 a 11 dólares/MMBTU. Varios analistas y entendidos han criticado duramente el que Bolivia haya sido benevolente en los precios de estos nuevos volúmenes interrumpibles, en el entendido que son precios spot y deberían ser mayores y reflejar un pequeño descuento sobre el alternativo gas natural licuado que Argentina debe importar con horizonte de precios entre 14 y 20 dólares/MMBTU.

La provisión de gas desde Bolivia es, hasta 1990, el único intercambio energético registrado a nivel latinoamericano. Esta interconexión fue concebida como una herramienta geopolítica de los gobiernos militares de ambos países durante la década del 70. Aunque el primer antecedente es el gasoducto Madrejones Campo Duran que operó entre 1962 y 1967

En 1997 el contrato de provisión de gas natural boliviano fue renovado por un período de 24 a 36 meses con una dotación diaria de 6 millones de m³, equivalentes a una importación anual de 2.190 millones de m³ aproximadamente. La duración de este nuevo contrato estaba sujeta a la entrada en funcionamiento del gasoducto que une las ciudades de Santa Cruz de la Sierra y San Pablo. Posteriormente la importación iría disminuyendo gradualmente y se preveía incorporar gas argentino en el mencionado gasoducto.

La importación se redujo paulatinamente y se discontinuó en 1999.

Importación desde Bolivia										
#	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	
[Mm3/d medio]	4,69	6,18	5,62	5,79	4,67	4,80	1,15	0	0	
#	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
[Mm3/d medio]	0.28	0.25	2.20	4.42	4.38	3.78	2.21	4.64	4.86	7.00

Tabla 53. Evolución de la importación desde Bolivia.

Fuente: Elaboración propia con datos del ENARGAS.

Los intercambios se reanudaron en 2002 y incrementándose desde 2004. En junio de 2005 se reunieron los presidentes Dr. Kirchner y Morales para la firma de convenios de venta de gas boliviano a Argentina. En ese mismo encuentro acordaron impulsar la realización de un nuevo gasoducto de interconexión. La realización de esta obra significa para Argentina que pueda importar en 2010 un total de 27,7 millones de metros cúbicos diarios de Bolivia y así abastecer la demanda energética.

En Agosto de 2006, García Linera, vicepresidente de Bolivia, afirmó en una rueda de prensa que para garantizar el desarrollo de nuevos yacimientos se firmarán contratos con las petroleras antes de fines de octubre de 2006. Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) y ENARSA planean desarrollar los yacimientos en conjunto y puede que también participen en la construcción del gasoducto.

En octubre 2006 se formaliza el acuerdo que comprendía envíos progresivos de gas natural boliviano al mercado argentino desde los 7,7 Mm³/d en 2007, incrementando el volumen hasta 16 Mm³/d entre 2008 y 2009 para llegar a 27,7 Mm³/d durante el 2010. Éste valor se mantendría hasta la finalización del contrato en 2027.

En 2009 se formaliza una Adenda al contrato original que modifica los volúmenes de gas natural provistos por YPFB a ENARSA y que permita el desarrollo de la infraestructura para facilitar el transporte de los nuevos volúmenes de gas a ser pactados. En el Anexo I de la Adenda define las cantidades diarias contratadas y las cantidades diarias garantizadas desde el 2010 hasta el 2026:

Acuerdo Bolivia Argentina [M m ³ /d]													
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021-2026
Invierno	CDC	7,7	11,3	13,6	15,9	19	20,7	23,4	23,9	24,6	25,1	25,7	27,7
	DOP/CDG1	5	7,7	11,6	13,5	16,2	17,6	19,9	20,3	20,9	21,3	21,8	23,5
	TOP/CDG2	5	7,7	11,6	13,5	16,2	17,6	19,9	20,3	20,9	21,3	21,8	23,5
Verano	CDC	7,7	11,3	13,6	15,9	19	20,7	23,4	23,9	24,6	25,1	25,7	27,7
	DOP/CDG1	5	7,7	11,6	13,5	16,2	17,6	19,9	20,3	20,9	21,3	21,8	23,5
	TOP/CDG2	5	5,7	10,4	10,4	12	14,5	16,4	16,7	17,2	17,6	18	19,4

Tabla 54. Volúmenes acordados entre Bolivia y Argentina.

Fuente: Elaboración propia con datos del ENARSA.

CDC: Cantidad Diaria Contractual

CDG1: Cantidad diaria garantizada Deliver or Pay (Entrega o Paga para YPFB)

CDG2: Cantidad diaria garantizada Take or Pay (Toma o Paga para ENARSA-)

Con relación a las sanciones por incumplimiento, existen tres términos que se definen para establecer las multas:

CDE: Es el volumen de gas para cada día efectivamente entregado a ENARSA por YPFB -hasta la Cantidad Diaria Contractual (CDC) que se muestra en la tabla-. Si se demuestra un faltante en el suministro por parte de YPFB, la CDE será equivalente al volumen de gas para cada día efectivamente retirado por ENARSA. Cuando ENARSA nomine volúmenes inferiores a los establecidos en la columna CDG1 de la tabla y de no comprobarse un faltante en el suministro por parte de YPFB, entonces la CDE será igual a la CDG1. Para el caso en que ENARSA nomine volúmenes por debajo de la CDG1 y se compruebe un faltante en el suministro por parte de YPFB entonces la CDG1 será igual a la nominación de ENARSA para ese día.

CDR: Es el volumen de gas efectivamente retirado por ENARSA cada día en el punto de entrega.

CDD: Es el volumen de gas para cada día puesto a disposición de ENARSA por YPFB en el punto de entrega.

Tomando en cuenta esas definiciones, las multas se darán en los siguientes casos:

Si la CDE fuese inferior a la CDG1, YPFB deberá pagar a ENARSA una multa correspondiente, en términos energéticos, a la diferencia entre CDG1 y la CDE multiplicada por el 15% del precio del gas vigente en el mes en que ocurriera la falta.

Si la CDR fuese inferior a la CDD, ENARSA pagará a YPFB una multa correspondiente, en términos energéticos, a la diferencia entre la CDD y la CDR medida en el punto de entrega multiplicado por el 3% del precio del gas vigente en el mes en que ocurriera la falta.

Para ambos casos, la Adenda establece una fórmula que refleja el enunciado.

En lo que a las garantías de pago se refiere, uno de los Anexos de la Adenda establece un modelo de garantía para una "Carta de Crédito – Stand By Irrevocable" emitida por instrucción y por cuenta de ENARSA a favor de YPFB.

4.4.1. RELACIÓN YPFB – PRODUCTORES

Para el cumplimiento de este acuerdo YPFB ha suscripto acuerdos con los productores. Por éstos, la propiedad de los Hidrocarburos producidos es de YPFB. Ésta tiene el control sobre la comercialización de los hidrocarburos. Los Productores deben producir y entregar los hidrocarburos a los mercados que YPFB indique. La retribución a los Productores incluye un reconocimiento de costos más inversiones y un % sobre el resultado de las ventas.

Los acuerdos establecen que las prioridades de Abastecimiento son: 1º Mercado Interno, 2º Exportación a Brasil, 3º Exportación a Argentina

G. ANEXO REQUISITOS EXIGIDOS EN CHILE PARA LICITACIONES

SÍNTESIS DE RESOLUCIÓN EXENTA CNE/704.

Etapas	Fecha
Llamado a Licitación Internacional	Dentro de los 10 días corridos contados desde la comunicación a las empresas concesionarias, de la Resolución de la Comisión que apruebe las bases correspondientes. Asimismo, dichas bases y su convocatoria internacional se publicarán en el sitio Web de la Comisión.
Período de publicidad del Llamado	Al menos hasta 45 días antes de la fecha de Presentación de las Propuestas
Venta de las Bases Técnicas y Administrativas de Licitación	Hasta 60 días antes de la Fecha de Presentación de las Propuestas. De Lunes a Viernes, de 9:00 a 18:00, horario continuado, o en horario a definir por las empresas distribuidoras con un mínimo de 6 horas continuadas por día.
Cierre de Consultas	30 días antes de la fecha de Recepción de Ofertas
Data Room del Proceso de Licitación	En forma continua y hasta 60 días antes de la Fecha de Presentación de las Propuestas Lunes a Viernes, de 9:00 a 18:00, horario continuado. Lugar a señalar a través del sitio Web institucional de la Distribuidora
Plazo Respuestas por Escrito a Consultas y publicación en sitio WEB Distribuidora	Hasta 15 días antes de la Fecha de Presentación de las Propuestas.
Nombre del Responsable del Proceso por parte de la o las Distribuidoras	A definir por las empresas Distribuidoras.
Nombre del encargado de responder las consultas	Responsable del Proceso.
Fecha de Presentación de las Propuestas	A definir por las empresas Distribuidoras: día, lugar, y hora de inicio y término.
Fecha de Apertura de las Ofertas Administrativas	A más tardar 5 días posteriores a la Fecha de Presentación de las Propuestas.
Fecha de dominio público de información contenida en las Ofertas Administrativas	A más tardar 48 horas posteriores a la Apertura de las Ofertas Administrativas.
Fecha de Apertura y Evaluación de las Ofertas Económicas	A más tardar 10 días posteriores a la Fecha de Presentación de las Propuestas.
Fecha de dominio público de información contenida en las Ofertas Económicas	A más tardar 48 horas posteriores a la Apertura y Evaluación de las Ofertas Económicas.
Comunicación formal de la Adjudicación por parte de las Distribuidoras	A más tardar 15 días posteriores a la Apertura y Evaluación de las Ofertas Económicas.
Fecha de dominio público de los resultados de la Evaluación y Adjudicación y todos los antecedentes que la respaldan	A más tardar 48 horas posteriores a la adjudicación por parte de las Distribuidoras.
Informe del resultado del Proceso de Licitación a la Comisión Nacional de Energía (COMISIÓN)	A más tardar 10 días después de efectuada la Comunicación formal de la Adjudicación por parte de las Distribuidoras.
Firma de Contrato por Escritura Pública y Registro en la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (Superintendencia)	A más tardar 30 días posteriores a la publicación del Decreto a que se refiere el artículo 96º del DFL 1/82.

Característica del suministro contratado: La concesionaria de distribución deberá especificar:

- (1) los requerimientos de potencia máxima en horas de punta y fuera de punta, ambos en MW;

- (2) la cantidad de energía asociada, en MWh, con su correspondiente distribución mensual y;
- (3) de manera referencial, los requerimientos de energía reactiva, en MVAR.

Suministros Base de Energía: "Las Bases deberán señalar el tamaño del Bloque Base de energía a licitar en cada Punto de Oferta¹⁴⁰ y su distribución mensual como porcentaje del total anual. Sin perjuicio de lo anterior, en un mismo Proceso, las Bases podrán establecer más de un Bloque Base de energía, de tamaños no necesariamente idénticos, los que para todos los efectos, corresponderán a licitaciones completamente independientes.

Asimismo, las Bases establecerán las fechas de término de los contratos de cada una de estas licitaciones independientes.

Las Bases podrán subdividir cada Bloque Base en sub-bloques, todos de igual magnitud y fecha de vencimiento, de forma que los Proponentes realicen sus ofertas para cada uno de los sub-bloques. En caso que un Proponente efectúe una oferta por una agrupación de sub-bloques no separables en los términos definidos más adelante, las Bases deberán considerar que cada sub-bloque presenta el mismo precio para efectos de determinar la combinación óptima de Proponentes que le permitirán a las Distribuidoras abastecer el respectivo Bloque Base. Asimismo, cada Proponente deberá señalar en su oferta si dicho conjunto de sub-bloques es separable en términos de la oferta y la forma en la cual dicha separación podría efectuarse."

Suministros Variable de Energía: Existe también la posibilidad de ofrecer bloques variables de energía entendidos como bloques destinados a absorber la aleatoriedad de los requerimientos de las distribuidoras. Estos bloques utilizan los mismo puntos de oferta y suministro que los bloques bases, pero no son separables en licitaciones independientes como estos.

Es importante resaltar que los bloques variables de energía deberán convertirse en bloques base no antes de dos años.

Período de suministro: Las bases deberán especificar las fechas de inicio y término de los suministros contratados, siendo estos como máximo por un plazo de 15 años.

Fórmulas de Indexación: Existirán fórmulas de indexación a un grupo de índices de precios relevantes, de los cuales el proponente podrá elegir un número determinado. Se indexará tanto el precio de la energía como de la potencia.

Licitación conjunta: Dos o más distribuidoras podrán coordinarse para efectuar un Proceso en forma conjunta por la suma de sus suministros individuales a contratar. Sin embargo, cada distribuidora firmará un contrato independiente con cada generador, al precio despejado por la licitación y a prorrata de sus requerimientos señalados.

Energía efectivamente Remunerada: "En todo caso, el total de la energía, activa o reactiva, que se deberá facturar a las Distribuidoras por compras para clientes o consumidores regulados, será igual a los valores efectivamente demandados por éstas en el período de facturación respectivo. Las Bases deberán establecer que la compra de energía activa y los cargos por energía reactiva se efectuarán, en todo momento, en forma no discriminatoria, debiendo los Adjudicatarios facturar siempre a prorrata de los Bloques Base y/o Bloques Variables, según corresponda, asignados en los respectivos Puntos de Suministro o Compra."

Potencia: El precio de la potencia en los respectivos Puntos de Suministro o Compra, será igual al Precio de Nudo de la Potencia vigente a la fecha del Llamado a Licitación.

Las Bases deberán incorporar el valor del precio de la potencia en cada uno de los Puntos de Suministro o Compra en US\$/kW/mes aplicando las condiciones establecidas en el correspondiente decreto de fijación de precio de nudo.

Asignación de Variaciones de Demanda: Se ajustarán los diferentes bloques adjudicados a las energías efectivamente demandadas por las distribuidoras según el siguiente orden de prioridad: (a) En primer lugar, se ajustará el último Bloque Variable que haya iniciado su suministro, independiente de que esta haya adquirido características de Bloque Base. (b) En caso que no sea suficiente, se deberá ajustar el penúltimo Bloque Variable que haya iniciado su suministro, independiente de que éste haya adquirido características de Bloque Base. (c) El ajuste señalado en el literal anterior, se realizará sucesivamente hasta abarcar todos los Bloques Variables que sea necesario. (d) En caso que la aplicación del literal anterior no sea suficiente, se ajustarán los Bloques Base, a prorrata de los montos individuales de cada Bloque Base.

¹⁴⁰ La Comisión hizo la distinción entre puntos de oferta y puntos de suministro y compra. El primero es el nudo o barra donde la distribuidora licitante desea que los generadores refieran sus ofertas, y el segundo es el nudo o barra en la cual la distribuidora desea realizar los retiros de energía contratadas con el generador.

Es importante entender que este criterio de asignación de variaciones de demanda, permite saber a cuales precios se está consumiendo la energía por las distribuidoras.

De darse las condiciones en que un bloque variable que haya iniciado su suministro, deje de estar presente debido a la asignación de variaciones de demanda, el precio al cual fue adjudicado deja de ser relevante para las facturaciones de ese mes. El generador debe entender que un bloque variable de energía, con mayor probabilidad dejará de estar presente entre los precios a facturar a las distribuidoras, debido al criterio antes señalado.

Información mínima de las distribuidoras: Las Distribuidoras deberán tener a disposición de quienes adquieran las Bases, la siguiente información de los respectivos Puntos de Suministro o Compra, al 31 de diciembre del año anterior a la fecha de la licitación, para los últimos 5 años:

- (a) Ventas reguladas, con resolución mensual.
- (b) Consumo de energía reactiva, con resolución horaria.
- (c) Número de clientes regulados, con resolución mensual.
- (d) Factor de carga.
- (e) Demanda máxima por ventas a clientes regulados.
- (f) Demanda máxima por venta a clientes regulados en horas de demanda máxima.
- (g) Para el año anterior al Llamado a Licitación, información respecto al tamaño, número y consumo de los clientes con potencias conectadas sobre 500 kW y hasta 2.000 kW.

En caso de licitaciones conjuntas, esta información deberá ser entregada por cada Distribuidora.

La Moneda de la Propuesta: Las Ofertas deberán ser expresadas en dólares de EE.UU. (USD) por MWh, esto es, USD/MWh. Los Proponentes deberán entregar sus Ofertas Económicas expresadas a la fecha de Presentación de las Propuestas.

Información a entregar por los Proponentes para respaldar su Propuesta: Los proponentes de las subastas deberán entregar la siguiente información a las distribuidoras, en caso de respaldar su oferta con un nuevo proyecto:

- Nombre y Tipo de proyecto (hidro, térmico, otro)
- Capacidad del proyecto (MW)
- Nombre de la empresa propietaria
- Nombre de la empresa operadora
- Ubicación estimada
- Fecha estimada de entrada en operaciones
- Combustible primario
- Fuente de adquisición estimada de combustible primario
- Punto de conexión estimada al SIC o SING
- Características físicas de las líneas (trazado, km, tensión nominal)
- Características técnicas de la interconexión
- Punto de conexión en el sistema chileno

En caso de proyectos existentes:

- Producción propia de energía, hidráulica y/o térmica, para los últimos 5 años
- Producción propia de energía estimada, hidráulica y/o térmica, para los próximos 10 años, para los años hidrológicos 1968-1969, 1996-1997 y 1998-1999
- Montos de potencia reconocidos en la remuneración de potencia vigente (potencia firme, potencia de suficiencia) en los últimos 5 años
- Montos de potencia estimados en la remuneración de potencia vigente (potencia firme, potencia de suficiencia) para los próximos 10 años
- Montos de potencia y energía contratada a otras empresas generadoras los últimos 5 años
- Relación producción propia/contratos libres y regulados, de los últimos 5 años
- Relación producción propia/contratos libres y regulados, para los próximos 10 años, para los años hidrológicos 1968-1969, 1996-1997 y 1998-1999

Precio de reserva: Los precios de la energía tendrán como precio máximo el señalado en el Decreto de Precios de Nudo vigente al momento del Llamado a Licitación del Proceso.

Adjudicación Conjunta: Cada generador podrá realizar el número de ofertas que estime conveniente, independiente que ellas superen su declaración de máxima energía casable. La declaración de máximo casable, es la energía máxima que un generador esta dispuesto a adjudicarse en las licitaciones de un mismo día.

Situaciones Especiales: Las concesionarias deben incluir en sus bases la resolución de las siguientes posibles contingencias:

- (a) En caso de empate entre los Proponentes: Para las licitaciones del 31 de Octubre de 2006 se determinó que este escenario se despeja al azar, asignando aleatoriamente a cualquiera de los proponentes (con la misma probabilidad) el suministro solicitado.
- (b) En caso que una combinación óptima de Proponentes, no permita satisfacer el suministro licitado en el o los Puntos de Suministro o Compra: En este caso proceden las declaraciones de licitación desierto y parcialmente desierto, según se indican más abajo.
- (c) En caso que una combinación óptima de Proponentes, entregue un valor de Suministro mayor al licitado por las Distribuidoras en el o los Puntos de Oferta: En este caso, las licitaciones del 31 de Octubre, dieron la facultad a las concesionarias de distribución, para preguntar al proponente marginal, si este está dispuesto a reducir el tamaño de su oferta (manteniendo el precio ofertado), tal que la oferta se ajuste a la demanda. De no estar dispuesto, dicha oferta se descarta y se adjudica la siguiente mejor oferta.

Proceso de Licitación Desierto: "En caso que ninguno de los Proponentes cumpla con lo exigido en las Bases, no se presentaren Propuestas, o no fuera posible a partir de los Proponentes que concurrieron al Proceso abastecer el total de la demanda requerida, las Distribuidoras deberán declarar desierto el Proceso, en forma parcial o total según corresponda.

En caso que esto ocurra, las Distribuidoras deberán informar a la Comisión, la cual procederá, si así correspondiera, a comunicar a las Distribuidoras el nuevo valor máximo para las ofertas, conforme señala el artículo 79º-5 de la Ley, y si procede en consecuencia modificar las Bases para realizar un nuevo Proceso. En cualquier caso, las Distribuidoras podrán convocar a una nueva licitación a más tardar 30 días después de haber declarado desierto el Proceso.

GLOSARIO

\$BASE	Precio Base de la potencia
\$CONF	Precio por confiabilidad de la potencia
ADEERA	Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina.
AGEERA	Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina.
AGUEERA	Asociación de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica de la República Argentina.
ATEERA	Asociación de Transportistas de Energía Eléctrica de la República Argentina.
Audiencia Pública	El ENRE organiza y aplica el régimen de audiencias públicas previsto en la ley 24.065. El ente convoca a las partes a una audiencia pública como consecuencia de procedimientos iniciados de oficio o por denuncias que considere violatorio de las normas vigentes de un actor reconocido del mercado eléctrico, previo a resolver sobre la existencia de dicha violación, referidos a: a) conveniencia, necesidad y utilidad general de los servicios de transporte y distribución de electricidad ; b) las conductas contrarias a los principios de libre competencia o al abuso de situaciones derivadas de un monopolio natural o de una posición dominante en el mercado.
BID	Banco Interamericano de Desarrollo.
CAE	Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica
CAF	Comité de Administración del Fondo Fiduciario
CAF	Corporación Andina de Fomento
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A., cumple, entre otras, con las funciones de Despacho Técnico del Sistema Argentino de Interconexión (SADI), garantizando la transparencia y equidad de sus decisiones, maximizando la seguridad y calidad de los suministros y administrando los Contratos libremente pactados entre los distintos integrantes del MEM
CAT	La Ley 25.957/2004, modifica el mecanismo de cálculo para la determinación del recargo del Fondo Nacional de la Energía Eléctrica (FNEE). Establece así que el FNEE se actualizará por un coeficiente de adecuación trimestral (CAT) que resultará de considerar la facturación de los generadores en el trimestre inmediato anterior dividido el total de la energía vendida y su comparación con el mismo cociente correspondiente al trimestre mayo/julio 2003 (que se toma como base). Esto significa actualizar el precio del FNEE según la evolución del precio monómico de la energía. La Secretaría de Energía mantiene la posibilidad de ajustar esa contribución en $\pm 20\%$.
CC	Ciclo Combinado
CCNP	Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública.
CEARE	Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética. Instituto actualmente conformado por las Facultades de la Universidad de Buenos Aires de Derecho, Ciencias Económicas e Ingeniería y los Entes Nacionales Reguladores del Gas (ENARGAS) y de la Electricidad (ENRE).
Centrales Eléctricas	Instalación donde se realiza la generación o adecuación de cualquier tipo de energía eléctrica.
CER	Certified Emission Reductions
CFEE	Consejo Federal de la Energía Eléctrica.
CH	Central Hidroeléctrica
CM	Carbón Mineral
COM	Construcción, Operación y Mantenimiento.
Comercializadores	Agentes del mercado que participan del mismo realizando actividades de compra-venta de energía en bloque a través de contratos.
Contrato a Término	Es el celebrado directamente entre un gran usuario o una distribuidora con un generador o comercializador, por un período de tiempo.
Contrato de Concesión	Es el celebrado entre el poder concedente (Estado Nacional o Provincial) y el adjudicatario, siguiendo lo establecido en el pliego respectivo y de conformidad (en el orden nacional) con las disposiciones de las leyes 15.336, 23.696, 24.065 y sus modificatorias, complementarias y/o reglamentaciones de las mismas.
Contratos de Gas	Son acuerdos al que llegan las partes (comprador/vendedor) en los cuales se establecen los términos y condiciones del suministro de gas natural
Costo Marginal	Costo de abastecer la siguiente unidad demandada.
Costo Variable de Producción	Es el costo de producir la energía de una central eléctrica expresado en $[\$/MWh]$. En las unidades de generación térmicas este valor depende de la eficiencia y del precio del combustible.
CT	Central Térmica.
Cuadro Tarifario	Fija el valor unitario de los cargos que se utilizan en la facturación del servicio eléctrico.
dam3	Decámetro Cúbico, es decir 1000 m3

depletación	El agotamiento o la depletación es un fenómeno natural que acompaña durante la explotación de todo recurso no renovable. La depletación es la reducción progresiva del volumen de petróleo y gas natural y esta en función del tiempo y del nivel de extracción total y esta asociada a la declinación de la producción de un determinado pozo, reservorio o campo.
DI	grupo diesel de generación
Distribuidor	Quien dentro de su zona de concesión es responsable de abastecer a usuarios finales que no tengan la facultad de contratar su suministro en forma independiente.
DNDC	Despacho Nacional de Cargas. Ver OED.
DTE	Documento de Transacciones Económicas, publicación mensual de CAMMESA detallada de la transacción comercial del MEM
E.T.	Estación Transformadora. Instalación eléctrica donde se transforma el voltaje a una tensión mayor o menor, de acuerdo a las necesidades de la red eléctrica; puede ser de 500 a 220 kV, de 220 a 132 kV o de 132 kV a 33 o 13,2 kV.
EBISA	Emprendimientos Energéticos Binacionales S.A..
EDENOR	Empresa de Distribución de Energía Norte, es la operadora de distribución de energía que atiende el norte del Gran Buenos Aires y la Capital Federal. Surgió de la segmentación de SEGBA durante su privatización.
EDESUR	Empresa de Distribución de Energía Sur, es la operadora de distribución de energía que atiende el sur del Gran Buenos Aires y la Capital Federal. Surgió de la segmentación de SEGBA durante su privatización.
EIA	La Administración de Información Energética de Estados Unidos (EIA) es el organismo de estadística y de análisis en el Departamento de Energía de los Estados Unidos. La EIA recoge, analiza y difunde información independiente e imparcial de energía para promover la formulación de políticas, mercados eficientes, y la comprensión pública de la energía y su interacción con la economía y el medio ambiente. La EIA es la fuente principal de información sobre la energía de EE.UU. y, por ley, sus datos, análisis y previsiones son independientes de la aprobación de cualquier otro funcionario o empleado del Gobierno de los Estados Unidos. La Ley orgánica del Departamento de Energía de 1977 estableció la EIA como principal autoridad del gobierno federal sobre estadísticas de energía y análisis.
EMDERSA	Empresa controlante de las distribuidoras de las provincias de Salta, La Rioja y San Luis.
ENARGAS	Ente Nacional Regulador del Gas.
ENARSA	Energías Argentinas SA. Creada por ley 25.943 en octubre de 2004. El decreto PEN 1692 de noviembre 2004, establece el Estatuto. Éste indica que objeto social será el estudio, exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos, así como su transporte, almacenaje, distribución, comercialización e industrialización. Define que ENARSA tendrá intereses en el sector de petróleo, gas natural, energía eléctrica, carbón, energía nuclear y las energías no convencionales, como el hidrógeno. Además, la ley prevé que tendrá la titularidad de los permisos de exploración y de las concesiones de explotación sobre la totalidad de las áreas marítimas nacionales. ENARSA podrá operar en cualquier segmento de la cadena de valor de los bienes energéticos en "forma integrada o independiente" y además "podrá intervenir en el mercado a efectos de evitar situaciones de abuso de posición dominante originadas en la conformación de monopolios u oligopolios.
Energía	Capacidad de un cuerpo o sistema para realizar un trabajo.
Energía Eléctrica	Es la producida por un generador cuando su rotor gira en un campo electromagnético. El generador produce una energía que es igual a la potencia (W) requerida multiplicada por el tiempo de funcionamiento.
ENRE	Ente Nacional Regulador de la Electricidad.
EO	Unidad de generación eólica
EPEC	Empresa Provincial de Energía de Córdoba: tiene a su cargo toda la sub transmisión y gran parte de la distribución de energía eléctrica en la provincia. Además opera centrales térmicas convencionales y las unidades hidráulicas de la provincia.
EPESF	Empresa Provincial de Energía de Santa Fe: tiene a su cargo toda la sub transmisión y gran parte de la distribución de energía eléctrica en la provincia de Santa Fe.
EPSE	Empresa Provincial de Energía de San Juan. Tiene a su cargo el desarrollo de las represa de Caracoles y Cuesta del Viento
Externalidad	Situación en la cual los costos o beneficios de producción y/o consumo de algún bien o servicio no son reflejados en el precio de mercado de los mismos.
FFTE	Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico.
FFTEF	Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal.
FNEE	Fondo Nacional de la Energía Eléctrica: Se constituye por un recargo sobre las tarifas que pagan los compradores del mercado mayorista. Está administrado por el CFEE, que destina el 60% al Fondo Subsidiario para Compensaciones Regionales de Tarifas a Usuarios Finales y el 40% al Fondo para el Desarrollo Eléctrico del Interior.
FO	Fuel Oil
FONINMEM	Fondo para Inversiones necesarias que permitan incrementar la oferta de energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista
GBA	Gran Buenos Aires.
GENERACIÓN	Producción de energía eléctrica. Ver: Centrales eléctricas.

GENERADOR	Titular de una central eléctrica o concesionario de servicios de explotación que coloca su producción en forma total o parcial en el sistema de transporte y/o distribución sujeto a jurisdicción nacional.
GN	Gas Natural
GNC	Gas Natural Comprimido.
GNEA	Gasoducto proyectado. Parte de Bolivia, atraviesa el Noreste Argentino y llega al sur de Santa Fe, donde se vincula con el sistema de gasoductos existentes.
GO	Gas Oil
Grandes Usuarios	Quienes contratan en forma independiente y para consumo propio su abastecimiento de energía eléctrica con el generador y/o distribuidor. Los Grandes Usuarios, en el MEM, responden a tres categorías (por su nivel de consumo): GUMA, GUME y GUPA.
GUDI	Gran Usuario de la Distribuidora. Es un usuario de más de 300 kW alcanzado por la res SE 1281/06
GUMA	Grandes Usuarios Mayores, con demandas de potencia para consumo propio mayor o igual a 1 MW y de energía igual o superior a 4.380 MWh anuales.
GUME	Grandes Usuarios Menores, con demandas de potencia para consumo propio mayor o igual que 50 kW y menor a 2.000 kW.
GUPA	Grandes Usuarios Particulares. Deben tener una demanda de potencia para consumo propio mayor o igual a 30 kW y menor a 100 kW.
GWh	GigaWatt-hora.
HidroNor	La Ley 17318, en 1967, constituyó la empresa Hidronor S.A., con mayoría estatal. El principal objetivo propuesto fue realizar la construcción del complejo hidroeléctrico El Chocón - Cerros Colorados a efectos de moderar las crecidas y regular los caudales de los ríos: Limay, Negro y Neuquén y generar energía eléctrica para atender la demanda regional y, en especial, las zonas del Gran Buenos Aires y Litoral. Esto último se posibilitó mediante la construcción del sistema de transmisión de 500 kV hasta Buenos Aires.
hrp	horas en que se remunera potencia, definidas originalmente como las horas fuera de valle y luego como las 90 horas de mayor demanda en el Sistema dentro de una semana. Actualmente, la potencia se remunera en días hábiles, de la hora 9 a la hora 24, los sábados la hora 1 y de la 20 a la 24 y los domingos desde la hora 20 a la hora 23, totalizando 16, 6 y 4 horas respectivamente
IAPG	Instituto Argentino de Petróleo y del Gas.
INDEC	Instituto Nacional de Estadísticas y Censos
Inyección	Gas a ser entregado en el punto de ingreso del sistema de transporte (PIST) por parte del Productor. En dicho punto puede ingresar gas de yacimiento o, virtualmente, gas de OBA (Operating Balance Agreement) que es gas que ha sido inyectado por el productor en algún momento y quedó formando parte del Line pack del sistema de transporte.
IPIM	IPIM, índice de precios internos al por mayor: mide la evolución de los precios de los productos de origen nacional e importado ofrecidos en el mercado interno. Los precios observados incluyen IVA, impuestos internos, y otros gravámenes contenidos en el precio como el impuesto a los combustibles.
IVA	Impuesto al Valor Agregado
kcal	Kilocaloría.
km	Kilómetro.
kV	KiloVolt.
kWh	KiloWatt-hora.
LAT	Línea de Alta Tensión, se las entiende en Argentina, como las que operan a tensiones entre 66 y 132 kV inclusive
LEAT	Línea de Extra Alta Tensión. En Argentina se entiende como líneas de tensiones superiores a 132 kV
Ley 24.065	Es la que establece el régimen nacional de la energía eléctrica. Define los actores del mercado: generadores, transportistas, distribuidores y grandes usuarios, crea el ENRE, fija nuevas normas sobre el Fondo Nacional de la Energía Eléctrica y declara sujeta a privatización total la actividad de generación y transporte a cargo de SEGBA, Agua y Energía e Hidronor. Fue sancionada el 19 de diciembre de 1991.
Line pack	Gas que se encuentra en el sistema de transporte y debe mantenerse en el gasoducto para hacer posible la operación de transporte. Este gas es el único gas que las empresas transportistas adquieren en el mercado.
Los Procedimientos	Los Procedimientos: Procedimientos para la Programación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios. Compendio de las resoluciones atinentes al Mercado Eléctrico
LP	Los Procedimientos: ver su definición
MaT	Mercado a Término: Dentro del MEM, es el constituido por los que pueden celebrar libremente contratos de suministro entre un Generador y un Distribuidor o entre un Generador y un GUMA, GUME o GUPA.
MBtu	Millón de Unidades Térmicas Británicas (British Thermal Units).
MDL	Mecanismo para un Desarrollo Limpio
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista. El MEM es administrado por CAMMESA.
MEMSP	Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Patagónico.
Mercado Estacional	Participan de él sólo los Distribuidores. Las tarifas se calculan teniendo en cuenta los precios estacionales. Éstos surgen de una estimación efectuada por CAMMESA de los valores promedios de precios spot de futuro. La previsión se ajusta en función de la disponibilidad de recursos del Fondo de Estabilización y se eleva a la Secretaría de Energía. Ésta los sanciona trimestralmente.

Mercado Spot	Es el mercado de precios horarios donde se comercializa la energía no sujeta a contratos de abastecimiento. En el mismo el precio de la energía eléctrica está definido en función del costo marginal.
MERCOSUR	Mercado Común del Sur.
MM	Millones.
MMBtu	Millones de Unidades Térmicas Británicas (British Thermal Units).
MMm³	Millones de metros cúbicos.
MPFIPS	Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios.
MW	MegaWatt.
MWh	MegaWatt-hora.
NASA	Nucleoeléctrica Argentina S.A..
NEA	Noreste Argentino.
NOA	Noroeste Argentino.
NODO	(Nudo) Punto determinado donde convergen líneas de transporte de energía eléctrica.
OED	Organismo Encargado del Despacho (anteriormente se lo denominaba Despacho Nacional de Cargas). Lo administra CAMMESA.
PAFTT	Prestación Adicional de la Función Técnica del Transporte nombre formal del Peaje: Canon que se cobra por el uso de redes de energía eléctrica.
PdVSA	Petróleos de Venezuela SA, es la empresa petrolera del Estado Venezolano.
Peaje	Canon que se cobra por el uso de redes eléctricas
PEN	Poder Ejecutivo Nacional.
PFT	Plan Federal de Transporte.
PIB	Producto Interno Bruto: El Producto Interno Bruto (PIB) es el valor monetario de todos los bienes y servicios finales que se producen en una economía a lo largo de un período de tiempo determinado. Es igual a la suma de los valores agregados brutos (VAB) de todas las unidades institucionales residente dedicadas a la producción, entendiéndose por residente, a la unidad institucional que se encuentra dentro del territorio económico de un país y mantiene un centro de interés económico en ese territorio. El VAB expresa la diferencia entre el Valor Bruto de la Producción y el Valor del Consumo Intermedio, y está compuesto por las remuneraciones al trabajo, el ingreso mixto, las amortizaciones, los intereses, las utilidades, las rentas de la propiedad y los impuestos netos de subsidios
Plan Federal de Transporte	Plan creado para expandir el sistema de transporte de energía eléctrica. Las a ampliar con este plan abarca obras con beneficio para el Sistema Eléctrico por mejoras en calidad y/o seguridad y/o menores costos de despacho, no previsible que sean realizadas exclusivamente por privados, por razones de escala y para adelanto de inversiones para una expansión de carácter federal.
Potencia Instalada	Es la capacidad de la instalación eléctrica.
Precio de la Potencia	Consiste en un pago (\$PPAD) a máquinas térmicas y centrales hidroeléctricas por un servicio que remunera la disponibilidad para operar. Se remunerará en las horas de remuneración de la potencia (hrp), en forma independiente del despacho real. Actualmente el precio de la potencia es 12 \$/MW-hrp.
Precio Estacional	Precio abonado por los distribuidores por su demanda. Es sancionado por la Secretaría de Energía a través de resoluciones trimestrales. Estos surgen de una estimación efectuada por CAMMESA de los valores promedios de precios spot de futuro. La previsión se ajusta en función de la disponibilidad de recursos del Fondo de Estabilización y se eleva a la Secretaría de Energía.
Precio Monómico	Precio global de la electricidad. Incluye todo lo abonado, se expresa en [\$/MWh] usualmente.
Precio Spot de la Energía	Costo marginal de la energía obtenido como el Costo Variable de la próxima central necesaria en el despacho para cubrir la demanda. A partir de la res SE 240/03 se asume disponibilidad plena de gas en el parque actuante. .
Punto de Entrega	Punto donde el gas es entregado por la transportista al cargador
Punto de Recepción	Punto donde el gas es recibido por la transportista para ser transportado
RESUSMEM	Reserva Sustentable de Mediano plazo del Mercado Eléctrico Mayorista. Creada por la resolución SE 956/2004. Pretende evitar que los oferentes eludan retenciones sobre sus acreencias destinadas al FONINMEM a través de la constitución de contratos de abastecimiento. Se aplica a partir del mes de noviembre de 2004 sobre las mayores demandas que registren los medianos y grandes clientes respecto de los consumos del período mayo - julio de 2004.
SADI	Sistema Argentino de Interconexión. Anteriormente se lo denominaba SIN (Sistema Interconectado Nacional).
SAyDS	Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable.
SCTD	Sobrecostos Transitorios de Despacho.
SE	Secretaría de Energía. Es la autoridad política del Sector. Según el art 35 de la Ley 24065. "La Secretaría de Energía determinará las normas a las que se ajustará el Despacho para el cumplimiento de sus funciones, las que deberán garantizar la transparencia y equidad de las decisiones
SEGBA	Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires, tenía a su cargo la distribución de energía en la Capital Federal y 16 partidos de la provincia de Buenos Aires y controlaba el anillo de transporte en 500 kV que circunda la Capital Federal.

Sistema de Estabilización de Precios	Está vinculado al Mercado Estacional. Existe un fondo de estabilización (administrado por la CAMMESA) al que se derivan las diferencias, en uno u otro sentido, producidas entre los precios estacionales y los del mercado spot. Trimestralmente las diferencias acumuladas se reasignan a los períodos siguientes subiendo o bajando los valores calculados para los mismos.
SMEC	Sistema de Medición Comercial.
SOTR	Sistema de Operación en Tiempo Real.
STD	Sobrecostos Transitorios de Despacho.
Subsistritribuidor	Ente prestador del servicio público de electricidad dentro de su área de concesión, y destinado a esa actividad específica (Cooperativas de Servicios Públicos).
Subestación Transformadora	Instalación eléctrica donde se rebaja la tensión en un nivel inferior al de las estaciones transformadoras. Puede ser de 33/13,2 kV; 33/0,400/0,231 kV; 13,2/0,400/0,231 kV
Tarifa	Es el precio que los usuarios deben pagar por el servicio público de distribución de energía eléctrica.
Tarifa Media	Es el precio promedio por kWh consumido, en un determinado período.
Tensión	Es la capacidad para hacer circular la corriente por un conductor. Se la llama comúnmente voltaje. Se mide en volt (V).
TGN	Empresa Transportista responsable del transporte de gas desde el centro del país hacia el norte
TGS	Empresa Transportista responsable del transporte de gas desde el centro del país hacia el sur.
TIR	Tasa Interna de Retorno.
TN	Tesoro de la Nación.
ton	Tonelada, es decir 1000 kg
Transco	Compañía de Transporte eléctrico o de gas troncal (regional)
TRANSENER	Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión Transener S.A. - La empresa adquirió la red de energía eléctrica de la compañía estatal Compañía de Transporte de Energía en Alta Tensión (que había sido creada para ser privatizada, fusionando a las empresas estatales HIDRONOR, AyEE y al área de Muy Alta Tensión de SEGBA), en la privatización de 1993; Transener opera el 95% de las líneas de extra alta tensión en Argentina
Transformador	Máquina de alto rendimiento, encargada de subir o bajar la tensión, adecuándola a las necesidades de la red eléctrica.
Transmisión	Sistema constituido por el conjunto de líneas, de alta tensión, cables y subestaciones transformadoras.
Transporte	Sistema de transmisión de las líneas de alta tensión.
Transportista	Titular de una concesión de transporte de energía eléctrica responsable de la transmisión y transformación vinculada a ésta, desde el punto de entrega por el generador hasta el de recepción por el distribuidor o gran usuario.
TV	Unidad de generación del tipo Turbo Vapor
UESTY	Unidad Especial Sistema de Transmisión Yacypetá.
UIA	Unión Industrial Argentina, cámara que agrupa a las empresas industriales que operan en Argentina
VAN	Valor Actual Neto.
YPFB	Yacimientos Petrolíferos Bolivianos, es la empresa petrolera del Estado Boliviano.

BIBLIOGRAFÍA

- Matthew Savinar: "La vida luego del colapso petrolero", informe actualizado a junio 2005.
- Kenia Salazar, Revista Petrotecnia. 27 febrero 2008. Yacimientos de gas con baja permeabilidad
- Ing Miguel Galuccio, Avances del Nuevo Plan Estratégico. 5 de junio de 2012.
- Juan José Rodríguez, Operaciones de Regasificación en Argentina. Presentación en Jornadas de Producción, Transporte y Tratamiento de Gas. 31 de agosto 2011
- Ing Carlos Bastos, Decreto 804/2001, res SE 170/1992. Contrato de Concesión EDENOR y res MIyV 135/2001
- Dr. Juan Carlos Cassagne, La estabilidad de los derechos patrimoniales emergentes de las concesiones y/o licencias de servicios públicos. JCC, Doctrina, JA2005-I-1217/SJA 23/3/05 (Lexis Nexis).
- Ing Carlos Bastos, Dr. Manuel Abdala, Transformación del sector eléctrico argentino. Editorial Antártica, 1993
- Dr. Alieto A. Guadagni, Energía para el crecimiento. SADEI, 1985
- (1999) La regulación de la competencia y de los servicios públicos. Teoría y experiencia argentina reciente. Buenos Aires, FIEL.,
- Aga, (1996) La batalla de la electricidad, Consejo para el proyecto argentino, Gabinete Paralelo. Buenos Aires.
- Viscusi, W. Vernon, J. M. y Harrington, J. E "Economics of Regulatios and Antitrust", Segunda Edición, Ed. The MIT Press
- Westfield, F.(1971)"Methodology of Evaluating Economic Regulation". The American Economic Review, Vol 61, N 2
- Abdala, M. y P. Spiller. (1999) Instituciones, contratos y regulación en Argentina. Buenos Aires.
- Banco Mundial. (1997) Informe sobre el desarrollo mundial. Parte III "Revitalizar la capacidad institucional", Washington DC.
- Dutt, G., F. Nicchi and M. Brugnoli. (1997) "Power sector reform in Argentina: an update". Energy for sustainable development, vol III, nro 6. Bangalore, International Energy Initiative, march 1997.
- Millán, J et al. (1998) "Elementos estratégicos para el sector energía en América Latina y el Caribe". Banco Interamericano de Desarrollo. Septiembre de 1998.
- Nicchi, F. (1998) "La Transformación del Sector Eléctrico en Argentina como Solución a la Crisis Electroenergética de finales de los 80". Mimeo.

Sitios Web

Secretaría de Energía	http://energia3.mecon.gov.ar/home/
Consejo Federal	www.cfee.gov.ar/
ADEERA	www.adeera.org.ar/
ATEERA	www.ateera.org.ar/
AGEERA	www.ageera.com.ar/
AGUEERA	www.agueera.com.ar/
CAMMESA	http://portalweb.cammesa.com/default.aspx
ENRE	www.enre.gov.ar/
OCEBA	www.oceba.gba.gov.ar/
UIA	www.uia.org.ar/
Ministerio de Economía	www.mecon.gov.ar/
Ministerio de Planificación	www.minplan.gov.ar/
CIER	http://www.cier.org.uy/
CACIER	www.cacier.com.ar/
OLADE	http://www.olade.org/
UNFCC	www.unfccc.int/

TABLAS DE CONTENIDOS

TABLA DE CONTENIDO EXHAUSTIVA

AGRADECIMIENTOS	3
RESUMEN EJECUTIVO	5
1. OBJETIVO	5
2. ANTECEDENTES.....	5
3. CONTEXTO NORMATIVO	6
3.1. NUEVO ESQUEMA NORMATIVO.....	7
4. VARIABLES RELEVANTES DEL MERCADO ENERGÉTICO	7
5. EVOLUCIÓN TENDENCIAL DEL MERCADO ENERGÉTICO	9
6. CONTRATOS.....	10
7. DIAGNÓSTICO DE SITUACIÓN	10
8. PROPUESTA	11
8.1. LOS GRANDES USUARIOS COMO PROMOTORES DEL CAMBIO	12
DEMANDA QUE EXCEDE LA BASE.....	12
MARCO DE LA TESIS	19
II MARCO DE LA TESIS	19
1. INTRODUCCIÓN.....	19
2. EL PROBLEMA DE AYER Y DE HOY.....	19
2.1. CRISIS 2002	20
2.2. DISPONIBILIDAD DE GAS	20
2.3. PRECIO DEL PETRÓLEO.....	21
2.4. CONJUNCIÓN DE EVENTOS	22
2.5. TARIFAS, PRECIOS Y COSTOS.....	23
2.6. CUESTIONES DE REGULACIÓN	24
2.7. SITUACIÓN ACTUAL: SINOPSIS.....	24
3. EL PROBLEMA DE MAÑANA.	24
3.1. LA HISTORIA SE REPITE I.....	24
3.2. LA HISTORIA SE REPITE II.	26
4. LA ENCRUCIJADA	29
4.1. ¿REPETIMOS EL CAMINO?	29
5. UNA PROPUESTA.....	30
5.1. MARCO CONCEPTUAL. DEFINICIONES Y SUPUESTOS	30
5.2. OBJETIVOS	30
6. ORGANIZACIÓN DEL DOCUMENTO.	31
MARCO NORMATIVO	34
III MERCADO ELÉCTRICO ARGENTINO 1992 2002.....	34
1. ENTORNO SOCIOECONÓMICO Y POLÍTICO EN 1992.....	34
1.1. LAS REFORMAS ECONÓMICAS DE LOS '90	35
2. LEY 24065, MARCO ELÉCTRICO.....	35
3. LA PRIVATIZACIÓN	36
4. FUNCIONAMIENTO DEL MEM	37
4.1. MECANISMO DE FORMACIÓN DE PRECIOS	37

4.2.	<i>EL MERCADO SPOT</i>	39
4.3.	<i>PRECIO ESTACIONAL</i>	39
4.4.	<i>FONDO DE ESTABILIZACIÓN</i>	40
4.5.	<i>FONDO UNIFICADO</i>	40
4.6.	<i>EL MERCADO A TÉRMINO</i>	40
5.	RESULTADOS OBTENIDOS:	41
	NUEVO ESQUEMA NORMATIVO	44
	IV MERCADO ELÉCTRICO ARGENTINO DESDE 2002	44
1.	EL MARCO SOCIOECONÓMICO Y POLÍTICO EN 2002	44
1.1.	ADMINISTRACIÓN ACTUAL	45
2.	PRIMERAS MEDIDAS EN 2002	45
3.	CAMMESA, NUEVO ROL	46
4.	TARIFAS	46
5.	DÉFICIT DEL FONDO DE ESTABILIZACIÓN	48
6.	COSTOS DE GENERACIÓN	49
6.1.	CONSUMO DE GAS PARA GENERACIÓN	49
6.2.	CONSUMO DE COMBUSTIBLES ALTERNATIVOS AL GAS PARA GENERACIÓN.	49
6.3.	COSTO GLOBAL	50
7.	SEGMENTACIÓN DE MERCADOS, ENERGÍA PLUS.	51
8.	EXPANSIÓN DE LA OFERTA	51
8.1.	EXPANSIONES DE GENERACIÓN	51
8.2.	EXPANSIONES DE REDES	52
9.	OTRAS MEDIDAS	54
9.1.	RENEGOCIACIÓN DE LOS CONTRATOS DE CONCESIÓN	54
9.2.	ENARSA	54
9.3.	MECANISMO DE MODIFICACIÓN DE LA NORMATIVA.	54
9.4.	DIRECTORIOS DE LOS ENTES REGULADORES.	55
9.5.	NOVIEMBRE 2011. REDUCCIÓN DE SUBSIDIOS.	55
10.	MARCO DE LAS FUENTES RENOVABLES	55
10.1.	LICITACIONES	56
11.	MEDIDAS APLICADAS EN GAS NATURAL.	57
11.1.	REDIRECCIONAMIENTO DEL GAS	57
11.2.	PRECIOS DE GAS EN BOCA DE POZO Y TARIFAS DE USUARIOS FINALES	57
11.3.	CAMMESA EN EL MERCADO DE GAS NATURAL	58
11.4.	MEGSA	58
11.5.	RENEGOCIACIÓN DE LOS CONTRATOS DE CONCESIÓN DEL SECTOR GAS NATURAL	58
11.6.	EXPANSIONES DE OFERTA	58
11.7.	EXPANSIONES DE REDES	59
11.8.	DOMINIO	59
11.9.	YPF	60
	DESCRIPCIÓN DE LAS VARIABLES RELEVANTES DEL MERCADO ENERGÉTICO	62
	V EVOLUCIÓN DE LAS VARIABLES RELEVANTES DEL SISTEMA ELÉCTRICO.	62
1.	DEMANDAS	62
1.1.	COMPOSICIÓN.	63
1.2.	DEMANDA DE ENERGÍA POR ESTAMENTO.	63
1.3.	DEMANDA DE POTENCIA MÁXIMA.	64
2.	OFERTA	66

TABLA DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1 Evolución del precio spot, desde 1992 hasta 2001.....	6
Ilustración 2 Evolución de los ingresos de generación por tecnología desde 1996.....	7
Ilustración 3 Precios mensuales acumulados de los cargos que componen el precio de la energía.	8
Ilustración 4 Variación relativa de la producción de las principales cuencas productoras de gas en Argentina.	8
Ilustración 5 Evolución 1992 a 2031 de la capacidad instalada, demanda máxima de potencia y ésta con las reservas.	9
Ilustración 6 Estimación de la demanda y la oferta de gas.	9
Ilustración 7 Estimación de la asistencia del Estado Nacional por estamento de demanda en 2012.....	10
Ilustración 8 Mínimos y medios diarios de los costos marginales horarios 2009-2012.	12
Ilustración 9 Producto Interno Bruto, promedio trimestral.....	20
Ilustración 10 Gas Natural de producción nacional, promedio anual.....	20
Ilustración 11 WTI, evolución mensual	21
Ilustración 12 MEM, consumo mensual de FO	21
Ilustración 13 MEM, consumo mensual de GO	21
Ilustración 14 Hipotético WTI estabilizado en 2004	22
Ilustración 15 Hipotético costo global si no se hubiera incrementado el WTI.....	22
Ilustración 16 Hipotético PIB si se hubiera evitado la crisis 2002.....	22
Ilustración 17 Hipotético sendero del precio estacional siguiendo el PIB si se hubiera evitado la crisis 2002	22
Ilustración 18 Hipotética mayor oferta de GN	23
Ilustración 19 Hipotético consumo de FO ante hipotética mayor oferta de GN.....	23
Ilustración 20 Hipotético consumo de GO ante hipotética mayor oferta de GN	23
Ilustración 21 Precio estacional promedio y global mensual.....	23
Ilustración 22 Hitos del sector eléctrico, el péndulo regulatorio. Fuente: Elaboración propia.	25
Ilustración 23 Plan 1975.	26
Ilustración 24 Evolución de la las reservas de gas.....	27
Ilustración 25 Disponibilidad del gas en EE.UU.	28
Ilustración 26 Precios del gas en EE.UU.	29
Ilustración 27 Definición de Naciones Unidas de sustentable.	30
Ilustración 28 Evolución del precio spot, desde 1992 hasta 2001.	41
Ilustración 29 Evolución de la indisponibilidad del parque térmico 1991-2011.	42
Ilustración 30 Evolución de la capacidad instalada, desde 1992 hasta 2011.	42
Ilustración 31 Evolución del consumo unitario del parque térmico, desde 1992 hasta 2011.....	43
Ilustración 32 Evolución durante 2001 de los depósitos bancarios, tasas e intereses.	44
Ilustración 33 Evolución 2001 2011 del precio monómico medio mensual y el estacional sancionado.....	47
Ilustración 34 Evolución 1992 2011 del precio monómico medio mensual y el estacional promedio sancionado....	47
Ilustración 35 Evolución del Saldo mensual estimado del Fondo de Estabilización desde 2001 hasta 2011.....	48
Ilustración 36 Evolución del consumo de gas natural mensual, desde 1996 hasta 2012.	49
Ilustración 37 Evolución del consumo mensual de fuel oil, gas oil y carbón mineral, desde 1996 hasta 2012.	50
Ilustración 38. Evolución del precio monómico medio mensual, desde 1992 hasta 2011.	50
Ilustración 39 Evolución del sistema de 500 kV, desde 1992 hasta 2010.....	52
Ilustración 40 Evolución del sistema de transporte 2003-2012.	53
Ilustración 41 Evolución de la demanda de energía, potencia máxima, Producto Interno Bruto (arriba) y sus tasas de crecimiento (derecha).	62
Ilustración 42 Composición de la demanda de energía de 2012, con desglose del estamento residencial (izq. arriba) y de la conformación en el MEM (izq. abaj.).....	63

Ilustración 42 Evolución de la demanda de energía por estamento desde 2005 hasta agosto 2012.....	64
Ilustración 44 Evolución de la demanda de potencia máxima mensual desde enero de 2000 hasta agosto 2012. .	64
Ilustración 43 Evolución 1992 2012 de la capacidad instalada, de la demanda máxima de potencia y de reservas.	65
Ilustración 45 Evolución de los ingresos de generación por tecnología desde 1996.	66
Ilustración 47 Generación 2012 (último trimestre estimado) por fuente con desagregado del segmento térmico por combustible.	67
Ilustración 48 Oferta de Energía anual por tipo (fuente 2012).	67
Ilustración 49 Consumo mensual de gas natural y acumulado de gas oil, fuel oil y carbón mineral desde 1996....	68
Ilustración 50 Precios de combustibles reconocidos en el costo de generación desde 2001 y evolución del WTI. ..	69
Ilustración 51 Precios mensuales acumulados de los cargos que componen el precio de la energía.....	69
Ilustración 52 Precios anuales acumulados de los cargos que componen el precio de la energía y evolución del precio de la energía y los sobrecostos.	70
Ilustración 53 Aportes unitarios por estamento tarifario.....	71
Ilustración 54 Composición de la demanda de gas a 2011.....	71
Ilustración 55 Evolución de la composición de la demanda de gas.....	72
Ilustración 56 Estacionalidad de la demanda de gas 2011.....	72
Ilustración 57 Consumo diario 2012 de gas para la generación por tipo de esquema normativo disponible para CAMMESA.	73
Ilustración 58 Principales Cuencas Productoras de Hidrocarburos en Argentina.	74
Ilustración 59 Producción de las principales Cuencas Productoras de Gas en Argentina.	75
Ilustración 60 Variación relativa de la producción de las principales cuencas productoras de gas en Argentina.....	75
Ilustración 61 Evolución de la producción de gas y petróleo.	76
Ilustración 62 Evolución de la cantidad de pozos en desarrollo y exploratorios.....	76
Ilustración 63 Evolución de las reservas de Gas Natural y años de reservas al nivel de producción.....	77
Ilustración 64 Evolución de la demanda de importación y exportación de gas por destino.	78
Ilustración 65 Comparativa entre distintas proyecciones de demanda de energía.	80
Ilustración 66 Demanda proyectada de energía y potencia máxima.....	81
Ilustración 67 Estimación de la demanda de gas (1).....	82
Ilustración 68 Estimación de la demanda de gas (2).....	83
Ilustración 69 Obras de transporte previstas para el período 2012 2015. Primera etapa.	85
Ilustración 70 Obras de transporte previstas para el período 2012 2015. Segunda etapa.	86
Ilustración 71 Previsiones efectuadas frente tiempos ejecutados.....	87
Ilustración 72 Aporte de la generación nuclear para el período 2012 2035.	88
Ilustración 73 Aportes del Estado Nacional para el desarrollo de la generación hidroeléctrica entre 2012 2035. ...	88
Ilustración 74 Aporte de la generación hidroeléctrica para el período 2012 2035.....	89
Ilustración 75 Aporte 2010 2031 de la generación renovable y estimación de potencia equivalente al límite establecido por la Ley 26190.....	89
Ilustración 76 Evolución desde 1992 a 2031 de la capacidad instalada, de la demanda máxima de potencia y de ésta con la adición de reservas.	90
Ilustración 77 Evolución de la capacidad instalada sin definir.....	90
Ilustración 78 Perspectivas de declinación Cuenca Neuquina y Noroeste.	91
Ilustración 79 Inversiones requeridas para el desarrollo de Gas No Convencional.....	94
Ilustración 78 Vista aérea del Puerto de Bahía Blanca (izq.) y del Puerto de Escobar (der.).	96
Ilustración 81 Estimación de la oferta de gas.	97
Ilustración 82 Estimación de la oferta de gas.	97
Ilustración 80 Evolución de la energía transada en mercado a término.	100
Ilustración 81 Evolución de los costos de la provisión de energía desde Brasil (no considerado en STD) y de los contratos contra el MEM.	107
Ilustración 82 Estimación de la asistencia del Estado Nacional 2011 y 2012.	118

Ilustración 83 Estimación de la asistencia del Estado Nacional por estamento de demanda en 2012.	119
Ilustración 87 Oferta de generación 2012.	140
Ilustración 88 Mínimos y medios diarios de los costos marginales horarios 2009-2012.	141
Ilustración 86 Precios mensuales de energía 2011-2012 y estimado en el marco de la propuesta.	144
Ilustración 90 Detalle de cálculo del Cargo Adicional Excedente.	11
Ilustración 91 Ubicación de los proyectos en desarrollo (Junio 2011).	18
Ilustración 92. Principales Cuencas Productoras de Hidrocarburos en Argentina.	24
Ilustración 93. Esquema de las distribuidoras de gas y de la red de transporte de gas.	28
Ilustración 94. Producción y consumo gas natural.	29
Ilustración 95 Precio de gas en boca de pozo por cuenca para usuarios nuevos y centrales de generación.	30
Ilustración 96. Ubicación de los proyectos en desarrollo por el GenRen.	41
Ilustración 97 Ubicación propuestas presentadas en Licitación GENREN II (Septiembre 2010)	42
Ilustración 98 Ubicación de los proyectos que formalizaron su interés (Junio 2011).	43
Ilustración 99 Avances del Nuevo Plan Estratégico	45

LISTADO DE TABLAS

Tabla 1. Resumen del precio global de energía 2010 a 2012 (últ cuat estimado).	12
Tabla 2. Precio global de energía 2010 a 2012 (últ cuat estimado) ponderado.	13
Tabla 3. Costo de la importación desde Brasil y de los contratos de CAMMESA. 2010 a 2012 (últ cuat estimado).	13
Tabla 4. Precio global de energía 2010 a 2012 (últ cuat estimado) Usuario Sin subsidio.	13
Tabla 5. Costo de combustible de indiferencia con el Precio 2012 de la energía.	13
Tabla 6. Aportes no reintegrables del Fondo Unificado al Fondo de Estabilización.	48
Tabla 7. Resultados Licitación GENREN I (Junio 2010).	56
Tabla 8. Potencia instalada, asistencia de Brasil, reservas y demanda máxima desde 2007.	65
Tabla 9. Potencia instalada por tecnología y por área.	66
Tabla 10. Evolución de los Aportes por cuenca.	74
Tabla 11. Evolución del precio FOB del petróleo de referencia (WTI).	77
Tabla 13. Requerimiento de potencia máxima anual.	81
Tabla 14. Tasas medias de variación de la demanda de gas.	82
Tabla 15. Ingreso de equipamiento a partir de oct 2012.	83
Tabla 16. Proyectos hidroeléctricos.	84
Tabla 17. Previsiones efectuadas frente tiempos ejecutados.	87
Tabla 18. Perspectivas de declinación de las diferentes cuencas.	92
Tabla 19. Evolución porcentual de los Aportes por cuenca.	92
Tabla 20. Hipótesis de declinación asumidas.	92
Tabla 21. Hipótesis de producción de gas no convencional asumidas.	95
Tabla 22. Resumen de volúmenes acordados entre Bolivia y Argentina.	95
Tabla 23. Resumen de hipótesis asumidas respecto a importación desde Bolivia.	95
Tabla 24. Hipótesis de producción de gas natural licuado (GNL).	96
Tabla 20. Precio global de energía 2010 a 2012 (últ cuat estimado).	103
Tabla 21. Características de la instalación de grandes módulos de generación.	105
Tabla 22. Resumen de potencia, plazos y condiciones comerciales de los Contratos contra el MEM.	107
Tabla 23. Resultados Licitación GENREN I (Junio 2010).	109
Tabla 24. Secuencia de medidas posibles.	126
Tabla 25. Resumen de nuevas obligaciones.	134

Tabla 31. Precio global de energía 2010 a 2012 (últ cuat estimado).	135
Tabla 32. Precio global de energía 2010 a 2012 (últ cuat estimado) Usuario Con subsidio.	136
Tabla 33. Costo de la importación desde Brasil y de los contratos de CAMMESA. 2010 a 2012 (últ cuat estimado).	136
Tabla 34. Precio global de energía 2010 a 2012 (últ cuat estimado) Usuario Sin subsidio.	136
Tabla 35. Costo de combustible de indiferencia con el Precio 2012 de la energía.	136
Tabla 36. Ejemplo de tabla de valores estándar a reconocer a los generadores existentes.	137
Tabla 36. Costos Variables de Producción (CVP) reconocidos para despacho en la Programación Estacional de Noviembre 2012. [\$/MWh].	140
Tabla 37. Resumen de nuevas obligaciones en el período de transición.	143
Tabla 34. Acuerdo 2008 2011. Nuevo precio de la Potencia.	143
Tabla 35. Precios de energía 2011-2012 y estimado en el marco de la propuesta.	144
Tabla 36. Secuencia de medidas posibles.	145
Tabla 41. Valor Medio del Cargo Adicional por Demanda Excedente.	12
Tabla 42. Proveedores del servicio de Energía Plus al 30 de marzo 2012.	13
Tabla 43. Precios biocombustibles.	19
Tabla 44. Distribuidoras número de clientes totales a diciembre de 2010.	25
Tabla 45. Evolución de las Reservas vs Producción de Gas Natural.	30
Tabla 46. Requerimiento por fuente en la primera licitación de ENARSA.	39
Tabla 47. Ofertas por fuente en la primera licitación de ENARSA.	40
Tabla 48. Ofertas aceptadas por fuente en la primera licitación de ENARSA.	40
Tabla 49. Resultados Licitación GENREN I (Junio 2010).	40
Tabla 50. Resultados Licitación GenRen I (Junio 2010) – Generación Eólica.	41
Tabla 51. Propuestas Licitación GENREN II (2010) – Generación Eólica.	43
Tabla 52. Perspectivas de declinación de los yacimientos que conforman las diferentes cuencas.	44
Tabla 53. Evolución de la importación desde Bolivia.	46
Tabla 54. Volúmenes acordados entre Bolivia y Argentina.	46