

La sintonía fina del mercado eléctrico

Transformación

En el marco de lo dispuesto por la ley 24.065 (Marco Regulatorio Eléctrico), los decretos reglamentarios y las resoluciones de la Secretaría de Energía emanadas de la misma ley, comenzó a generarse durante 1992 la nueva estructura del mercado eléctrico, cuyas principales características son:

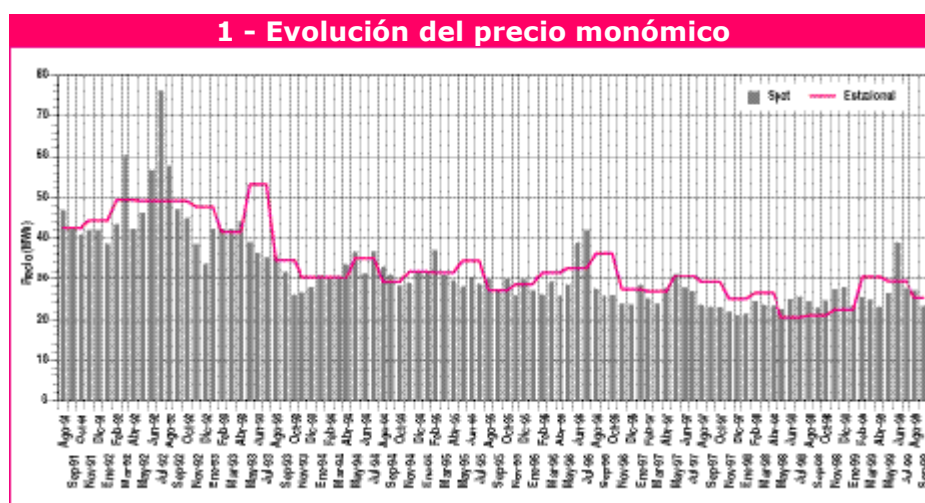
a) Segmentación y separación de los tres principales negocios existentes: generación, transmisión y distribución. La generación es un mercado competitivo y el transporte y la distribución, por su condición de monopolios naturales, están sujetos a regulación.

Los consumidores se dividen en grandes usuarios y usuarios menores.

b) El Estado Nacional se retira de su papel empresario y pasa al de regulador aunque todavía opera centrales hidroeléctricas binacionales y las usinas nucleares.

c) Mediante un mecanismo gerenciado por el antiguo Despacho de Cargas (hoy Cammesa) se crea un sucedáneo de un mercado *spot* para la compra-venta de energía y sobre la referencia de precios que surge de este mercado se organiza el mercado a término.

d) Los distribuidores pueden comprar la energía al mercado a un precio estabilizado actualizable trimestralmente que surge de promediar los precios del llamado mercado *spot* (ver **cuadro 1**). Por el servicio de distribución cobran una tarifa regulada por una metodología de recuperación de costos. Los distribuidores garantizan niveles de calidad del servicio.



e) Los generadores pueden vender energía al mercado a través de un precio *spot* horario que se determina marginalmente a partir del costo declarado para satisfacer la próxima unidad de demanda.

f) El transporte es tarifado a través de cargos fijos de conexión y de capacidad de transporte, y variables en función de las pérdidas y de la probabilidad de falla de las líneas, siendo fijo el monto total remuneratorio.

A partir de 1992 las diferentes áreas de la cadena eléctrica fueron presentadas a licitación internacional para su transferencia al capital privado, tanto de origen nacional como extranjero. Respecto de la etapa de producción fueron transferidos al sector privado 5.500 MW térmicos y 5.600 MW hidroeléctricos de generación, el sistema de transporte en Alta Tensión, los sistemas regionales de subtransmisión, la distribución en GBA (ex-Segba) y los servicios de distribución de gran parte de las provincias.

Precios

La tarifa media nacional eléctrica (92 \$/MWh) presenta un descenso con respecto a la registrada el año anterior, de aproximadamente 7%. Dicha baja se debe fundamentalmente a una importante baja en el precio medio de la energía y potencia del MEM (Mercado Eléctrico Mayorista), en nodo de las distribuidoras (34,5 \$/MWh). En cambio ha sido mínimo el descenso en la Diferencia entre Facturación al consumidor y Compra del Distribuidor (DFC medio = 57,5 \$/MWh).

El DFC (Diferencia entre facturación y compra) representa 60% de la tarifa media. Como el impacto del transporte es mínimo, y los precios de generación se han reducido sistemáticamente, las futuras rebajas tarifarias deberían esperarse de los ajustes que por mayor competencia y eficiencia tenga el DFC.

Mientras los consumos residenciales muy bajos muestran valores razonables, a medida que se aumenta el consumo, 45% de las tarifas están por encima de los valores moderados. Con respecto a la categoría comercial se puede reconocer que 30% de las tarifas comerciales no tienen valores razonables, problema que se incrementa a medida que crece el consumo. La tarifa media industrial del conjunto del país (sin las de GU) tiene precios aceptables y competitivos en comparación con otros países del mundo (ver **cuadro 2**).

2 - Precios comparados de electricidad														
Argentina														
Potencia [kW]	Residenciales				Industrial				Comercial					
	3	10	30		1750	10000	20	200						
Energía [kWh]	200	1600	5000		500000	5000000	2000	50000						
Empresas/impc/imps/impc/imps/impc/imps/impc/imps/impc/imps/impc/imps/impc/imps														
Edeersa	79	136	142	248	98	139	52	74	29	41	124	196	58	91
Edelap	77	111	102	147	100	153	54	83	33	51	131	210	76	122
Edenor	83	106	110	141	108	116	48	52	36	39	141	150	82	88
Edesur	82	105	103	131	108	115	78	84	61	65	140	149	82	87
Emsa	130	150	190	230	110	140	80	102	71	91	140	180	80	100
Epec	123	152	138	181	140	141	55	55	34	34	141	156	57	60
Bolivia														
Cre	63	69	66	72	57	63	63	63	55	55	118	130	125	137
Elpec SA	75	88	91	108	58	69	59	70	57	68	146	174	126	151
Setar	81	81	109	109	67	67	59	59	54	54	204	204	200	200
Brasil														
Ceee	111	150	111	150	111	136	78	95	51	62	111	150	78	105
Celpe	106	127	106	125	106	102	56	56	43	43	95	115	60	72
Cemig	110	157	110	157	110	147	75	108	38	54	103	147	69	98
Copel	109	159	109	147	109	136	54	72	34	45	102	137	68	91
Cosern	110	132	110	147	110	132	77	93	46	56	110	132	79	96
Chile														
Conafe	84	99	88	104	85	101	35	41	30	35	126	149	59	70
Colombia														
EEPM	39	39	81	81	99	99	62	62	410	41	152	152	86	86
Essa	62	68	86	95	112	118	107	107	105	105	112	129	105	121
Ecuador														
Eerosca	60	76	62	78	52	64	45	56	41	51	62	88	46	56
Paraguay														
Ande	57	62	57	62	48	53	37	41	24	26	60	66	42	46
Perú														
Luz del Sur	95	111	88	104	109	129	58	69	42	49	168	198	61	72
Uruguay														
Ute	120	148	137	168	104	104	59	59	31	31	142	142	97	97
Venezuela														
Cadafe	31	31	66	66	72	84	67	78	42	49	76	88	64	75
Enelbar	26	26	42	42	54	63	27	32	25	30	55	64	40	47
Enelco	26	26	39	39	47	55	48	56	40	45	49	57	51	58
Enelven	26	26	39	39	45	52	43	51	35	40	47	54	46	54
Potencia [kW]	Residenciales				Industrial				Comercial					
	3300				100	500								
Energía [kWh]	3300				350400	2628000								
Empresas/impc/imps/impc/imps/impc/imps/impc/imps/impc/imps/impc/imps/impc/imps														
Francia	19.54				8.67		6.91							

España	18.10	9.12	8.16
Alemania	16.51	13.74	10.75
Canadá	7.31	6.13	5.03

Las diferencias entre las DFC y los Valores Agregados de Distribución (VAD) no se explican en su totalidad por las disparidades entre la conformación y magnitud de los mercados.

Hay distribuidoras con DFC muy elevados que están alejados de los valores alcanzados por las empresas de mayor eficiencia. Los valores razonables, dependiendo de las características de las empresas, deberían oscilar entre 35 a 80 \$/MWh (dependiendo de las características de las instalaciones y de la mayor o menor participación industrial en los mercados).

En la mayoría de los casos, al considerarse las tarifas residenciales, comerciales y de medianas demandas, los valores más altos coinciden con las empresas de mayores DFC medio, lo que en principio estaría indicando que sus mayores ingresos tarifarios los obtienen de las categorías tarifarias de baja tensión.

La amplitud de las pérdidas oscila entre 5 y 35% de la energía. En el Area de Concesión Federal oscilan entre 8% y 12%, valores que se consideran alcanzables en el mediano plazo por el resto de las distribuidoras.

Parte del objetivo de aproximar las tarifas medias nacionales a las alcanzadas por las empresas mejor posicionadas será realidad cuando las distribuidoras menos eficientes se ajusten a tarifas adecuadas. A su vez, a medida que las tarifas de las empresas concesionarias sean revisadas, se espera que la media nacional muestre una mayor tendencia a la baja (factor eficiencia).

Como corolario, las tarifas medias del MEM, hoy en 92 \$/MWh, con la caída de los contratos transferidos en el proceso privatizador (Central Puerto y Costanera), más el ajuste esperado de los DFC, deberían ubicarse en el mediano plazo aproximadamente entre 83 y 87 \$/MWh. Considerando el impacto de la incorporación de las cooperativas a la condición de distribuidoras (hoy operan como grandes usuarios) estos valores oscilarían entre 77 y 80 \$/MWh.

Comercialización

Según hemos visto el MEM se compone actualmente de:

- a) Un Mercado a Término, con contratos por cantidades, precios y condiciones pactadas libremente entre vendedores y compradores;
- b) Un Mercado Spot organizado por Cammesa, con precios sancionados en forma horaria en función del costo económico de producción, representado por el Costo Marginal de Corto Plazo medido en el Centro de Carga del Sistema;
- c) Un Sistema de estabilización por trimestres de los precios previstos para el Mercado Spot, destinado a la compra de los Distribuidores.

Dado el grado de madurez alcanzado en el mercado eléctrico y la diversificación de la oferta, se puede avanzar en la flexibilización total de los contratos (tanto en las condiciones como plazos de los mismos) y en la conformación de un nuevo mercado de transacciones diarias que sustituya las referencias de precios del *spot* de Cammesa.

En el mercado a término, los Grandes Usuarios, comercializadores y generadores tienen la posibilidad de realizar acuerdos "a medida". Estos contratos cubren compromisos de largo plazo entre los vendedores y compradores de electricidad especificando los volúmenes de energía, plazo y precio. Son instrumentos comerciales que no tienen incidencia directa en el despacho del *pool*. Su uso va a reducir el impacto de la volatilidad de precios que es propia de las transacciones *spot*.

Es importante transparentar los precios y las condiciones de estos contratos.

El mercado de transacciones secundarias (*over the counter*) es aquel donde los participantes pueden negociar contratos, uno o dos días anticipados para ajustar su generación o demanda

sobre la base de sus requerimientos reales. La transparencia de los precios de este mercado va a dar lugar a la formación de un nuevo mercado *spot* que será referencia del mercado de contratos a términos y de un mercado de futuros.

En el nuevo contexto Cammesa seguirá operando como Centro de Despacho, en estrecho contacto con la empresa transportista, a los efectos de articular eficientemente los flujos físicos de oferta y demanda.

El pasaje a las tarifas de los precios medios trimestrales del llamado Mercado Spot que opera actualmente (*pass through*) puede llevarnos a escenarios de creciente volatilidad. Esto incrementará la dispersión de las diferencias posibles entre los precios medios previstos y los precios reales registrados.

De mantenerse la metodología actual de cálculo de precios estacionales, aumentarán las fluctuaciones del Fondo de Estabilización y, consecuentemente, la volatilidad del precio estacional trasladado a tarifas.

La transición propuesta hacia un nuevo mercado *spot*, impone los siguientes pasos:

- Se define un período de estabilización. Inicialmente será de cuatro períodos trimestrales.
- Se establece un sistema de licitaciones públicas periódicas de los contratos de mediano y largo plazo de las distribuidoras (apertura pública de ofertas, contratos atomizados para favorecer la competencia, mecanismo transparente).
- Se autoriza el *pass-through* de los precios promedio ponderados de los contratos a término de las distribuidoras, con mecanismos de competencia por comparación de precios con Grandes Usuarios a escala regional o nodal.

Los Generadores y Comercializadores de generación presentan al Centro de Despacho sus ofertas (tantas ofertas como deseen, posibilidad de ofertar varios contratos cada uno) detallando los precios y volúmenes para cada mes del período y por banda horaria de pico, valle y resto. Sólo pueden ofertar la energía correspondiente a potencia instalada, propia o contratada, que no está comprometida (vendida) en el Mercado de Contratos. Las centrales binacionales y las centrales del Estado ofertarán volúmenes al precio de corte de la licitación.

Los Distribuidores presentarán sus requerimientos (no más de 25% de su demanda) para cada mes y se aceptarán las ofertas hasta completar 100% o hasta que no queden más ofertas.

Como la demanda real de las distribuidoras siempre va a diferir de la contratada, el Fondo de Estabilización seguirá existiendo. Se administrará como un único Fondo, pero se discriminará dentro del mismo subcuentas para cada Distribuidor. Cada Distribuidor pondrá una garantía de cumplimiento.

Asegurada en la transición la liquidez del mercado e institucionalizado el nuevo mercado de transacciones diarias, oferta y demanda fijarán libremente los precios de la energía eléctrica.

Transporte

Según la filosofía del modelo de privatización del sector eléctrico, la remuneración de las empresas transportistas debe cubrir básicamente sus costos de operación y mantenimiento, sin proveer fondos para las ampliaciones que se consideren necesarias. Las inversiones quedan a cargo de quienes deberían servirse de la correspondiente ampliación. Sin embargo, la experiencia ha mostrado que las instalaciones de transporte, principalmente las de distribución troncal, han sido exigidas en forma creciente, en muchos casos obligando a un funcionamiento con niveles de tensión fuera de las bandas permitidas, u obligando al despacho de generación forzada local de bajo rendimiento, a fin de compensar faltantes tanto de potencia activa como de reactiva.

Como un elemento adicional para facilitar las inversiones en los sistemas de distribución

troncal, la Resolución 208/98 también ha previsto la utilización de recursos provenientes del Fondo Especial de Desarrollo Eléctrico del Interior (Fedei). En virtud de ello las provincias podrán afectar ese tipo de recursos al régimen especial de ampliaciones de los sistemas de transporte regional de energía eléctrica.

En general los principales problemas que se presentan son la superación de la capacidad del equipamiento y la calidad del suministro. En varias regiones, en las estaciones transformadoras de 132 kV debe operarse con tensiones fuera del rango convenido en los contratos de concesión; sin embargo esto es a veces insuficiente y se hace necesario arrancar generación forzada, a fin de alcanzar niveles de tensión aceptables en barras colectoras.

Existe un déficit de inversiones que se ha puesto de manifiesto en toda la actividad del transporte.

Para superar estas restricciones debe procederse a:

- Simplificar sustancialmente la normativa que compone la Reglamentación del Transporte en lo atinente a acceso y ampliación. Se replantearán los porcentajes que se requieren para promover las ampliaciones. La normativa reflejará las distintas realidades y necesidades que presenta el sistema de 500 kV frente a los sistemas de Distribución Troncal.
- Reemplazar la metodología de selección de los beneficiarios.
- Promover la competencia en lo atinente a la expansión de los Sistemas de Transporte, sosteniendo la figura del Transportista Independiente, pero manteniendo en cabeza de las Concesionarias la responsabilidad de la supervisión de la operación
- Promover un acuerdo federal, con la coordinación del Enre y la participación de los entes provinciales, para resolver las cuestiones de servidumbre e impacto ambiental y adecuar la legislación vigente si así fuera necesario.
- Resguardar el interés de aquellos agentes que realicen ampliaciones por acuerdo de partes frente al eventual aprovechamiento que otros agentes hagan de las instalaciones sin haber participado de la inversión. La norma actual es insuficiente.

Distribución

La situación relativa de las empresas distribuidoras de energía eléctrica, en cuanto se refiere a sus ingresos, costos y calidad, son indicadores que sirven a la autoridad del sector para fijar pautas en la regulación que le concierne. El adecuado conocimiento de la situación presente y su proyección futura le permitirá anticiparse a los problemas que podrán sobrevenir, en el caso de advertirse asimetrías importantes cualquiera sea el signo que éstas presenten.

Las pérdidas son un indicador de la eficiencia global de las empresas, tanto las pérdidas técnicas como las no técnicas. El actual nivel de pérdidas eléctricas para el total del país en subtransmisión y distribución es de 13,14% de la demanda neta del servicio público. Deberían reducirse a alrededor de 10% hacia el 2010.

La mejor gestión de los servicios eléctricos, la implementación de marcos regulatorios provinciales y las acciones de control a realizar por los respectivos entes reguladores, conducirán a la eficiencia gerencial de las empresas y a la calidad de servicio.

Frente a los importantes crecimientos de la demanda esperados en los próximos años, es necesario fortalecer las señales de gestión de demanda, caso contrario se mantendrían los bajos factores de carga actuales y, por consiguiente, un uso ineficiente de la infraestructura.

Intercambios

Las redes eléctricas en el Cono Sur tienen ya un cierto grado de interconexión resultante de las obras hidroeléctricas binacionales construidas en las décadas pasadas. Mediante los

aprovechamientos hidroeléctricos de Salto Grande y Yacyretá, construidos en los tramos binacionales de los ríos Uruguay y Paraná, la Argentina se encuentra interconectada con la red eléctrica uruguaya y está comprometida a interconectarse con la red paraguaya.

Por su parte, los sistemas eléctricos del Brasil y del Paraguay están vinculados con el aprovechamiento hidroeléctrico de Itaipú. Existen otras vinculaciones binacionales de menor importancia entre los sistemas eléctricos de los países del Mercosur.

Si bien los tres proyectos más importantes mencionados (Itaipú, Yacyretá y Salto Grande) no estuvieron dirigidos hacia la integración eléctrica entre países sino hacia la explotación compartida de fuentes energéticas en ríos binacionales, el análisis de las zonas de producción y de consumo en la región permite identificar esos puntos de interconexión como ejes futuros de integración eléctrica en el ámbito del Mercosur.

La Argentina se está perfilando como exportador neto de energía, exportando actualmente petróleo a Brasil y petróleo y gas a Chile. En energía eléctrica, se realizan intercambios marginales con Uruguay, Brasil y Paraguay. Están previstas exportaciones por 2.000 MW a Brasil y cerca de 1.000 MW a Chile, impulsadas por generadores locales.

La regulación argentina en materia de importación y exportación de energía eléctrica, previa autorización de la Secretaría de Energía, permite los intercambios firmes por contratos (potencia y energía) en el Mercado a Término del MEM e intercambios de oportunidad (excedentes de energía) en el Mercado Spot del MEM.

Brasil se presenta como el principal mercado destinatario de exportaciones adicionales de energía eléctrica provenientes de la Argentina. En el caso de Chile, los fuertes incrementos de la demanda registrados en los últimos años en el Norte Grande, derivados de la actividad minera desarrollada en esa región, impulsaron, junto con la apertura del sector energético argentino, y el proceso de integración económica, la concreción de los proyectos que actualmente están en construcción con vistas a disputarse el abastecimiento de ese importante mercado.

El proceso de integración energética en la región se está planteando en el contexto de la competencia gas-energía eléctrica, en el que se evidencia la posición de la Argentina y Bolivia en el papel de proveedores de gas y/o de energía eléctrica a Brasil, Chile, Paraguay y Uruguay.

Desde el punto de vista del aprovechamiento óptimo de los recursos (uno de los beneficios de la integración) es difícil anticipar la configuración resultante hacia el mediano-largo plazo de las exportaciones argentinas de energía eléctrica y gas natural, sobre todo con relación a Brasil.

La competitividad y apertura que exhibe actualmente el mercado eléctrico argentino, junto con la disponibilidad y precio de gas natural así como los costos y tiempos de instalación de los nuevos ciclos combinados, favorecen el ingreso de un importante volumen de equipamiento de generación en un monto superior al crecimiento de la demanda local. Estos factores contribuyen a posicionar a la oferta argentina en condiciones competitivas de ofrecer potencia de base y de pico a Brasil.

El costo marginal de expansión de largo plazo de Brasil es de 38 US\$/MWh, según el último Plan Decenal de Expansión 1998/2007. La competitividad de la oferta eléctrica argentina quedó evidenciada con el resultado de la licitación de los primeros 1.000 MW, convocada por Eletrosul y Furnas, con ofertas de precios entre 27 y 31 US\$/MWh en la estación transmisora Itá, que equivalen a valores en el nodo mercado entre 21 y 25 US\$/MWh.

Toda exportación adicional a los 2.000/ 2.500 MW requiere de la expansión del transporte del Sadi.

El sistema eléctrico brasileño es predominantemente hidráulico (95%), con lo cual presenta oscilaciones muy pronunciadas de sus costos marginales, asociadas a la reserva de agua en los embalses. Durante períodos muy largos el costo marginal es cero (condición de vertimiento), y en otros períodos, también extensos, cuando la reserva de los embalses se reduce significativamente y persisten las condiciones de sequía, el costo marginal se aproxima al costo de falla. Las mismas condiciones se presentarían para el intercambio, por lo que podría producirse una mayor volatilidad del precio de la energía en la Argentina.

Como las interconexiones son deseables y consistentes con el objetivo de alcanzar un mercado común de la energía, el replanteo del mercado *spot* y el surgimiento de un nuevo mercado de contratos y de futuros contribuye a reducir los inconvenientes y aumentar los beneficios de la integración eléctrica.

Revisión

El impacto del transporte en la tarifa es mínimo y al tener la generación precios competitivos, las rebajas tarifarias futuras deberían provenir de los ajustes a conseguirse en las renegociaciones tarifarias.

Para poder llevar a cabo esta tarea es necesario preparar la metodología de revisión tarifaria de las distribuidoras cumplimentando los siguientes pasos:

- El diseño, propuesta, debate, oposición y final implementación de un Plan y Manual Metodológico de Cuentas de imputación de costos incurridos en la actividad regulada, que incluya las normas y metodologías unívocas de determinación de los mecanismos de imputación a cuentas, y entre actividades (reguladas, no reguladas o reguladas en otras jurisdicciones), a ocurrir todo ello frente a la formal propuesta del regulador.
- El diseño, propuesta, debate, oposición y final implementación de una metodología de cálculo del Costo del Capital (Tasa de Rentabilidad de la Base Tarifaria a incluir en el cálculo del Requerimiento de Ingresos de Capital).
- El diseño, propuesta, debate, oposición y final implementación de un mecanismo de verificación cruzada de esa información durante un procedimiento de Audiencia Pública específica (para Revisión Tarifaria).
- Una vez implementados, requerir la información en el formato que surja de la aplicación de estos procedimientos, y completar el proceso de verificación cruzada en Audiencia Pública posterior.

Liberación

El norte de la nueva regulación eléctrica es promover la competencia e incrementar las posibilidades de elección de los usuarios de productos y servicios. La mayor liquidez del mercado y el acceso abierto total a las redes es objetivo de política energética.

La revisión de los aspectos más relevantes y el análisis de algunas alternativas de solución permiten asegurar que es técnicamente posible instrumentar la liberación de los usuarios hoy cautivos y administrar las transacciones mayoristas de todos los usuarios con las restricciones impuestas fundamentalmente por los Contratos de Concesión y el respeto a las normas y regulaciones existentes.

Es deseable incluso introducir la competencia para todos aquellos productos y servicios que no constituyan un monopolio natural, tal como la medición, la facturación y la cobranza, los servicios adicionales de calidad, etcétera.

Como ocurre en otros países avanzados, a partir de la libertad para elegir el proveedor de energía, se desarrollarán en la Argentina instrumentos más eficientes para aumentar la oferta de servicios, mejorar la calidad y obtener precios más competitivos, impulsando, con una mayor participación de asociaciones, agentes y usuarios, la cooperación con el accionar del Estado como regulador.

La existencia de un Mercado Eléctrico Mayorista con capacidad para administrar contratos a término y transacciones en el Spot, la participación de una cantidad importante de empresas que compran y venden y la presencia de usuarios con demandas de potencia máxima superior a 50 kW, muestran en dicho mercado un grado importante de avance en el programa de liberación, aun considerando la comparación con países adelantados en la materia.

Algunas empresas provinciales todavía integradas y con las transformaciones internas en

proceso, no son permeables a decisiones que implican mayor competencia, ni están aún dispuestas a resignar su tutela sobre los usuarios, quienes han demostrado su capacidad y disposición para ejercer activamente el derecho a elegir.

La "Generalización del Derecho de Elección del Proveedor de Energía Eléctrica", significa valorizar la capacidad de los usuarios y consumidores a partir de facilitarles el ejercicio de sus preferencias. La competencia va a crear más opciones para los usuarios.

La diversidad de los demandantes y sus representantes comerciales, ampliará la contraparte frente a los segmentos que continúan regulados. Precio y calidad serán beneficiados, y aunque para algunos resulte paradójico, también crecerá la inversión (desarrollo de nuevos negocios y nuevas tecnologías).

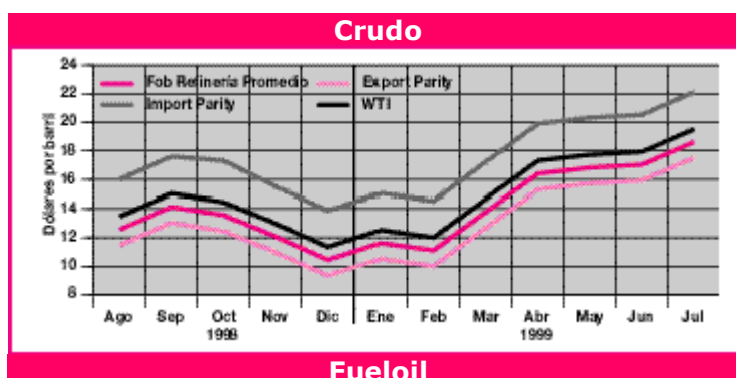
Desde el comienzo de la transformación del sector eléctrico, el Estado Nacional impulsó la reducción de las barreras de ingreso de los usuarios al mercado mayorista. Se inició en 1992 con un valor mínimo de 5 MW de demanda máxima y algunos usuarios accedieron al MEM, y en los últimos seis años las condiciones de ingreso, en particular la demanda máxima, se redujeron continuamente hasta alcanzar los valores existentes a la fecha de 50 kW, consecuentemente más usuarios estuvieron habilitados para elegir su proveedor y muchos de ellos ejercieron la opción de comprar directamente en el MEM.

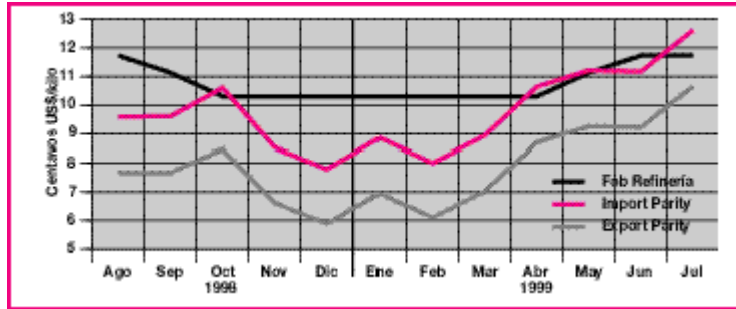
La continuidad de la política de desregulación, dada la experiencia a que se hizo mención y los resultados obtenidos hasta el presente, más las experiencias extranjeras consultadas, se orientan a mantener la alternativa de gradualidad en la liberación de los usuarios aún cautivos.

En este sendero podrá reducirse el límite de ingreso al MEM a 30 kW. También habrá que eliminar barreras de entrada al negocio de comercialización (los comercializadores sólo deberán garantizar el monto de sus compras de energía). La simplificación de los trámites de ingreso al mercado y la simplificación de la facturación a los usuarios va a facilitar el camino a recorrer.

Mercado local respecto del negocio de oportunidad

El seguimiento de los precios de los crudos locales y de los principales derivados, se efectúa en función del negocio de oportunidad que ofrece el mercado externo. Si el crudo no lo vendo localmente, lo puedo exportar. Si no lo compro localmente, lo puedo importar. Lo mismo sucede con los derivados. El negocio de oportunidad queda reflejado en las respectivas paridades de importación y exportación. En materia de crudo hemos tomado la cotización de un crudo promedio en la Argentina. La referencia internacional está dada por la cotización del WTI (West Texas Intermediate). Para la nafta súper, tomamos como referencia del negocio de oportunidad la cotización de la gasolina *premium unleaded 92 US Gulf* o equivalente. Para la nafta normal, la regular *unleaded 87 US Gulf* o equivalente. Para el *gasoil*, el *gasoil* destilado nº 2 US Gulf con 0,3% de azufre o equivalente. Para el *fueloil*, el *fueloil* US Gulf con 1% de azufre o equivalente.

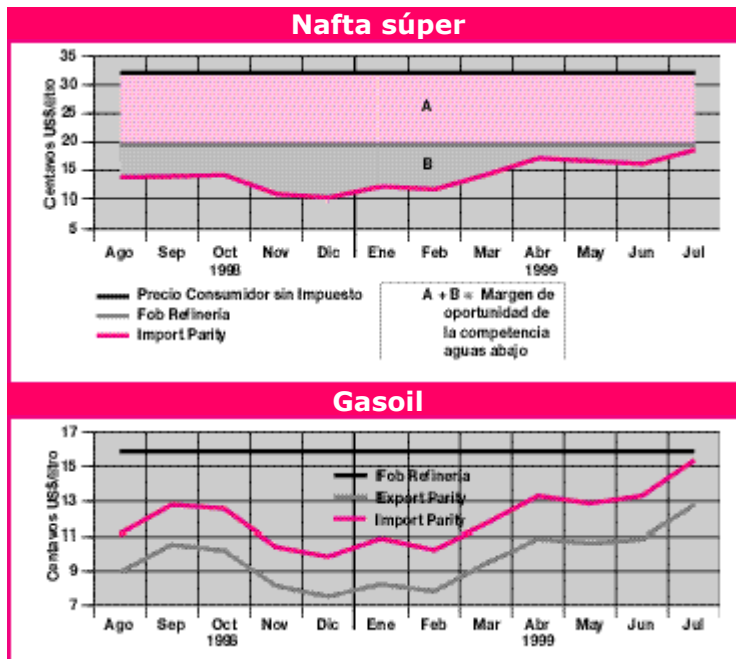




Margen de oportunidad de la competencia

Este es un concepto que hemos desarrollado para ir siguiendo con la serie estadística la oportunidad de entrada a nuevos actores que ofrece el desborde de precios ex-refinería de los productos por encima de la paridad de importación, teniendo en cuenta el precio en el surtidor final antes de impuestos. Va de suyo que quien quiere competir con producto importado, si no es un estacionero instalado que pueda mudar de bandera, además de comprar en tanque de puerto, debe afrontar la inversión de instalación o compra de una estación de servicio.

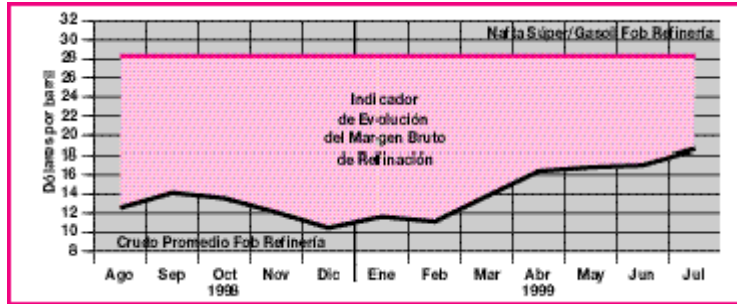
El margen de oportunidad de la competencia será en el mediano plazo un indicador del grado de competencia e internacionalización del mercado petrolero local.



Margen bruto de refinación

Establece una referencia entre el precio del crudo que entra a refinería y la valorización de los principales productos refinados. Es un indicador susceptible a la comparación internacional y también será una referencia del grado de competencia e internacionalización del mercado petrolero local.

Nafta súper y gasoil Relación con el barril de crudo



Gas natural vs. fueloil

La evolución de estos precios debe ser seguida atentamente por los empresarios industriales. La comparación, por un lado interrelaciona al mercado gasífero con el petrolero y permite decidir la opción de sustitución. Por otro lado, es un indicador del grado de competencia intergas en el mercado de compraventa del gas natural.

Nota: la presente edición de Carta Petrolera fue redactada con la colaboración y asesoramiento de la especialista Ing. Asunción Arias.