
INSTITUTO TECNOLÓGICO DE BUENOS AIRES
-ITBA-

ADMINISTRACIÓN DE MERCADO ELÉCTRICO
Y GAS NATURAL

TRABAJO INTEGRADOR

“Mercado de Contratos: Eficiencia vs. Rigideces”

Tutor: Ing. Luis Scholand

Integrantes: Sarti, Julián
Scalise, Diana
Soria, Federico
Tierno, José

Junio 2010

ÍNDICE

1.	INTRODUCCIÓN	3
2.	DESARROLLO	3
2.1	PARTE A – CONTRATOS EN EL CONTEXTO ARGENTINO.....	3
2.1.1	CONSIDERACIONES GENERALES	3
2.1.2	ANÁLISIS DE VARIABLES	5
2.2	PARTE B – MODELO CHILENO	15
2.2.1	CONCEPTOS GENERALES.....	15
2.2.2	EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS.....	16
3.	CONCLUSIONES GENERALES	21

ÍNDICE de GRÁFICOS

GRÁFICO 2.1-1 – EVOLUCIÓN TM EDENOR	5
GRÁFICO 2.1-2 – EVOLUCIÓN TM EDENOR	6
GRÁFICO 2.1-3 – VARIACIÓN ACUMULADA TM EDENOR.....	6
GRÁFICO 2.1-4 – VARIACIÓN ACUMULADA TM EDESUR	7
GRÁFICO 2.1-5 – PRECIO MONÓMICO DE LA ENERGÍA	8
GRÁFICO 2.1-6 – PRECIO MONÓMICO TRIMESTRAL DE LA ENERGÍA	9
GRÁFICO 2.1-7 – FACTORES DE AJUSTE SEMESTRALES PARA VAD	10
GRÁFICO 2.1-8 – POTENCIA INSTALADA 1993-2001	12
GRÁFICO 2.1-9 – VARIACIÓN AC. POTENCIA INSTALADA	13
GRÁFICO 2.2-1 – EVOLUCIÓN PRECIOS MONÓMICOS –SIC-	18
GRÁFICO 2.2-2 – EVOLUCIÓN PRECIOS MONÓMICOS –SING-.....	19

1. INTRODUCCIÓN

En la primera parte del trabajo, se analiza la evolución de la tarifa media a usuario final para EDENOR y EDESUR, junto con la variación y la vamos a contrastar con el precio de la energía, durante el período 1992-2001. De esta observación, se desprende que, mientras que el precio spot de la energía presentó una tendencia marcadamente decreciente en el período mencionado, la tarifa media a usuario final no. Una de las causas de este fenómeno radica en los Contratos con Central Puerto y Costanera que las empresas distribuidoras heredaron de SEGBA, cuyos precios estaban muy por encima del precio de mercado de la energía, no permitiendo que el usuario final pudiera percibir la baja en el precio de la energía.

No obstante, son ampliamente reconocidas las ventajas que la utilización de Contratos en el mercado de energía eléctrica posee, a los efectos de brindar estabilidad al sistema y lograr una capacidad instalada óptima y consistente con el crecimiento de la demanda. En virtud de ello, proponemos el modelo chileno como una buena alternativa ya que combina el precio trasladable a la tarifa (precio de nudo calculado a partir de los costos marginales de un despacho eficiente) con el precio libremente pactado en el mercado a término, a través de un sistema de bandas entre las que puede fluctuar el precio de nudo, determinadas por el precio en el mercado a término. Mediante esa interacción se protege el interés del usuario, pero no se pierden las ventajas del sistema de contratos en cuanto a las inversiones y el dimensionamiento óptimo del parque de Generación.

2. DESARROLLO

2.1 PARTE A – CONTRATOS EN EL CONTEXTO ARGENTINO

2.1.1 CONSIDERACIONES GENERALES

La tarifa de energía eléctrica posee dos componentes bien diferenciadas: una que recoge los costos de compra de energía y potencia en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y otra que representa los costos de la red por medio de la cual la energía es distribuida. Al costo de red se lo denomina comúnmente Valor Agregado de Distribución (VAD) o Costo Propio de Distribución. El usuario, a través de la tarifa, paga ambos tipos de costos (de compra y de distribución)¹, de acuerdo al patrón de consumo que registre y a la estructura tarifaria vigente. El componente correspondiente a la compra de energía cumple con la condición de Pass-Through ya que, el distribuidor debe trasladar a la tarifa del usuario el costo de compra de la energía que debe afrontar para cumplir con las pautas de abastecimiento, sin ganar ni perder en el proceso.

De esta forma, está implícito en el espíritu de la legislación, que el usuario pueda percibir las señales de precio provenientes del costo de generación de energía, que varía estacionalmente (invierno-verano), y durante los tramos horarios del día (pico, resto, valle), con el objetivo de optimizar su consumo orientando las acciones un uso racional del recurso.

Así, el distribuidor debe trasladar al cuadro tarifario los precios de la energía y de la potencia, en forma periódica trimestral, observando lo que determina la legislación al respecto, en el Artículo 40 del Decreto Reglamentario N° 1398/92, inciso c):

¹ La participación de cada componente (Pass-Through y VAD) en la composición de la tarifa a usuario final es aproximadamente 50%-50%.

“Se adicionará al costo propio de distribución el precio de compra en bloque en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA, tomando como referencia el correspondiente al “Mercado Spot”.

“Los precios de los contratos de compraventa de energía eléctrica en bloque, que se transfieran a los adjudicatarios del proceso licitatorio que se lleve a cabo a los efectos de la privatización de la actividad de distribución a cargo de SERVICIOS ELECTRICOS DEL GRAN BUENOS ARIES SOCIEDAD ANONIMA, se trasladarán íntegramente a la tarifa a usuario final”.

“Cada distribuidor trasladará a la tarifa a usuario final el precio correspondiente al Mercado Spot (ya sea que la compra se efectúe en tal ámbito o a través de contratos libremente pactados), y/o el de los contratos transferidos en los procesos de privatización, a que hacen referencia los párrafos precedentes, ponderando la proporción que cada uno de éstos represente en su compra total.”

De lo anterior, se concluye que el precio representativo de la energía eléctrica que el distribuidor debe transferir a la tarifa es un promedio entre el precio spot obtenido mediante un despacho a costo marginal) y el precio pactado en los contratos transferidos en los procesos de privatización que, en este caso, son los contratos con dos generadoras: Central Puerto y Central Costanera. Dicho promedio será ponderado por la participación de cada tipo de precio (spot o contrato) en la compra final de energía. Lo anterior fue válido para EDENOR y EDESUR durante los ocho años de validez del Contrato firmado por el otrora SEGBA.

Por su parte, el componente correspondiente al costo de distribución o VAD se determina en un proceso de revisión tarifaria y permanece fijo por períodos de cinco años, durante los cuales, sólo se ajusta por los índices de precios mayoristas y minoristas en forma semestral, con el objetivo de recoger el efecto de aquellas variaciones de los precios de la economía que no pueden ser controladas por el distribuidor (ni a su favor ni en su contra) y que generan una pérdida de poder adquisitivo. Dado que las tarifas estaban denominadas en dólares y la economía mantenía una relación de convertibilidad uno a uno, respaldada con una Ley (Ley de Convertibilidad), los índices de ajuste que se utilizaron correspondían al índice de variación de precios al consumidor de Estados Unidos (CPI – Consumer Price Index) y al índice de variación de precios al productor de ese mismo país (PPI – Producer Price Index).

En el caso particular de EDENOR y EDESUR, al momento de la reestructuración del sector, se decidió postergar la primera revisión tarifaria por cinco años más, de acuerdo a lo expresado en el Artículo 42 del mismo Decreto Reglamentario:

“ARTICULO 42: El Régimen Tarifario y el Cuadro Tarifario que se establezcan en los contratos de concesión de distribución y comercialización de energía eléctrica, que se otorguen como resultado de la privatización de tal actividad en los términos del Artículo 95 de la Ley N° 24.065, podrá ser aplicable por un período inicial de DIEZ (10) años, a los efectos de otorgar un marco de referencia adecuado a la prestación del servicio público.”

Por lo tanto, el VAD vigente en los cuadros tarifarios de EDENOR y EDESUR permaneció fijo durante el período Diciembre 1991- Diciembre 2001, a excepción de los ajustes nominales periódicos, realizados mediante la aplicación del CPI y el PPI. En el año 2002 cuando debía entrar en vigencia el nuevo cuadro tarifario producto del proceso de revisión tarifaria llevado adelante durante 2001, la Argentina entró en emergencia económica y se sancionó la Ley de Emergencia Económica 25.561 que modificó por completo el Marco Regulatorio Eléctrico².

² El tratamiento de este tema excede el objetivo del presente trabajo.

De lo expuesto, se desprende que, durante el período comprendido entre Revisiones Tarifarias, la tarifa eléctrica sólo se modifica por dos razones:

- Por variaciones en el costo de la generación eléctrica: trasladadas trimestralmente a los usuarios
- Por variaciones en el costo de VAD medidas con Índices de precios: trasladadas semestralmente.

2.1.2 ANÁLISIS DE VARIABLES

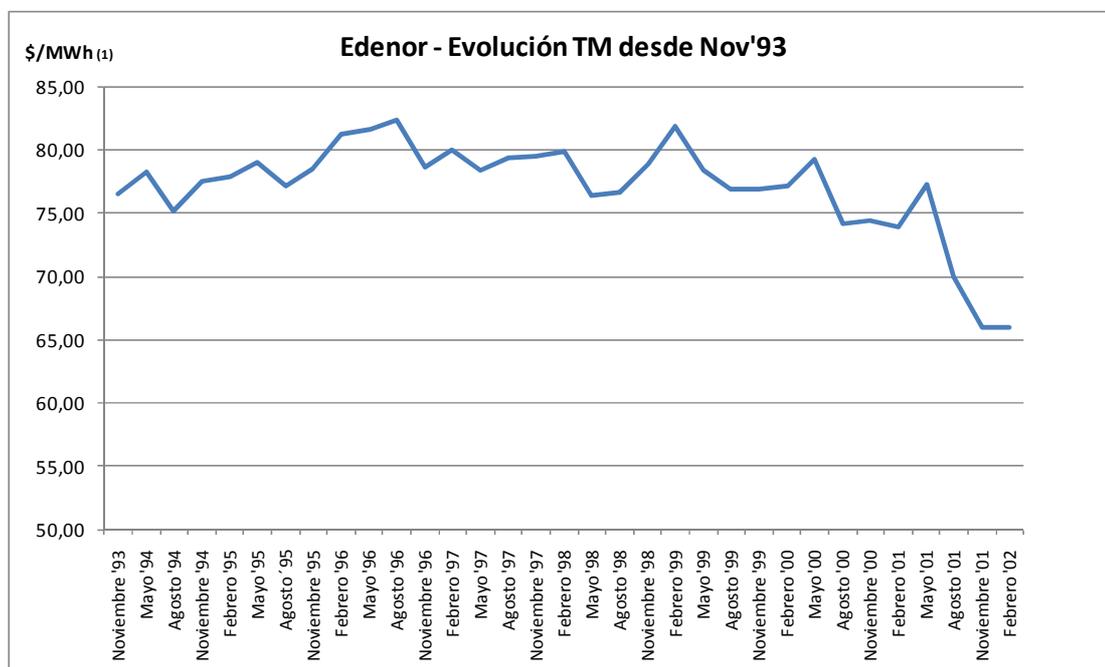
a) TARIFA MEDIA

A continuación, se observa la evolución de la tarifa media (TM) para las empresas EDENOR y EDESUR en el período Noviembre 1993- Febrero 2002³. La unidad de análisis es el trimestre dado que, las tarifas se ajustan trimestralmente por las variaciones en los costos de la generación y semestralmente por las variaciones en los costos de VAD.

Los trimestres se definen de la siguiente manera:

- Febrero: Meses de Febrero, Marzo y Abril.
- Mayo: Meses de Mayo, Junio y Julio.
- Agosto: Meses de Agosto, Septiembre y Octubre.
- Noviembre: Meses de Noviembre, Diciembre y Enero.

Gráfico 2.1-1 – Evolución TM Edenor

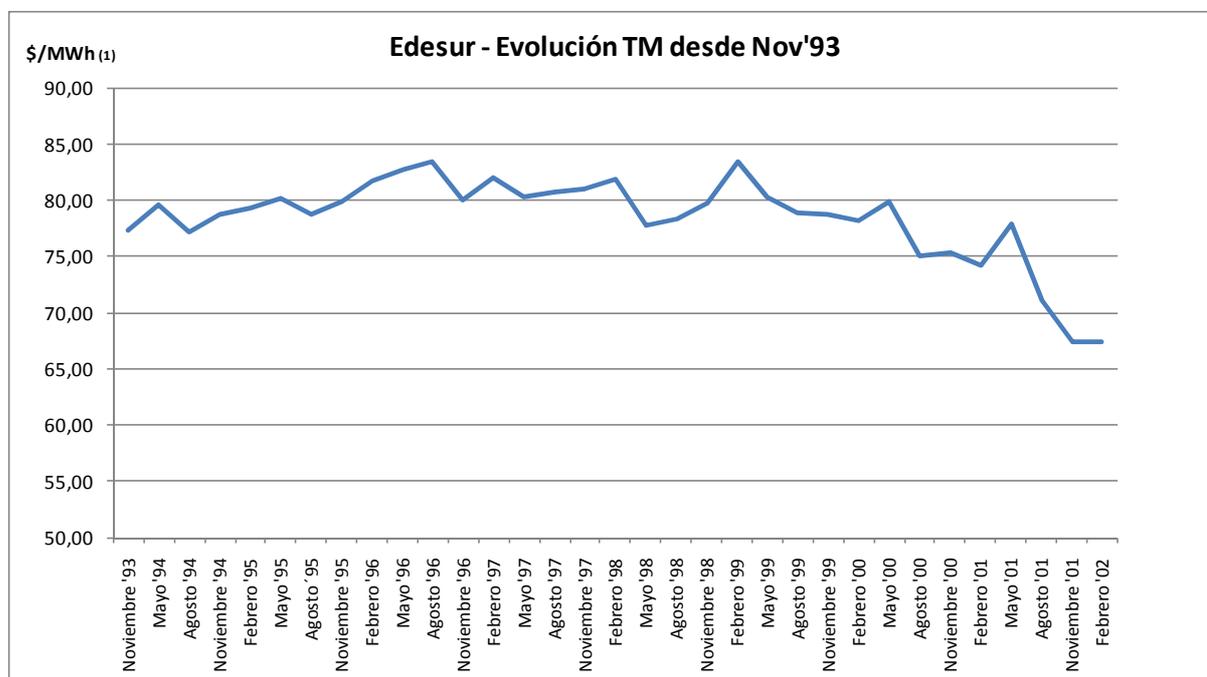


Fuente: ENRE.

- (1) En el Contrato de Concesión de la empresa, las tarifas se encuentran expresadas en dólares (US\$/MWh). No obstante, dado que hasta Enero de 2002 el tipo de cambio vigente en Argentina era de 1\$/1US\$, pueden expresarse también como S/MWh. A partir del 2002 el tipo de cambio sufrió un alza significativa y las tarifas se pesificaron.

³ Se ha tomado este período muestral dado que cuenta con regularidad institucional y estabilidad de marco regulatorio.

Gráfico 2.1-2 – Evolución TM Edenor



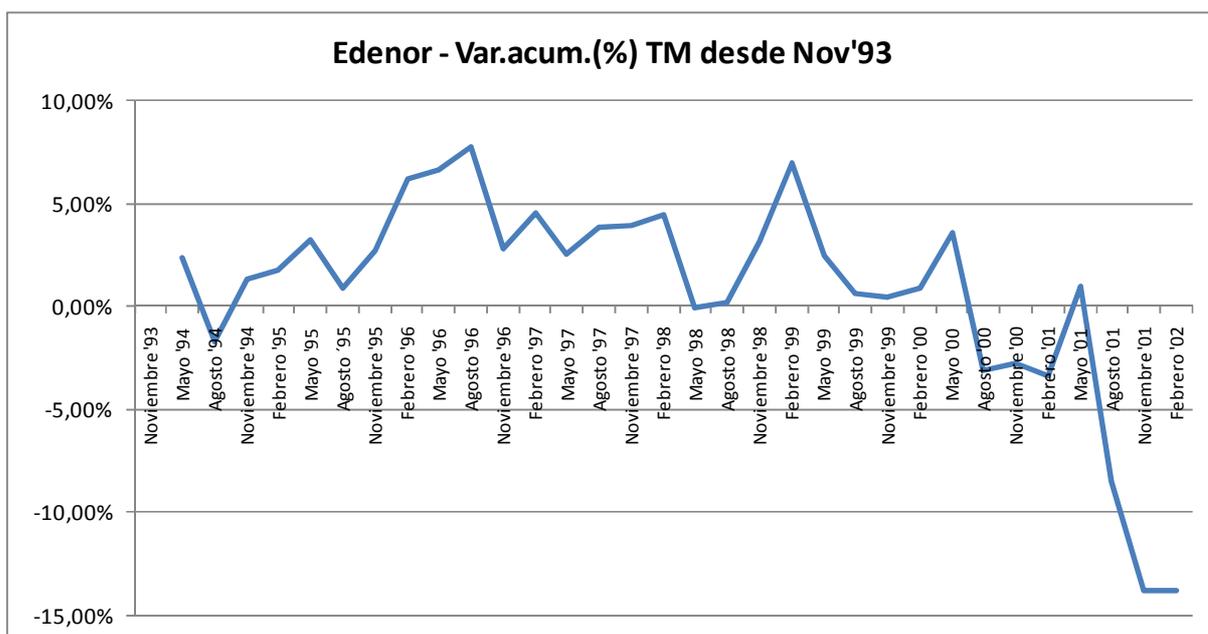
Fuente: ENRE.

- (1) En el Contrato de Concesión de la empresa, las tarifas se encuentran expresadas en dólares (US\$/MWh). No obstante, dado que hasta Enero de 2002 el tipo de cambio vigente en Argentina era de 1\$/1US\$, pueden expresarse también como S/MWh. A partir del 2002 el tipo de cambio sufrió un alza significativa y las tarifas se pesificaron.

En ambos casos, se puede observar que, desde Noviembre '93 hasta Febrero '00 la tarifa media se mantiene relativamente estable, oscilando con los picos característicos de las variables que presentan un comportamiento estacional como es el caso de la demanda de energía, impactando directamente en el precio, mientras que, a partir de Mayo del 2000 la tarifa media cae significativamente.

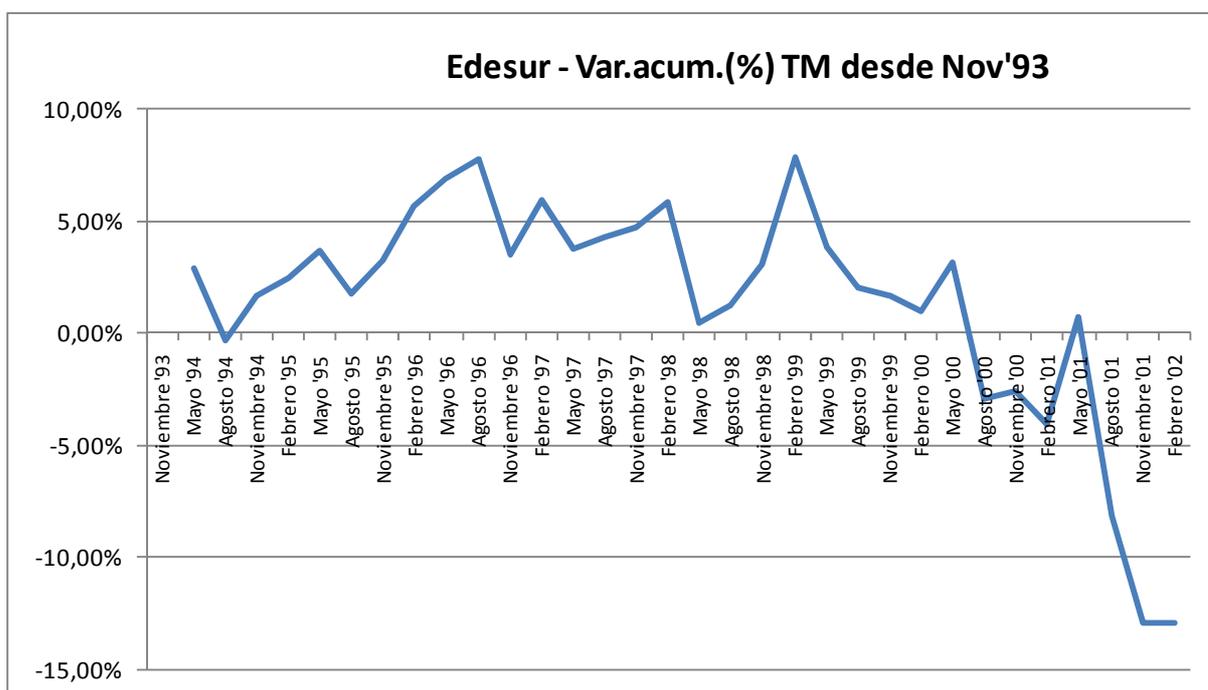
A continuación se exponen los gráficos que muestran el comportamiento de la variación acumulada para ambas empresas, durante el mismo período:

Gráfico 2.1-3 – Variación acumulada TM Edenor



Fuente: Elaboración propia en base a datos del ENRE.

Gráfico 2.1-4 – Variación acumulada TM Edesur



Fuente: Elaboración propia en base a datos del ENRE.

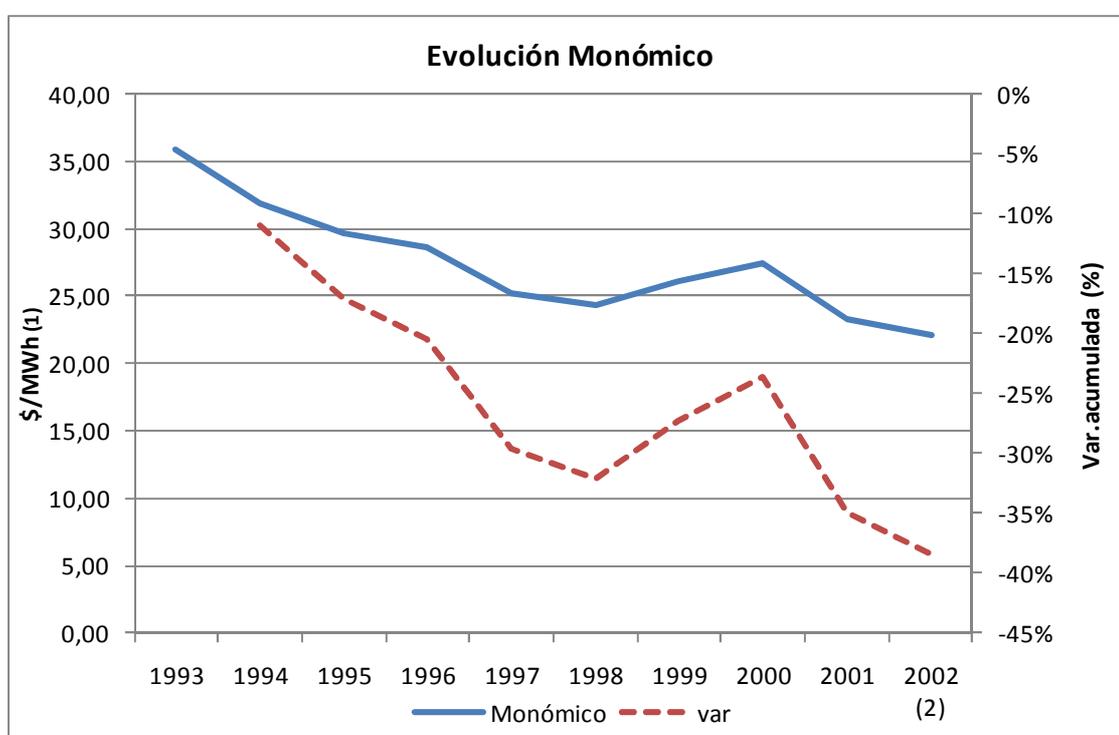
Se puede observar, para ambas empresas que, desde Noviembre '93 hasta Febrero '00, la tarifa media se mantiene estable con variaciones alrededor del 5%, con picos estacionales que responden básicamente al uso de combustibles líquidos por restricciones de gas en el invierno y, en menor medida, al aumento de consumo por temperaturas extremas (invierno y

verano)⁴, mientras que, a partir de Mayo del 2000 la tarifa media cae significativamente, alcanzando una variación negativa del 14% para Edenor y del 13% para Edesur, descenso que es interrumpido únicamente por una variación extra-tendencial (debida a factores estacionales como un invierno muy crudo) en el trimestre Mayo de 2001, lo que no impide apreciar la tendencia decreciente.

b) PRECIO MONÓMICO DE LA ENERGÍA

A continuación, se analiza el comportamiento de los factores que modifican el valor de la tarifa media que fueron descriptos en las consideraciones generales: el costo de la energía en el MEM, que impacta en la componente de Pass-Throguh y los índices de precios mayoristas y minoristas que ajustan la componente de VAD.

Gráfico 2.1-5 – Precio Monómico de la Energía



Fuente: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA.

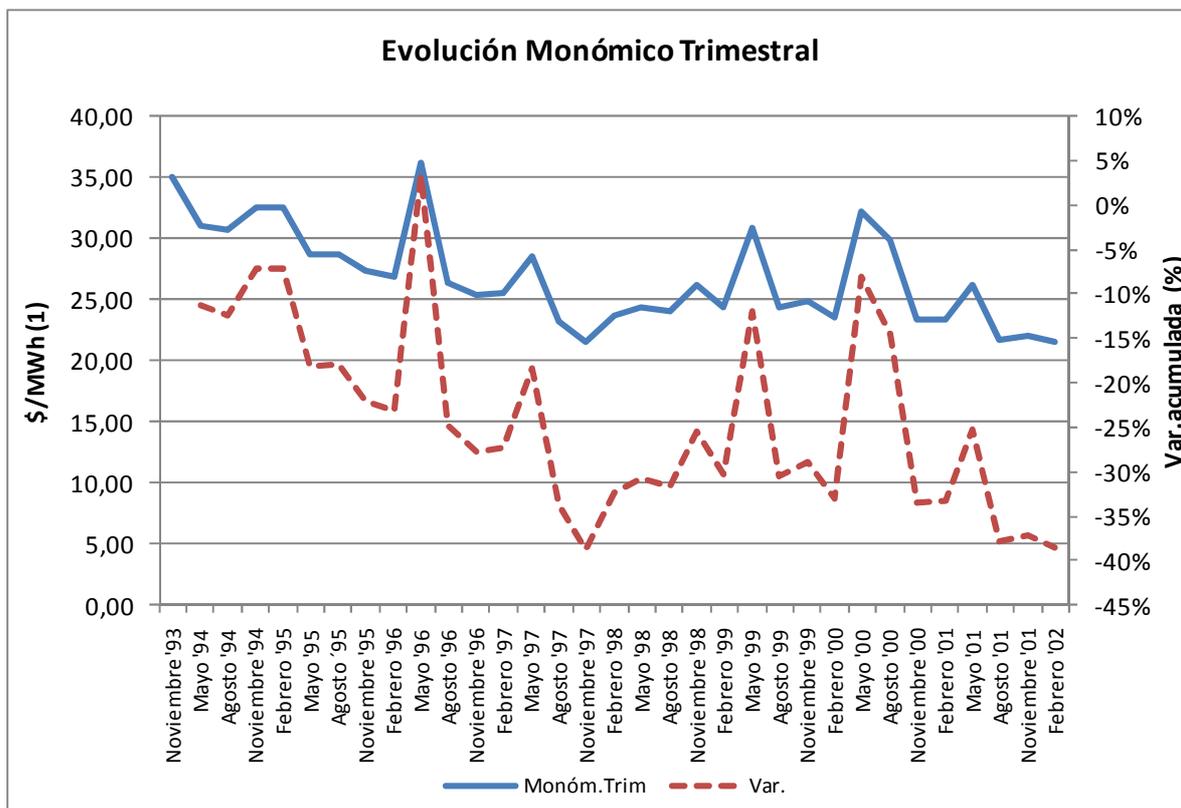
- (1) Aplica una observación similar a la de los Gráficos 2.1.1 y 2.1.2, en el sentido que, hasta Enero de 2002 el tipo de cambio vigente en Argentina era 1\$/1US\$ por lo que los precios monómicos pueden considerarse también en US\$/MWh a excepción del valor del año 2002.
- (2) El valor del año 2002 corresponde únicamente al promedio de Enero y Febrero para mantener consistencia con el período muestral.

Se observa una marcada tendencia decreciente a lo largo de todo el período muestral (con una leve recuperación extra-tendencial en el 2000), con variaciones acumuladas que alcanzan el -20%; -30% y casi -40% al final del período.

⁴ Se entiende que el aumento de la demanda impacta en el precio marginal de la energía dado que empiezan a despachar máquinas cada vez menos eficientes y más caras.

A continuación, se presenta también la evolución del monómico promedio trimestral para poder apreciar el efecto de la estacionalidad.

Gráfico 2.1-6 – Precio Monómico Trimestral de la Energía



Fuente: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA.

(1) Hasta Enero de 2002 el tipo de cambio vigente en Argentina era 1\$/1US\$ por lo que los precios monómicos pueden considerarse también en US\$/MWh a excepción del valor del año 2002.

Este gráfico permite observar los picos estacionales que presentan los precios, generalmente en el trimestre Mayo (Mayo, Junio, Julio) en donde se registran muy bajas temperaturas y el consumo de energía es intenso.

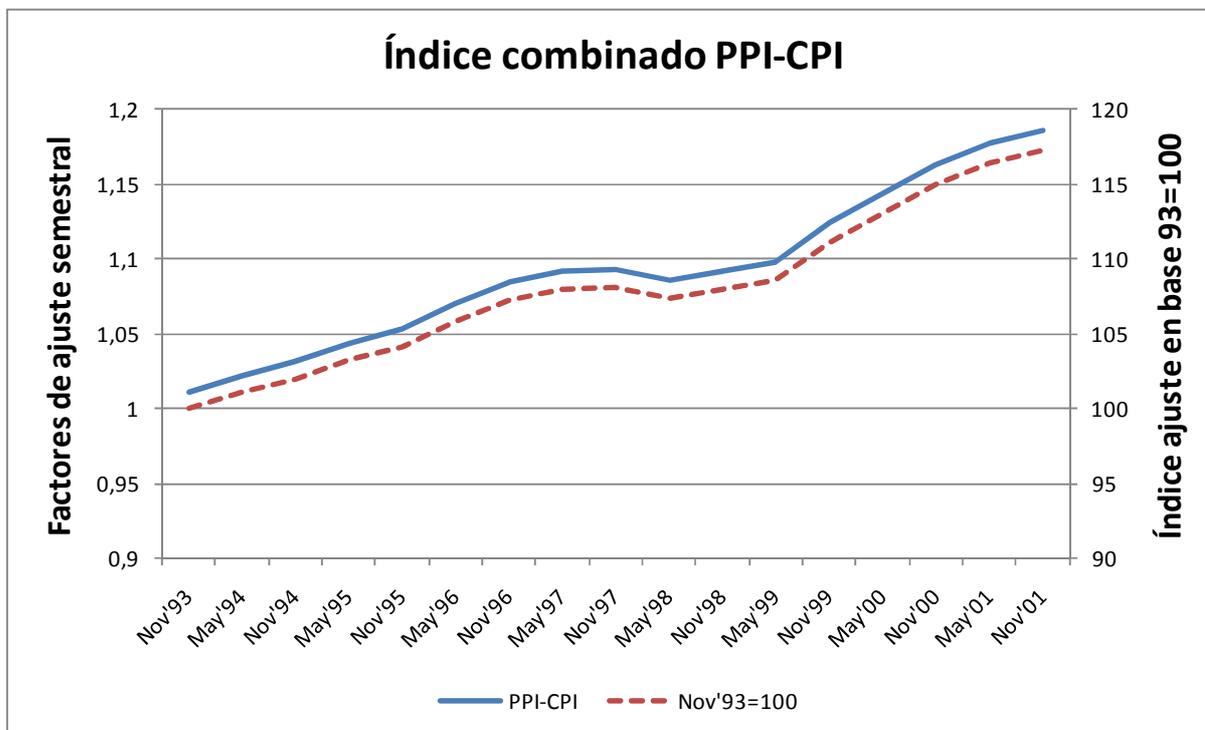
c) ÍNDICES DE PRECIOS PARA AJUSTE DE VAD

El último factor que introduce modificaciones tarifarias es el ajuste por variación en los precios de la economía que se realiza sobre el VAD, en forma semestral. Dado que las tarifas se encontraban expresadas en dólares en los Contratos de Concesión de ambas empresas, los índices de ajuste seleccionados fueron el Índice de Precios al Productor de Estados Unidos (PPI por sus sigla en inglés) y Índice de Precios al Consumidor de Estados Unidos (CPI por su sigla en inglés). Dichos índices se combinaron en una proporción de 2/3 del primero con 1/3 del segundo.

El ajuste se aplicaba en los meses de Mayo y Noviembre, razón por la cual, la unidad de análisis es el semestre en esta ocasión.

Se expone a continuación un gráfico con los factores de ajuste aplicados de acuerdo a la variación de la combinación PPI-CPI para el período bajo análisis.

Gráfico 2.1-7 – Factores de ajuste semestrales para VAD



Fuente: Elaboración propia en base a datos del US Department of Labor.

Se observa que la evolución del Índice combinado es siempre creciente (salvo en Mayo' 98) y estable a lo largo del período⁵ acumulando una variación total de 17%, que representaría, aproximadamente, una variación promedio anual del 2%.

A partir del comportamiento de las variables observadas llama la atención que, si bien el precio monómico de la energía cayó sustancialmente durante el período de análisis, la tarifa media no disminuyó sino hasta mediados del año 2000. Teniendo en cuenta que el comportamiento del índice de ajuste de VAD mostró una tendencia creciente y estable durante todo el período, este último no explica el comportamiento de la tarifa media en cuanto a su disminución a partir del 2000. Por lo tanto, parecería que, hasta dicho año, existió algo que impidió que la señal de precio del costo de la energía llegara al usuario final y se encuentra relacionado a la componente de Pass-Through.

La hipótesis de este trabajo es que la razón por la cual el usuario no pudo apreciar a través de la tarifa la disminución en el precio de la energía es la obligación normativa de trasladar a la tarifa el precio de los Contratos adquiridos en el proceso de privatización (Central Puerto y Costanera) cuyo precio acordado era de 40 US\$/MWh, y su vigencia abarcaba el período Marzo 1992 – Marzo 2000. Este precio de 40US\$/MWh aumentó considerablemente el precio de energía que era trasladado a la tarifa a usuario final y no permitió que el usuario se

⁵ El último valor que se muestra es el correspondiente a Noviembre 2001 dado que es el vigente a Febrero de 2002 también, en donde termina el período muestral del presente trabajo.

apropiara del beneficio que implica un costo de energía menor (perdió excedente de consumidor).

A continuación, se transcriben dos de las cláusulas del Contrato con Central Puerto, fechado el 25 de Marzo de 1992:

“2. PLAZO DE DURACIÓN

El presente contrato tendrá una duración de ocho años a contar desde la fecha de la toma de posesión de las centrales generadoras de Puerto Nuevo y Nuevo Puerto, Dr Carlos A. Givori, por parte de Central Puerto S.A.”

(...)

6. PRECIO

El precio de la energía eléctrica vendida será de dólares estadounidenses cuarenta (US\$ 40) por MWh, más el Impuesto al Valor Agregado que corresponda. Este precio incluye la incidencia de todos los impuestos nacionales, provinciales y municipales que debe abonar EL GENERADOR.”

El contrato preveía además una cláusula de ajuste para el precio de la energía que permitía modificar el valor inicialmente pactado, de acuerdo a la variación del precio del gas natural, del fuel oil y de un índice de precios al por mayor de productos industriales de Estados Unidos. Como resultado de estos ajustes, el valor del precio inicial no sufrió grandes modificaciones alcanzando en ciertos momentos los 38-39 US\$/MWh aproximadamente.

También es importante destacar que la participación de la energía comprada a través de estos contratos sobre la el total de la compra era alta, alcanzando el 75%-70% en algunos casos, con un mínimo de 45%-50%, según el tramo horario (pico, resto y valle) y el trimestre en cuestión, razón por la cual, el precio de los mismos tuvo un gran impacto en el precio final de la energía a trasladar a tarifa, teniendo en cuenta que este último era el promedio entre el precio de contratos y el precio spot, ponderados por la cantidad de energía comprada en cada mercado (a Término y Spot).

Por todo lo expuesto, parecería haber habido una transferencia de recursos en forma de ganancia extraordinaria desde los usuarios finales hacia los generadores Central Puerto y Central Costanera, equivalente a la diferencia entre los 40US\$ a los que tenían pactada la venta de energía y los 25 US\$ alrededor de los que osciló el monómico spot en el período de análisis. En realidad, lo dicho debe interpretarse con cautela, dado que, el precio de la energía en el mercado spot bajó sustancialmente cuando ingresaron los nuevos ciclos combinados al parque térmico, razón por la cual, la diferencia extraordinaria entre el precio del Contrato y el precio del mercado no existió durante todo el período de análisis, encontrándose ambos precios bastante cerca al comienzo (o inclusive el precio de mercado superaba al de Contrato), para luego distanciarse en la medida que la entrada de tecnología más eficiente abarataba el precio de mercado (spot) y el precio del Contrato permanecía fijo (salvo por los ajuste de la cláusula de ajuste del Contrato).

Lo dicho anteriormente, no significa que el mecanismo de los contratos no sea el adecuado para formalizar las transacciones de compra-venta de energía, dado que, en el resto del mundo, ha probado ser el arreglo institucional que mejor resultado ha dado en cuanto a la seguridad de abastecimiento y el dimensionamiento óptimo del sistema, es decir, un sistema adaptado a la demanda. Lo que se está tratando de observar acerca del Mercado de Contratos es que, en países con coyunturas marco económicas muy cambiantes, y con directrices de política energética inestables, es necesario pensar un mecanismo para proteger al usuario de las rigideces que introducen los Contratos, a los efectos de minimizar

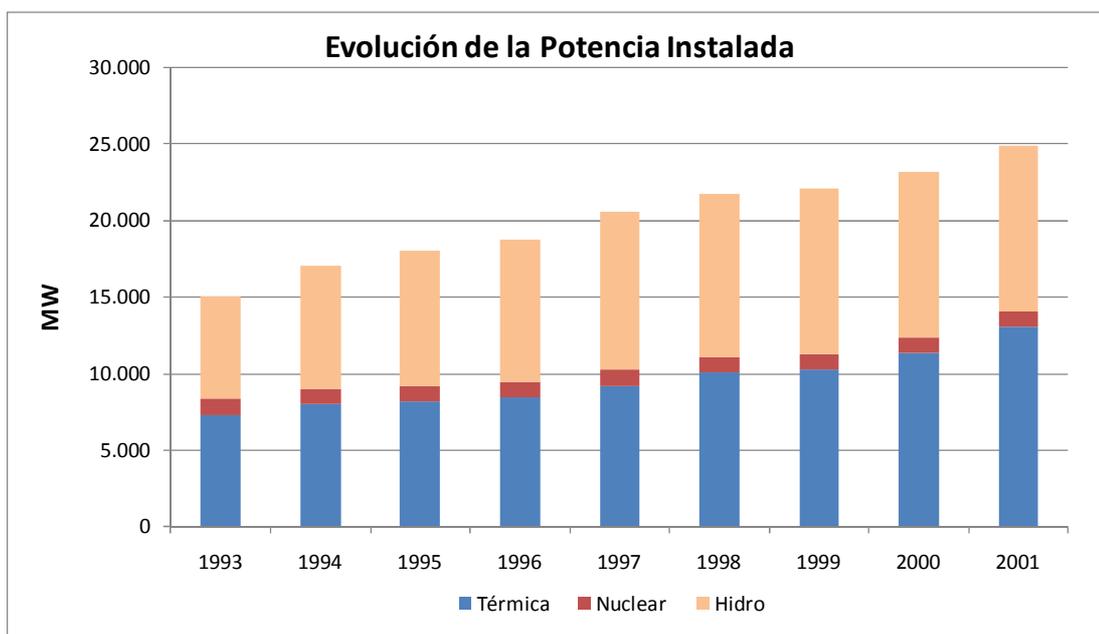
las transferencias de recursos indeseables o en direcciones contrarias al sentido común.

Sin embargo, no debe perderse de vista tampoco, la necesidad de atraer capital al sector y su rol en el diseño del mercado de Contratos. Es cierto que, en algunas ocasiones los Contratos introducen rigideces que anulan las señales de precios, pero también es cierto que, ciertas rigideces hacen más atractiva la inversión para el agente económico que está evaluando dónde colocar su capital. Dicho de otro modo, en algunas ocasiones debe tolerarse una ganancia por sobre el promedio, para volver viable una actividad que se encuentra desfinanciada o en crisis, como era el caso del sector eléctrico argentino cuando tuvo lugar la reestructuración del sector y se llevaron adelante las privatizaciones. Quizás, si las condiciones de negociación al momento de las privatizaciones no hubieran sido tan críticas, podría haberse diseñado un arreglo contractual más flexible sin por ello obtener un menor precio por la venta de las Centrales.

Otra particularidad interesante del mercado eléctrico argentino es el significativo aumento que registró la potencia instalada en el período en estudio, al contrario de lo que se podría pensar intuitivamente, sin un Mercado de Contratos desarrollado. Es sabido que las inversiones en generación eléctrica están caracterizadas por la existencia de costos hundidos y una lenta recuperación del capital, razón por la cual, la posibilidad que otorga un Contrato de fijar un precio por varios años, genera una condición más que deseable para atraer este tipo de inversiones porque reduce la incertidumbre en cuanto a los ingresos futuros. Sin embargo, a pesar que el mercado de contratos permaneció sin gran desarrollo en el período 1993-2002, dado que el único precio que se podía trasladar a tarifa era el del mercado spot, la inversión en generación no dejó de crecer durante los 9 años.

A continuación, se expone un gráfico que muestra la tendencia:

Gráfico 2.1-8 – Potencia Instalada 1993-2001

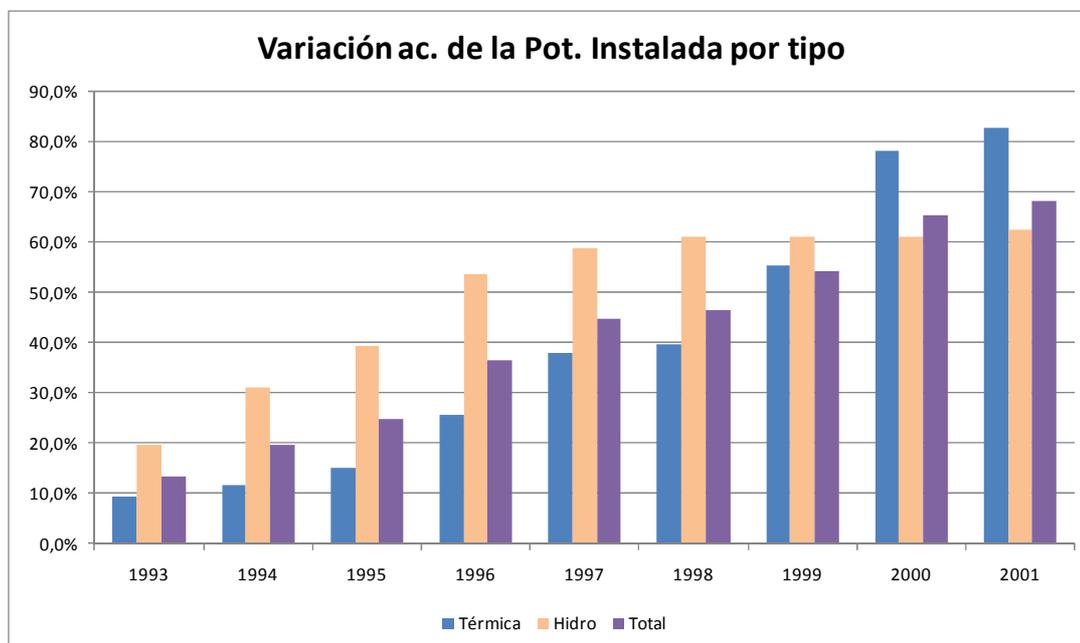


Fuente: ENRE

Nota: El 2002 no se incluyó dado que en el período muestral de este trabajo sólo abarca Enero y Febrero de ese año.

También puede observarse la variación acumulada a lo largo del tiempo en el siguiente gráfico:

Gráfico 2.1-9 – Variación Ac. Potencia Instalada



Fuente: Elaboración propia en base a datos del ENRE

Nota: La variación de la potencia instalada de tecnología nuclear es nula. No se ha graficado.

Lo expuesto anteriormente sirve para reforzar la hipótesis de que los contratos por sí mismos no generan inversiones ni maximizan la utilidad social, dado que, en un contexto de

previsibilidad económica, aún sin un mercado de contratos desarrollado, puede atraerse capital a una industria y expandir la oferta, haciendo caer consecuentemente el precio de equilibrio. No obstante ello, es cierto que la competencia únicamente por precio, puede derivar en el desabastecimiento, dado que, el mercado de generación eléctrica así como otros similares, sólo pueden funcionar con excedentes de capacidad que el usuario debe solventar, a través del precio que paga.

Varios son los factores que coadyuvaron al aumento de la capacidad instalada aún sin contratos, entre los que se puede señalar: las expansiones realizadas en boca de pozo con mecanismos renta y garantías diferentes y las expansiones que correspondieron a Centrales que ya se encontraban en construcción y fueron finalizadas. Por otra parte, si bien la expansión se realizó sin contratos, los costos de financiación resultaron más elevados, ya sea en garantías o en aportes de los accionistas.

Asimismo, dada la gran diferencia relativa entre la tecnología de los CC y el parque existente, realizar inversiones para desplazar equipamiento resultaba muy rentable, teniendo en cuenta la forma de despacho a costo marginal.

También puede destacarse como factor dinamizador del aumento de la capacidad instalada, la expectativa de exportación a Brasil y la flexibilidad de los Bancos financiadores por falta de experiencia.

Además, es interesante señalar que la regulación falló en orientar las inversiones hacia las tecnologías que mejor respondían al patrón de demanda. De esta forma, se instalaron muchos ciclos combinados (CC), útiles para abastecer la base de demanda, pero no para cubrir los picos, mientras que la tecnología turbo Gas (TG – tecnología más apropiada para cubrir los máximos) quedó sub-optimizada, debido a que la forma en que se remuneraba la potencia volvía rentables los CC, pero no las TG, orientando artificialmente los recursos hacia los primeros en detrimento de los segundos, generando un parque térmico desacoplado con el patrón de demanda vigente.

Por lo tanto, el objetivo del trabajo no es mostrar que los Contratos no sirven, sino muy por el contrario, sugerir alternativas para que, aún en circunstancias macro económicas inestables como las de Argentina, los Contratos no se vuelvan un impedimento para la búsqueda de la eficiencia económica y no introduzcan rigideces que redunden en una pérdida de la señal económica hacia la correcta asignación de los recursos, tanto de los usuarios como de los inversores.

En ese sentido, la regulación chilena provee una alternativa razonable dado que permite trasladar a la tarifa el precio de nudo (valor que toma en cuenta los costos marginales de un sistema eficiente operando a un plazo horizonte de 10 años), siempre y cuando se mantenga dentro de una banda (con un precio máximo y un precio mínimo) cuyos límites están determinados por el precio libremente pactado entre Oferentes (Generadores) y Demandantes (Grandes Usuarios).

Este mecanismo combina los beneficios producto de un mercado de contratos desarrollado con la eficiencia de los precios óptimamente definidos, tratando de reproducir la interacción de la oferta y la demanda en un mercado de competencia. Esta opción es bastante mejor que la regulación de los precios por parte del Estado, dado que, *“La experiencia de 40 años de precios regulados en Argentina indica que si bien inicialmente se diseñan para proteger a los Clientes, finalmente pueden conducir a un sistema de negociación de influencias y a precios finales superiores a los que se formarían naturalmente en un mercado libres sin “techos” de precios fijados por el gobierno.”* (Propuesta de Complementos al Marco Regulador del Sector Eléctrico Argentino -Badaraco; Scholand; Eriza; Perrone; Werning (1995)).

2.2 PARTE B – MODELO CHILENO

En esta parte del trabajo, se expone la experiencia chilena que, según entendemos, ha resultado exitosa en cuanto a la utilización de un mercado de contratos sin eliminar las señales económicas de precios, resultantes de la libre interacción entre la oferta y la demanda.

2.2.1 CONCEPTOS GENERALES

A continuación se realiza un análisis de cómo variaron los precios de los usuarios finales en el sistema chileno implementado a principios de la década de los ochenta. Con este fin se hace una descripción de las principales características de dicho sistema.

A principios de la década del ochenta, Chile se puso a la vanguardia con su proceso de modernización y desregulación, el cual se basó en un cambio en cuanto a cuáles debían ser los roles del Estado y de los agentes privados. La industria eléctrica chilena surgió como un modelo orientado por las reglas del mercado. Después de más de dos décadas de experiencia de un mercado desregulado con presencia de competencia, la regulación del sector sigue siendo ajustada debido a un proceso de aprendizaje que aún continúa.

Por lo general se considera a Chile como el país donde comenzaron las reformas al Mercado Eléctrico. Con la aprobación de la Ley General de Servicios Eléctricos (1982) se introdujo un nuevo marco institucional para un mercado eléctrico descentralizado. Es así como se le dio a la generación de energía eléctrica un carácter de competitividad, a la transmisión se la enmarcó en un régimen de acceso abierto, permitiendo a los generadores la posibilidad de utilizar las instalaciones de transmisión, y, finalmente, la distribución funcionó como un monopolio natural regulado. A su vez, para coordinar las operaciones de los distintos generadores en un sistema de transporte de libre acceso, se creó el Centro de Despacho Económico de Cargas CDEC. Una idea muy innovadora para su momento.

La ley define tres mercados en los que el generador puede vender su capacidad de generación y su energía: el primer mercado consiste en un mercado de saldos, en el cual los generadores comercializan los excesos y defectos de energía y potencia, perfeccionando así sus contratos. En el segundo mercado participan los generadores con grandes usuarios, quienes acuerdan contratos de abastecimiento. De este segundo mercado también pueden participar las distribuidoras. En el tercer mercado participan los generadores y las compañías distribuidoras, las cuales compran bloques de energía para vendérselos a sus usuarios.

En el mercado de saldos las transferencias de energía resultan de la coordinación del sistema efectuada por la CDEC, las cuales son valorizadas al costo marginal del sistema, el cual es a su vez calculado por la CDEC en base a la información provista por los propios generadores. Dicho costo marginal es el costo del generador menos eficiente que se encuentra despachado en dicha hora.

Por otro lado, las ventas y compras de potencia se valorizan a un costo de potencia calculado cada 6 meses por la Comisión Nacional de Energía, quien lo determina en base a un plan de expansión del sistema óptimo.

El mercado de los grandes usuarios (aquellos que superan los 500 kW) es un mercado a término en el cual las partes pactan libremente los precios, cantidades y demás condiciones comerciales. Los precios alcanzados en este mercado juegan un rol fundamental en el mercado de los pequeños usuarios, ya que la ley los utiliza para fijar topes máximos y mínimos de los precios del mercado de pequeños usuarios.

La Ley General de Servicios Eléctricos establece que el aquellos sistemas cuya capacidad de generación supere los 1.500 MW, tanto los precios de generación como de transmisión

serán regulados cuando abastezcan a pequeños usuarios o compañías de distribución, en la proporción que corresponda a dichos usuarios.

Los precios de nodo para generación y transmisión son determinados por la Comisión Nacional de Energía de forma semestral en los meses de abril y octubre. Dichos cálculos se realizan en base a pronósticos de demanda de potencias picos y energía para los próximos 10 años, considerando las instalaciones existentes del sistema y aquellas en construcción. A su vez, se basa en un mínimo de 40 hidrologías. Con estos datos determina el resultado que minimiza el valor presente del costo esperado del abastecimiento, incluyendo los costos de la energía no suministrada. El precio básico de energía se calcula como el promedio de los costos marginales de los 48 meses de operación. El precio de potencia surge del costo incremental de la unidad generadora más eficiente que provee potencia adicional durante las horas pico, incrementada en un porcentaje igual a la reserva que necesita el sistema según la Comisión Nacional de Energía. Para considerar las pérdidas de potencia y energía en cada nodo del sistema de transmisión, la autoridad utiliza coeficientes de nodo que penalizan dichas pérdidas.

Finalmente, el precio de nodo regulado es comparado con los precios que resultan de los acuerdos privados entre generadores y grandes usuarios, constatando siempre que el precio que resulta de la metodología explicada anteriormente, no difiera en más de un 10% del precio del mercado a término. Si la diferencia entre ambos precios supera el 10%, la Comisión Nacional de Energía multiplica los precios de nodo regulados por un coeficiente único que lleva dichos precios a un banda de precios en la que no se supere dicha diferencia.

2.2.2 EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS

a) Precios de las Compañías distribuidoras

Las 36 empresas de distribución que existen en Chile tienen una concesión geográfica no exclusiva y deben proveer energía eléctrica a sus respectivas demandas a un precio regulado de distribución llamado Valor Agregado de Distribución (VAD). El VAD es una tarifa compuesta por varios conceptos: una componente fija por gestión y facturación, otra componente función de las pérdidas de potencia y energía, y una última componente por unidad de potencia para el repago de la operación, el mantenimiento y los costos de inversión. En las estimaciones del VAD, los costos anuales de inversión son aquellos que aseguran un reemplazo a lo largo de su uso de vida para una demanda proyectada, y una rentabilidad del 10%. El VAD es determinado cada 4 años para cada empresa distribuidora y el cálculo se basa en un modelo de competencia en el cual las tarifas son definidas de acuerdo a un modelo de compañía eficiente que distribuye energía eléctrica en el área geográfica respectiva. El VAD de cada empresa de distribución es determinado por un estudio de costos hecho por la Comisión Nacional de Energía. Las distribuidoras pueden contrastar el estudio de la Comisión Nacional de Energía con sus propios estudios, en cuyo caso los parámetros del VAD resultan de la ponderación del estudio de la Comisión Nacional de Energía en dos tercios y del estudio de la empresa distribuidora en el tercio restante. Con las tarifas así calculadas y los precios de nodo, la consistencia de las tarifas de distribución es revisada para todas las compañías distribuidoras, donde el agregado a la tasa de retorno promedio debe estar en una banda del $10 \pm 4\%$. Si el retorno promedio sobre los activos está fuera de esta banda, las tarifas se ajustan de forma tal que el promedio para todos los activos de distribución queden incluidos en dicha banda.

El precio pagado por pequeños usuarios con requerimientos máximos de potencia de no más de 0.5 MW es obtenido por la suma de las distintas componentes del VAD con los precios regulados de energía y potencia. Los grandes usuarios (>500 kW) pueden contratar la energía y la potencia por su cuenta y pagar sólo el servicio de red a la distribuidora.

Los mayores problemas experimentados con los precios de energía eléctrica para usuarios de distribuidora son los siguientes:

- La ponderación de resultados en las proporciones dos tercios a los parámetros de la Comisión Nacional de Energía y un tercio a los parámetros de los estudios privados, encierra un incentivo perverso a la incorporación de costos innecesarios que tienden a divergir del modelo de empresa eficiente. Por ejemplo, los procesos de revisión tarifaria pasados han llegado a divergencias de entre el 100% y el 200%. Es justo señalar a este respecto, que siempre existen diferencias entre la remuneración pretendida por la empresa y la aprobada por el Regulador. El método elegido de ponderación es una forma de simplificar la determinación final del ingreso eficiente, teniendo en cuenta el fenómeno ineludible de la asimetría de información.
- La tasa de descuento utilizada para calcular las tarifas se fija en un 10% real, la cual no necesariamente refleja los costos de oportunidad reales, tal como sucede en otros mercados también regulados donde se utiliza el modelo CAPM-WACC. Si bien esta fijación de la tasa puede resultar un poco arbitraria, el objetivo último de la Regulación fue reducir las discusiones que se generaban en torno a la selección de los parámetros que intervienen en los distintos modelos de cálculo de la tasa, como el citado CAPM. Se sacrificó precisión a cambio de obtener sencillez y acotar la discrecionalidad.

b) Precios de Transmisión

Tanto en el SIC –Sistema Interconectado Central- como en el SING –Sistema Interconectado del Norte Grande- se desarrollaron sistemas de transmisión que, en el primer caso, vinculan las grandes generadoras hídricas del sur del país con los grandes centros de consumo ubicados en el centro, y, en el caso del SING, conectan los grandes centros de consumos mineros con las ciudades y las plantas generadoras de la costa norte. En ambos sistemas existen una compañía privada –ambas subsidiarias de Hidro-Quebec- las cuales son dueñas de las líneas de transmisión, dispuestas en su mayoría en una configuración radial. La transmisión eléctrica es pagada por los generadores en función de sus puntos de conexión dentro de la red, y en función de sus inyecciones de energía a la red.

Los cargos de transmisión están compuestos por 3 partes:

- Ingreso tarifario
- Peaje básico
- Peaje adicional

El ingreso tarifario es un fee variable asociado a las diferencias en los precios de nodo de energía y potencia entre los distintos nodos, y es pagado por los generadores y los grandes usuarios en función de sus inyecciones y consumos de energía. El peaje básico y el peaje adicional son cargos fijos calculados como complementos al cargo tarifario que completan los pagos que deben recibir las compañías transmisoras, y son pagados por los generadores en función de su respectiva zona de influencia.

Los mayores problemas en el sistema de transmisión se han debido a las dificultades entre generadores y compañías de transmisión para acordar el peaje básico y el adicional. Estas dificultades se deben principalmente a la ambigüedad del concepto de área de influencia, a los cambios de sentido de los flujos, y a la integración vertical que existía en el segmento generación-transmisión.

Estos hechos han causado que algunos agentes pertenecientes al segmento de transmisión no cobren, causando un efecto negativo en las inversiones en capacidad adicional de transporte, requerida para obtener una operación confiable del sistema.

En el año 2000 se terminó con la integración vertical que existía en los segmentos generación-transmisión, no obstante lo cual, la incapacidad de los actores de ponerse de acuerdo en cuanto a las tarifas de peaje continuó. Para terminar con estas controversias, en el 2004, la autoridad aprobó un cambio en la ley que definió un nuevo orden para la transmisión de energía. Básicamente, cambió el modelo de una industria descentralizada a un monopolio con tarifas reguladas. Esta reforma convino:

- La independencia de los segmentos de transmisión, generación y distribución.
- Un cambio en el status legal de las líneas principales de transmisión al ser consideradas como servicio público, lo que determinó estrictas obligaciones en el servicio.
- Inversiones en transmisión mandatorias definidas en un estudio de expansión del sistema de transmisión supervisado por la Comisión Nacional de Energía.
- El valor a ser pagado por las instalaciones existentes, el cual es determinado cada cuatro años.
- Criterios de pago a las inversiones que finalmente son aprobadas como necesarias para el desarrollo del sistema eléctrico y para asegurar una operación segura del mismo.

c) Precios de Nodo

La evolución tanto de los precios de energía como de los precios de potencia son los que aparecen en los siguientes cuadros.

Gráfico 2.2-1 – Evolución Precios Monómicos –SIC-

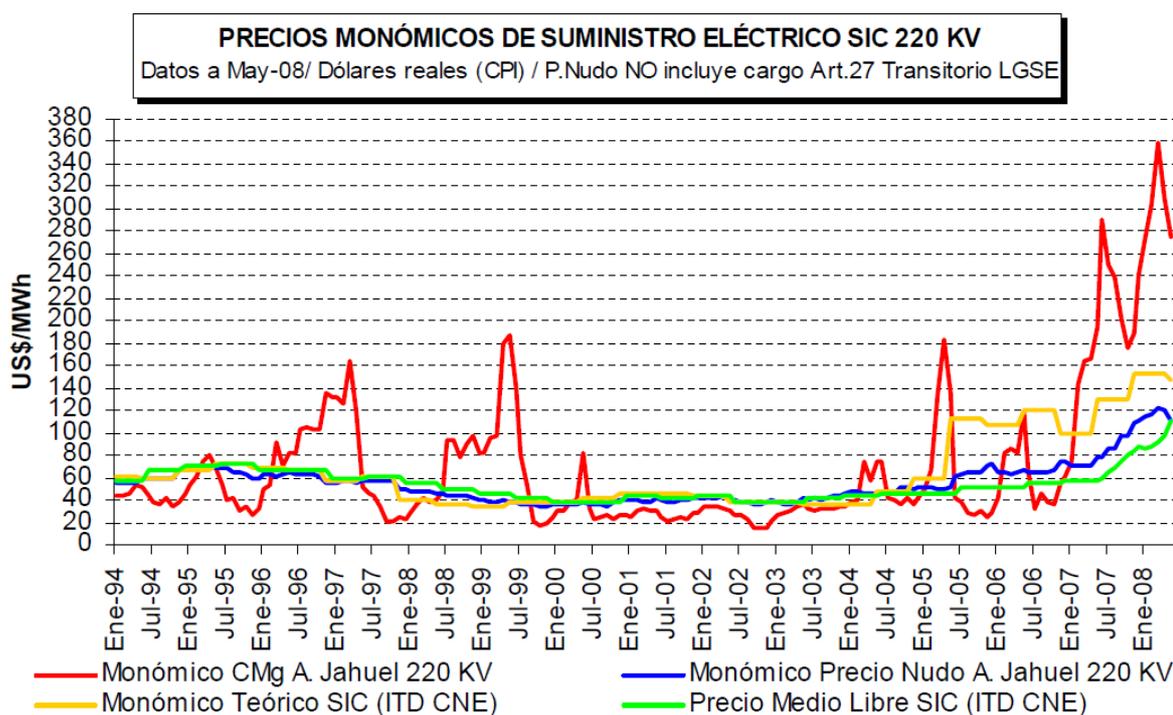
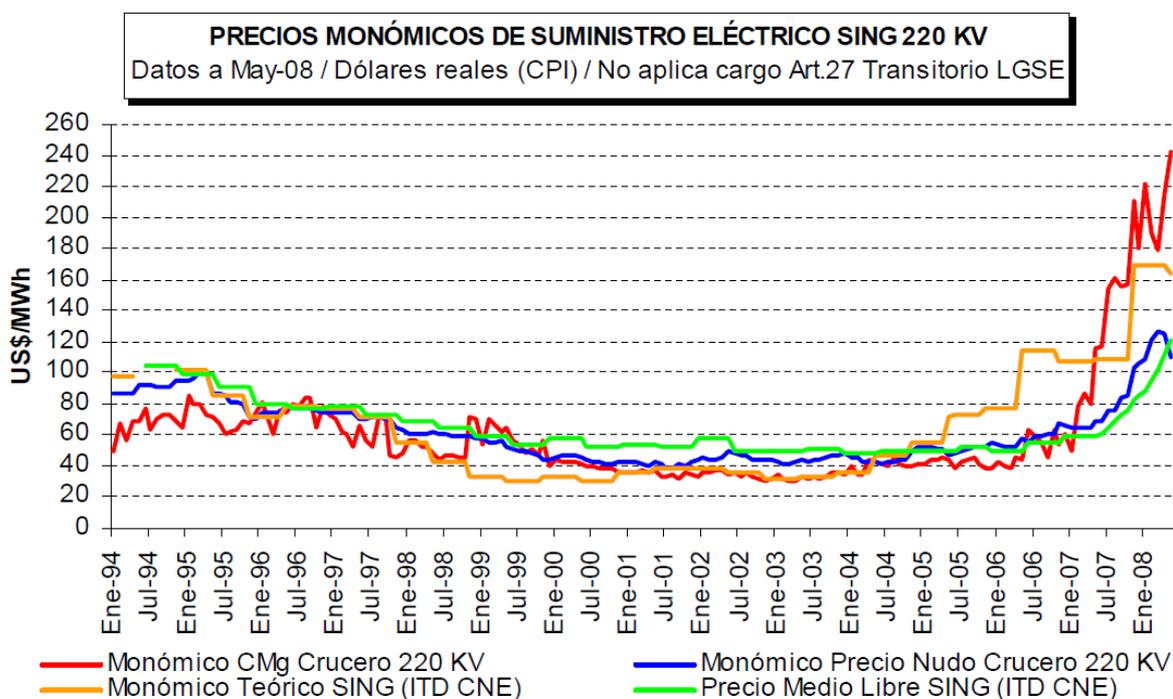


Gráfico 2.2-2 – Evolución Precios Monómicos –SING-



En la figura 1 se ve una tendencia decreciente del precio regulado, tendencia más pronunciada en el Sistema Interconectado del Norte Grande donde el precio regulado se acerca al costo marginal sancionado por el CDEC.

En el caso del SIC, el costo marginal depende de las condiciones hidrológicas, debido a que en épocas secas o de hidrologías pobres se fuerza el despacho de máquinas térmicas costosas, lo que explica los incrementos abruptos para los periodos 1996-1997 y 1998-1999. En el caso del SING, el costo marginal del sistema depende de los costos variables de la generación térmica, la cual hasta fines de la década del 90 se encontraba atada a los precios del crudo y el carbón, y, posteriormente, pasó a depender también del gas importado, el cual resultaba menos costoso que los otros dos insumos.

La idea de contar con un precio estable para usuarios finales fue concebida en la Ley General de Servicios Eléctricos, y persigue el objetivo de que los precios de nodo regulados tiendan de forma suave y decreciente a los costos marginales de despacho, los cuales son considerados como el precio promedio de largo plazo del sistema. No obstante, además de la intención original de la autoridad, sucede que desde el lado de los generadores, el precio nodal de energía resulta insensible a las condiciones de abastecimiento de corto plazo que afectan al sistema. Esto provoca que el sistema sea operado en condiciones críticas.

Conceptualmente los precios de potencia se determinan en función del costo marginal de incrementar la capacidad de generación instalada utilizando tecnología reciente, como fue el caso de las plantas de gas natural a fines de la década del 90. En ambos sistemas, después de la entrada del gas natural, los precios de potencia decrecieron. No obstante, las interconexiones de sistemas aislados, tal cual ocurrió en el SING a fines de los 80, modificaron los márgenes de reservas necesarios, lo cual también contribuyó a la caída del precio de la potencia.

Bajo el nuevo marco regulatorio, el cual incentivó con mucha fuerza la competencia entre compañías generadoras, en Chile se encuentran precios de energía y potencia decrecientes. A esto también contribuyó los ajustes y el proceso de aprendizaje del modelo regulatorio, que continuaron a su introducción en 1982. Consecuentemente, el desarrollo de las industrias de energía eléctrica y gas ha sido llevado a cabo por agentes privados, atraídos por oportunidades de inversión ofrecidas por el mercado. El nuevo marco regulatorio y las privatizaciones de la mayoría de las compañías a fines de la década del 80 hicieron posible inversiones privadas en generación. En este ambiente de competencia es que las compañías comenzaron a invertir en generación térmica para poder abastecer la creciente demanda de energía. Basado en este hecho, es que a principios de la década del 90 la posibilidad de importar gas de la Argentina emergió como la solución que el país necesitaba.

Lamentablemente, la crisis argentina (2002) interrumpió los flujos de gas a Chile y alteró las proyecciones de precios que se habían realizado oportunamente, generando costos imprevistos y subas en los precios de la energía durante los años 2007 y 2008. No obstante, no puede asignarse responsabilidad al esquema regulatorio chileno ya que la política de recursos energéticos de Argentina es un imponderable para los Organismos de Regulación de ese país.

La Regulación chilena apuntó a encontrar un equilibrio entre las señales de precio provenientes del despacho a costo marginal y la estabilidad contractual proveniente del mercado a término desarrollado. Asimismo, buscó establecer una conexión entre las variables haciendo depender el precio de nodo (que es el precio trasladable a tarifa) de los valores de precios acordados entre los Grandes Usuarios y los Generadores mediante sus Contratos.

No obstante lo expuesto, cabe destacar que el modelo de estimación de precios ha sido criticado porque utiliza hipótesis y parámetros que no reflejan ciertas condiciones que con frecuencia afectan a la industria. Por ejemplo, la falta de inversiones en el Sistema Interconectado Central de fines de la década de los 90 es atribuida a una reducción sistemática de los precios de nodo, y la rigidez de precios ha mostrado su incapacidad de

anticipar crisis energéticas. Ambos aspectos servirían como explicación para la falta de interés de los generadores para celebrar contratos de largo plazo con las compañías de distribución.

3. CONCLUSIONES GENERALES

Hemos recorrido a lo largo del trabajo la experiencia de los países en materia de organización del Mercado Eléctrico en sus diferentes segmentos, y sus consecuencias en la transmisión de las señales económicas hacia la eficiencia asignativa.

Podemos concluir que, un mercado de contratos desarrollado es necesario para dimensionar el sistema en forma óptima y atraer capitales al sector, pero debe ser acompañado de un mecanismo de transmisión de precios al usuario final que garantice que la conducta del consumidor y la asignación de los recursos se condigan con la situación real de escasez y las necesidades de sustentabilidad. Las excesivas rigideces introducidas por el Marco Regulatorio pueden provocar distorsiones en la conducta del usuario y en la localización de las inversiones. En el otro extremo, un Marco Regulatorio que deja librado el equilibrio del mercado al libre juego de la oferta y la demanda spot, promueve indirecta o directamente, una competencia por precio, que vuelve inviable la actividad en el largo plazo provocando desabastecimiento y/o sobrecostos innecesarios.

No obstante, también se demostró que la capacidad instalada puede aumentar aún sin un mercado de contratos desarrollado, pero eso no asegura que la asignación de las inversiones se realice teniendo en cuenta las necesidades tecnológicas óptimas, incrementándose innecesariamente la cantidad de ciclos combinados, mientras que las tecnologías de abastecimiento del pico (Turbo Gas) resultan sub-optimizadas.

La experiencia de Chile puede considerarse exitosa en cuanto a la combinación de los beneficios del marco contractual con la eficiencia del despacho a costo marginal. Consideramos que es un camino a explorar para la Argentina.