



TESIS DE GRADO
EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

**REGULACIÓN DEL SECTOR
DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA**

*Autor: Fernando Nieto
Legajo: 45017*

*Director de tesis
Ing. Rifat Lelic*

2011

A mi Familia y Amigos

RESUMEN EJECUTIVO

Motivado por el escenario actual del mercado energético en la Argentina, en el presente trabajo se estudia la regulación vigente en el sector de distribución de energía eléctrica en nuestro país. Se profundizó en la aplicación de la regulación Price Cap y sus consecuencias.

La regulación de un monopolio natural tiene como objetivo la maximización y distribución justa de los excedentes del mercado, pero bajo la restricción de no distorsionar la eficiencia productiva de la empresa. En este sentido, se concluye que Price Cap es el mecanismo regulatorio más efectivo.

En línea con el principal objetivo de la regulación Price Cap, se resalta como valor agregado del trabajo una nueva propuesta de ajuste de tarifas por variaciones de productividad, el cual, en el largo plazo crea un mayor excedente de mercado con el consecuente aumento del bienestar social. La misma se desarrolla en la sección 3.2.2 “Los Incentivos de Price Cap en Argentina”.

La nueva metodología busca incentivar de forma óptima la creación de eficiencias productivas por parte de las empresas de distribución eléctrica, que luego se reflejen en una disminución más profunda y sostenida de las tarifas eléctricas. La misma se basa en que el ajuste actual no incentiva de forma óptima las iniciativas de inversión a largo plazo en búsqueda de eficiencias en costos, debido a que al comenzar cada período quinquenal se disminuyen las tarifas dejando a las empresas sin ninguno de los beneficios obtenidos por medio de menores costos. Bajo esta idea, lo que se propone es establecer una competencia por la eficiencia, en la cual las empresas que logren eficiencias mayores al promedio puedan mantener dicha diferencia como beneficios durante el período quinquenal siguiente. Se desarrolla una propuesta de agrupación de empresas de forma que la competencia se produzca entre distribuidoras con características de demanda similares.

Finalmente, un análisis financiero sobre la empresa EDENOR puso a la luz algunos de los problemas que las empresas distribuidoras de Argentina sufren al no tener un adecuado ajuste de tarifas, particularmente al reflejar la inflación de los costos en pesos. Se estudió la evolución de los retornos sobre el capital de la empresa entre los años 2003 y 2009, confirmándose que la misma tuvo beneficios económicos negativos sostenidamente a lo largo de todo el período analizado. Esta pérdida tiene un impacto directo en las inversiones, siendo la principal razón de la falta de calidad en el servicio brindado.

EXECUTIVE SUMMARY

Motivated by the current energy market scenario in Argentina, the present work studies the the legislation currently in force over the electric distribution companies in our country. The work makes a special revision on the application of the Price Cap regulation and its consequences.

A natural monopoly regulation objective is the maximization and a fair distribution of the market surplus, but under the constraint of not affecting the companies production efficiency. In this sense, it is concluded that Price Cap is the most effective regulation scheme.

In line with the main objective of the Price Cap Regulation, this works adds value by a new proposal on productivity tariffs adjustment, by which on the long term more market surplus is created and a consequent social welfare increase can be achieved. This methodology is developed in section 3.2.2 “Los Incentivos de Price Cap en Argentina”.

The new methodology incentivizes in a more optimal way the creation of productivity efficiencies by the electric distribution companies, which will afterwards be reflected in a stronger and sustainable reduction of the tariffs. The proposal is based on the fact that the actual tariffs adjustment does not incentivize the long term investments in search for cost efficiencies in an optimal way, because at the beginning of each quinquennial period the tariffs are decreased so that all of the cost savings are lost. Under this idea, a competence for efficiency is proposed, in which the companies who achieve productivity efficiencies over the average can retain this gap in the following quinquennial period. A company grouping proposal is exposed in order to build competence among firms with similar demand characteristics.

Finally, an analysis on EDENORs financial statements threw light on some of the problems that distribution companies in Argentina suffer by not having an adequate tariffs adjustment, particularly by not reflecting the monetary inflation of the costs incurred in the pesos currency. It has been studied the return over the invested capital between the years 2003 and 2009, confirming that EDENOR has negative economic profits all along the analyzed period. This lost has a direct impact on the investments, being this the main reason of the lack of quality in the distribution service.

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, quiero agradecer a mi familia y amigos que me acompañaron durante cada uno de estos seis años de carrera.

También, quiero manifestar mi agradecimiento al tutor de mi tesis, Rifat Lelic, por su constante disponibilidad y ayuda en la búsqueda de información para la confección del presente trabajo.

Finalmente, quiero mencionar a todos los que me ayudaron de alguna manera a concretar esta tesis de grado: Enrique Spraggon Hernández, Esteban Hernán Yáñez y Laura Andrea Dell'Acqua.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 1: EL MERCADO ELÉCTRICO EN LA ARGENTINA Y SU REGULACIÓN	5
1.1.- Breve introducción histórica del mercado eléctrico Argentino	7
1.1.1.- La estatización de mediados de siglo XX	7
1.1.2.- La crisis y privatización de fines de la década del '80	7
1.1.3.- La crisis de comienzos del 2001	8
1.2.- Descripción técnica del sistema eléctrico en Argentina	10
1.2.1.- Los transformadores	10
1.2.2.- Las redes de distribución	11
1.2.3.- Los factores de nodo y de adaptación	11
1.2.4.- Las bandas horarias	13
1.2.5.- Acople entre la oferta y la demanda de energía	14
1.3.- Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista	18
1.3.1.- Generadores, Autogeneradores y Cogeneradores	18
1.3.2.- Transportadores	19
1.3.3.- Distribuidores	21
1.3.4.- Grandes Usuarios	22
1.3.5.- Comercializadores	22
1.3.6.- Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE)	23
1.3.7.- Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA)	23
1.4.- El Mercado Eléctrico Mayorista	25
1.4.1.- El mercado spot	25
1.4.2.- El mercado a término	28
1.4.2.1.- Contrato de disponibilidad de potencia	29
1.4.2.2.- Contrato de abastecimiento	30
1.4.2.3.- Contratos de energía	32
1.4.2.4.- Cuestiones generales y comentarios finales	32
1.4.3.- La sustentabilidad a largo plazo	33
1.5.- La regulación del sector de distribución	34
1.5.1.- Los lineamientos de la regulación	34
1.5.2.- Los precios estacionales	35
1.5.2.1.- El precio estacional de la energía	36
1.5.2.2.- El precio estacional de la potencia	39
1.5.2.3.- Los costos de la transmisión	42
1.5.3.- Los costos propios de la distribución	43
1.5.3.1.- El costo de capital	43
1.5.3.2.- El Valor del capital	45
1.5.3.3.- Los costos de explotación	48
1.5.4.- Comentarios finales sobre la estructura de costos de una empresa distribuidora	49
1.6.- Tarifas del sector distribución	52
1.6.1.- La estructura de los cuadros tarifarios	52
1.6.2.- La distribución de costos a usuarios	53
1.6.2.1.- Los factores de carga y coincidencia	54

1.6.2.2.- <i>La distribución a categorías</i>	55
1.6.2.3.- <i>La distribución a segmentos</i>	58
1.6.3.- El PRONUREE	60
CAPÍTULO 2: TEORÍA DE LA REGULACIÓN	63
2.1.- Teoría microeconómica de la oferta de producción	65
2.1.5.- Los monopolios	65
2.1.6.- Los monopolios naturales	67
2.2.- Teoría de la regulación de los monopolios naturales	71
2.2.1.- La disyuntiva de la regulación de los monopolios naturales	71
2.2.2.- La regulación ROR	74
2.2.3.- Otras formas de regulación de monopolios naturales	79
2.2.3.1.- <i>Regulación “Return on Output (ROO)”</i>	79
2.2.3.2.- <i>Regulación “Return on Sales (ROS)”</i>	81
2.2.3.3.- <i>Regulación “Return on Cost (ROC)”</i>	82
2.2.3.4.- <i>Discriminación de precios de primer grado</i>	84
2.2.3.5.- <i>El mecanismo de Vogelsang y finsinger</i>	85
2.2.4.- Price Caps	86
2.2.4.1.- <i>Implicancias directas de la regulación Price Cap</i>	87
2.2.4.2.- <i>La actualización de las tarifas bajo la regulación Price Cap</i>	88
2.2.5.-Otras Regulaciones PBR	91
2.2.5.1.- <i>Sliding Scale</i>	91
2.2.5.2.- <i>Revenue Cap</i>	91
2.3.- Demand Side Management (Gestión de la demanda)	93
2.3.1.- La demanda de la energía eléctrica en Argentina	93
2.3.2.- Demand Side Management (DSM)	96
2.3.2.1.- <i>Objetivos y motivaciones</i>	96
2.3.2.2.- <i>Mecanismos de la gestión de la demanda</i>	97
CAPÍTULO 3: ANÁLISIS Y PROPUESTAS	101
3.1.- Análisis sobre los distintos mecanismos regulatorios	103
3.1.1.- La eficiencia productiva	103
3.1.2.- El excedente del consumidor	103
3.1.3.- Price Cap	104
3.2.- Análisis sobre el Price Cap en Argentina	106
3.2.1.- Ajuste y actualización de las variables macroeconómicas	106
3.2.2.- Los incentivos de Price Cap en Argentina	111
CONCLUSIONES	127
ANEXOS	131
A.- Análisis sobre los factores de nodo y adaptación	133
A.1.- Los factores de nodo y las inversiones en transporte	133
A.2.- Los factores de nodo y adaptación y la remuneración al transporte	135
A.3.- Las propiedades de los factores de nodo	138
B.- Teoría microeconómica y financiera	140
B.1.- Los factores productivos	140

B.2.- Los costos de la empresa	143
B.3.- La maximización de los beneficios	148
B.4.- Los Beneficios económicos, el VAN y la TIR	149
B.5.- El VAN y los beneficios económicos con v sin variación a lo largo del tiempo	152
B.6.- El VAN y los beneficios económicos con v variando a lo largo del tiempo	153
C.-Información y análisis financiero sobre EDENOR	156
C.1.- La estructura de costos de EDENOR	156
C.2.- El impacto de los efectos macroeconómicos bajo la regulación argentina	157
C.3.- Estimación del ROIC de la operación de EDENOR	158
 BIBLIOGRAFÍA	 161

FIGURAS

CAPÍTULO 1: EL MERCADO ELÉCTRICO EN LA ARGENTINA Y SU REGULACIÓN

1.1.1.1.- Evolución de la potencia instalada en Argentina	7
1.1.3.1.- Evolución del tipo de cambio 2000-2010	9
1.2.2.1.- Sistema de distribución radial	11
1.2.2.2.- Sistema de distribución en anillo	11
1.2.4.1.- Curva de carga diaria y las bandas horarias	13
1.2.5.1.- Tipos de potencia en una máquina generando	17
1.3.1.1.- Consumos equivalentes de combustibles en Argentina	18
1.3.2.1.- Red de transporte en 500 kV del SADI	20
1.3.4.1.- Consumos del 2009 por agentes del MEM	22
1.4.1.1.- Curva de oferta del parque generador térmico	26
1.5.3.1.1.-Pagos periódicos bajo el método de amortización Francés	45
1.5.3.1.2.- Evolución del capital bajo el método de amortización Francés	45
1.5.3.2.1.- Evolución de la potencia máxima anual demanda en la Argentina 1980-2009	47
1.5.3.1.- Price Cap aplicado en los costos propios de la distribución	50
1.6.1.1.- Consumos por categoría en términos de Wh	53
1.6.2.1.1.- Curva de cargas y FCI	55
1.6.2.1.2.- Curvas de cargas y FCE	55
1.6.2.3.1.- FCT y FU en función del consumo residencial	58
1.6.2.3.2.- Distribución de costos a segmentos	59
1.6.2.3.3.- Minimización del error de cobro	60
1.6.2.3.4.- Tarifas residenciales R1 y Primer estrato de R2	60
1.6.3.1.- Evolución de la relación Demanda Máxima Anual sobre Potencia Instalada	61

CAPÍTULO 2: TEORÍA DE LA REGULACIÓN

2.1.1.1.- El equilibrio monopólico	65
2.1.1.2.- Ingreso marginal y la curva de la demanda	66
2.1.1.3.- La eficiencia en competencia perfecta	67
2.1.1.4.- La eficiencia en un monopolio	67
2.1.2.1.- Costo Medio en competencia perfecta y monopolios naturales	67
2.2.1.1.- Maximización de los excedentes de un monopolio natural	71
2.2.1.2.- Beneficios negativos en la maximización de los excedentes	71
2.2.1.3.- Equilibrio con Precio a Costo Medio	72
2.2.2.1.- Beneficios en función de los factores productivos	74
2.2.2.2.- La senda de expansión, isocuantas y los beneficios	74
2.2.2.3.- Los beneficios y la regulación ROR	75
2.2.2.4.- Resultados 1 y 2 de la regulación ROR	75
2.2.2.5.- Variación del uso en el uso de L bajo la regulación ROR	76
2.2.2.6.- Variación del nivel de producción bajo la regulación ROR	76
2.2.2.7.- El nivel de producción nunca alcanza la zona inelástica	77
2.2.2.8.- Impacto en el desperdicio de factores productivos bajo la regulación ROR	77

2.2.2.9.- Impacto de una disminución en la tasa de retorno permitida	77
2.2.2.10.- El desperdicio sin beneficios	78
2.2.2.11.- Regulación ROR en un escenario de incertidumbre	79
2.2.3.1.1.- Los beneficios y la regulación ROO	80
2.2.3.2.1.- Los beneficios y la regulación ROS	81
2.2.3.3.1.- Los beneficios y la regulación ROC	82
2.2.3.3.2.- La regulación ROC y la demanda inelástica	83
2.2.3.4.1.- La discriminación de precios de primer grado	84
2.2.3.5.1.- El mecanismo V&F aplicado a una empresa monoproducción	85
2.2.4.1.- La regulación Price Cap	87
2.2.4.1.1.- Situación monopólica bajo Price Cap	88
2.2.5.1.1.- La regulación sliding scale	91
2.2.5.2.1.- Regulación Revenue Cap	91
2.3.1.1.- Consumo eléctrico en América del Sur en el 2008	93
2.3.1.2.- Grado de electrificación en América del Sur en el 2008	93
2.3.1.3.- Consumo por habitante en América del Sur en el 2008	94
2.4.1.4.- Evolución del consumo residencial en Argentina	95
2.3.1.5.- El consumo energético total y el PBI	95
2.3.1.6.- El consumo de los distribuidores y la temperatura media del país en el 2008	96
2.3.2.1.1.- Curva típica y máxima de carga en invierno en el 2009	96
2.3.2.1.2.- Impacto ambiental de los distintos tipos de generación eléctrica	97

CAPÍTULO 3: ANÁLISIS Y PROPUESTAS

3.2.1.1.- IPC GBA 1998-2010	106
3.2.1.2.- CPI y PPI de los EEUU vs IPC en Argentina	107
3.2.1.3.- Estructura de costos en el 2009 de EDENOR	107
3.2.1.4.- Impacto en el Resultado Operativo de una empresa distribuidora al no ajustar los costos en Pesos cada semestre	108
3.2.1.5.- EBIT(%) sobre ventas de EDENOR	109
3.2.1.6.- ROIC de EDENOR	109
3.2.1.7.- ROIC real de EDENOR	110
3.2.1.8.- La situación económica de las empresas distribuidoras	111
3.2.2.1.- Empresas distribuidoras de l Argentina asociadas a ADEERA	114
3.2.2.2.- Clientes por distribuidora	115
3.2.2.3.- Km de red por GWh distribuidos en función del consumo por km ²	115
3.2.2.4.- Km de red por GWh distribuidos en función del volumen de distribución	116
3.2.2.5.- Capacidad de transformación MT/BT instalada en función del consumo	118
3.2.2.6.- Interpretación de la curva de costos de una empresa distribuidora	118
3.2.2.7.- Volúmen de consumo en función de los clientes servidos	119
3.2.2.8.- Densidad y volumen de las distribuidoras (1/3)	120
3.2.2.9.- Densidad y volumen de las distribuidoras (2/3)	120
3.2.2.10.- Densidad y volumen de las distribuidoras (3/3)	121
3.2.2.11.- Los costos medio de la empresa y el ajuste “X”	124

ANEXOS

A.1.1.- Pérdidas con dos líneas de transporte	134
A.2.1.- Flujo de energía y precio en los nodos	136
A.2.2.- Pérdidas en una línea de transmisión en función de la potencia transmitida	136
B.1.1.- Producción en función de un factor	141
B.1.2.- Producto marginal de un factor	141
B.1.3.- Curvas isocuantas	141
B.2.1.- La minimización de los costos	144
B.2.2.- La senda de expansión de la empresa	144
B.2.3.- Costos totales	145
B.2.4.- Costos Medios y Marginales	145
B.2.5.- Combinación no óptima de los factores productivos en el corto plazo	147
B.2.6.- Costos totales a corto y a largo plazo	147
B.2.7.- Costo Medios y Marginales a corto y largo plazo	147
B.3.1.- Costos e Ingresos Totales	149
B.3.2.- Costos e Ingresos Marginales	149

TABLAS

CAPÍTULO 1: EL MERCADO ELÉCTRICO EN LA ARGENTINA Y SU REGULACIÓN

1.2.1.1.- Tensiones utilizadas en Argentina	10
1.3.1.1.- Potencia instalada y Generación en el 2009	18
1.4.1.1.- Horas en que se Remunera la Potencia	27
1.5.2.1.1.- Precios de referencia utilizados según el estado del FE	38
1.5.3.1.- Resumen de los costos de una empresa distribuidora	50
1.5.3.2.- EERR EDENOR	50
1.6.1.1.- Estructura tarifaria en Argentina a Mayo del 2010	53
1.6.3.1.- Límite de aplicación de castigos del PRONUREE	61

CAPÍTULO 3: ANÁLISIS Y PROPUESTAS

3.1.1.- Análisis sobre los distintos mecanismos regulatorios	105
3.2.2.1.- Resultados de la regresión lineal múltiple	117
3.2.2.2.- Regresiones por nivel de tensión	117
3.2.2.3.- Mix y consumos anuales por categoría	119
3.2.2.4.- Grupos de competencia por el factor “X”	122

ANEXOS

A.1.1.- Capacidades instaladas y consumos energéticos por zona en Argentina en el 2009	135
C.1.1.- Estructura de costos operativos de EDENOR	156
C.2.1.- Impacto en el resultado operativo de una empresa distribuidora al no ajustar los costos en pesos cada semestre	157
C.3.1.- EBIT de EDENOR 2003-2009	158
C.3.2.- Balance de EDENOR 2003-2009	158
C.3.3.- Capital invertido de EDENOR 2003-2009	158

ABREVIATURAS

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*

AMAX: *Apartamiento Máximo*

AT: *Alta Tensión*

ATEERA: *Asociación de Transportistas de Energía Eléctrica de la República Argentina*

BT: *Baja Tensión*

CAMEM: *Costo de adquisición en el MEM*

CAMMESA: *Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima*

CENS: *Costo de la Energía No Suministrada*

CIP: *Costo Incremental Promedio*

CPD: *Costos Propios de la Distribución*

CTC: *Condición Técnica de Convocatoria*

DFN: *Diferencia por Factor de Nodo*

ENARSA: *Energía Argentina Sociedad Anónima*

ENRE: *Ente Nacional Regulador de la Electricidad*

ENS: *Energía No Suministrada*

FA: *Factor Adaptación*

FE: *Fondo de Estabilización*

FCE: *Factor de Coincidencia Externa*

FCI: *Factor de Coincidencia Interna*

FCT: *Factor de Coincidencia Total*

FN: *Factor de Nodo*

FNE: *Factor de Nodo Estacional*

FU: *Factor de Carga*

GD: *Grandes Demandas*

GE: *Grado de Electrificación*

GUI: *Gran Usuario Interrumpible*

MD: *Medianas Demandas*

MEM: *Mercado Eléctrico Mayorista*

MN: *Monopolio Natural*

MT: *Media Tensión*

OED: *Organismo Encargado del Despacho*

PD: *Precio de la energía por Despacho / Pequeñas Demandas*

PEST: *Precio Estacional de la energía*

PNT: *Pérdidas No Técnicas*

PPAD: *Potencia Puesta A Disposición*

PREF: *Precio de Referencia estacional*

PT: *Pérdidas Técnicas*

RBP: *Remuneración Base de Potencia*

SADI: *Sistema Argentino De Interconexión*

SE: *Secretaría de Energía*

SPPL: *Sobrepeso por Precios Locales*

TCC: *Tasa de costo de capital*

TIR: *Tasa Interna de Retorno*

URT: *Usuarios de la Red de Transporte*

VAD: *Valor Agregado de Distribución*

VAN: *Valor Actual Neto*

VNR: *Valor Nuevo de Reemplazo*

INTRODUCCIÓN

Actualmente la energía eléctrica es un pilar fundamental de cualquier sociedad, tanto para su bienestar social como para su economía. Las industrias basan su producción en el insumo de energía eléctrica, por lo que no es viable un futuro próspero sin un adecuado sistema de generación y distribución eléctrica. Por otra parte, los hogares utilizan variadas formas de energía para su confort y necesidades básicas, dentro las cuales la energía eléctrica cada vez toma una mayor importancia dada la sustitución del gas por la electricidad en gran cantidad de artefactos hogareños.

El mercado eléctrico consta actualmente de tres partes importantes a destacar, los cuales son: el sector de generación, de transmisión y de distribución. El primero, funciona actualmente bajo una estructura de competencia perfecta, donde las empresas son precio aceptantes. Por otro lado, la transmisión es un monopolio, y solo una empresa, TRANSENER, maneja la red principal de 500 kV, existiendo también otras empresas regionales las cuales se encargan de la transmisión en media tensión.

El sector de distribución es un monopolio por zonas geográficas, existiendo múltiples empresas, cada una con un área asignada donde atiende a los denominados clientes cautivos. Este sector es el encargado de entregar la energía eléctrica a los consumidores hogareños y a la gran mayoría de los usuarios industriales. Debido a esto, es el principal responsable de la calidad del servicio eléctrico brindado. Adicionalmente, es el encargado de la cobranza, por lo que es el principal recaudador del sistema eléctrico argentino. Finalmente, sus costos se suman al precio de la energía y la potencia para conformar las tarifas finales abonadas por los consumidores. Por esta razón, es de capital importancia el control de los costos incurridos por las empresas distribuidoras.

Al mismo tiempo es mediante las empresas distribuidoras que se aplican regulaciones orientadas al consumo eficiente y responsable de la energía eléctrica. A esto último se lo denomina comúnmente Gestión de la Demanda.

Lo dicho anteriormente hace a la distribución eléctrica una temática compleja y de capital importancia para toda la comunidad.

Hoy en día este sector se encuentra regulado bajo un régimen Price Cap. Esta regulación tiene como principal objetivo la creación de un contexto de competencia perfecta, en el cual la empresa regulada y monopólica se comporte como una empresa competitiva. De esta forma se logra la maximización de los excedentes del mercado en cuestión y del bienestar social.

Mediante la regulación Price Cap se establece un precio, el cual debe cobrar la empresa por el servicio que entrega. Por esta razón, la forma de estructurar y establecer los precios es de vital importancia para la estabilidad y el desarrollo del sector eléctrico. Un punto importante en este sentido son los ajustes de costos por índices macroeconómicos y propios del mercado de distribución, los cuales son fundamentales en el establecimiento de tarifas que sustenten la totalidad de los costos del sector. La

crisis acontecida en los años 2001 y 2002 en nuestro país, implicó un quiebre en los valores de estos índices, como la inflación y el tipo de cambio, los cuales actualmente no se terminan de reflejar en las tarifas eléctricas que pagan los usuarios cautivos.

Por otro lado, los incentivos de la regulación a la generación de eficiencias productivas son uno de los pilares de la regulación Price Cap. El objetivo es gradualmente aumentar los excedentes y disminuir los precios. La creación de estos excedentes está íntimamente relacionada con los incentivos que tengan las empresas de distribución en generar eficiencias productivas y sus consecuentes ahorros en costos. Estos excedentes, en primer lugar, se reflejan como mayores beneficios de las empresas, para luego transformarse en excedente de la demanda a través de la disminución de las tarifas. En este sentido, actualmente las empresas se encuentran bajo un esquema que no les permite cosechar los beneficios de los ahorros en costos pasados los cinco años del período quinquenal. De esta forma no están fuertemente incentivadas a la creación de dichos ahorros.

Es por lo expuesto anteriormente, que en este trabajo se propone realizar un análisis crítico de la situación actual del sector distribución. Se hace un especial énfasis en la forma que se aplica la regulación Price Cap en las empresas distribuidoras de nuestro país en sus dos puntos ya mencionados.

El trabajo se estructura en tres capítulos. En el primero se expone el funcionamiento del mercado eléctrico en Argentina en su conjunto, con especial foco en el sector de distribución. Se resalta la regulación vigente de dicho sector y sus lineamientos.

En el segundo capítulo se analiza el comportamiento de los monopolios naturales y se estudian los distintos mecanismos para su regulación. También, se mencionan las características de la gestión de la demanda.

En el tercer capítulo se presenta una comparación entre los distintos esquemas regulatorios. Luego se realiza un análisis sobre la forma de aplicación del Price Cap en Argentina. Se realiza un especial enfoque en la generación de eficiencias en costos de las empresas distribuidoras. En la sección 3.2.2 “Los incentivos de Price Cap en Argentina” se incluye una propuesta para incentivar de forma más intensiva los aumentos de productividad y ahorros en costos de las empresas distribuidoras de nuestro país. Adicionalmente, se desarrolla un análisis sobre la situación financiera actual de la empresa distribuidora EDENOR.

CAPÍTULO I

**EL MERCADO ELÉCTRICO EN LA
ARGENTINA Y SU REGULACIÓN**

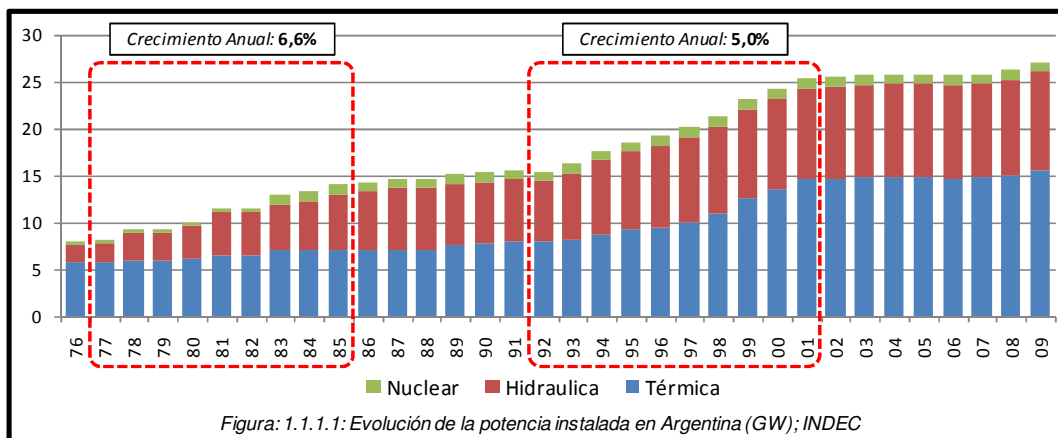
1.1.- BREVE INTRODUCCIÓN HISTÓRICA DEL MERCADO ELÉCTRICO ARGENTINO

1.1.1.- La estatización de mediados de siglo XX

Hacia fines de la década del 40, durante la presidencia de Juan Domingo Perón, el sector eléctrico enfrentaba problemas de calidad en cuanto al servicio proporcionado. La gran mayoría de las empresas que conformaban al mercado eran privadas y el Estado resuelve la estatización y monopolización por parte del mismo de todo el servicio eléctrico.

Este proceso de estatización que comienza a principios de la década del '50 incluye, por ejemplo, la creación de la empresa Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires (SEGBA), la cual estatiza e integra las empresas encargadas de la distribución en el gran Buenos Aires. En el año 1960 se establece la ley 15.336, la cual sienta las bases para el desarrollo del todo el sector eléctrico. Por otro lado, incluyó la creación de sociedades para el desarrollo de la energía hidráulica y atómica.

Estos esfuerzos ayudaron a que durante fines de la década del '70 y comienzos del '80 exista un crecimiento en el abastecimiento eléctrico, a través de inversiones estatales, especialmente en el sector generación y transmisión en alta tensión (AT). Esto se puede observar en la figura 1.1.1.1, donde entre los años 1977 y 1985 se instalaron un promedio de 680 MW por año, aumentando un 77% la capacidad en 9 años (un 6,6% anual).



1.1.2.- La crisis y privatización de fines de la década del '80

Sin embargo, a fines de la década de 1980, durante la presidencia de Raúl Alfonsín, la crisis macroeconómica en Argentina impulsó una grave crisis en el sector eléctrico. Una alta inflación interna, un alto endeudamiento externo y una economía cerrada dificultaron la financiación de nuevas inversiones. Al mismo tiempo, la utilización de las tarifas como factores antiinflacionarios (no dejando que las tarifas aumenten acorde a los costos de producción) profundizó aún más el problema.

Todo esto llevó a una baja en la calidad del servicio, un alto grado de indisponibilidad de las instalaciones y una gran cantidad de cortes en el suministro. Por otro lado, existía un alto nivel de pérdidas no técnicas, como el hurto de energía debido a la crisis social.

Tras el cambio en la presidencia, que pasa a manos de Carlos Menem en julio de 1989, el Estado, en búsqueda de una solución, emprende una profunda reestructuración del mercado eléctrico, influenciada principalmente por la reforma del sector eléctrico en Inglaterra. Durante ese mismo año se emiten una serie de leyes y decretos que permiten la participación del capital privado en las inversiones del sector, al tiempo que el Estado pasaba a tener un rol de regulación y control. Más tarde, a fines del año 1991, la ley N° 24.065 establece la estructura económica del mercado eléctrico y brinda el marco jurídico para todas las transacciones comerciales. Esta ley impulsa la desintegración del mercado eléctrico en tres partes principales: la generación, la transmisión y la distribución. El modelo de mercado de cada sector se diseña especialmente dadas las características de cada uno. En las próximas secciones se detallarán estos modelos.

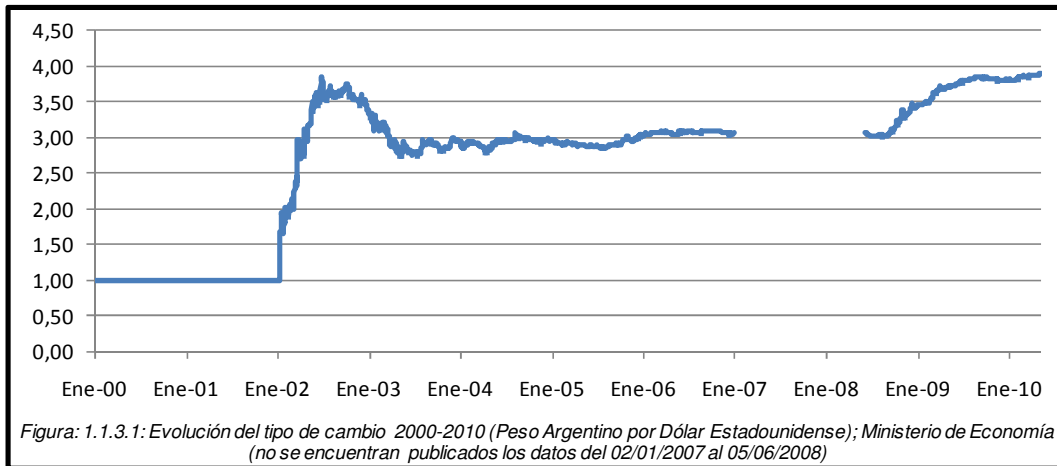
Estas modificaciones acompañadas de cambios macroeconómicos en Argentina, como la apertura de la economía, un tipo de cambio fijo, la garantía de convertibilidad de la moneda y un mejor acceso a la financiación externa, impulsaron las inversiones en instalaciones. Gracias a esto, durante la década del '90 creció la oferta eléctrica, disminuyó la indisponibilidad de las instalaciones, se redujo el precio minorista eléctrico gracias a la estructura del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y Argentina se convirtió en exportadora de energía eléctrica en la región.

En la figura 1.1.1.1 se puede ver el fuerte aumento de la capacidad instalada, la cual aumentó desde el año 1992 al 2001 un promedio de 970 MW por año, creciendo un 62% en 10 años (un 5,0% anual).

1.1.3.- La crisis de comienzos del 2001

A fines del año 2001, ya en la presidencia de Fernando De La Rúa, la Argentina vuelve a vivir una crisis social y económica en la cual dos aspectos a destacar fueron: la cesación de pagos de la deuda pública y la salida de la convertibilidad establecida en 1989.

Es particularmente la devaluación de la moneda lo que afectó de forma más profunda a las empresas del sector eléctrico. La evolución de la misma se puede ver en la figura 1.1.3.1. Las fechas más representativas son, el 8 de enero del 2002, día en que el tipo de cambio sale de la convertibilidad y toma un valor de 1,4; y el 25 de Junio del mismo año, en que el tipo de cambio toca su valor máximo en ese año, de 3,86.



La ley de emergencia social y económica N° 25.561, sancionada en enero del 2002, establece un congelamiento tarifario de los servicios público, no dejando a las empresas que brindan dichos servicios reflejar el aumento de sus costos en dólares en las tarifas.

De todas formas la ley también establece un mecanismo de renegociación de los contratos de concesión la cual queda a cargo del Ministerio de Economía. Mientras tanto las empresas no pueden dejar de brindar el servicio correspondiente.

Esto afecta severamente a las empresas de todo el mercado eléctrico, ya que el precio de muchos de los insumos es pactado internacionalmente en dólares. Los combustibles fósiles para la generación térmica son el principal ejemplo de esta cuestión, pero también son en moneda estadounidense algunos contratos de mantenimiento de las instalaciones y repuestos e insumos de todos los sectores del mercado eléctrico, la generación, la transmisión y la distribución.

Otro factor de la crisis con un profundo impacto en el sector distribución fue la creación de bonos (LECOP, Patacones, etc..). Las empresas distribuidoras cobraban una gran parte de sus ingresos en este tipo de letras no pudiendo realizar compras en el mercado eléctrico con las mismas. Al mismo tiempo, los acreedores de dichas empresas no aceptaban los bonos, imposibilitando el pago de deuda. Todo esto generó una ruptura en la cadena de pagos dentro del sector eléctrico.

Hoy en día, las empresas del sector eléctrico siguen en puja de una revisión integral de las tarifas, la cual al 31/12/09 aún no se ha realizado.

1.2.- DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN ARGENTINA

1.2.1.- Los transformadores

Los transformadores son las máquinas eléctricas que cambian el voltaje del flujo eléctrico. Estas se encuentran en dos tipos de instalaciones eléctricas: las subestaciones eléctricas y los centros de transformación. Las primeras se utilizan en la transformación del voltaje en AT a MT, mientras que los segundos cambian el voltaje de las redes en MT a BT. Las tensiones utilizadas en la Argentina y su uso se encuentran en la tabla 1.2.1.1.

Existen también cables a 66 kV pero su uso se está dejando de lado debido a que con pocos costos extra se usa una tensión de 132 kV la cual permite transportar alrededor del cuádruple de potencia.

Las subestaciones también se encuentran a la salida de los generadores de forma de aumentar la tensión de salida e igualarla con la tensión que llevan los cables del transporte.

La razón por la cual se transporta en alta tensión es que con ésta se minimiza la energía perdida por el efecto Joule. El efecto Joule es un efecto que se produce en una resistencia eléctrica en el cual al pasar corriente por la misma ésta se calienta generando calor. Esta energía térmica es energía eléctrica transformada y la potencia con la que ésta se genera es proporcional al cuadrado de la intensidad que pasa por el cable y de su resistencia; esto se muestra en la expresión 1.2.1.1:

$$P = I^2 * R \quad (1.2.1.1)$$

Donde:

- P: *Potencia*
- I: *Intensidad de corriente por el cable*
- R: *Resistencia del cable*

Por otro lado, la potencia eléctrica transmitida por un cable es igual a la intensidad de corriente multiplicada por el voltaje. Por lo tanto, a igual potencia transmitida, al aumentar el voltaje disminuye la corriente. Entonces, si se transporta una dada potencia por un cable a un alto voltaje, la intensidad disminuye y en consecuencia las pérdidas debido al efecto Joule.

Debido a la longitud de los cables de transporte y distribución, la resistencia de éstos se hace importante, lo que incentiva al ahorro de energía mediante el aumento del voltaje en dichos cables.

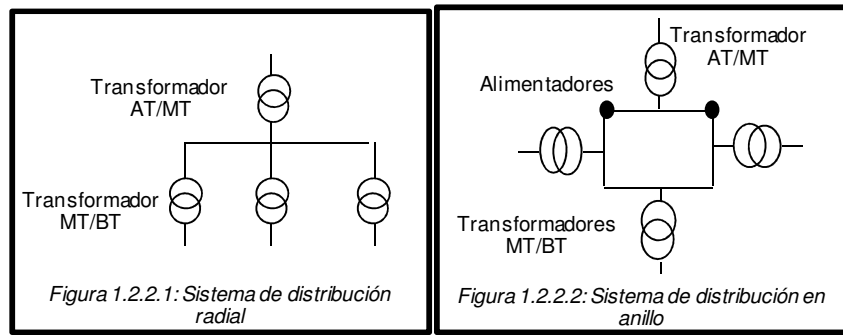
Tensión (kV)	Uso
500	Transporte
330	
220	Transp/Dist en AT
132	
33	Distribución en MT
13,2	
0,38	Distribución en BT
0,22	

Tabla 1.2.1.1: Tensiones utilizadas en Argentina (kV). Guía de la materia "Máquinas e instalaciones eléctricas" del ITBA sobre instalaciones eléctricas, Ing. Julio Alvarez, 2007.

1.2.2.- Las redes de distribución

La distribución presenta configuraciones de red distintas según se esté en media o en baja tensión.

En media tensión existen dos tipos de red: radiales o en anillo. A continuación se presenta un gráfico esquemático de ambos tipos.



La disposición radial de la red es más económica dado que utiliza menos longitud de cables y sus respectivas instalaciones, como postes o artefactos a colocar en cada uno. Sin embargo, al fallar el alimentador que abastece a una parte de la red, aguas debajo de la misma se corta el suministro.

La disposición en anillo, si bien es más costosa, no cuenta con esta desventaja, ya que la red se abastece con dos alimentadores, uno en cada extremo del circuito, mientras que en el sistema radial, la red se alimenta de un solo extremo.

Con una disposición en anillo al fallar un alimentador el otro puede abastecer a la demanda provisoriamente, hasta que se arregle el problema.

En baja tensión se utiliza un sistema híbrido entre el radial y el anular, el cual es esencialmente radial pero en caso de falla está prevista la conexión de un cable sin suministro a otro que lo tenga, para abastecer momentáneamente la demanda.

1.2.3.- Los factores de nodo y de adaptación

En el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) se comercia energía eléctrica y Potencia Puesta a Disposición (PPAD). El precio de estos dos conceptos no son iguales en todas las zonas geográficas de la red eléctrica.

Los nodos son los puntos a través de los cuales se conectan los agentes al MEM consumiendo y generando energía eléctrica. Para establecer los precios de la energía y la potencia en cada nodo de la red, se define un nodo de mercado el cual se toma como referencia. Este nodo central está ubicado en la localidad de Ezeiza, Provincia de Buenos Aires. Los factores de nodo y de adaptación son las herramientas con las cuales se calcula el precio de la energía y la potencia respectivamente, en cada nodo.

a) El Factor de Nodo

Los factores de nodo son los que se utilizan para ajustar el precio de la energía en un nodo “i” en función del precio en el nodo de mercado. La energía no vale lo mismo en una zona u otra, debido a las pérdidas que ocurren en la transmisión. Al consumir una “x” cantidad de energía eléctrica, en realidad al mercado le está costando una mayor cantidad de energía generada, que es igual a la energía consumida más las pérdidas en el transporte.

El factor de nodo del nodo “i” se define como la relación entre costo marginal de la energía en el nodo “i” y el costo marginal de la energía en el nodo de mercado. La forma de calcularlo es a través de la ecuación (1.2.3.1):

$$FN_i = 1 + \frac{\partial Perd}{\partial P_i} \quad (1.2.3.1)$$

Donde:

- *Perd*: Las pérdidas a través por transporte desde el nodo de mercado al nodo *i*
- *P*: Potencia demandada en el nodo *i*

El costo marginal en el nodo “i” se verá incrementado por el aumento marginal de las pérdidas en función de la potencia que se esté consumiendo en el nodo. Un mayor consumo de potencia representa un consumo marginal en el nodo de mercado igual al aumento de energía consumida en el nodo “i”, más las nuevas pérdidas asociadas a dicho aumento.

El factor de nodo puede tomar valores tanto mayores como menores a la unidad, según el mismo sea exportador (<1) o importador (>1). Por esta razón, si un agente consumidor está conectado a un nodo exportador éste paga menos por la energía que otro consumidor en un nodo importador. Esto castiga el consumo de energía que proviene de zonas más alejadas y promueve una generación dispersa en diferentes zonas, en función de donde se consuma más. Por otro lado, incentiva las inversiones en transporte, en caso de que, por ejemplo, un nodo exportador crezca al punto de hacer antieconómico el despacho desde dicho punto. Para ver un desarrollo sobre como los factores de nodo son indicadores de eficiencia económica de las inversiones en el transporte ver el anexo A.1 “Los factores de nodo y las inversiones en transporte”.

b) El Factor de Adaptación

El Factor de Adaptación (FA) se utiliza para ajustar el precio de la PPAD en un nodo “i”. Estos son determinados anualmente en función de las proyecciones anuales de Energía No Suministrada (ENS).

A mayor potencia, mayor es la probabilidad de falla del sistema de transporte en alta tensión. La falla, al producirse cortes en el suministro, es valuada por la SE mediante el Costo de Energía No Suministrada (CENS), definido por Wh. El factor de

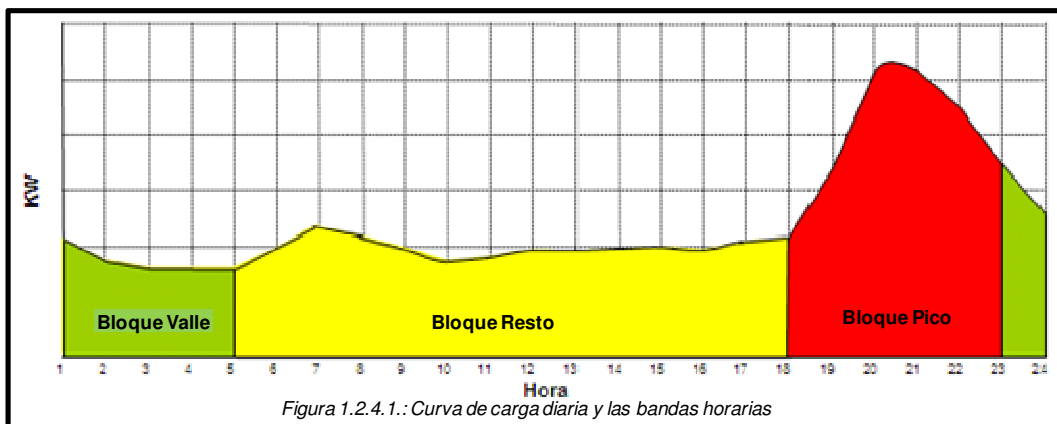
adaptación refleja el aumento marginal del costo de falla, dado por un aumento en la probabilidad de falla del sistema.

Los factores de adaptación, al igual que los factores de nodo, pueden ser menores, iguales o mayores a la unidad. Una zona exportadora, al no requerir transmisión en alta tensión para abastecer su demanda, tendrá un FA menor a la unidad. Por el otro lado, una zona importadora tendrá un FA mayor a la unidad. Adicionalmente, mientras más alejada esté una zona importadora de un nodo exportador, mayor será el FA.

1.2.4.- Las Bandas horarias

Un concepto muy utilizado en el MEM es el de bandas horarias. Los días se dividen en tres bandas horarias definidas por la curva de carga de la demanda. Una curva de demanda es una que al graficarse, en el eje de las abscisas tiene al tiempo y en el eje de las ordenadas a la potencia demandada.

A continuación se presenta una curva de carga típica de cualquier día:



En el gráfico se pueden apreciar las tres bandas horarias mencionadas anteriormente. En verde se observa la banda de horas valle, en amarillo las horas resto y en rojo las horas pico o de punta. En particular las horas valle cubren desde las 23 horas de un día hasta las cinco horas del día siguiente, las horas resto desde las cinco horas hasta las 18 horas y las horas pico se encuentran entre las 18 y las 23 horas.

Es de particular interés el estudio de las horas pico o demanda de punta, ya que es esta demanda la que determina las necesidades de expansión del sistema. Por lo tanto es en este horario donde la energía es más costosa, sobre todo debido al riesgo de falla del sistema, que es superior en esta banda horaria y esto repercute, como se verá más adelante en el trabajo, en el precio de la energía.

Los valores típicos de picos máximos varían entre las distintas estaciones climáticas del año. En el 2009 estos valores estuvieron alrededor de los 15.500 MW a

las 21hrs aproximadamente en invierno, y en los 14.500 MW a las 22 hrs aproximadamente.

1.2.5.- Acople entre la oferta y la demanda de energía

Un factor determinante de la industria eléctrica es la incapacidad de almacenar la energía eléctrica. Esto impone que cada unidad de energía generada sea demandada en el momento y viceversa. Por lo tanto es imprescindible el cuidado de la potencia que existe en cada hora del día especialmente ante un eventual aumento súbito de la demanda.

Para mantener la demanda y la oferta acopladas en cada instante se cuenta con una serie de reservas de potencia, que se organizan para ir actuando en el mercado a medida que éste las va requiriendo. Las reservas se dividen en dos grandes grupos, los cuales son: reservas de corto plazo y reservas de mediano plazo. La asignación de cada tipo de reserva se establece en el pre despacho (el cual se detallará en la sección 1.4.1 “El mercado spot”).

Estas reservas las pueden aportar tanto la oferta -dando mayor capacidad de generación- como la demanda -mediante un cese al consumo-. Cada tipo de reserva es aportada por ciertos agentes o máquinas generadoras que están predefinidas según normas y requisitos para cada tipo de reserva.

A continuación se describirán los tipos de reserva y una serie de conceptos utilizados para la asignación de las mismas.

a) Lista de mérito

Para la asignación de la reserva de potencia a las distintas máquinas generadoras se utiliza una lista de mérito, una para cada tipo de reserva. Una lista de mérito contiene las máquinas en el orden de prioridad en el que entrarán en servicio a medida que se requiera mayor nivel de reserva. Esta ponderación tiene en cuenta dos factores, el costo marginal de cada máquina y la probabilidad de falla al arrancar.

Para entrar en la lista de mérito se debe postular una máquina y cumplir con ciertos requisitos, distintos para cada tipo de reserva. No todas las reservas cuentan con lista de mérito, únicamente las reservas operativas y la reserva fría, que se explicarán a continuación. Durante la operación, en caso de ser necesario el arranque de una máquina en reserva, las mismas entrarán en funcionamiento en el orden de la lista de mérito.

Cada semana un organismo de CAMMESA se encarga de establecer las necesidades de reservas de corto plazo para cada día de la semana siguiente, y mediante concurso se establece la lista de mérito. El desempeño histórico también afecta la entrada a la lista o el orden dentro de la misma. Durante la semana, cada día se ajusta la lista de mérito, sacando las máquinas que resultan no disponibles.

b) Grandes usuarios interrumpibles

En el mercado eléctrico existe la figura de Gran Usuario Interrumpible (GUI). Un gran usuario es una persona, jurídica o física, cuyo consumo supera un dado nivel y por lo tanto se lo considera agente del MEM. En la próxima sección se desarrollará el concepto de gran usuario. Un gran usuario es interrumpible cuando ofrece parte de su potencia declarada a comprar en el mercado spot como disponible para ser interrumpida en caso de requerimientos de emergencia o necesidad. Según el tiempo de anticipación con el que se pueda interrumpir dicha potencia se utilizarán para abastecer uno u otro tipo de reservas de potencia.

c) Tipos de reserva

Los tipos de reserva de corto y mediano plazo y ordenados por tiempo de respuesta son:

Reserva de corto plazo:

- Reserva Instantánea.
- Reserva Regulante
- Reserva Operativa de cinco minutos
- Reserva de diez minutos
- Reserva Fría (de 20 minutos)
- Reserva térmica de cuatro horas

Reserva de mediano plazo

- Reserva de Confiabilidad

La reserva instantánea es la reserva con menor tiempo de reacción y es un compromiso de la demanda. Esta reserva es utilizada en casos de desvíos repentinos entre la oferta y la demanda.

La red de distribución y transmisión cuenta con una serie de relés que se activan de forma escalonada cortando el flujo aguas abajo y estabilizando la demanda con la oferta. Un desacople entre oferta y demanda genera una distorsión en la frecuencia de la señal eléctrica y puede averiar cualquier artefacto eléctrico. Cada escalón tiene una frecuencia de corte, tal que al bajar la frecuencia por debajo de la misma, se activan una serie de relés y desabastecen una parte de la demanda. Este mecanismo se denomina esquema de alivio de cargas y cada agente de la demanda tiene un compromiso en su aporte al mismo, a través del cual se corta el suministro a dicho agente en caso de ser necesario.

La reserva rotante, no mencionada en la lista precedente, es la capacidad de generación no utilizada de las máquinas que están en funcionamiento a una potencia menor a su máxima posible. Esta reserva se puede utilizar como reserva regulante, reserva operativa de cinco minutos o reserva de diez minutos.

El 100% de la reserva regulante es aportada por máquinas que están generando, con reserva rotante, con lo que cuentan con capacidad de generación adicional. La misma no debe tardar más de 30 segundos en poder hacerse efectiva. Esta reserva se utiliza para abastecer las variaciones de la demanda en el corto plazo y mantener los niveles de servicio en cada instante. Con esta reserva se estabiliza la frecuencia, que se ve afectada por la variación en la carga del sistema, por lo que normalmente se la denomina reserva para regulación de frecuencia.

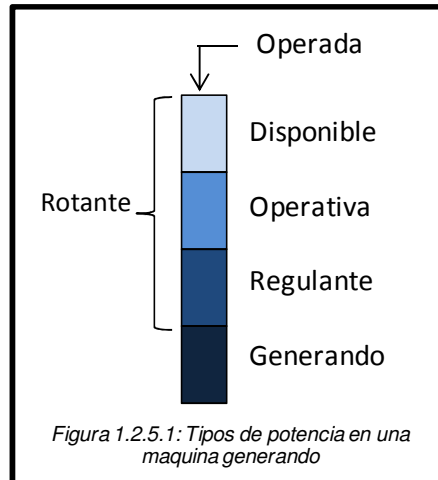
La reserva operativa de cinco minutos se utiliza para el seguimiento de la demanda y es un complemento a la reserva regulante. Está compuesta por reserva que debe tener un tiempo de respuesta igual o menor a cinco minutos. La misma es aportada en primer lugar por máquinas en funcionamiento con capacidad rotante que no haya sido asignada como reserva regulante. Si ésta no es suficiente para abastecer las necesidades de reserva operativa de cinco minutos, se utiliza la lista de mérito hasta completar la necesidad.

La reserva de diez minutos se utiliza para el seguimiento de la demanda en intervalos de mayor de mayor duración. Esta reserva es de mayor tiempo de respuesta, el cual debe ser igual o menor a los diez minutos. Esta reserva se abastece en primer lugar con reserva rotante que no haya sido asignada como reserva regulante ni reserva operativa de cinco minutos. Si ésta no es suficiente se utiliza la demanda interrumpible de un GUI cuyo tiempo de disponibilidad es igual o menor a los diez minutos. De seguir siendo insuficiente se utilizarán máquinas generadoras de la lista de mérito hasta completar las necesidades.

Hasta este punto, se desarrollaron reservas que utilizan toda o parte de la reserva rotante. Esto quiere decir que la potencia regulante y la operativa (de cinco y de diez minutos) pueden ser asignadas a máquinas en funcionamiento; el resto de las reservas (fría, térmica de cuatro horas) son asignadas a máquinas paradas. La reserva de confiabilidad puede ser asignada tanto a máquinas paradas como máquinas en funcionamiento.

Como resumen se muestra en la figura 1.2.5.1 un gráfico con los tipos de potencia en una máquina en funcionamiento, es decir, generando. La potencia operada se define como la potencia máxima disponible de la máquina en funcionamiento. La potencia disponible es la potencia que resulta no utilizada por despacho. Puede hacerse igual a cero durante la operación en tiempo real y su valor tiene impacto en la determinación del precio horario de la energía.

La reserva fría es un tipo de reserva que debe tardar 20 minutos o menos en hacerse efectiva. Se utiliza para apartamientos prolongados de la demanda respecto de lo programado. Esta reserva la componen en primer lugar, la potencia interrumpible de los GUI con tiempos menores o igual a los 20 minutos que no hayan sido asignados como reserva de diez minutos. De ser insuficiente se utilizarán las máquinas térmicas de punta según la lista de mérito de reserva fría. Para poder ser parte de la reserva fría es necesario poder mantener en funcionamiento una máquina durante al menos cinco horas.



La reserva térmica de cuatro horas es utilizada durante el bloque pico, para el seguimiento de los desvíos de la demanda respecto de lo programado o en caso de contingencias durante el mismo bloque. Esta reserva la componen en primer lugar la reserva interrumpible de los GUI, que no haya sido asignada como reserva de diez minutos ni reserva fría. En caso de ser insuficiente se utilizarán las máquinas térmicas habilitadas según las ofertas recibidas mediante una licitación. El compromiso es poder mantener la potencia a disposición durante al menos cinco horas, que corresponde con la duración del bloque pico.

La reserva de confiabilidad es aquella que se utiliza para satisfacer la demanda del bloque pico. Es decir que estas máquinas se encontrarán generando energía eléctrica fundamentalmente en dicha banda horaria. Anualmente se realiza una licitación para establecer las máquinas que se utilizarán específicamente para este fin.

1.3.- AGENTES DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

El mercado eléctrico mayorista está compuesto por cuatro agentes principales: los generadores, los transportistas, los distribuidores y los grandes usuarios. Los usuarios finales menores, como los residenciales o pequeños comercios, no tienen un comportamiento directo en el mercado de compraventa de electricidad, mas bien éstos están representados a través del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), el cual depende de la Secretaría de Energía (SE). Al mismo tiempo la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA) se encarga de administrar el despacho y las transacciones económicas de la energía. No son agentes del MEM ni el ENRE ni CAMMESA, más bien son los encargados de que el mercado funcione correctamente y bajo ciertas condiciones.

Cada uno de estos agentes y participantes del MEM será detallado en los próximos párrafos.

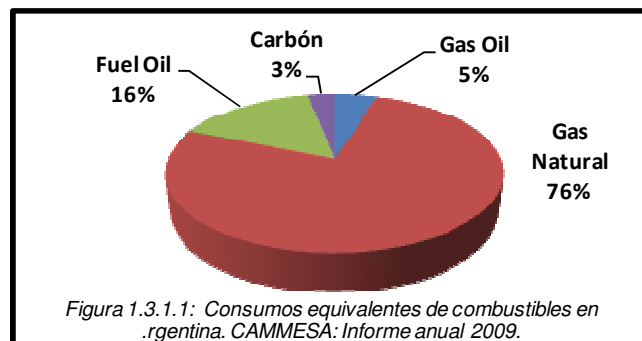
1.3.1.- Generadores, Autogeneradores y Cogeneradores

En Argentina la generación eléctrica se divide entre generación térmica, hidráulica y nuclear y es proporcionada por una gran cantidad de empresas que compiten en una actividad de riesgo sometida a competencia, buscando que ésta se comporte como en la teoría económica se denomina a los mercados en competencia perfecta. La misma se consume en el MEM. La siguiente tabla muestra la potencia instalada a diciembre del 2009, y las proporciones de cada tipo de generación.

TÉRMICA				TÉRMICA	HIDRÁDULICA	NUCLEAR	TOTAL
Turbo Vapor	Turbo Gas	CC	Diesel				
Potencia Instalada al 31/12/2009 (GW)							
4,4	4,3	6,5	0,4	15,5	10,5	1,0	27,0
16,4%	15,7%	23,9%	1,3%	57,4%	38,9%	3,7%	
Energía Generada Durante el 2009 (TWh)							
15,0	10,2	35,7	0,6	61,4	40,3	7,6	109,3
13,7%	9,3%	32,6%	0,5%	56,2%	36,9%	6,9%	
Uso Intensivo de la potencia instalada (Miles de Horas Anuales)							
3,4	2,4	5,5	1,6	4,0	3,8	7,6	4,0
Uso Intensivo de la potencia instalada (%/ Horas Anuales)							
39%	27%	63%	19%	45%	44%	86%	46%

Tabla 1.3.1.1. Potencia instalada (GW) y Generación (TWh) en el 2009. CAMMESA: Informe anual 2009

En esta tabla se puede observar que la generación térmica predomina sobre las otras. El tipo de generación que predomina en la generación térmica es la de Ciclo Combinado (CC), el cual combina generación mediante gas natural y vapor. En



combinación con la generación en turbo gas explican el gran consumo de Gas natural, siendo éste el principal insumo de la generación eléctrica, como se observa en la figura 1.3.1.1. El abastecimiento de gas natural juega un papel muy importante en los precios de la electricidad en Argentina.

Las diferencias que se observan en los usos intensivos en cada tipo de generación responden a los criterios de asignación de la generación del MEM. Estos se basan en los costos de generación y de transporte. Este punto se desarrollará en mayor detalle en secciones posteriores.

Además de generadores, existe lo que se llama autogeneradores. Éstos son agentes que generan su propio consumo. Cualquier falta o excedente de generación la comercializan en el MEM.

Por último se encuentran los cogeneradores, los cuales son generadores que además de energía eléctrica generan algún otro tipo de energía, como por ejemplo, energía térmica para algún sistema de calefacción.

1.3.2.- Transportadores

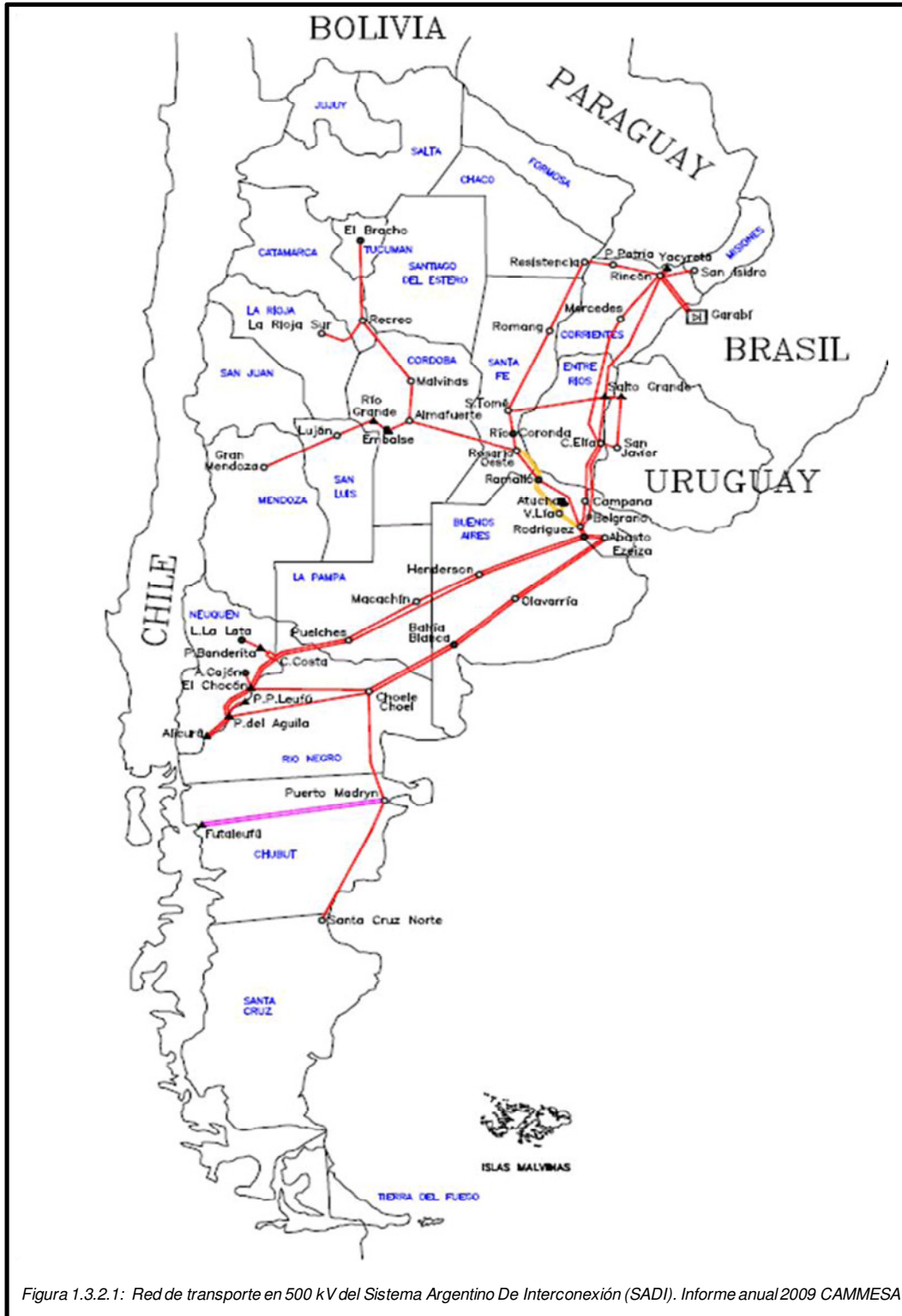
Los transportadores son los encargados de la transmisión de la energía eléctrica. Éstos unen a todos los nodos del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) y están divididos en dos etapas. La primera es la transmisión en 500 kV de la cual se encarga una única empresa monopólica, TRANSENER. La segunda, es la distribución regional en menores tensiones: 330, 220, 132, y 66 kV, para la cual existe una empresa monopólica en cada sector regional.

Existe en la regulación argentina lo que se llama función técnica de transporte. Ejercen la función técnica de transporte cualquier instalación eléctrica que vincule al menos dos instalaciones eléctricas que formen parte del SADI. Por lo tanto, un distribuidor al que esté conectado un gran usuario, es prestador de la función técnica de transporte. Lo mismo puede pasar si un Gran usuario está conectado directamente a un generador. En este caso si las instalaciones vinculantes son del generador, este último está ejerciendo la función técnica de transporte.

Todos los agentes que cumplen la función técnica de transporte están alcanzados por el principio de libre acceso. Esto quiere decir que cualquier agente que quiera conectarse al SADI a través de sus instalaciones, puede hacerlo, siempre y cuando éste cumpla con los requerimientos normativos y técnicos. Esto es importante debido a que el MEM está basado en la competencia y para esto es vital el libre acceso y la multiplicidad de agentes que interactúen en el MEM.

Los transportistas no están autorizados a comprar y vender electricidad. Sus ingresos se componen de cargos fijos de conexión y capacidad de carga; y cargos variables, en función de las pérdidas, que dependen de la energía transportada y de la

probabilidad de falla del sistema, la cual es función de la potencia demandada en cada hora.



En búsqueda de la eficiencia económica de las inversiones en transporte, éstas son impulsadas por los usuarios de la red del transporte, ya sean generadores, grandes usuarios o distribuidores, pero no por las empresas transportistas. Estos usuarios deben hacerse cargo íntegramente de los costos de la expansión del sistema de transporte.

En la figura 1.3.2.1 se muestra la red de transporte en 500 kV del Sistema Argentino De Interconexión (SADI). En la misma se observa además algunas de las máquinas generadoras del país.

1.3.3.- Distribuidores

Los distribuidores son los agentes del mercado que se encargan de distribuir la energía a: los usuarios finales, residenciales, comerciales, industrias pequeñas y al Estado, en concepto del alumbrado público. Cada empresa tiene a cargo un área de concesión y derechos monopólicos sobre ésta. Por ejemplo, en la zona de Capital Federal y alrededores, se encuentran las empresas EDENOR en la zona norte, EDESUR en la zona sur y EDELAP en la ciudad de La Plata y zonas aledañas.

Las empresas distribuidoras tienen dos obligaciones básicas. La primera es la de abastecer dentro de su área de concesión a los usuarios finales que no tengan la facultad de comprar energía de forma independiente, con toda la energía que éstos demanden. De esta obligación quedan eximidos los grandes usuarios. La segunda obligación es la de brindar el servicio de red a cualquier usuario sin excepción de su área de concesión, sean estos usuarios cautivos como grandes usuarios. Estas obligaciones son impuestas a las empresas a riesgo de ser severamente sancionadas.

Al igual que la regulación de las empresas transportistas esto apunta al libre acceso al SADI, la multiplicidad de agentes y la competencia en el mercado.

También existen regulaciones que imponen penas sobre la calidad del servicio técnico, producto técnico y servicio comercial. El servicio técnico está referido a las interrupciones en el suministro y su frecuencia. El producto técnico refiere al nivel de voltaje y sus perturbaciones, que incluyen las variaciones súbitas de voltaje y las caídas lentas de tensión. Por último, el servicio comercial consiste en la facturación y la atención al cliente. En este rubro se revisa las fallas en la facturación, la atención y resolución de las quejas en general de los usuarios y el manejo de las bajas de suministro.

Existen también regulaciones sobre el medio ambiente, sin embargo esta externalidad no será tenida en cuenta en este trabajo.

Los ingresos de las distribuidoras se producen a través de las facturas que éstas cobran a los usuarios finales. Este trabajo se centra especialmente en la regulación en relación a estas tarifas y cómo éstas reflejan los costos de las empresas distribuidoras. Mas adelante se especificará como se forman estas tarifas.

1.3.4.- Grandes Usuarios

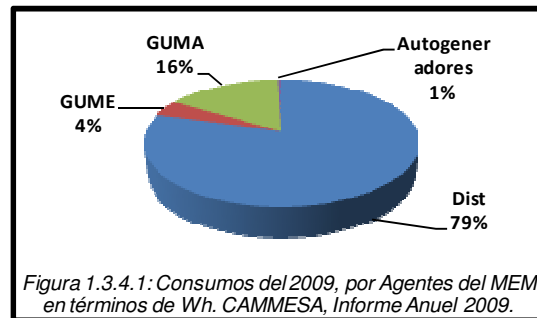
Cualquier consumidor de energía eléctrica puede optar por dos formas para comprar la misma: A través de un distribuidor o comprando directamente a un comercializador o generador a través del MEM. De optar por la segunda forma, el usuario pasa de ser un usuario cautivo a un gran usuario y agente del MEM.

No cualquier persona o persona jurídica puede ser un gran usuario. Existen tres categorías de grandes usuarios y exigen tener un mínimo de consumo en términos de potencia y energía consumida. Las tres categorías son:

- *Grandes Usuarios Mayores (GUMA)*: Deben tener en cada punto de conexión al sistema un consumo no menor a 1 MW ni 4380MWh anuales.
- *Grandes Usuarios Menores (GUME)*: En cada punto de conexión deben tener un consumo entre 30kW y 2000 kW (medición en triple tarifa).
- *Grandes Usuarios Particulares (GUPA)*: Sus límites de consumo por punto de conexión deben encontrarse entre 30kW y 100 kW.

La diferencia adicional entre los GUME y los GUPA es la forma en que se mide su consumo y en consecuencia pagan por la energía que consumen. Los GUME son medidos y facturados mediante una triple tarifa, distinguida entre horas punta, valle y resto; mientras que los GUPA lo son bajo una tarifa simple -sin distinción de horas-.

Para tener una idea del la relevancia de los grandes usuarios en el MEM, en la figura 1.3.4.1 se muestran los consumos por agente del MEM en términos de energía (Wh). Los GU en el 2009 compraron el 20% del total producido en Argentina.



1.3.5.- Comercializadores

El comercializador no es agente reconocido del MEM. Los mismos se dedican a la compraventa de energía eléctrica. Son intermediarios entre compradores y vendedores, acercando la oferta y la demanda y aconsejando estrategias de compra a distribuidores y grande usuarios. Tienen mucha presencia en la importación y exportación de energía eléctrica.

Existen dos tipos de comercializadores, los que comercializan demanda y los de generación. Los primeros son los que figuran como compradores en un contrato de

abastecimiento; los segundos, toman la figura de vendedores. Es decir, contractualmente unos actúan como distribuidores/grandes usuarios y los otros como generadores.

En Argentina no es una imagen muy difundida y no existen gran cantidad de los mismos en el MEM.

1.3.6.- Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE)

El ENRE es el ente nacional que cumple el rol del Estado en el MEM. Es la institución que establece los cuadros tarifarios, los controles de calidad de todos los sectores y emite las multas correspondientes. Además, resuelve cualquier conflicto entre partes que se presente entre agentes del MEM. Finalmente, el ENRE es el encargado de controlar el cumplimiento de los contratos de concesión y la ley N° 24.065.

Una de las características principales del ENRE es que es un organismo autárquico. Sus ingresos provienen de una tasa de fiscalización y control que pagan los generadores, transportistas y distribuidores en función de sus ingresos brutos, de las multas cobradas y los intereses que resulten de la gestión de sus propios fondos. Su presupuesto y autoridades son aprobados previamente por el Congreso de la Nación.

La ley N° 24.065 establece sus objetivos, los cuales son:

- Proteger los derechos de los usuarios;
- Promover la competitividad en el mercado de producción y demanda de electricidad;
- Alentar las inversiones privadas del sector a largo plazo asegurando la competitividad de los mercados donde sea posible;
- Promover la confiabilidad y libre acceso a los servicios de las instalaciones eléctricas;
- Regular las actividades de transmisión y distribución, sobre todo su régimen tarifario por ser sectores considerados como monopolio natural;
- Asegurar el abastecimiento de la energía eléctrica.

1.3.7.- Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA)

CAMMESA es la empresa encargada de la administración del MEM. Sus funciones principales son: la coordinación del despacho de energía, el establecimiento de los precios horarios de la electricidad y la administración de las transacciones económicas entre agentes.

CAMMESA es una sociedad anónima sin fines de lucro cuya participación accionaria está compuesta por el Estado, la Asociación de Generadores de Energía Eléctrica (AGEERA), la Asociación de Transportistas de Energía Eléctrica (ATEERA), la Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica (ADEERA) y la Asociación de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica (AGUEERA), cada uno con un 20% del paquete accionario.

De esta forma se intenta cumplir otro de los objetivos de CAMMESA, el cual es asegurar la transparencia del mercado a través de la participación de todos los agentes involucrados. Es pertinente mencionar que los comercializadores no están representados por CAMMESA.

Están a cargo de CAMMESA las siguientes tareas

- Administrar las transacciones económicas en el MEM, en particular la recaudación de los pagos de los usuarios del sector de transporte y la posterior remuneración propia de este sector;
- Analizar y aprobar las solicitudes de acceso y ampliaciones del sistema, y la participación de los beneficios resultantes de dicha ampliación;
- Coordinar los equipos de control;
- Analizar mejoras para la optimización del funcionamiento del SADI;
- Proveer al ENRE de la información que requiere para sus actividades de regulación y control;
- Planificar la operación del sistema, en particular los ciclos de mantenimiento, de forma que no haya faltante de energía en ningún momento;
- Analizar cualquier perturbación del sistema y encontrar sus causas;
- Coordinar la operación de todo el sistema y controlar el despacho de potencia reactiva.

1.4.- EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

Los generadores, distribuidores, grandes usuarios y los comercializadores se encuentran en el MEM para la compra y venta de energía y de potencia eléctrica. Existen dos formas de comprar y vender este bien: por medio del mercado spot, el cual es un mercado donde el precio cambia hora a hora, o a través del mercado a término, el cual consta de contratos bilaterales a precios y cantidades arregladas libremente entre ambas partes. Estos dos mercados y su funcionamiento en la Argentina son expuestos en los próximos párrafos.

1.4.1.- El mercado spot

a) Funcionamiento general y coordinación del mercado

El mercado a través del cual se realiza la compraventa de energía y potencia es el denominado mercado spot. Este mercado está coordinado por el Organismo Encargado del Despacho (OED), el cual se encarga de definir los precios de mercado y las cantidades a producir por cada agente generador. Este organismo depende de CAMMESA.

En primera instancia es importante aclarar que la asignación de la generación es establecida de forma independiente al mercado a término. Los criterios utilizados por el OED siguen principios económicos y de seguridad y no importa si un generador está contratado o no, el hecho de que el mismo genere energía o no, depende de únicamente de estos criterios. En la próxima sección se explicará como funciona el mercado a término, dadas estas condiciones.

El mercado spot funciona en base a diferentes proyecciones que van estimando la demanda y definiendo la oferta. Estas son cuatro: la programación estacional, las proyecciones semanales, las proyecciones diarias y los redespachos. En todas las etapas, es vital el aporte de información necesaria por parte de todos los usuarios del MEM. Esta información es entregada al OED, existiendo procedimientos en caso de que el mismo no concuerde con la información que suministran los agentes.

La programación estacional se realiza cada 6 meses, ajustándose cada trimestre. Los objetivos más importantes de la programación estacional son: la proyección de la demanda, la coordinación y optimización del mantenimiento programado de las máquinas generadoras y de las redes del transporte, el establecimiento de los precios estacionales y la remuneración al transporte.

La programación semanal se realiza cada semana, estimando lo que sucederá la semana siguiente. En la misma se resaltan: una nueva proyección de la demanda, la determinación de la producción de las centrales hidroeléctricas, la asignación de las reservas operativas y de máquinas paradas (fría y térmica de cuatro horas) a las

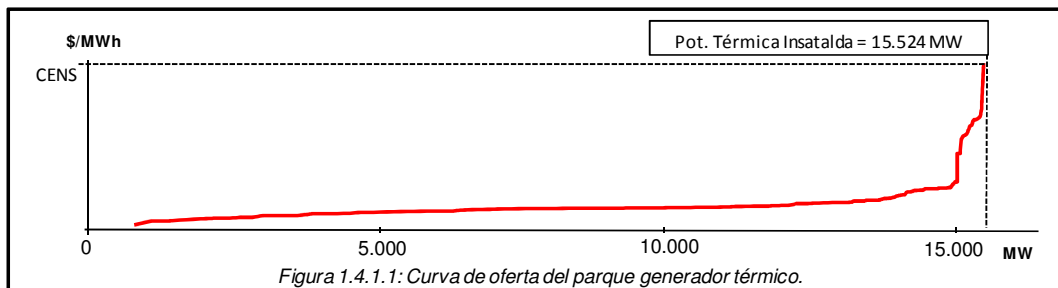
máquinas térmicas (estableciéndose al mismo tiempo las máquinas que se encontrarán en funcionamiento), y la estimación de eventuales cortes al suministro.

En las programaciones diarias se determina la cantidad a generar por cada máquina térmica y la asignación de la reserva regulante a cada máquina generadora. La proyección diaria debe establecer la operación en cada una de las horas del día siguiente. Esta programación concluye con el predespacho, el cual es informado a cada agente del MEM con toda la información que cada uno necesita para poder operar el día siguiente.

Durante la operación en tiempo real, de surgir desvíos significativos en alguno de los parámetros programados se realizará un redespacho, en el que se vuelve a informar los valores ajustados a todos los agentes del MEM. Estos redespachos suelen realizarse siempre que exista una modificación en la demanda con respecto al redespacho, o cuando máquinas generadoras quedan fuera de servicio y no estuvieran previstas en el predespacho.

b) El precio de la energía

El criterio para asignar “paquetes de energía” a cada generador es el de minimizar el precio spot en el nodo de mercado. Cada hora, la oferta se modifica siguiendo las variaciones de la demanda y el precio oscila en función del costo marginal del parque generador. El costo marginal en el nodo de mercado depende de tres variables fundamentales: el combustible utilizado por cada máquina, la eficiencia productiva (consumo específico) y el FN, como indicador de eficiencia energética del transporte. A medida que la demanda aumenta, las máquinas generadoras entran en funcionamiento en orden ascendente de acuerdo al costo marginal de las mismas. En la figura 1.4.1.1 se puede observar la curva de oferta del parque generador de energía térmica:



La estructura remunerativa del MEM está construido en función del siguiente principio: el precio de la energía cubre los costos variables de la operación, mientras que los precios de la potencia cubren los costos fijos, que en gran parte son costos de capital.

c) El Precio Local Horario de la Energía

Existen áreas con restricciones donde la potencia que pueden ingresar o exportar a través de sus nodos es limitada. A un área definida por su conjunto de nodos limitados se la denomina área desvinculada. Esta desvinculación puede ser total o parcial según el área quede desconectada o simplemente limitada en su capacidad de transportar energía.

Existen 2 tipos de restricciones, las programadas y las forzadas. Las primeras se producen por limitaciones del sistema de interconexión de algunas áreas, como por ejemplo un límite en la capacidad de transporte en el área, por lo que se pueden planificar dadas las proyecciones de oferta y demanda en la zona. Las segundas suceden cuando por una falla temporal queda desvinculada de forma parcial o total un área.

En caso que el área sea exportadora, la cantidad que puede producir se ve limitada, con lo que al aumentar la demanda en el mercado el precio de mercado sube mientras que el precio en esta área queda paralizado al alcanzar el nivel máximo de energía a exportar. La racionalidad detrás de esto es que al aumentar los precios en el mercado no incentiven a que la generación de ésta área sea dada por las máquinas más costosas. Cuando un área es exportadora el precio local es menor al precio de mercado.

Cuando el área es importadora, su restricción puede forzar a que una máquina disponible dentro de esta área entre en funcionamiento, apartándose del óptimo de despacho, que es definido por el precio mínimo en el nodo de mercado. En este caso se asigna al área un precio local, el cual es mayor que el precio de mercado, debido a los mayores costos que tiene esta área para bastecer su demanda.

d) El mercado de potencia

La potencia se remunera de diferentes maneras según los tipos de potencia. A continuación describiremos los conceptos más importantes sobre cómo se remunera la potencia en el mercado.

Un concepto importante en la remuneración de la potencia es lo que se llama las Horas en que se Remunera la Potencia (HRP). La potencia generando, y las reservas de máquinas paradas –reserva fría, reserva térmica de 4 horas y las reserva de confiabilidad- se remuneran únicamente en las HRP. Las HRP están preestablecidas y se detallan a continuación, el a tabla 1.4.1.1:

Tipo de Día	Valle							Resto										Pico				Va.		
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21		22	23
Hábil									x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Sábado	x																			x	x	x	x	x
Domingo																			x	x	x	x	x	

Tabla 1.4.1.1: Horas en que se Remunera la Potencia (HRP)

El precio de la Potencia Puesta A Disposición (\$PPAD) –el cual determina el precio de la potencia en el mercado- es el precio utilizado para muchos de los tipos de potencia en el mercado, sin embargo no es el único utilizado. Este precio se determina

como el factor entre el Precio Base de la Potencia (\$BASE) y un factor de ajuste (KPPAD), el cual siempre es mayor a la unidad. Actualmente el precio base de la potencia es igual a 10 AR\$/MW y el KPPAD 1,2. Este último factor es determinado por la SE.

Cada año se realiza una proyección anual, con revisión trimestral, de las necesidades de potencia, estableciendo un valor mensual por tipo de potencia para cada máquina generadora, esta potencia se denomina Potencia Base (PB). La Remuneración Base de Potencia (RBP) consiste en un pago a las máquinas generadoras en concepto de la disponibilidad a operar; es un mecanismo a través del cual se determina las principales máquinas a operar en el MEM, quedando las mismas bajo los requerimientos del OED. Además otorga previsibilidad a la operación, lo que reduce el riesgo para los generadores que reciben esta remuneración.

La potencia base, la cual es el piso a recaudar para todas las maquinas que se encuentren generando, es establecida de formas distintas para los parques térmicos e hidráulicos. Para el parque hidráulico la proyección se realiza en base a un año con operación normal. Para el parque térmico, la proyección se realiza en base al supuesto de un año extra seco, es decir, con mínima oferta hidráulica, lo que resulta en una mayor generación del parque térmico.

La potencia base se remunera a cada máquina al precio \$PPAD, para cada HRP. Esta remuneración se denomina Remuneración Base de Potencia (RBP).

El precio de las distintas reservas de energía tienen fórmulas particulares, pero solo mencionaremos que algunas dependen del precio de la energía y otras del \$PPAD. De la energía dependen las reservas de menor plazo y en funcionamiento, es decir, la reserva regulante y operativa (de 5 y 10 minutos). De la \$PPAD dependen la potencia generando, la remuneración base de la potencia, y las reservas en maquinas paradas – reserva fría, reserva térmica de 4 horas y las reserva de confiabilidad-.

1.4.2.- El mercado a término

El MEM cuenta con un mercado donde los agentes intercambian potencia y energía a precios y cantidades pactadas contractualmente, llamado Mercado a Término. Estos contratos tienen un plazo, en el cual el vendedor se debe comprometer con lo establecido en el mismo, lo que da previsibilidad al abastecimiento de los distribuidores. Este mercado ayuda a los mismos a mitigar riesgos, dada la gran presión que tienen de abastecer toda la energía que se les demande a riesgo de ser severamente castigados.

Existen tres tipos de contratos a término: los contratos de disponibilidad de potencia, de abastecimiento y de energía.

1.4.2.1.- Contrato de disponibilidad de potencia

En los contratos de disponibilidad de potencia la parte vendedora se compromete a mantener una potencia a disposición de la parte compradora. Esta potencia está asignada a una o varias máquinas en particular y puede o no ser usada (despachada) por el comprador.

Para que la máquina contratada sea despachada a través del contrato se deben cumplir dos condiciones: que la máquina haya sido convocada y despachada por el OED y el cumplimiento de una condición técnica de convocatoria (CTC) definida en el contrato, la cual está relacionada con restricciones del transporte o déficits en la generación.

El OED puede convocar a generar la energía comprometida del contrato para uso del MEM en cualquier momento, siguiendo los criterios económicos y de seguridad. En caso de que el comprador del contrato convoque esta energía (cumpliéndose adicionalmente la CTC), esta energía es considerada del mismo, restándose de su consumo en el mercado spot. Al mismo tiempo, dicha energía no se considera dentro de la remuneración spot del generador.

De esta forma se asegura que la convocatoria a generar de la máquina contratada se dé únicamente bajo los criterios económicos y de seguridad. Es decir, que de no darse estas condiciones el comprador no puede hacer uso de su contrato.

En caso de que el generador sea convocado a generar a través del contrato y el mismo no pueda cumplir las condiciones de disponibilidad de potencia pactadas, los contratos estipulan penalidades. Estas condiciones, el tipo y dimensión de las penalidades son establecidas por los participantes del contrato.

En caso de que un generador no pueda cumplir con el contrato, este puede comprar la energía que se le demanda a través del mercado spot. Si en este caso se aplican o no penalidades al mismo, debe estar estipulado en el contrato.

El contrato de disponibilidad de potencia está garantizado por el MEM en caso de cortes de suministro, siempre y cuando la máquina contratada este siendo despachada y el vendedor pueda hacer frente a lo pactado. Esto quiere decir que ante restricciones al consumo, el comprador tendrá la prioridad sobre la energía generada por el vendedor. En caso de que se deban aplicar cortes en el suministro de un área y el generador no pueda cumplir con el contrato por lo que resulte comprando en el mercado spot, al mismo se le aplicarán los recortes de demanda, al igual que al resto de los consumidores dentro del área. En este caso, el generador no cumplirá con la totalidad del contrato, por lo que se le aplicarán las penalidades correspondientes.

Dadas las dos condiciones de convocatoria del contrato, el mismo es firmado generalmente por consumidores y generadores de reserva fría que se encuentran en un

mismo área. En estos casos, se utilizan para cubrir el riesgo de abastecimiento local o de precios locales. De esta forma, queda un área desvinculada, de existir cortes de suministro en la misma, con seguridad el generador local contratado estará despachando y el comprador tendrá prioridad de suministro por lo que no sufrirá faltantes, ni sus respectivas penalidades. Sumado a esto, al formarse un precio local, en el caso de que el generador local contratado resulte despachando, el comprador del contrato obtendrá un precio establecido contractualmente, evitando los precios locales.

Adicionalmente, en caso de que existan cortes de suministro al sistema debido a faltantes de generación, la parte vendedora estará siendo despachada, por lo que la parte compradora se asegurará el suministro.

Estos contratos también son utilizados por generadores en la figura de compradores, con el fin de tener un respaldo sobre sus contratos de abastecimiento. En este caso, se contratan vendedores que con mayor probabilidad se encuentren generando, de forma de asegurarse la disponibilidad de la energía frente a problemas con sus propias máquinas.

Los vendedores se benefician contratando parte de su potencia ya que de esta forma pueden obtener precios más altos que en el mercado spot, debido a la seguridad de suministro que ofrecen y el consecuente ahorro en penalidades para los distribuidores.

Un máquina puede tener varios contratos, con diferentes prioridades cada uno, en este caso debe quedar claro en el contrato las penalidades de no poder abastecer la potencia requerida, según si corresponden o no, en función de la prioridad.

1.4.2.2- Contrato de abastecimiento

En un contrato de abastecimiento un vendedor se compromete a entregar una curva de carga a un comprador. Éste último paga por toda la potencia y la energía que entrega el vendedor a precios establecidos en el contrato, independientemente de que la requiera o no.

Como se menciono anteriormente, la generación que abastezca al contrato no será necesariamente la del generador que firma el contrato. El OED establece el funcionamiento de todo el parque generador en función de criterios económicos y de seguridad, de forma de abastecer la totalidad de la demanda.

El generador cobra en el mercado spot por todo lo generado según el despacho diario o los redespachos, descontándosele el monto comprometido en los contratos de abastecimiento. De esta forma, la parte vendedora del contrato resulta con un egreso en caso de generar menos de lo estipulado en el contrato. Este egreso es en concepto de las compras en el mercado spot a fin de abastecer la demanda de su contrato. El resultado es inverso en el caso de generar más de lo estipulado en el contrato.

El comprador paga por todo lo consumido en el mercado spot, devolviéndosele el monto correspondiente a lo comprometido en el contrato de abastecimiento. De esta forma, la parte compradora del contrato resulta con un ingreso en caso de consumir menos de lo estipulado en el contrato. Este ingreso es en concepto de las ventas realizadas en el mercado spot debido al excedente con el que cuenta. El resultado es inverso en caso de consumir más de lo estipulado en el contrato. De esta forma, los beneficios del contrato de abastecimiento no se encuentran supeditados al despacho de la parte vendedora.

Al igual que en el contrato de disponibilidad de potencia, las sanciones deben estar explicitadas en el contrato.

Este contrato también está garantizado por el MEM en caso de cortes de suministro, siempre y cuando el vendedor tenga capacidad para hacer frente a lo pactado, ya sea con su propia generación, o mediante contratos de disponibilidad de potencia, los cuales el generador puede firmar a modo de respaldo. De no tener capacidad propia restante, el generador puede comprar la energía faltante en el mercado spot, ateniéndose a los recortes de la demanda, tal como se mencionó para el contrato de disponibilidad de potencia.

En resumen, los generadores cuentan con tres palancas para evitar estas sanciones: su generación, tener contratos de disponibilidad de potencia como respaldo y compras en el mercado spot.

Este tipo de contratos se utilizan para garantizar el suministro y dar mayor previsibilidad a los precios de la energía y la potencia. La diferencia de este contrato respecto al de disponibilidad de potencia subyace en que el primero no se encuentra supeditado al despacho de la parte vendedora.

Desde el punto de vista de los vendedores (generadores), el contrato estabiliza los precios de venta, pero no garantiza la generación. Según lo dicho, los ingresos de los generadores con contratos de abastecimiento se calculan, de forma simplificada, según la ecuación 1.4.2.2.1:

$$Ing = P_C * E_C + P_S * E_G - P_S * E_C \quad (1.4.2.2.1)$$

Donde:

- P_C : Precio de la energía por contrato
- P_S : Precio de la energía del mercado spot
- E_C : Cantidad de energía por contrato
- E_G : Cantidad de energía generada

En la ecuación 1.4.2.2.1 se pueden observar los ingresos por el contrato ($P_C * E_C$), los cuales son abonados por el comprador del contrato; los ingresos por lo generado a precio spot ($P_S * E_G$) y finalmente los pagos que debe realizar el generador al mercado spot en concepto del contrato firmado ($P_S * E_C$). Operando:

$$Ing = (P_C - P_S) * E_C + P_S * E_G \quad (1.4.2.2.2)$$

En la ecuación 1.4.2.2.2 se puede concluir que la única forma que estos contratos tengan sentido para los generadores, es cobrando un precio mayor al del mercado spot. Esto podría ser posible bajo el argumento de la garantía de suministro para los compradores. De cualquier otra forma, los ingresos sería menores a los que hubiesen sido sin ningún contrato ($P_S * E_G$).

1.4.2.3.- Contrato de energía

Este contrato es similar al contrato de abastecimiento, pero no cuenta con la garantía de suministro del MEM. Esto quiere decir que ante faltantes de energía, no serán tenidos en cuenta. Normalmente ante una interrupción del suministro, la misma se realiza de forma proporcional al consumo de todos los agentes distribuidores. Este mismo criterio aplica para los que tienen un contrato de energía.

Estos contratos, al no contar con una garantía, solo cuentan con la ventaja de acotar los precios, pero no reducen el riesgo de falla. Estos incentivos pierden fuerza, desde el punto de vista de los distribuidores, debido a la existencia de los precios estacionales.

1.4.2.4- Cuestiones generales y comentarios finales

Los plazos de estos contratos tienen un valor mínimo que depende del tipo de comprador. Si el mismo es un distribuidor, el plazo mínimo es de un semestre. En ningún caso los plazos tienen un máximo establecido.

Existe un tope a la cantidad de energía y potencia que los consumidores pueden contratar en el mercado a término. Para los distribuidores, el tope de potencia contratada es la potencia máxima declarada de cada mes en la programación estacional. Por otro lado, la máxima energía que pueden contratar los mismos es la curva de carga presentada en la programación estacional.

Finalmente, existe lo que se denomina Precios Estacionales, a través de los cuales compran todos los consumidores del MEM. Los mismos están pre establecidos al comenzar el período estacional, y son calculados en base a proyecciones de los valores que tomarán los precios spot. Estos precios estacionales son los únicos que las empresas distribuidoras pueden pasar directamente a las tarifas, a esto último se denomina el passthrough. Esto quiere decir que, dada la condición de passthrough, las empresas distribuidoras no pueden pasar a las tarifas los precios firmados contractualmente. Esto no incluye a los contratos que heredaron las empresas privadas al entrar en el sector a comienzos de la década del 90.

Esto trae consigo un factor de riesgo para las empresas distribuidoras. Dado que para que un generador esté dispuesto a firmar un contrato de abastecimiento este debe

contar con precios mayores a los del mercado spot, los distribuidores deben operar bajo pérdidas si quieren ser compradores en un contrato de este tipo. El equilibrio se encuentra en el punto donde los beneficios de no pagar penalidades por falta de suministro sea igual o mayor los sobrecostos de contratar una curva de carga.

1.4.3.- La sustentabilidad a largo plazo

El mercado a término es una herramienta muy importante para el fomento de las inversiones a largo plazo, ya que garantiza para los involucrados la comercialización de la energía y fija un precio o un mecanismo para su fijación, con lo que hace a este un factor más predecible. Estas ventajas disipan un riesgo principal en el análisis de una inversión, ventajas que se hacen más necesarias mientras más grande sea el horizonte temporal de la recuperación de la inversión. Este es el caso del mercado energético; no obstante, en el año 2009 solo el 17% de todas las compras en el MEM se realizaron mediante contratos en el mercado a término (CAMMESA, Informe Anual 2009).

Como se menciona en el trabajo “Abastecimiento sustentable de energía” (E. Badaraco, H. Carranza y L. Scholand; 2008), un aspecto fundamental del mercado eléctrico es que el precio de la energía que finalmente se paga en las tarifas está constituido principalmente por costos de capital. Si se analiza la cadena energética en su totalidad se observan seis tramos: la extracción de combustibles fósiles; el transporte y la distribución de estos combustibles; la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Para el primer tramo, por ejemplo, los costos variables de extracción en el mercado del gas no llegan a ser el 10% del precio en boca de pozo. Esto es debido al tamaño de los costos de capital, consecuencia del gran tamaño de las inversiones en exploración e instalaciones previas al pozo. Este costo se pasa directamente de mano en mano, agregando cada tramo sus costos, los cuales de nuevo son principalmente de capital. Finalmente, cuando el costo de los combustibles entra en el mercado eléctrico a las plantas generadoras, éstas tratan a este insumo como costo variable, pero es fundamentalmente costo de capital de los tres tramos anteriores y sobre éste la empresa coloca sus costos de capital. A este precio se le suma el costo de transporte y de distribución, los cuales de nuevo tienen un gran componente de costo de capital.

Las inversiones de toda la cadena energética son muy grandes respecto de los costos que se requieren para mantenerla y estas inversiones requieren de un largo plazo temporal para ser recuperadas. Todo esto hace que sea necesario reducir el costo de capital del sector en Argentina, debido principalmente a la fuerte competencia de capitales a nivel mundial, en el cual debe competir también nuestro país para poder sostener un nivel de inversiones que mantengan a largo plazo todo el sector energético.

Para estas inversiones resulta imprescindible contar con herramientas que disminuyan los riesgos de un proyecto, como los contratos a término. Adicionalmente, es importante que este tipo de herramientas gocen de una amplia utilización por parte de los agentes del MEM, agregando un valor tangible a sus negocios.

1.5.- LA REGULACIÓN DEL SECTOR DE DISTRIBUCIÓN

1.5.1.- Los lineamientos de la regulación

Los lineamientos de la regulación del sector distribución están principalmente enfocados en regular las tarifas que las empresas pueden cobrar a los clientes cautivos. Los principales lineamientos de la regulación son los siguientes:

- Se establecen tarifas máximas para cada período tarifario. Estas tarifas máximas se construyen en base a la suma de dos términos: el costo de adquisición de la energía y la potencia en el MEM; y el costo propio de la distribución, llamado Valor Agregado de Distribución (VAD).
- Los períodos tarifarios se restablecen cada cinco años. Durante estos cinco años la tarifa máxima se verá modificada por los cambios en los costos del MEM y por la actualización del VAD, valor que se mantiene constante en términos reales ajustándose semestralmente mediante índices de inflación del dólar estadounidense.
- Al establecer estas tarifas máximas se tiene en cuenta la rentabilidad sobre el capital obtenido por las empresas, asegurándose que en promedio puedan alcanzar un valor acorde al riesgo de la actividad. La rentabilidad final de la empresa depende de ella misma, es decir, de la eficiencia en costos que la misma logre.
- Las empresas están obligadas a abastecer todo lo demandado en su zona de concesión. Además, la regulación establece un nivel de calidad de servicio en los tres aspectos mencionados anteriormente –calidad del servicio técnico, producto técnico y servicio comercial- y estableciendo las sanciones correspondientes.
- No están permitidos los subsidios cruzados entre usuarios o categorías de usuarios. Cada usuario paga por los costos involucrados únicamente en el tipo de servicio que recibe.

Estos lineamientos de la distribución apuntan a una serie de objetivos. En primer lugar, se busca que el precio de la electricidad sea determinado de forma exógena a la empresa. Esto simula una de las principales condiciones de competencia perfecta. Si bien el sector de distribución es un conjunto de monopolios naturales por región, debido a las economías de escala existentes en la naturaleza de la actividad, se intenta que el precio de mercado sea lo más cercano al que sería en caso de competencia perfecta. En la determinación de este precio, se consideran los intereses tanto de las empresas en cuanto a su rentabilidad y riesgo, y el de los clientes cautivos en cuanto al servicio que éstos reciben.

Finalizado cada período quinquenal, las eficiencias logradas por las empresas distribuidoras serán traspasadas a los usuarios en forma de menores precios. De esta forma se busca gradualmente disminuir en términos reales el costo de este servicio público, sin poner en riesgo la rentabilidad de la empresa.

Otro punto de importancia de la regulación es el abastecimiento de energía eléctrica. Sea cual fuere el motivo por el cual se produce una interrupción en el suministro de energía, la empresa distribuidora será sancionada aun cuando el problema sea exógeno a la misma, como por ejemplo, un corte en las líneas de transmisión.

Anteriormente se mencionó que las inversiones en redes y equipos de transporte las realizan los usuarios de éstas. Por lo tanto, bajo esta regulación, en última instancia si es responsabilidad de los distribuidores que no haya problemas en las redes de transporte y que éstas sean adecuadas para la transmisión de toda la demanda. Finalmente las sanciones son incentivos para que las empresas distribuidoras impulsen el mantenimiento y la inversión en el sector del transporte.

Adicionalmente, para poder mantener la demanda abastecida en todo momento las empresas distribuidoras cuentan con el mercado a término, el cuál es una herramienta fundamental para dar estabilidad y previsibilidad al suministro.

Finalmente, la prohibición de subsidios cruzados apunta a la equidad para todos los usuarios del mismo producto. Esto no quiere decir que el estado no puede subvencionar un sector en particular. Un resultado principal de este lineamiento es que se explicitan estas subvenciones.

1.5.2.- Los precios estacionales

El precio de la electricidad en el mercado spot varía hora a hora. Para disminuir el impacto de la volatilidad de los precios horarios en los consumidores finales CAMMESA establece los precios estacionales cada 3 meses, precio al cual compran los distribuidores, además de los grandes usuarios y los autogeneradores con déficit en su generación. Como se verá, se define una serie de precios para cada distribuidor. Estos precios no son constantes durante el trimestre, pero su variación está dada entre un número discreto de valores, previstos a priori del trimestre.

Los precios estacionales están basados en proyecciones de lo que sucederá en el mercado eléctrico. Anteriormente, se mencionó que CAMMESA realiza proyecciones anuales de forma de determinar una primera estimación de reserva de potencia necesaria para operar. Además se explicó que el mercado spot funciona en base a una planificación iterativa, a la cual incluye proyecciones semanales y diarias. Para establecer los precios estacionales se realizan además proyecciones semestrales que se ajustan para el segundo trimestre de cada semestre. El mercado en su conjunto está organizado en base a proyecciones que se van ajustando con la última información

disponible, desde las proyecciones anuales hasta los redespachos durante el día de la operación.

1.5.2.1.- El precio estacional de la energía

a) El precio de referencia de la energía

Para la determinación del precio estacional de la energía, CAMMESA cuenta con un modelo donde se simula el comportamiento del MEM en cada banda horaria. Este modelo es similar a los modelos utilizados en el predespacho semanal y diario para la determinación de los precios horarios. Mediante este simulador se construyen una serie de escenarios para distintos parámetros del sistema eléctrico. Estos parámetros modelan el comportamiento estocástico de la oferta y la demanda en el MEM en cada una de las 3 bandas horarias. Por ejemplo, en el caso de la oferta se estima lo que pueda pasar con los caudales de los ríos que afecta directamente a la performance de las generadoras hidráulicas.

Para las horas de punta se considera un término adicional, el sobreprecio estacional por riesgo de falla. Esto se debe al alto porcentaje de indisponibilidad de máquinas generadoras que se produce en esta banda horaria. Este precio se forma a partir del costo de la energía no suministrada, determinado por la Secretaría de Energía, y la probabilidad de que esto ocurra.

El simulador del MEM cruza la oferta y la demanda obteniendo para cada escenario y banda horaria una distribución aleatoria de precios que puede tomar el mercado spot. A esta distribución se le calculan los percentiles 90%, 75%, 60%, 50%, 30% y 20%, con lo que se obtienen 6 precios distintos para cada banda horaria en cada escenario.

Sin embargo no se habla de percentiles sino más bien de probabilidad de excedencia. Esta es la probabilidad de que, elegido un precio de referencia, el precio spot lo exceda. Quedan entonces definidos los precios con probabilidades de excedencia iguales a un 10%, 25%, 40%, 50%, 70% y 80% respectivamente a los percentiles mencionados anteriormente.

Lo que se hace entonces es calcular el promedio de los n precios (n escenarios) para obtener el promedio de los precios cuya probabilidad de excedencia es 10%, 25%, etc, y para cada banda horaria. Estos 18 son los precios que se utilizarán para definir el precio de referencia (PREF) estacional en el nodo de mercado. Más adelante se verá como el PREF puede tomar uno u otro de los 18 valores.

b) Los factores de nodo estacionales

Anteriormente se explicó lo que es un factor de nodo y como su valor se ve modificado hora a hora. Por la misma razón por la que se calculan los precios estacionales se proyectan los Factores de Nodo Estacionales (FNE). Estos factores de

nodo se definen para cada banda horaria en función de lo simulado, con lo que en cada trimestre se cuenta con tres factores de nodo estacional para cada nodo del sistema. Más adelante se explicará porque no se utilizan percentiles para la proyección de los factores de nodo.

A partir de estos factores de nodo se calculan los factores de nodo estacionales para distribuidores. Un distribuidor puede estar conectado a la red de alta tensión a través de más de un nodo, por lo que se define un único factor estacional para cada distribuidor y para cada banda horaria. Este factor se calcula como el promedio de los factores de nodo estacionales de los nodos a los cuales está conectado el distribuidor ponderado por la energía prevista que se transmitirá por cada uno.

Como el precio de referencia antes discutido es el precio en el nodo de mercado, el precio al que compra cada distribuidor es ese mismo precio multiplicado por su factor de nodo estacional.

c) Los apartamientos por precios locales

Debido a los efectos por precios locales se generan diferencias positivas y negativas en el precio de mercado y el precio local, no incluido en las proyecciones estacionales del precio de referencia. Para compensar esta diferencia cada trimestre se suma en el precio estacional un componente llamado Sobreprecio por Precio Local (SPPL). Este sobreprecio se calcula para cada distribuidor a partir de la energía comprada en el trimestre anterior y la diferencia en el precio spot local y el precio spot de mercado estacional de cada unidad de energía en cada hora en ese trimestre.

d) Los apartamientos por diferencia entre factores de nodo reales y proyectados

Anteriormente se mencionó que los factores de nodo cambian a cada hora, con lo que el factor estacional para cada distribuidor difiere respecto del factor de nodo que tiene hora a hora durante el trimestre. Esto provoca una diferencia entre el precio que debería pagar a precio spot y el precio que pagan las distribuidoras. La diferencia de precios únicamente debido a este efecto generada en el trimestre anterior es considerada en el precio estacional para el trimestre siguiente con un factor llamado Diferencia por Factor de Nodo (DFN). La misma se calcula a partir de la diferencia entre los valores de nodo horarios y estacionales para todas las horas del trimestre anterior.

e) El fondo de estabilización

La diferencia acumulada que se genera debido al desfase en el MEM entre el precio spot y el precio estacional constituye el Fondo de Estabilización (FE).

El fondo de estabilización hace posible que los desfases antes mencionados puedan suceder sin que las empresas vendedoras dejen de cobrar a precio spot o las empresas consumidoras dejen de pagar el precio estacional.

Con anterioridad se hablo de los desfases en los factores nodales y los efectos locales, sin embargo los desacoples debido a las diferencias en el precio spot en el nodo de mercado no se mencionaron. Para solucionar esto, se utilizan los distintos percentiles, no utilizados para los factores de nodo ya que la diferencia entre los factores de nodo horarios y los estacionales se ajustan en el siguiente trimestre mediante el ajuste DFN.

f) El precio estacional de la energía

El fondo de estabilización se lo caracteriza por su estado respecto del apartamiento máximo (AMAX). El apartamiento máximo es un monto de dinero tomado como referencia que depende de los precios spot de mercado proyectados por CAMMESA.

Si el estado actual del fondo de estabilización está entre el apartamiento máximo y no lo supera en más de un 10% se dice que el fondo se encuentra en una situación adecuada. El resto de los estados se muestra en la siguiente tabla.

Parámetros	Estado del FE	PREF (% de excedencia)
$1,25*AMAX < FE$	Con recursos en exceso	80%
$1,1*AMAX < FE < 1,25*AMAX$	Probable sobrante	70%
$AMAX < FE < 1,1*AMAX$	Adecuado	50%
$0,85*AMAX < FE < AMAX$	Probable faltante	40%
$0,4*AMAX < FE < 0,85*AMAX$	Falta de recursos	25%
$FE < 0,4*AMAX$	Sin recursos	10%

Tabla 1.5.2.1.1: Precios de referencia utilizados según el estado del FE. LOS PROCEDIMIENTOS, Versión XXII, CAMMESA

Para terminar de definir el precio estacional resta establecer el PREF a utilizar. Anteriormente se mencionó que se trabajan con seis precios de referencia para cada banda horaria referida a cada una de las seis probabilidades de excedencia tomadas. El estado del FE está relacionado con la probabilidad de que éste sea excedido por la diferencia entre los volúmenes monetarios de compra y de ventas en el MEM, diferencia que el FE debe cubrir. Para evitar que el FE quede con saldo nulo se toman diferentes precios de referencia según el estado del fondo. A menor estado del FE se tomará un precio estacional de referencia con menor porcentaje de excedencia, es decir, un mayor precio de referencia.

Finalmente el precio estacional de la energía queda como sigue:

$$PEST_{jbe} = PREF_{be} * FNE_{jb} + SPPL_j + DFN_j \quad (1.5.2.1.1)$$

Donde:

- $PEST_{jbe}$: Precio estacional de la energía para el distribuidor j en cada banda horaria b según el estado del fondo de estabilización e

- $PREF_{be}$: Precio de referencia para la banda horaria b según el estado del fondo de estabilización e
- FNE_{jb} : Factor de nodo estacional para el distribuidor j en la banda horaria b
- $SPPL_j$: Factor de ajuste por Sobreprecio por Precios Locales de el distribuidor j
- DFN_j : Factor de ajuste por Diferencias de Factores Nodales del distribuidor j

1.5.2.2.- El precio estacional de la potencia

Los cargos por potencia se dividen en tres grandes conceptos, que abarcan todos los distintos tipos de remuneraciones a cuenta de los generadores. Los mismos son: los cargos por potencia despachada (generando), cargos por reserva de potencia y cargos por servicios asociados a la potencia.

a) Cargos por potencia despachada

El precio de la potencia despachada es simplemente el \$PPAD. Al finalizar un mes el distribuidor debe abonar cargos por la potencia demandada en las Horas en las que se Remunera la Potencia (HRP), siendo el pago total igual a:

$$CPD_{jm} = \sum_h^{HRP} PD_{jh} * \$PPAD * FA_j \quad (1.5.2.2.1)$$

Donde:

- CPD_{jm} : Cargos por Potencia Demandada para el distribuidor j en el mes m
- PD_{jh} : Potencia Demandada por el distribuidor j en la hora h

Al totalizar el monto pagado por distribuidores y otros consumidores se totaliza el monto que deberían pagar a los generadores, por lo que no existe un fondo de apartamiento que ajuste el cargo estacional contra el spot. Esto es debido a que el precio de la potencia es único, constante e igual a \$PPAD.

b) Cargos por reserva de potencia

Los cargos por reserva de potencia cubren la remuneración de la reserva de diez minutos, reserva fría, reserva térmica de cuatro horas, la reserva de confiabilidad y la remuneración base de potencia; dejando afuera a la reserva regulante y la reserva operativa de cinco minutos.

En primer lugar se pronostica el costo horario en el trimestre y la demanda máxima de potencia de cada reserva para cada mes del trimestre. El costo horario de cada reserva se calcula a partir de la demanda prevista y el precio máximo previsto. Con esto se construye el precio estacional de cada reserva.

$$PER_r = \frac{PMPR_r * \sum_h^{HRPr} RP_{rh}}{\sum_m DMPR_{rm}} \quad (1.5.2.2.2)$$

Donde:

- PER_r : Precio Estacional de la Reserva r
- $PMPR_r$: Precio Máximo Previsto en el trimestre para la Reserva r
- HRP_r : Horas en que se remunera la Reserva de Potencia r
- RP_{rh} : Consumo de Reserva r Prevista para la hora h
- $DMPR_{rm}$: Demanda Máxima Prevista de la Reserva r en el mes m

Nótese que para la remuneración base de potencia el PMPR es constante e igual a \$PPAD.

Como en el mercado spot el precio de cada reserva cambia hora a hora, ya que depende del precio de la energía, existen diferencias entre lo que paga la demanda y lo que cobra la oferta. Por esta razón existe la cuenta de apartamiento de la reserva de potencia. El saldo de esta cuenta al finalizar cada trimestre también entra en la ecuación del precio estacional de la reserva de potencia.

Finalmente el precio de la reserva de potencia es igual a:

$$PERP_j = PER10 + PERF + PERT4 + PERC + PERBP - \frac{SCARP_t}{DMPR_j} \quad (1.5.2.2.3)$$

Donde:

- $PERP_j$: Precio Estacional de la Reserva de Potencia para el distribuidor j
- $PER10$: Precio Estacional de la Reserva de diez minutos
- $PERF$: Precio Estacional de la Reserva Fría
- $PERT4$: Precio Estacional de la Reserva Térmica de cuatro horas
- $PERC$: Precio Estacional de la Reserva de Confiabilidad
- $PERBP$: Precio Estacional de la Remuneración Base de potencia
- $SCARP$: Saldo de la Cuenta de Apartamiento de Reserva de Potencia al inicio del trimestre t
- $DMPR_j$: Demanda Máxima Prevista de Reserva del distribuidor j

Nótese que el signo del SCARP es negativo ya que si el saldo es positivo, en el trimestre anterior los consumidores pagaron más de lo que debería pagar según los precios horarios del trimestre, por lo que se compensa con un menor precio el trimestre siguiente.

El cargo que debe pagar mensualmente cada distribuidor es igual al PERP, ajustado por el factor de adaptación, por el consumo máximo del mes para todos los tipos de reserva.

$$CRP_{jm} = PERP_j * FA_j * \sum_r \sum_h^{HRPr} DMR_{rm} \quad (1.5.2.2.4)$$

Donde:

- CRP_{jm} : Cargo Estacional por Reserva de Potencia del distribuidor j en el mes m
- $HRPr$: Horas en que se remunera la Reserva de Potencia r
- DMR_{rm} : Demanda Máxima de Reserva r en el mes m

c) Cargos por servicios asociados a la potencia

Los cargos por servicios asociados a la potencia cubren la reserva de potencia regulante y la reserva operativa de cinco minutos.

La lógica del cálculo del precio por servicios asociados a la potencia es similar al de los cargos por reserva de potencia, la diferencia subyace en que los cargos asociados a la potencia se calculan en base a lo que sucedió en el mes anterior en lugar de la proyección de lo que sucederá en el mercado.

Por otro lado, como los precios de las reservas operativa y regulante dependen del precio de la energía, y además, existe un desfase entre los cargos que se utilizan para el cálculo del precio en el trimestre t y lo que deberían pagar los consumidores en el mismo trimestre, existe lo que se denomina la cuenta de apartamiento de servicios asociados a la potencia. El saldo de esta cuenta también se incluye en el cálculo del precio de los servicios asociados a la potencia.

Finalmente el cálculo del precio estacional para el trimestre t es el siguiente:

$$PESAP_t = \frac{CROP_{t-1} + CRR_{t-1} - SCASAP_t}{\sum_m DMPR_{mt}} \quad (1.5.2.2.5)$$

Donde:

- $PESAP_t$: Precio Estacional por Servicios Asociados a la Potencia en el trimestre t
- $CROP_{t-1}$: Cargos por Reserva Operativa del trimestre $t-1$
- CRR_{t-1} : Cargos por Reserva Regulante del trimestre $t-1$
- $SCASAP_t$: Saldo de la Cuenta de Apartamiento de los Servicios Asociados a la Potencia al inicio del trimestre t
- $DMPR_{mt}$: Demanda Máxima Prevista de Reserva en el mes m en el trimestre t

Cada uno de los cargos es calculado mediante el precio de mercado horario y el consumo de cada tipo de reserva en las horas en las que se remunera cada tipo de reserva.

Una diferencia importante en los cálculos de los cargos por servicios asociados a la potencia es que estos no se basan en la demanda de reserva operativa o regulante, sino en la demanda de reserva total. Esto es porque estas reservas son requeridas con una alta sensibilidad al tamaño del mercado, siendo más requeridas cuando el consumo es mayor y la reserva total necesaria en el mercado es mayor.

Finalmente el cargo por servicios asociados a la potencia que paga cada mes un distribuidor es:

$$CSAP_t = PESAP_t * FA_j * DMR_{jmt} \quad (1.5.2.2.6)$$

Donde:

- $CSAP_t$: Cargos por Servicios Asociados a la Potencia en el trimestre t

- DMR_{jmt} : Demanda Máxima de Reserva del Distribuidor j en el mes m del trimestre t

1.5.2.3.- Los costos de la transmisión

Los costos de la transmisión no están inscriptos dentro de los precios estacionales, pero dado que son parte de los costos de compra en el MEM se desarrollarán en esta sección.

La remuneración a las empresas transmisoras es fundamentalmente fija, la cual varía principalmente en función de la cantidad de líneas de transporte. Se define una línea de transporte al tendido que uno dos nodos.

Esta remuneración se divide a todos los Usuarios de la Red de Transporte (URT). Se consideran URT tanto a los generadores como a los consumidores.

El monto fijo que reciben las empresa de transporte se compone de tres conceptos:

- Remuneración por Conexión (RC)
- Remuneración por Capacidad de Transporte (RCT)
- Remuneración por Transporte de Energía Eléctrica (RTE)

Los tres conceptos son preestablecidos para cada período quinquenal por la SE.

La Remuneración por Conexión es un monto fijo por cada equipo de conexión, al que se pueden conectar varios usuarios. La Remuneración por Capacidad de Transporte es un monto fijo por cada línea de transporte. Finalmente la Remuneración por transporte de Energía Eléctrica es un monto fijo por línea, establecido para cada año del período quinquenal, en función de una estimación de la cantidad de energía que soportará el sistema de transporte.

Los usuarios cubren estos ingresos bajo dos conceptos:

- Cargos por conexión
- Cargo Complementario

a) Los cargos por conexión

Cada Cargo por Conexión es un monto que en suma es fijo, al cual se le restan las multas por fallas o problemas en la conexión, que sean atribuibles a la empresa de transporte. Este monto se divide luego entre todos los usuarios de esa conexión en función de la potencia máxima que consume cada uno. El factor de ponderación es:

$$\%PUC_{jit} = \frac{PM_{jit}}{\sum_j PM_{jit}} \quad (1.5.2.3.1)$$

Donde:

- $\%PUC_{jit}$: Participación en el Uso de la Conexión del usuario j en la conexión i en el trimestre t
- PM_{jit} : Potencia Máxima del usuario j en la conexión i en el trimestre t

De esta forma, para un usuario este concepto es fijo en la medida que la relación de su tamaño y el resto de los usuarios conectados al mismo equipo de conexión sea la misma.

b) Los cargos complementarios

Los Cargos Complementarios cubren la Remuneración por Capacidad de Transporte (RCT) y parte de la Remuneración por Transporte de Energía Eléctrica (RTE).

La RTE, si bien es un valor fijo establecido para cada año de un período quinquenal, se compone de dos partes variables, una implícita en el precio de la energía y de la potencia, denominada Remuneración Variable por Transporte de Energía y Potencia Eléctrica (RVTEPE); y otra, la cual es la diferencia para completar el cargo fijo denominado Remanente Complementario de la Remuneración por Transporte de Energía y Potencia Eléctrica (RCRTEPE).

Las empresas usuarias del transporte deben abonar la RCRTEPE. La RVTEPE también la abonan los usuarios, pero a través del precio de la energía y la potencia. Esto funciona a través de los factores de nodo y adaptación. Para ver en detalle como la RVTEPE se encuentra implícita en los precios de la energía ver el anexo A.2 “Los factores de nodo y adaptación y la remuneración al transporte”.

Finalmente se suman la RCRTEPE y la RCT para forman el total de los Cargos Complementarios. Estos cargos se distribuyen entre todos los usuarios conectados a la línea. Esta distribución depende, mediante una fórmula compleja, de la potencia y la energía que consumen cada uno.

1.5.3.- Los costos propios de la distribución

1.5.3.1.- El costo de capital

El costo de capital es el costo de realizar una inversión, tanto en su costo de oportunidad de capital como en el costo de desgaste de este capital. El primero es el concepto financiero de que por colocar el dinero en un proyecto se esta perdiendo la oportunidad de colocarlo en otro, con lo que no se obtienen los beneficios de este otro proyecto. El segundo es el efecto temporal que ocurre al colocar el dinero en bienes que

por sus usos y consecuente desgaste y/u obsolescencia tecnológica, con el paso del tiempo van perdiendo valor de reventa.

Ambos utilizan como base de cálculo el valor del capital y una tasa de costo de capital (TCC) o un factor de amortización (FA). El cálculo del costo de capital es como sigue:

$$CK = COK + CDK \quad (1.5.3.1.1)$$

$$COK = K * TCC \quad (1.5.3.1.2)$$

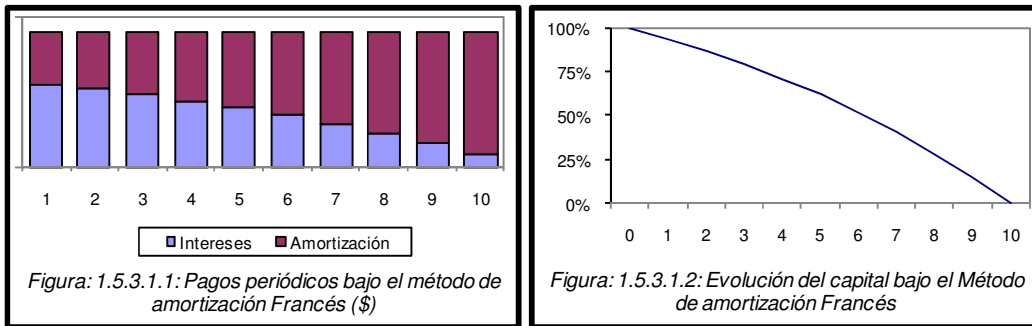
$$CMK = K * FA \quad (1.5.3.1.3)$$

Donde:

- *CK: Costo de Capital*
- *COK: Costo de Oportunidad del Capital*
- *CDK: Costo por Depreciación del Capital*
- *K: Capital*
- *TCC: Tasa de Costo de Capital*
- *FA: Factor de amortización*

La tasa de costo del capital se calcula sumando las componentes del costo de la deuda, por los intereses que genera, y por el costo de oportunidad del capital propio de los inversores a riesgo. En este caso el costo de oportunidad del capital propio de los inversores a riesgo es el de cualquier otro proyecto de inversión con similar riesgo, donde estos podrían invertir su dinero. Si los proyectos con un dado riesgo dan un dado retorno, a un proyecto con ese mismo riesgo se le exigirá el mismo retorno o mayor para invertir en él. Es de particular interés este costo, ya que es el que determina si la ganancia obtenida por una empresa es suficiente para cubrir sus costos económicos. Este costo de capital no se encuentra dentro de un Estado de Resultados, contrariamente, es la meta que este último debe superar.

El Costo de Mantenimiento de capital no es más que la amortización del capital. El Factor de Amortización puede tomar varias formas, en Argentina se utiliza la depreciación económica, o dicho de otra forma, un esquema de depreciación bajo el método Frances. Bajo este método las amortizaciones van creciendo al pasar los años. Al mismo tiempo, como el capital se va depreciando el costo de oportunidad del capital va disminuyendo ya que disminuye el capital sobre el cual este se calcula. Bajo este método el factor de amortización crece de forma tal que la suma del costo de oportunidad más el costo de mantenimiento del capital, o sea el costo de capital, se mantiene constante. Lo dicho se muestra en las figuras 1.5.3.1.1 y 1.5.3.1.2.



Nótese que el factor de amortización depende de la TCC mediante una fórmula deducible a partir de la condición de que el CK debe mantenerse constante. Entonces se puede ver como de esta tasa depende directamente la totalidad del costo de capital. Nótese entonces como al crecer esta tasa crece de forma directa el CK.

El valor que toma la TCC lo determina el estado según lo que este considere como justo. Si este costo de capital reconocido por el estado es inferior al que un inversor o empresa crea correcto, se debilitaría el mercado eléctrico por falta de inversión. Por el otro lado, si el estado reconoce una tasa alta, esto impactaría de forma negativa en las tarifas, aumentándolas.

La tasa TCC demandada por un inversor depende de forma directa del riesgo país tanto en la tasa del capital a riesgo como en la tasa del capital a préstamo. Entonces se puede, de forma directa, observar cuán importante es en el costo tarifario que el país este estable, tenga seguridad jurídica y genere confianza en los mercados internacionales. Si estos riesgos se mantienen bajos, las empresas bajarían su percepción del valor que creen, debería tomar la TCC, y así el estado podría bajar la TCC reconocida bajando las tarifas al público y sin crear problemas en la inversión del sistema eléctrico. Este concepto toma importancia en todos los segmentos del MEM, por lo mencionado en la sección 1.4.3, sobre al alto impacto del costo de capital en la tarifa final.

1.5.3.2.- Valor del capital

En la tarifa final se cobra a los consumidores un costo marginal de largo plazo por las inversiones futuras a realizar, dado un aumento de demanda. El concepto sigue los lineamientos de todos los segmentos del mercado eléctrico donde el precio de generación se paga a costo marginal.

La forma de reflejar esto en los costos reconocidos a una empresa distribuidora es, primero, mediante la proyección de los aumentos de demanda, medida como un aumento de potencia para el período tarifario (cinco años). El siguiente paso es estimar las inversiones que se deberán realizar para abastecer a dicho aumento de demanda.

El método para proyectar las inversiones, es mediante el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR). Este es el valor de mercado de los bienes que mejor abastecen la

demanda, dicho de otra forma, son los bienes de última tecnología y a mínimo costo que se encuentran actualmente en el mercado que brindan el mismo servicio con la misma calidad que la distribuidora.

Es importante aclarar que el valor del capital depende de la calidad de las instalaciones y del servicio, y este no es determinado por el estado sino más bien es libremente establecido por las empresas distribuidoras, las cuales tienen como incentivo a la inversión las penas y sanciones que establece el estado por fallas en el servicio, como se explicó anteriormente. Es decir que existe un trade-off entre el costo de mantener un nivel de calidad y el costo de sanciones por fallas en la calidad, en el cual las empresas se posicionan donde la suma de costos es mínima.

Con toda esta información se calcula un VAN de inversiones y un VAN de potencias, descontados a la TCC. La razón por la que se calcula un VAN de potencia, es para tener un comparable con el VAN de inversiones, y así calcular el valor de la inversión en un MW adicional. Este monto, denominado Costo Incremental Promedio (CIP), se calcula mediante el cociente de ambos VAN:

$$VAN(Inversiones) = \sum_1^5 \frac{Inversion_i}{(1+TCC)^i} \quad (1.5.3.2.1)$$

$$VAN(Potencias) = \sum_1^5 \frac{Potencias_i}{(1+TCC)^i} \quad (1.5.3.2.2)$$

$$CIP = \frac{VAN(Inversiones)}{VAN(Potencias)} \quad (1.5.3.2.3)$$

Las potencias utilizadas para el cálculo son las incrementales, es decir la potencia adicional a abastecer en el año “i”.

Este factor se calcula de forma separada para cada etapa de la distribución (AT, MT y BT), dado que cada una genera distintos niveles de inversión. Por ejemplo, un consumo adicional en baja tensión es más costoso dado que implica, no solo inversiones en la distribución en baja tensión, sino además en la transformación AT/MT y MT/BT, el transporte y la distribución en AT y en MT.

Una vez calculada la inversión por MW se debe encontrar el valor a cobrar por MW en la tarifa a los consumidores. El cobro de una inversión se realiza a través de dos conceptos, la depreciación y el costo de oportunidad. En el capítulo anterior se habló de estas dos tasas. Entonces en la tarifa lo que se cobra es una anualidad, calculada mediante el método francés antes mencionado. Esta anualidad contiene la depreciación de la inversión que se debería realizar ese año por MW y el adicional por el costo de oportunidad.

Cada elemento de la red en el que se debe invertir tiene distintas vidas útiles, por lo que el cálculo de la anualidad se realiza por grupos de inversión. El fraccionamiento y las vidas útiles usadas en cada caso en Argentina es similar al siguiente:

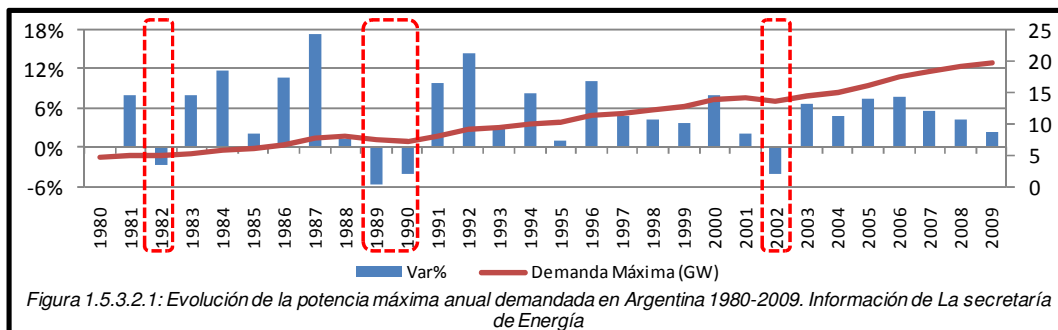
- Líneas aéreas y cables de subtransmisión a 220 kV y 132kV (30 años)
- Transformación 220kV/132kV (30 años)
- Transformación 132kV/MT y redes en MT (25 años)
- Transformación MT/BT y redes en BT (20 años)

Con estos períodos de vida y la TCC impuesta por la SE se calcula la anualidad, para cada MW por nivel de tensión.

Nótese que en el cálculo de los costos de capital se incluyen inversiones en líneas de transmisión y transformadores del segmento de transporte de energía.

Esta forma de cobrar en las tarifas las inversiones que se deben realizar tiene un riesgo. El cobro es teóricamente por MW consumido, y en la práctica se cobra como un concepto fijo a cada cliente. La empresa distribuidora proyecta la demanda al estimar el valor las inversiones necesarias. Por esto, de caer luego la demanda, cae la recaudación para inversiones, por lo que se corre el riesgo de no recuperar el capital utilizado. Sin embargo, este tipo de riesgos es común en cualquier tipo de inversión y en cualquier tipo de industria. Justamente es por este tipo de riesgos es que se denomina “capital a riesgo” a las inversiones en proyectos, que no se realizaron en forma de deuda de algún tipo.

En este sentido, Argentina es un país con un alto riesgo dadas las crisis que se sucedieron. En el siguiente gráfico se puede ver la evolución del pico anual de demanda máxima (MW) en Argentina, desde 1980 al 2009 (datos hasta Julio). En el mismo se pueden observar las crisis de 1989 y 2001. Se observa una caída adicional en 1982, año de la guerra de las Islas Malvinas. Finalmente se puede observar una caída sostenida en el crecimiento -aunque positivo- desde el 2006 hasta el 2009.



1.5.3.3.- Los costos de explotación

Los costos de explotación consisten en los costos de red -de operación y mantenimiento-, los costos por pérdidas -debido a pérdidas técnicas y no técnicas- los costos comerciales y los costos de administración. Cada uno de estos puntos será explicado en esta sección.

a) Los costos de red

Los costos de red están compuestos por: los costos operativos, los costos de mantenimiento, tanto preventivo como correctivo y la adecuación tecnológica de los equipos e instalaciones. Este último es compuesto por las inversiones menores, que al no prolongar la vida útil no se activan (pasar a activo, y no a gasto).

Estos conceptos son los calculados como un porcentaje de la inversión por MW. Los porcentajes en Argentina son similares a:

- Subtransmisión 200kV (1,3%)
- Subtransmisión 132kV (1,5%)
- Transformación 220kV/132kV (2,5%)
- Transformación 132kV/MT (4,5%)
- Redes en MT (6,5%)
- Transformación MT/BT (7,0%)
- Redes en BT (8,0%)

De esta forma, al ser mayor el consumo en MW, mayor es el costo que se reconoce a una empresa distribuidora por el mantenimiento y la operación de las redes y transformadores.

b) Los costos por pérdidas

Las pérdidas se distinguen en dos tipos: las Pérdidas Técnicas (PT) y las Pérdidas No Técnicas (PNT). Las primeras son las pérdidas por efecto joule en las redes de distribución y en los transformadores. Estas pérdidas son energía adicional que compra la distribuidora. Por lo tanto, esta energía, que es mayor para las redes en MT y aún mayor en las de BT, se reconoce a los precios estacionales, que es el precio al que fue comprada. Esto quiere decir que el costo de las pérdidas técnicas tiene un passthrough directo a las tarifas al igual que el resto de la energía comprada.

Las pérdidas no técnicas están compuestas por errores de medición, errores de facturación y fraudes, es decir consumos clandestinos no registrados. Estas pérdidas también son energía que se compra en el MEM al precio estacional, la diferencia subyace en que estas no se facturan a ningún usuario, por lo que representan una pérdida económica pura para la empresa. Este costo aumenta al aumentar el precio estacional.

El control exhaustivo de las pérdidas no técnicas tiene un costo, por lo que las empresas buscan el punto de equilibrio, donde la suma del costo de las pérdidas no técnicas y el control de las mismas es mínimo.

c) Los costos comerciales y de administración

Los costos comerciales y de administración se regulan mediante una meta. Esta meta incluye, para los costos comerciales: los costos de la lectura, facturación, atención al cliente, control de pérdidas no técnicas e incobrables; y para los costos de administración: RRHH, finanzas, compras y comunicaciones, entre otras.

Estas metas se estiman en función de estándares, como por ejemplo, para los costos comerciales: costo por cliente y los incobrables sobre los ingresos totales. Para los costos de administración un ejemplo es el costo de administración sobre los costos totales. Todas estas metas se establecen a partir de observar los valores normales en la industria y las empresas propias del estado cuando el mercado eléctrico se encontraba estatizado.

1.5.4.- Comentarios finales sobre los costos de una empresa distribuidora

La suma de los costos de explotación y el costo de capital se denomina Costos Propios de la Distribución (CPD). Estos costos se actualizan semestralmente para todas las empresas distribuidoras por igual mediante índices de inflación de los estados unidos. Esta actualización está compuesta, en un 33% por el CPI (Consumer Price Index) y en un 66% por el PPI (Producer Price Index). El problema de este ajuste es que no todos los costos de una distribuidora son en dólares, por lo que de ser mayor la inflación del peso argentino a la del dólar estadounidense, los costos en pesos no serán debidamente ajustados.

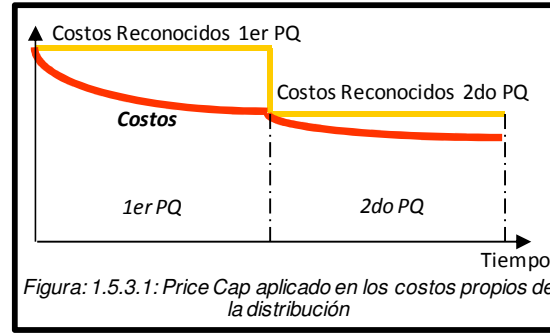
Adicionalmente, estos costos se actualizan en cada período quinquenal para cada empresa distribuidora en particular, mediante una fórmula que incluye el aumento de los costos eficientes de la distribuidora, un ajuste por eficiencias logradas durante el período y finalmente se ajusta por un factor que contempla aumentos reales en sus costos que están fuera del alcance de la empresa. Este último factor contempla la posibilidad de cambios en la regulación que afecten los costos de la empresa. Estos cambios pueden estar relacionados con cargas por contaminación ambiental, exigencia de un aumento en la calidad de distribución o aspectos más estratégicos como incentivos gubernamentales a ciertos tipos de inversiones. La fórmula es similar a:

$$CPD_{i+1} = CPD_i * (1 + IPD) * (1 - X) * (1 + Y) \quad (1.5.3.1)$$

Donde:

- CPD_{i+1} : Costos Propios de la Distribución en el período quinquenal $i+1$
- IPD: Índice de precios de la empresa distribuidora
- X: Eficiencias logradas por la empresa durante el período quinquenal anterior
- Y: Aumento real de costos por aspectos regulatorios

Volviendo a los costos de explotación, si consideramos $IPD=Y=0$, por simplificación, el concepto de Price Cap se refleja en estos costos de forma gráfica como en la figura 1.5.3.1.



En la figura, la caída en los costos de explotación reconocidos absorbe las eficiencias logradas durante el período quinquenal y las traspasan a los consumidores mediante el factor “X”. La motivación de la empresa está en ser cada vez más eficiente, de forma de generar un retorno mayor que el reconocido a través de la TCC. Aunque al final del período lo logrado se traspase a consumidores, esta es la forma más directa que tiene la empresa distribuidora de generar valor adicional.

Finalmente, podemos resumir la totalidad de los costos de una empresa distribuidora en la tabla 1.5.3.1. En la misma se resaltan en celeste los costo que componen el CPD, también llamado Valor Agregado de la Distribución (VAD).

En rojo se remarcan las pérdidas no técnicas debido a su alto impacto en la rentabilidad de una distribuidora. Como se mencionó anteriormente estas pérdidas representan un costo puro que luego no se traspasa a las tarifa, ya que es energía que no se cobra a ningún usuario. El impacto de un aumento de este costo se refleja directamente en un menor margen, menores beneficios y menor recolección del costo reconocido como costo de oportunidad.

Costo en el MEM	Costo de la Energía	<i>Energía Vendida</i>
	Costo de la Potencia	<i>Potencia Despachada</i>
		<i>Reserva de Potencia</i>
		<i>Servicios Asociados a la Potencia</i>
Costo del Transporte	<i>Cargos por Conexión</i>	
	<i>Cargos Complementarios</i>	
Costos Propios de la Distribución	Costo de Capital	<i>Costo por Depreciación del Capital</i>
		<i>Costo de Oportunidad</i>
	Costos de Explotación	<i>Pérdidas Técnicas</i>
		<i>Pérdidas No Técnicas</i>
		<i>Costo de O&M</i>
		<i>Costos Comerciales</i>
<i>Costos de Administración</i>		

Tabla: 1.5.3.1: Resumen de los costos de una empresa distribuidora

Para entender el peso relativo y poner en un contexto financiero los costos mencionados, se presenta en la Tabla 1.5.3.2 el EERR del 2009/08 de EDENOR, empresa que se encarga de la distribución de electricidad en la zona norte de la Capital Federal y suburbios.

(AR\$ MM)	2009	% *	2008	% *
Ventas	2.078		2.000	
Electricidad, Potencia & Transporte	-1.003	53%	-935	55%
Operación & Mantenimiento	-382	20%	-332	20%
Gastos de Administración	-177	9%	-139	8%
Gastos de Comercialización	-159	8%	-126	7%
EBITDA	357		469	
Depreciaciones & Amortizaciones	-167	9%	-166	10%
EBIT	190		303	

* % sobre el total de costos

Tabla: 1.5.3.2: EERR EDENOR. Datos divulgados por la empresa en WWW.IREDENOR.COM

En la tabla se puede observar que el VAD representa el 47% de la totalidad de los costos. En estos es donde se concentra la regulación, ya que las compras de energía son traspasables un 100% a las tarifas.

Dentro del VAD, el mayor costo es el del mantenimiento y operación de la redes. Estos costos son en gran parte en US\$, debido a contratos de mantenimiento que se mantienen con terceros, los cuales son en general en dicha moneda.

Un detalle de los costos que conforman cada línea de la tabla 1.5.3.2 se puede encontrar en el anexo C.1 “La estructura de costos EDENOR”.

1.6.- LAS TARIFAS DEL SECTOR DISTRIBUCIÓN

Los costos reconocidos de una empresa distribuidora definen los ingresos totales que debe percibir la misma en conceptos de tarifas. En esta sección se verá como se categoriza cada grupo de usuarios y se intentará dar una explicación a como se construyen las tarifas de cada categoría dados los costos reconocidos en Argentina, enfocado en el VAD.

1.6.1.- La estructura de los cuadros tarifarios

Los cuadros tarifarios se organizan según categorías y estratos.

Las categorías en Argentina son: residencial, general -comercios y pequeños talleres-, alumbrado público, Medianas Demandas (MD) y Grandes Demandas (GD) -industrias-. La forma de distinguir las industrias en MD y GD es mediante la demanda máxima promedio de quince minutos consecutivos. Los que tengan una demanda máxima promedio entre 10kW y 50kW son clasificados como MD, los que estén por arriba de 50 kW son GD. A las categorías residencial, general y alumbrado público se las denomina también Pequeñas Demandas (PD).

Las categorías tienen mayores aperturas que se distinguen, para las pequeñas demandas por consumo de energía en kWh por bimestre y para las grandes demandas por nivel de tensión. Las categorías alumbrado público y las medianas demandas son categorías únicas, es decir que no tienen mayor apertura. Al mismo tiempo cada apertura de una categoría se divide en estratos. Luego cada estrato paga una tarifa distinta.

Las tarifas están agrupadas en 3 grupos tarifarios, T1, T2 y T3. Cada grupo tarifario se aplica a cada uno de los dos grupos de categorías PD, MD y GD.

El criterio general para la confección de las tarifas es la mayor discriminación del servicio en el cobro a medida que el consumo es mayor. La tarifa T1 tiene un concepto fijo y otro variable, según la energía consumida. La tarifa T2 se establece mediante un contrato de potencia, por lo que tiene un concepto fijo por potencia contratada y otro variable por la energía consumida. Ambas tarifas no discriminan en horas punta, valle y resto.

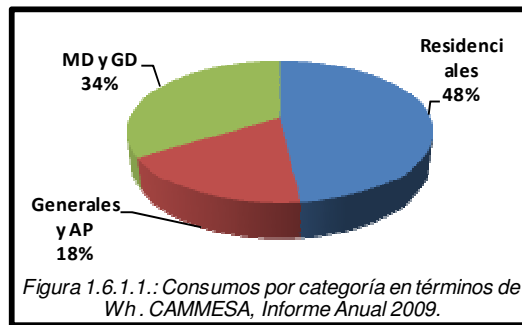
La tarifa T3 es la única que aplica en los niveles MT y AT, es decir que las pequeñas demandas y medianas demanda están encuadradas, ambas, en BT. Esta tarifa tiene dos conceptos fijos, por potencia contratada, pero discriminando en horas punta y fuera de punta. Además tiene tres conceptos variables, por energía consumida, abierto en las 3 bandas horarias.

Todo lo dicho se resume en la tabla 1.6.1.1.

Grupo Tarifario		Categoría Tarifaria			
T1	PD	P < 10	Residenciales	R1	E < 300
				R2	300 < E
			Generales	G1	E < 1600
				G2	1600 < E < 4000
				G3	4000 < E
AP	Categoría Unica				
T2	MD	10 < P < 50	Medianas Demandas	Categoría Unica	
T3	GD	50 < P	Grandes Demandas	BT	V < 1
				MT	1 < V < 66
				AT	66 < V

Tabla 1.6.1.1: Estructura tarifaria en Argentina a Mayo del 2010 -P (Potencia) en kW; E (Energía) en kWh y V (Voltaje) en kV. www.enre.gov.ar

En la figura 1.6.1.1 se muestra el peso relativo que tienen las categorías dentro de las empresas distribuidoras, en términos de energía consumida por cada una, en el año 2009. El mayor consumo se da en la categoría residencial, mientras que las categorías industriales representan el 34%. El 57% de los consumos industriales es comprado por las distribuidoras, siendo el restante 43% comprado por Grandes Usuarios (GU) -CAMMESA, Informe Anual 2009.



1.6.2.- La distribución de costos a usuarios

Para armar cada tipo de tarifa la empresa distribuidora debe asignar cada uno de sus costos entre los diferentes niveles, categorías y segmentos.

Anteriormente se mencionó que el cálculo de los costos de capital y O&M, se realizan por partes de la red de distribución. El criterio para distribuir los costos es el siguiente: la red de alta tensión la deben cubrir todos los usuarios, ya esta depende del consumo total; los transformadores AT/MT los cubren los usuarios de las redes de MT y BT; la red de MT la cubren los usuarios de MT y BT; y la lógica es similar para los transformadores MT/BT y la red de BT. Luego se distribuyen los costos a cada nivel por MW.

Los costos de comercialización y administración se distribuyen a niveles por cantidad de usuarios. Los costos de la potencia y transmisión se distribuyen mediante coeficientes de asignación y los costos de la energía se asignan por kWh consumido.

Una vez que se tiene la bolsa de costos que debe abonar cada nivel de la red, se procede a distribuir estos costos por categoría mediante los factores de carga y coincidencia.

1.6.2.1.- Los factores de carga y coincidencia

Se define al factor de carga (FU) de la categoría “k” como:

$$FU_k = \frac{\sum_{i \in k} E_i}{T * \sum_{i \in k} \hat{P}_i} \quad (1.6.2.1.1)$$

Donde:

- E_i : Energía consumida por el usuario i de la categoría k
- T : Tiempo
- \hat{P}_i : Potencia máxima del usuario i de la categoría k

El factor de carga da una idea de la concentración que tiene el consumo de los usuarios de la categoría k . A igual consumo de energía eléctrica, mientras más concentrado este el consumo, mayor será la potencia máxima de un período, y el factor de carga será menor.

Existen dos factores de coincidencia, el Factor de Coincidencia Interna (FCI) y el Factor de Coincidencia Externa (FCE). El primero mide la coincidencia que tienen los picos de potencia máxima de los consumidores con respecto al pico de potencia máxima de una categoría. El segundo mide la coincidencia entre la potencia máxima demandada por una categoría con el pico máximo de un nivel.

El FCI de una categoría se define como:

$$FCI_k = \frac{\hat{P}_k}{\sum_{i \in k} \hat{P}_i} \quad (1.6.2.1.2)$$

Donde:

- \hat{P}_k : Potencia máxima de la categoría k
- \hat{P}_i : Potencia máxima del usuario i

Si todos los usuarios tuvieran su pico máximo de potencia demandada el mismo tiempo la FCI_k sería igual a 1. El FCI_k será menor a medida que estos picos máximos estén más dispersos.

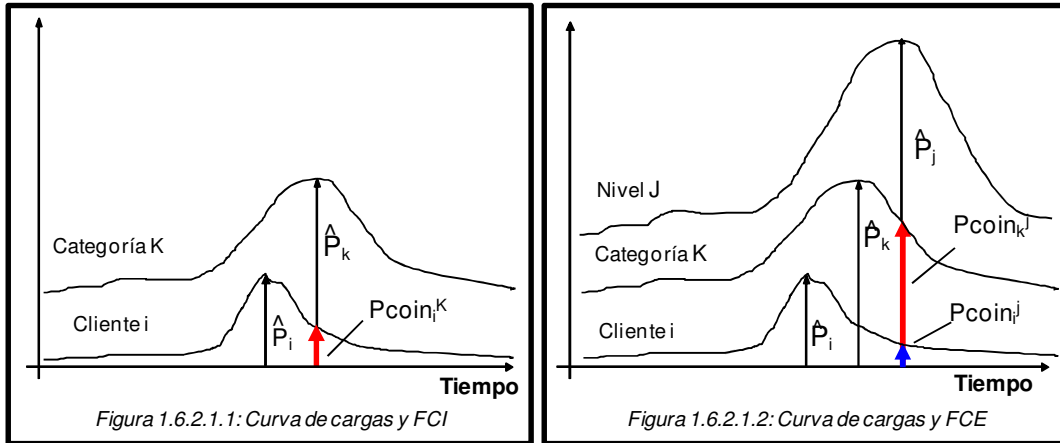
Este factor es igual al promedio de la relación que hay entre el pico máximo de un usuario y la potencia que consume el mismo en el momento en el que la categoría está en su pico máximo.

$$FCI_k = \frac{\hat{P}_k}{\sum_{i \in k} \hat{P}_i} = \frac{\sum_{i \in k} P_{coin_i}^k}{\sum_{i \in k} \hat{P}_i} = \frac{PP_{coin_i}^k}{\hat{P}_i} \quad (1.6.2.1.3)$$

Donde:

- $P_{coin_i^k}$: Potencia demandada por el usuario i en el pico de potencia máxima de la categoría k
- $PP_{coin_i^k}$: Potencia promedio demandada por los usuarios i en el pico de potencia máxima de la categoría k
- PP_i^k : Potencia máxima promedio del usuario i de la categoría k

En el gráfico 1.6.2.1.1 se puede observar un cliente i en la categoría k y las variables mencionadas anteriormente.



El FCE de una categoría y su impacto en el nivel j se define:

$$FCE_k^j = \frac{P_{coin_k^j}}{\hat{P}_k} \quad (1.6.2.1.4)$$

Donde:

- $P_{coin_k^j}$: Potencia demandada por la categoría k en el pico de potencia máxima del nivel j

Se puede ver a simple vista que la FCE y el FCI son esencialmente el mismo factor, ya que se podría calcular un FCI para cada usuario con respecto a su categoría mediante la misma fórmula. En lugar de eso se utiliza un FCI promedio típico de cada categoría.

Con estas dos definiciones se puede deducir el aporte típico de un usuario tipo de la categoría k a la potencia máxima del nivel j :

$$\begin{aligned} \hat{PP}_i^k * FCI_k &= PP_{coin_i^k} \\ \hat{P}_k * FCE_k^j &= \left(\sum_{i \in k} P_{coin_i^k} \right) * FCE_k^j = P_{coin_k^j} = \sum_{i \in k} P_{coin_i^j} \Rightarrow PP_{coin_i^k} * FCE_k^j = PP_{coin_i^j} \\ PP_{coin_i^j} &= \hat{PP}_i^k * FCI_k * FCE_k^j = \hat{PP}_i^k * FCT_k^j \end{aligned} \quad (1.6.2.1.5)$$

Donde:

- $PP_{coin_k^j}$: Potencia promedio demandada por un usuario tipo de la categoría k en el pico de potencia máxima del nivel j
- FCT_k^j : Factor de Coincidencia Total de la categoría k en el nivel j

La ecuación 1.6.2.1.5 muestra el impacto que tiene un consumidor promedio de una categoría “ k ” en la potencia máxima de un nivel “ j ”, el mismo esta dado por el FCT_k^j .

En la siguiente sección se verá como se utilizan estos factores para la distribución de costos de un nivel a cada una de las categorías.

1.6.2.2.- La distribución a categorías

Con los factores explicados se distribuyen los CPD. Dado que estos costos dependen fundamentalmente de la potencia máxima que demanden los usuarios, los CPD se distribuyen por pico de potencia de cada nivel. Es por esto que se utilizan los factores de coincidencia para distribuir los CPD, dado que los mismos indican una responsabilidad de cada categoría en la potencia máxima del nivel en el que consuman.

Entonces tenemos que:

$$\hat{P}_j = \sum_{k \in j} P_{coin_k^j} \quad (1.6.2.2.1)$$

Donde:

- \hat{P}_j : Potencia máxima del nivel j

Con lo visto en la sección anterior se puede deducir que:

$$\hat{P}_j = \sum_{k \in j} P_{coin_k^j} = \sum_{k \in j} \left(P_{coin_k^j} * \frac{\hat{P}_k}{\hat{P}_k} * \frac{\sum_{i \in k} \hat{P}_i}{\sum_{i \in k} \hat{P}_i} \right) = \sum_{k \in j} \left(\frac{P_{coin_k^j}}{\hat{P}_k} * \frac{\hat{P}_k}{\sum_{i \in k} \hat{P}_i} * \sum_{i \in k} \hat{P}_i \right)$$

$$\sum_{k \in j} (FCE_k^j * FCI_k * \sum_{i \in k} \hat{P}_i) = \sum_{k \in j} (FCT_k^j * \sum_{i \in k} \hat{P}_i) \quad (1.6.2.2.2)$$

Entonces, dada la ecuación 1.6.2.2.2, tenemos que la potencia máxima de un dado nivel es igual a la suma de la suma de la potencia máxima de todos los usuarios de una categoría multiplicado por el factor de coincidencia total de su categoría.

Ahora debemos distribuir los CPD, y dado que estos dependen de la potencia máxima definiremos el Costo Propio de Distribución Unitario de un dado nivel j (CPDU _{j}):

$$CPDU_j = \frac{CPD_j}{\hat{P}_j} \quad (1.6.2.2.3)$$

Entonces, podemos calcular el costo total que se debe distribuir a una categoría:

$$CPD_j = CPDU_j * \hat{P}_j = CPDU_j * \sum_{k \in j} (FCT_k^j * \sum_{i \in k} \hat{P}_i) \Rightarrow$$

$$CPD_j = CPDU_j * \sum_{k \in j} \left(\frac{FCT_k^j * \sum_{i \in k} \hat{P}_i}{\hat{P}_j} \right) \quad (1.6.2.2.4)$$

Cada categoría paga por el aporte que esta tiene en la potencia máxima del nivel, el cual queda definido por el término de la derecha de la expresión 1.6.2.2.4. La sumatoria del último término debe ser igual la unidad para que la ecuación tenga sentido.

Dado que la tarifa se cobra con mayor detalle a las categorías que más demanda tienen, a las PD no se les mide la potencia máxima, tienen únicamente medición de energía consumida. Por esto, en primer lugar se separa la sumatoria entre la categorías encuadradas dentro de las PD y las de MD y GD. Luego se aplica el factor de carga de su categoría para relacionar la potencia máxima de un usuario con la energía que este consume.

$$CPD_j = \sum_{k \in j} (FCT_k^j * CPDU_j * \sum_{i \in k} \hat{P}_i)$$

$$CPD_j = \sum_{k \in MD, GD} (FCT_k^j * CPDU_j * \sum_{i \in k} \hat{P}_i) + \sum_{k \in PD} (FCT_k^j * CPDU_j * \frac{\sum_{i \in k} E_i}{T * FU_k}) \quad (1.6.2.2.5)$$

Entonces tenemos una ecuación que nos dice cuanto se cobra a cada Wh de una pequeña demanda y cuanto a cada W de una mediana y gran demanda. Luego, los parámetros FCT y FU se calculan para cada una de las cinco categorías antes mencionadas, por lo que se tiene el costo distribuido entre todas las categorías.

Nótese como impactan los factores de coincidencia y de carga en la tarifa. Al estar más concentrado el consumo de energía, una PD debe abonar mas por Wh consumido, ya que esto quiere decir que su pico de potencia máximo es mayor. Al tener una categoría los picos de demanda máximos de sus usuarios más cercanos entre sí, es mayor el pico máximo de dicha categoría por lo que aumenta el FCI, aumenta el FCT y finalmente es mayor la tarifa. El mismo impacto se ve si la categoría tiene su pico máximo cerca del pico máximo del nivel de tensión.

Esta forma de cobrar incentiva a que el consumo este distribuido y tenga un comportamiento lo más constante posible, ya que de esta forma es más fácil planificar, operar y principalmente porque requiere una menor potencia instalada. Las PD tienden a ser inelásticas al precio, mientras que las demandas generales e industriales tienen un consumo más constante, en línea con la lógica tarifaria.

Los costos de la energía, potencia y transmisión siguen una lógica similar, respecto de factores de responsabilidad con respecto al consumo.

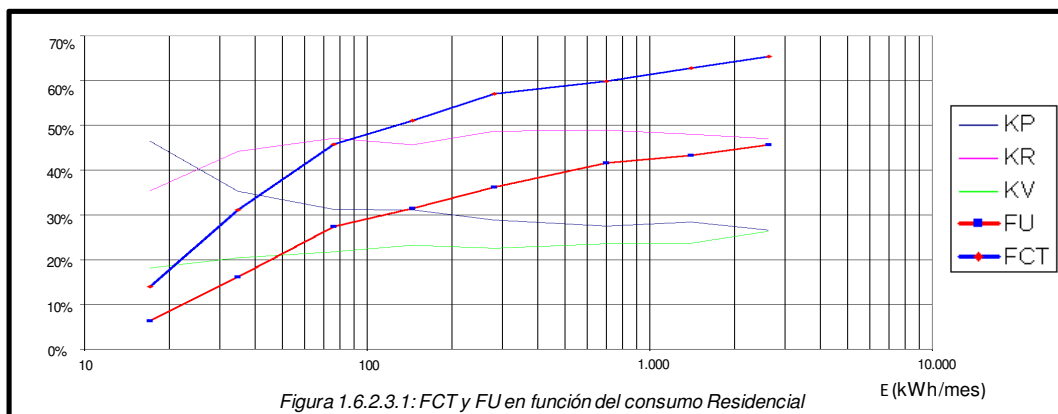
1.6.2.3.- La distribución a segmentos

En la sección anterior se dedujo que el costo total a cargo de una categoría “k” es el siguiente:

$$\frac{FCT_k^j * CPDU_j}{T * FU_k} * \sum_{i \in k} E_i \quad (1.6.2.3.1)$$

Dada la ecuación 1.6.2.3.1 podría resolverse que el cobro a los usuarios de la categoría “k” debiera ser variable, en función de la energía consumida. Esta tarifa tendría el mismo costo para todos los usuarios, el término izquierdo de la ecuación 1.6.2.3.1.

Sin embargo, los usuarios no son responsables en igual medida de los parámetros FCT y FU que definen a la categoría. Esto quiere decir, que no todos tienen los mismos FCT y FU (si se midieran para cada uno en particular). En la figura 1.6.2.3.1 se muestra estos valores para los usuarios de la categoría residencial, en función del consumo mensual de estos. En el mismo K_x mide el porcentaje de la energía total que es consumida en la banda “x” (P=Punta, R=Resto, V=Valle). Estos factores se utilizan para la aproximación al cálculo del FU y el FCT de cada usuario en particular.



Que estos valores dependan del consumo implica que no se debería cobrar la misma tarifa a todos los usuarios por igual, ya que como se ve en la figura 1.6.2.3.1 a

medida que es mayor el consumo, los parámetros cambian haciendo más eficiente el consumo en términos del FU y menos eficientes en términos del FCT.

Los cambios en el FU son reflejo del aumento del consumo en las bandas valle y resto vs el consumo en punta, a medida que aumenta el consumo total. Esto hace más parejo el consumo a lo largo de un día.

El aumento en el FCT es el resultado de un consumo más parejo en el tiempo, lo que disminuye la relación entre el pico de potencia máximo del usuario y su carga en coincidencia con el pico máximo de su nivel. Esto aumenta la carga en coincidencia, aumentando el FCT.

Si escribimos

$$\frac{FCT_k^j}{FU_k} = \sum_{i \in k} \left(\frac{FCT_i^j}{FU_i} * \frac{E_i}{E_k} \right) \quad (1.6.2.3.2)$$

Donde:

- FCT_i^j : Factor de Coincidencia Total del usuario i en el nivel j
- FU_i : Factor de Carga del usuario i
- E_k : Energía de la categoría k

A partir de la ecuación 1.6.2.3.2 y las curvas de la figura 1.6.2.3.1, se puede encontrar la curva que define el costo asignable a cada usuario. Utilizando la ecuación 1.6.2.3.2 y la ecuación 1.6.2.3.1 se obtiene:

$$CPD_k = \frac{CPDU_j}{T} * \sum_{i \in k} \left(\frac{FCT_i^j}{FU_i} * E_i \right) \quad (1.6.2.3.3)$$

El primer término de la ecuación 1.6.2.3.3. viene dado, por lo que es el segundo término el que determina el costo a cargo de cada usuario.

Si se grafica la ecuación 1.6.2.3.3, con la información de la figura 1.6.2.3.1 se obtiene la curva de la figura 1.6.2.3.2. A mayor consumo mayor es el costo, sin embargo, este no es lineal. De hecho, a mayor consumo más eficiente es el mismo, ya que de otra forma, la curva sería lineal o con la concavidad invertida.

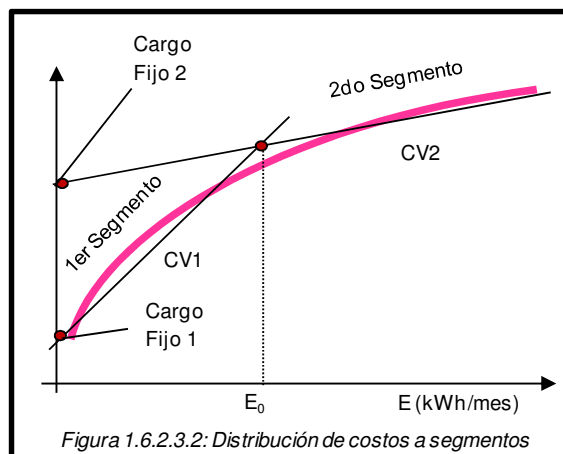
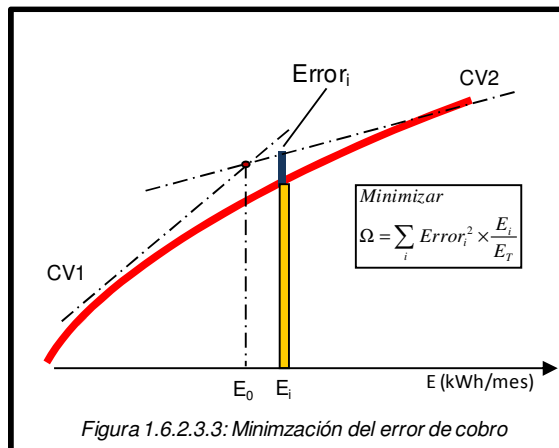


Figura 1.6.2.3.2: Distribución de costos a segmentos

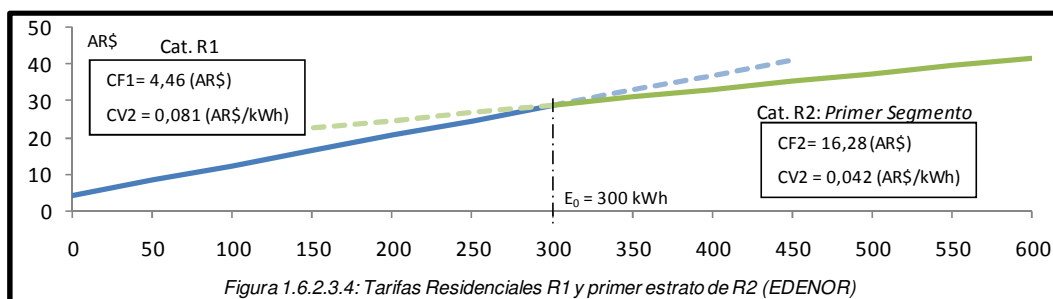
Dada la necesidad de simplicidad en la construcción de los cuadros tarifarios, se establecen los segmentos. A través de éstos se agrupan a los consumidores de una categoría en función de su volumen de consumo. Al mismo

tiempo, se fragmenta la curva de la figura 1.6.2.3.2 en distintas rectas, las cuales representan a cada uno de los segmentos de la categoría. Estas rectas definen el costo fijo y el costo variables de cada uno de los segmentos, como se muestra en la figura 1.6.2.3.2.

Dado que esta es una aproximación lineal a la curva, existe un error entre lo que se cobra y el costo real. Se busca un E_0 tal que el error cuadrático, ponderado por la energía en cada punto, sea mínimo (La fórmula se encuentra en la figura 1.6.2.3.3). Elegido un E_0 de corte se determina la componente fija y la componente variable para cada segmento mediante las rectas encontradas.



En la figura 1.6.2.3.4 se muestra las curvas tarifarias de los segmentos R1 (segmento único) y el primer segmento de la categoría R2, con sus respectivos costos variables y fijos, de la empresa distribuidora EDENOR. Estas tarifas son las finales, por lo que incluyen los CPD, los costos del transporte y las compras de energía y potencia en el MEM. Es importante mencionar que los costos variables que se ven en la figura corresponden a los costos con el subsidio incorporado. La componente variable total del primer segmento de la categoría R2 es 0,192 (vs 0,042 con subsidio) es decir que se paga únicamente el 22% del costo variable total.

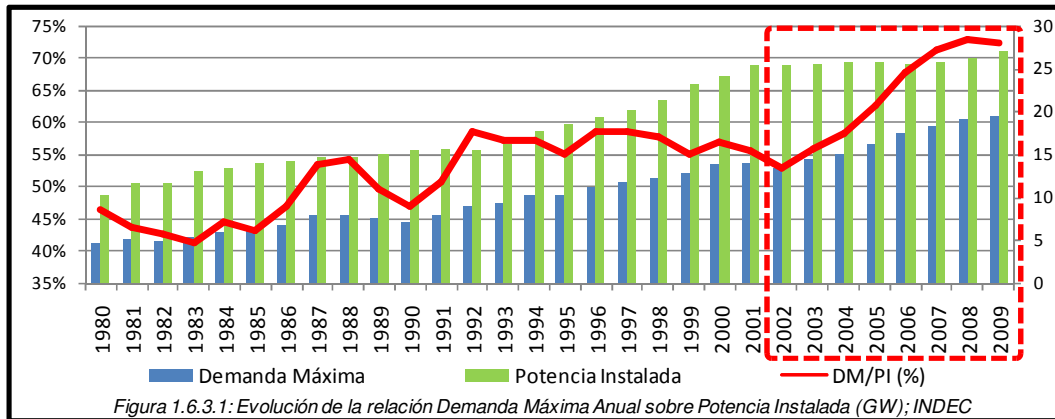


1.6.3.- EL PRONUREE

El Programa Nacional de Uso Racional y Eficiente de la Energía (PRONUREE) es un programa lanzado por el gobierno Nacional, el cual busca disminuir el consumo energético en el país.

Desde el año 2002 la demanda ha ido creciendo a niveles mayores que la oferta. Tomando como representativos los valores de picos de demanda máxima anuales sobre la capacidad instalada, en el 2009 esta razón llegó a ser el 72,3% luego de 7 años (2002-

2009) en los que el pico de demanda máxima creció un 45% contra un 6% de la potencia instalada. Lo dicho se puede observar en el gráfico 1.6.3.1.



El PRONUREE fue lanzado en el 2004, y relanzado en el 2005, plan vigente hoy en día. El aumento de la demanda, en términos de pico de demanda anual, tuvo una ligera disminución de su crecimiento una vez instaurado el plan. El crecimiento anual durante el período 2002-2005 fue de un 6,2% anual contra un 4,9% anual en el período 2005-2009.

El plan consiste en bonificaciones y castigos para las demandas en función de un parámetro objetivo. Este parámetro objetivo se toma según el consumo de energía de un período tomando como base y adicionándole un 10% de ahorro. Es decir que el objetivo es en función del tamaño de cada usuario, y no se establece un objetivo común para todos los usuarios. Estos períodos base están calculados con los consumos de cada mes de los años 2003 o 2004, según cuando entró en el plan cada usuario.

En caso de excederse en el consumo por sobre el objetivo, se aplican castigos. Estos castigos son calculados como los kWh en exceso, valorizados al costo variable de la categoría del usuario.

Existen límites, a partir de los cuales un usuario no recibe ningún tipo de penalidad. Estos se aplican a los usuarios de menor tamaño de cada cuadro tarifario, según el tamaño medido para su período base, como se indican en la tabla 1.6.3.1.

kWh / Bimestre	Residencial	General	T2	T3
Umbral	50	75	200	1.000

Tabla 1.6.3.1: Límites de aplicación de Castigos del PRONUREE

Las bonificaciones dependen de la cantidad de dinero recaudado en concepto de castigos. La bonificación unitaria (por kWh) se calcula como el cociente entre todo el dinero recaudado por castigos y todos los kWh ahorrados. Esta cuenta se calcula por categoría. Esta bonificación unitaria se descuenta de la factura de energía, por kWh ahorrado, por debajo del objetivo para dicho usuario.

También existen límites para las bonificaciones. Estas no se aplicarán sobre los kWh que se excedan del 30% de ahorro sobre el período base. Además, el monto de bonificación máxima por factura es de 2.000AR\$. Finalmente, los usuarios residenciales que consumen más de 1000 kWh por bimestre no recibirán ningún tipo de bonificación, sin importar cuánto disminuyan su demanda (exceptuando el caso en el cual su consumo baje de los 1000 kWh).

Esta metodología implica que si todos ahorran un 10%, entonces nadie recibe ninguna bonificación, y al mismo tiempo nadie paga cargos adicionales. Entonces no hay incentivos a ahorrar más del 10%, a menos que otro usuario este excedido en igual cantidad de su objetivo (10% de ahorro). El incentivo es para que el consumo sea disminuido en un 10%, pero no más.

CAPÍTULO II

TEORÍA DE LA REGULACIÓN

2.1.- TEORÍA MICROECONÓMICA DE LA OFERTA DE PRODUCCIÓN

En esta sección se intentará dar una explicación resumida sobre cómo funcionan y cuáles son los incentivos de los monopolios naturales, de forma de entender el comportamiento de los mismos. Los resultados de esta sección serán utilizados en la sección 2.2 “Teoría de la regulación de los monopolios naturales” para entender cómo se regula un monopolio natural; y finalmente comprender el impacto de las distintas propuestas y ejemplos en los resultados de una empresa distribuidora.

En esta sección se asumen entendidos algunos conceptos básicos de microeconomía. Para revisar conceptos sobre estos temas mirar los anexos B.1 a B.4 (“Los factores productivos”, “Los costos de la empresa”, “La maximización de los beneficios” y “Los Beneficios económicos, el VAN y la TIR”).

2.1.1.- Los monopolios

Los monopolios se definen como un mercado en el cual existe un solo oferente. Estos mercados se producen cuando se crean barreras a la entrada para otras empresas. Estas barreras pueden ser de distintas naturalezas, como legales (patentes), políticas (mercados regulados como monopolios), naturales (costos medios decrecientes) o barreras creadas por las propias empresas, como tecnologías y procesos mantenidos en secreto o una imagen de marca que se distinga de otras.

a) La decisión de producción de un monopolio

Los conceptos introducidos en el anexo B.4 “La maximización de los beneficios” son generales y aplican a cualquier tipo de empresa que busque maximizar sus beneficios. En un modelo de competencia perfecta el problema se simplifica a nivel matemático ya que el precio no depende de la cantidad que esta empresa produce y por lo tanto el mismo es constante e igual al precio de venta.

Los monopolios tienen la particularidad de poder elegir el punto de la curva de demanda donde se quieran posicionar. Esto genera beneficios en el largo plazo, a diferencia de la competencia perfecta. El equilibrio monopolístico se muestra en la figura 2.1.1.1.

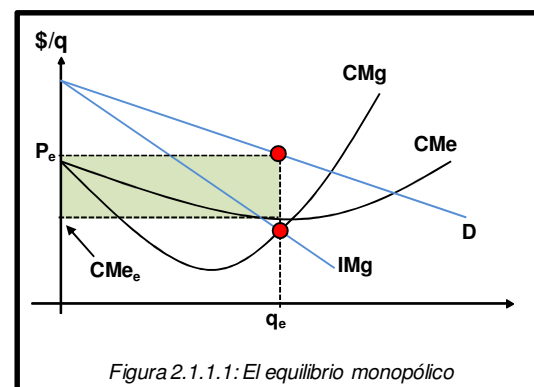


Figura 2.1.1.1: El equilibrio monopolístico

En la misma se puede observar el precio de equilibrio (P_e), el cual se forma en el punto donde se cortan la curva de la demanda y la cantidad producida por la empresa monopolística. Los beneficios de la misma son representados por el rectángulo formado por el CMe en q_e , el P_e y q_e .

Estos beneficios en el largo plazo que obtiene un monopolio son denominados “rentas del monopolio”. Estas rentas son el VAN del mismo, y es el precio que estaría dispuesta a abonar una empresa en una licitación para poder ejercer libremente derechos monopólicos sobre un mercado.

b) El monopolio y la curva de la demanda

Para un monopolio el ingreso marginal no es igual al precio, más bien es menor que el mismo si tenemos en cuenta una curva de demanda con pendiente negativa. Esto último se puede observar si se deriva el ingreso marginal en función de la cantidad producida:

$$IMg = \frac{dIT}{dq} = \frac{d[P(q) \cdot q]}{dq} = P + q \cdot \frac{dP}{dq} \quad (2.1.1.1)$$

Dado que P desciende al aumentar q, el IMg es siempre menor o igual al precio de venta, es decir que el ingreso marginal esta siempre por debajo de la curva de la demanda.

Se puede reinterpretar esta ecuación incluyendo la elasticidad de la demanda:

$$IMg = P + q \cdot \frac{dP}{dq} = P \left(1 + \frac{q}{P} \cdot \frac{dP}{dq} \right) = P \left(1 + \frac{dP/P}{dq/q} \right) = P \left(1 + \frac{1}{e_{q,P}} \right) \quad (2.1.1.2)$$

El ingreso marginal es función del precio actual y la elasticidad precio de la demanda. Donde la demanda sea elástica ($e_{q,P} < -1$) el IMg será positivo; por el otro lado, donde la demanda sea inelástica ($0 > e_{q,P} > -1$) el IMg será negativo; finalmente, donde la demanda no sea ni elástica ni inelástica ($e_{q,P} = -1$) el IMg será igual a cero. Este resultado muestra que una empresa monopólica nunca operará sobre la zona inelástica de la demanda, el precio siempre estará en una zona elástica. Lo dicho se muestra en la figura 2.1.1.2.

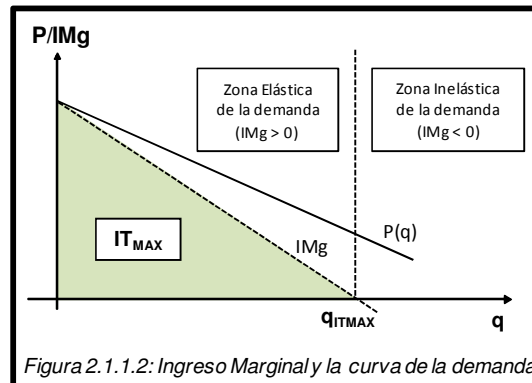


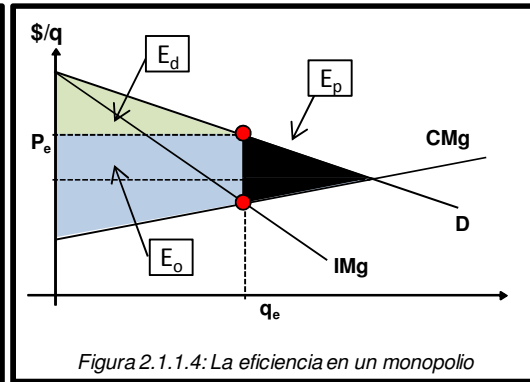
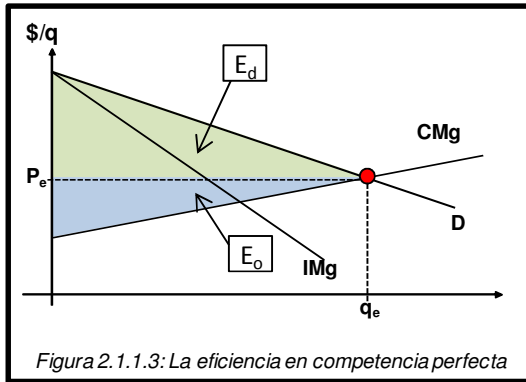
Figura 2.1.1.2: Ingreso Marginal y la curva de la demanda

b) La eficiencia en los monopolios

Con respecto a la competencia perfecta un monopolio tiene una menor eficiencia, en términos de excedencia en el mercado. En la figura 2.1.1.3 se muestra la eficiencia en el caso de la competencia perfecta. En el mismo se tiene un precio de equilibrio igual al costo marginal de producción. Este equilibrio da como resultado un excedente de la oferta (E_o) igual al área sombreada de celeste, entre el precio de

mercado y la curva de costos marginales; y un excedente de la demanda (E_d) igual al área sombreada de verde, entre la curva de la demanda y el precio de equilibrio.

En un monopolio este equilibrio se modifica. El mismo se muestra en la figura 2.1.1.4. Al igual que en el caso anterior el excedente de la oferta (E_o) se representa mediante el área sombreada en celeste, entre el precio de mercado y la curva de costos marginales; mientras que el excedente de la demanda (E_d) se muestra en el área sombreada de verde, entre la curva de demanda y el precio de equilibrio.



La diferencia entre los excedentes de la competencia perfecta y el monopolio es igual al área sombreada de negro y la denominaremos excedencia perdida (E_p). Esta menor excedencia es la pérdida de eficiencia del monopolio y es la suma de la pérdida de los beneficios de la oferta por no producir unidades cuyo precio de venta podrías ser mayor al CMg; y el excedente de la demanda que ya no puede comprar todas estas unidades.

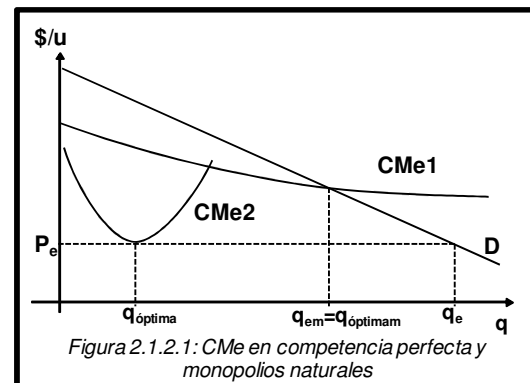
Nótese que la pérdida de eficiencia en los monopolios implica una menor producción a un precio mayor, lo cual no es deseable desde el punto de vista social.

2.1.2.- Los monopolios naturales

a) La naturaleza económica de los monopolios naturales

Un monopolio natural se da cuando en un sector productivo existen economías de escala decrecientes en un gran intervalo de producción en relación con la demanda existente.

En la figura 2.1.2.1 se observa una curva de demanda y lo que pasaría en el caso de que la estructura de costos para producir este producto tuviera economías de escala decrecientes en un amplio rango de la demanda (CMe1) versus una estructura que rápidamente alcanza las deseconomías de escala (CMe2), como



sucede en competencia perfecta.

En el equilibrio de la competencia perfecta existen una gran cantidad de empresas produciendo el bien, cada una a costo medio mínimo y vendiendo a este costo. Este equilibrio determina un precio (P_e) y una cantidad (q_e) y finalmente la cantidad de empresas que funcionan en este mercado ($n = q_e/q_{\text{óptima}}$).

En el monopolio natural, al tener la naturaleza de la producción de dicho producto economías de escala en un amplio rango de producción -siempre en relación al tamaño de la demanda-, el menor costo medio alcanzable para producir dicho producto se consigue al producir q_{em} que es igual a $q_{\text{óptima}}$, por lo que el menor costo se consigue concentrando la producción en un única empresa.

Por lo tanto, de existir un monopolio natural, es un resultado más deseable para los consumidores que este mercado se organice como un monopolio antes de que exista competencia en el mismo: se producen mayores cantidades a precios menores.

La naturaleza de una estructura de costos decrecientes a lo largo de una gran amplitud de niveles productivos se encuentra en la fuerte presencia de costos fijos, incluso en el largo plazo. Estos costos fijos se diluyen a medida que aumenta la producción, disminuyendo el costo medio de cada unidad y reflejando economías de escala.

Otro factor, normalmente causante de costos medios decrecientes, son las economías de ámbito. Las economías de ámbito se producen cuando existen costos compartidos en la producción de dos o más productos. Estos costos compartidos reducen el costo medio total al producir estos productos en conjunto. Mediante este mecanismo las economías de ámbito pueden constituir monopolios naturales.

En economía se dice que existen monopolios naturales cuando existe subaditividad de costos en la producción de uno o más bienes. La subaditividad es la disminución en los costos medios ya sea por economías de escala o de ámbito.

Estos argumentos son los utilizados por gobiernos para regular ciertos mercados como un monopolio natural. Este es el caso de los mercados de las telecomunicaciones, TV por cable y la distribución de la electricidad.

b) Argumentos en contra de la regulación de los monopolios naturales

Existen argumentos en contra de la regulación de los monopolios naturales, principalmente basados en que si un mercado es un monopolio natural, debería dejarse libre a la competencia y que naturalmente se de un solo productor en dicho mercado y no a través de una regulación. El argumento de fondo es que la regulación puede imponer un monopolio donde en realidad no habría razones para hacerlo.

En la publicación de un trabajo de Walter J. Primeaux en 1985 se esbozan algunos de estos argumentos sobre la base de que en ciudades de los EEUU la distribución de electricidad funciona en competencia y con mejores resultados en términos de bienestar social.

En su trabajo se comparan algunas características económicas de estas ciudades con múltiples empresas compitiendo en el mercado de distribución eléctrica contra las ciudades con monopolios regulados. En el mismo concluyó que los costos operativos eran menores. El argumento que explica esto, es que no existen incentivos para ser ineficiente en términos de costos, ya que las empresas no contaban con permisos monopólicos. Es decir que los incentivos a ser eficiente debido a la competencia lograban menores costos que las economías de escala logradas por los monopolios regulados debido a las ineficiencias de estos.

Otro factor favorable de los mercados en competencia es que el precio final por MWh era en promedio un 33% menor. En cuanto a la dinámica de precios, encontró que los precios en mercados en competencia estaban constantemente bajo cambio, mientras que en los monopolios naturales existía un precio más estable. Estos cambios de precio, llamados guerra de precios, son en general beneficiosos para los consumidores ya que los consumidores se van ajustando siempre al precio que más satisface sus necesidades.

Finalmente, no había excesos de capacidad instalada -uso de capital- ya que la competencia de precios evitaba cualquier tipo de ineficiencias.

Además de las investigaciones empíricas, existen argumentos políticos en contra de la regulación de mercados como monopolios. El trabajo “El mito del monopolio natural” de Thomas J. DiLorenzo explica que históricamente se creó la teoría de los monopolios naturales para justificar licencias monopólicas otorgadas por los gobiernos, para luego instaurarse como una práctica común.

Otros argumentos son contra-argumentos sobre el hecho de que de no existir regulación, se instauraría un monopolio en un mercado. Si esto fuera así, se deberían poder aplicar las mismas leyes antimonopolio que se aplican en otros mercados. Incluso antes de que existan las leyes anti monopólicas existían prácticas anticompetitivas y estas leyes solucionaron el problema. Lo mismo pueden hacer con los mercados denominados como monopolios naturales.

Finalmente, la teoría del monopolio natural indica que al existir competencia en un mercado que, dada sus características productivas, es un monopolio natural, dicho mercado se encuentra en un equilibrio inestable. En el momento en el cual una empresa logre producir más que el resto tendrá menores costos medios y marginales, por lo que podrá disminuir su precio desplazando a la competencia del mercado. Esta empresa no tendrá incentivos para establecer precios monopólicos (mayores a los de competencia perfecta), ya que de hacerlo dejará de producir unidades y abrirá una ventana para que

entre competencia. Justamente la barrera a la entrada que impone esta empresa es el menor costo al que produce, por lo que en el monopolio natural no regulado se producen precios competitivos.

2.2.- TEORÍA DE LA REGULACIÓN DE LOS MONOPOLIOS NATURALES

En esta sección se expondrán una serie de esquemas regulatorios de los monopolios naturales. Se utilizarán las herramientas vistas en la sección 2.1.- “Teoría Microeconómica de la oferta de producción”.

2.2.1.- La disyuntiva de la regulación de los monopolios naturales

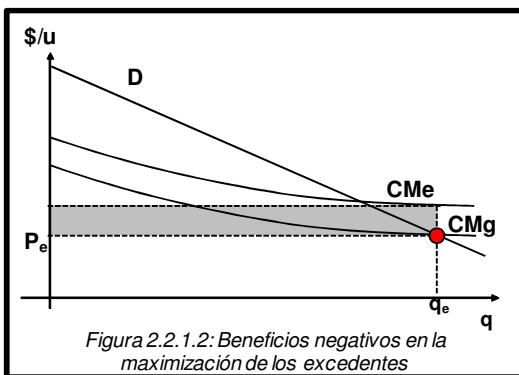
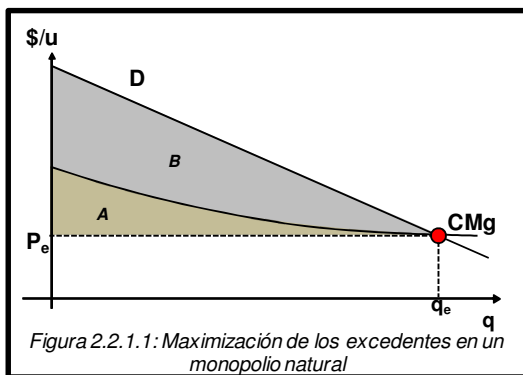
Se comenzará esta sección con una descripción de la disyuntiva de la regulación de monopolios naturales para empresas monoproducción, para luego describir meramente la misma disyuntiva aplicada en empresas multiproducción.

a) Empresas monoproducción

Anteriormente se vio como en los monopolios se producen pérdidas de eficiencias, en términos de excedentes de mercado. Cuando un mercado tiene las características de un monopolio natural y se lo regula de forma que funcione como tal, lo que se busca es maximizar estos excedentes como sucede en competencia perfecta.

Esta maximización se logra cuando el precio es igual al costo marginal de producir una unidad adicional. Este equilibrio se puede observar en la figura 2.2.1.1. En el mismo el área B es el excedente total, donde el excedente de los consumidores es la suma de las áreas A y B, mientras que el excedente del productor es el área -A.

En estas condiciones el monopolista tiene un excedente negativo, es decir beneficios negativos, debido a las economías de escala. Este resultado puede observarse en la figura 2.2.1.2. Conceptualmente las área A de la figura 2.2.1.1. y el área en gris de la figura 2.2.1.2 son de igual tamaño e iguales a las pérdidas del productor.



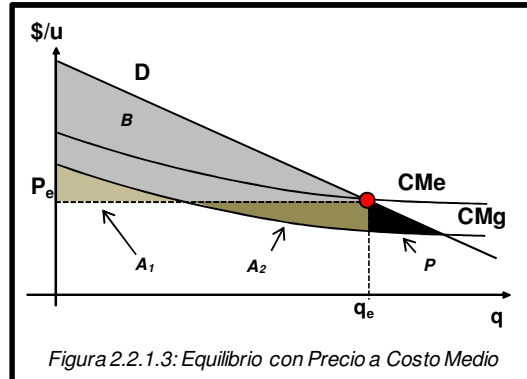
Dado que una empresa no puede funcionar bajo pérdidas indefinidamente se debe optar por una de varias alternativas. Una es cambiar el punto de equilibrio de forma de que se maximicen los excedentes, bajo la condición de que los beneficios de la empresa sean iguales a cero.

Este otro punto de equilibrio se da donde el precio es igual al costo medio. En cualquier otro punto por sobre este precio el productor tiene mayores beneficios

mientras los excedentes disminuyen. Sobre cualquier otro punto por debajo de este precio, la empresa sufre pérdidas. Dicho equilibrio se muestra en la figura 2.2.1.3.

En este caso el excedente total es igual a la suma de las áreas B y A_2 . Este excedente es claramente menor al del caso anterior, las pérdidas de excedentes son iguales al área P.

En este punto el equilibrio de los consumidores disminuye, siendo ahora el área B más el área A_1 . El excedente de los productores es igual a la resta entre las áreas A_2 y A_1 , siendo claramente mayor al caso anterior. Conceptualmente las áreas A_1 y A_2 son iguales, dando un excedente total para los productores igual a cero.



El efecto neto de pasar de un punto al otro es una redistribución de los excedentes, con pérdidas intermedias. Los consumidores resignan parte de su excedente, el cual parte es traspasado a los productores de forma que sus beneficios sean no negativos, y parte es el costo social por no establecer un precio de forma eficiente, el cual se refleja como una pérdida del excedente total (P).

Existen otras alternativas a la creación de precios mediante costos medios, relacionadas con los subsidios. Estos se pueden establecer de dos formas, el subsidio puede ser entregado directamente al productor, de forma que sus beneficios sean nulos, o la creación de tarifas que impliquen subsidios cruzados. Estas tarifas se basan en quitar excedente a las porciones de la demanda dispuestas a pagar un precio más alto para poder asumir el costo de producir más cantidad a costo marginal.

Sin embargo, estos mecanismos o no están permitidos o no se realizan en nuestro país. En Argentina no existen subsidios a las empresas productoras (los subsidios existentes son a los consumidores). Al mismo tiempo están prohibidos, según los principios tarifarios, los subsidios cruzados ya que cada consumidor debe pagar el costo del producto que recibe.

Por otro lado, según lo visto a lo largo del capítulo 1, los precios de la energía, incluyendo los CPD, se establecen según criterios marginalistas. Esto puede llevar a dos conclusiones, o las empresas pierden dinero, o las mismas tienen costos marginales superiores a los costos medios. Esto puede llevar a otras discusiones sobre si son realmente un monopolio natural o no, ya que los resultados de EDENOR durante los años 2008 y 2009 mostraron valores positivos. Esta discusión no es parte del alcance de este trabajo.

b) Empresas multiproducto

Una empresa puede ser analizada como multiproducto no solo cuando produce más de un bien, sino además cuando su producto es vendido en más de un mercado. Las empresas distribuidoras de energía eléctrica ofrecen 3 tipos de producto (energía en AT, MT y BT) en diferentes mercados (residenciales, comerciales e industriales).

Cuando una empresa es multiproducto existen infinitos puntos en los cuales sus beneficios pueden ser cero, el punto trivial es en el cual los precios son iguales a los costos medios. Sin embargo pueden existir otros puntos cuyos beneficios resultan iguales a cero para la compañía y el excedente total de todos los mercados puede ser mayor al del punto trivial.

La combinación de precios que maximizan el excedente dado un nivel de beneficios nulos se denomina Precios de Ramsey. Los precios de Ramsey se encuentran mediante la fórmula 2.2.1.1 y la restricción de los beneficios iguales a cero. La fórmula 2.2.1.1 establece la relación que deben tener los precios de dos mercados independientes de forma de maximizar el excedente total, a un nivel de beneficios dado:

$$\frac{(P_1 - CMg_1)}{P_1} * \varepsilon_1 = \frac{(P_2 - CMg_2)}{P_2} * \varepsilon_2 \quad (2.2.1.1)$$

Donde:

- P_i : Precio resultante en el mercado donde se vende el producto i
- CMg_i : Costo marginal del producto i
- ε_i : Elasticidad precio-demanda el mercado donde se vende el producto i

Esta ecuación no asume elasticidades cruzadas, es decir los precios y cantidades de un mercado son independientes del otro.

Nótese que la maximización de los excedentes implica la maximización de los excedentes de los consumidores, ya que el excedente del productor es igual a los beneficios los cuales son constantes e iguales a cero.

La expresión de Ramsey implica una relación precio - costo marginal mayor donde el mercado es más inelástico. Esto tiene una serie de implicancias. Los precios Ramsey, si bien maximizan los excedentes no implican ninguna regla para la distribución de estos excedentes entre mercados, lo cual en algunos casos puede ser inequitativo. Los mercados puede ser más inelásticos en los casos en los cuales sus consumidores necesitan de ese bien a cualquier precio o cuando por falta de recursos no tienen una opción alternativa al producto de dicho mercado. Esto precios más alejados del costo marginal donde el mercado es más dependiente del producto es una situación que se puede dar con frecuencia donde los consumidores sean de bajos recursos.

Los precios de Ramsey son una buena orientación para establecer precios en un monopolio natural, sin embargo se deben tener en cuenta estas limitaciones.

2.2.2.- La regulación ROR

a) Regulación ROR en un escenario estático

Una de los primeros y más comunes tipos de regulación aplicados en los monopolios naturales fue la regulación Rate Of Return (ROR). En este tipo de regulación se establece un techo al retorno que puede obtener la empresa sobre le capital utilizado. De esta forma, según lo visto en la sección 2.1 “Teoría microeconómica de la oferta de producción”, esto se puede expresar matemáticamente con la siguiente expresión:

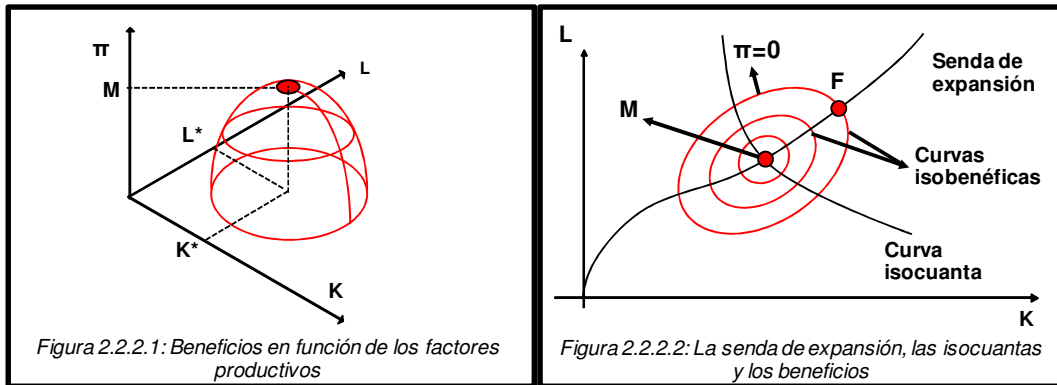
$$f \geq \frac{P^* q - w^* L}{K} \quad (2.2.2.1)$$

Donde:

- f : Tasa máxima de retorno sobre el capital permitida por la regulación ROR

En esta expresión, el numerador es el flujo generado por la inversión realizada durante un período establecido de tiempo, mientras que el denominador es el capital invertido en la empresa.

Para estudiar esta regulación y sus implicancias en el comportamiento de una empresa bajo esta regulación, Averch y Johnson (A&J) desarrollaron en 1962 un modelo de estudio. Este modelo está basado en los resultados vistos en la sección 2.1 “Teoría microeconómica de la oferta de producción”. Este modelo analiza la maximización de los beneficios, no como función del nivel productivo, sino como función de los factores productivos. La forma típica de Esta función de dos variables se muestra en la figura 2.2.2.1. En la figura 2.2.2.2 se muestra la misma en el plano L-K.



Nótese que M es el punto donde una empresa no regulada operaría, dado que es el punto donde los beneficios son los máximos. Al mismo tiempo el punto F, mostrado en la figura 2.2.2.2 es el objetivo de cualquier regulación de un monopolio natural según lo visto en la sección anterior.

Para poder esquematizar la regulación ROR en este modelo es necesario modificar la formulación matemática de forma que f este en función, únicamente de π , K y L . Entonces, operando matemáticamente:

$$f \geq \frac{P^*q - w^*L}{K} \Rightarrow f - v \geq \frac{P^*q - w^*L}{K} - v$$

$$f - v \geq \frac{P^*q - w^*L - v^*K}{K} = \frac{\pi}{K}$$

$$K^*(f - v) \geq \pi \quad (2.2.2.2)$$

Entonces, el plano es independiente del valor que tome L y visto desde el plano π - K es una recta que nace en el origen de coordenadas y con pendiente $(f-v)$. Esto se ilustra en la figura 2.2.2.3. Llamaremos “tope regulatorio” al plano definido por la ecuación 2.2.2.2, y “beneficios obtenibles” la superficie que define los beneficios sin regulación.

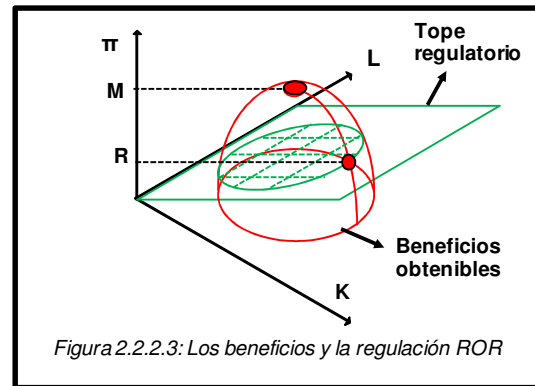


Figura 2.2.2.3: Los beneficios y la regulación ROR

Bajo esta regulación cobra un valor importante el punto R . Este es ahora el punto en el cual producirá la empresa ya que es en el cual se maximizan los beneficios.

La regulación ROR tiene cuatro resultados sobre el punto R , los cuales se pueden visualizar bajo este modelo.

Los dos resultados más importantes de la regulación ROR son, en primer lugar, que la empresa utiliza siempre un mayor nivel de capital que si no estuviera regulada. En segundo lugar, la empresa produce de forma ineficiente su producto, es decir, no se ubica sobre la curva de expansión, particularmente utiliza un elevado ratio K/L . A estos dos resultados, los cuales pueden observarse en la figura 2.2.2.4, se los denomina efecto Averch y Johnson.

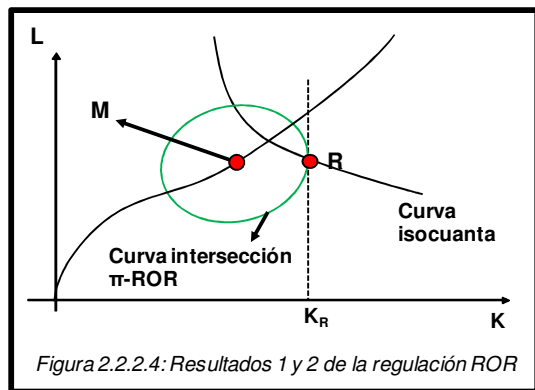
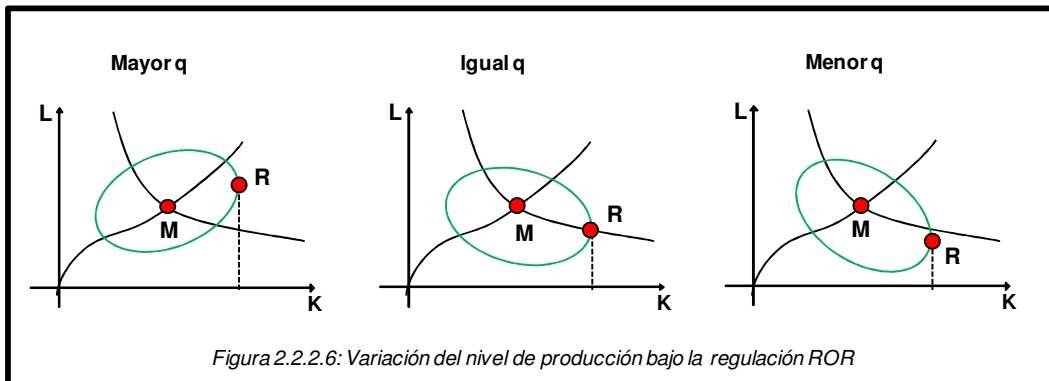
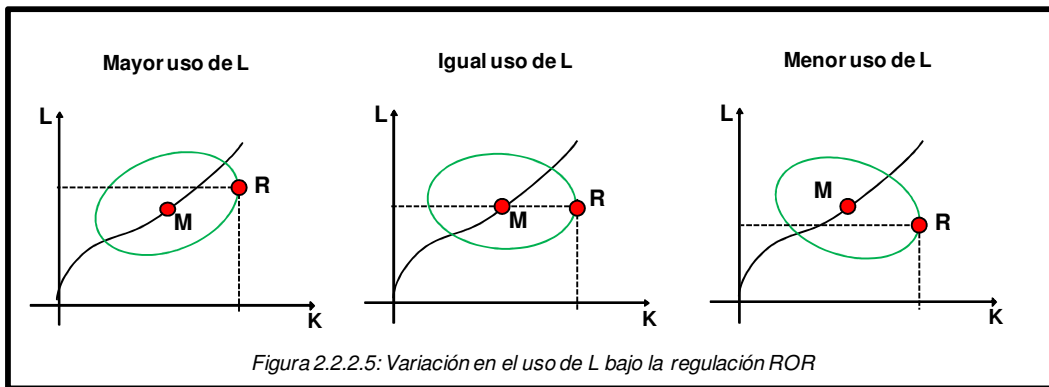


Figura 2.2.2.4: Resultados 1 y 2 de la regulación ROR

Una empresa produciendo en el punto M a la cual se le limita la tasa de rentabilidad sobre el capital va a estar generando una tasa demasiado alta dada la regulación y por lo tanto a unos beneficios demasiado altos. La empresa estará entonces incentivada a aumentar el uso del capital de forma de que aumente el tope regulatorio, hasta el punto en el cual los beneficios obtenibles estén en línea con lo que la regulación le permite.

Al mismo tiempo, nunca podrá producir con un bajo ratio K/L respecto de la senda de expansión. De ser así, siempre obtendría mayores beneficios aumentando dicho ratio sobre la misma curva de expansión, disminuyendo sus costos, los cuales son menores mientras más cerca se este de esta curva. Adicionalmente, empresa estaría aumentando el tope regulatorio dado que utiliza más capital. Este resultado implica que la empresa nunca estaría por sobre la curva de expansión y siempre operará por debajo de la misma.

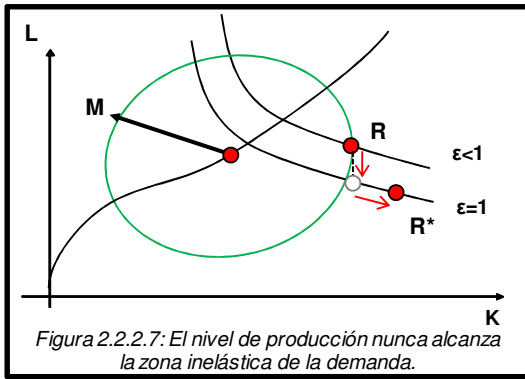
En este punto vale la pena mencionar dos aspectos del comportamiento de la empresa regulada. En primer lugar no están definidos ni como varía el uso de la mano de obra ni el nivel de producción de la misma. Estos pueden ser menores, mayores o iguales a los del punto M. Como opere la empresa dependen de cómo estén conformadas la curva de demanda y la función de costos de la misma. Estos resultados se observan en las figuras 2.2.2.5 y 2.2.2.6.



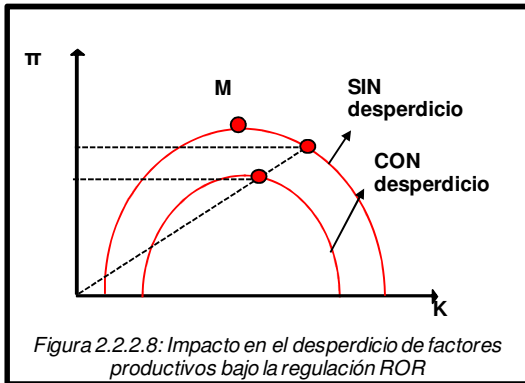
Un tercer resultado de la regulación ROR es que no incentiva a la empresa a producir en la zona inelástica de la demanda. Esto quiere decir que si bien el nivel productivo puede aumentar, no lo hará más allá de la zona elástica de la demanda.

Supongamos el caso en el que el punto R se encuentra en una curva isocuanta con elasticidad menor a la unidad. Se podrían aumentar los beneficios si se produjera menos, disminuyendo el uso de L hasta llegar a la isocuanta con elasticidad igual a la unidad y luego aumentando el ratio K/L sobre la misma curva. De esta forma los

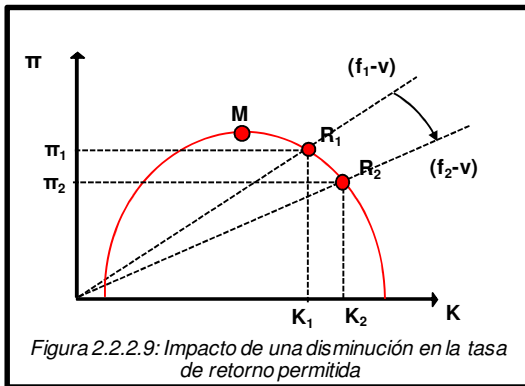
beneficios obtenibles aumentarían en primer lugar, sin modificar el tope regulatorio. Luego, sobre la misma isocuanta, los beneficios disminuirían aumentando el tope regulatorio. Mediante este mecanismo siempre se puede obtener mayores beneficios que operando en la zona inelástica, lo que quiere decir que dicha zona está siempre dominada por algún otro punto de la zona elástica. Lo explicado puede observarse en la figura 2.2.2.7, donde se aprecia que la situación en la cual el punto de equilibrio R se encuentra sobre una curva isocuanta con elasticidad menor a la unidad es imposible.



Por último, un punto positivo en esta regulación es que la empresa no está incentivada a derrochar factores productivos. Esto es así ya que de hacerlo, la empresa disminuye los beneficios obtenibles lo que disminuye los beneficios finales (R) bajo regulación. Lo dicho se muestra en la figura 2.2.2.8.



Finalmente mencionaremos que sucede si se mueve la tasa de retorno permitida (f) impuesta por la regulación. En primer lugar, de disminuir la misma, la empresa estará incentivada a aumentar aún más el uso del capital. Esto es así ya que haciendo esto se aumenta tope regulatorio hasta el punto en el cual los beneficios obtenibles son iguales a los permitidos. Sin embargo, finalmente la misma obtiene menores beneficios. Lo dicho se muestra en la figura 2.2.2.9.



Por otro lado, si la tasa de retorno permitida (f) se hace igual al costo de capital (v), entonces la empresa tiene a lo sumo cero beneficios económicos. El resultado final de esta regulación es que la empresa es indiferente frente a producir o no producir, y de hacerlo le resulta indistinto cualquier tipo de ratio K/L , siempre y cuando no esté en las zonas donde los beneficios obtenibles sin regulación sean menores a cero. Otro resultado es que la misma puede producir con o sin desperdicio y su situación es indistinta, de nuevo, siempre que se encuentre en zonas donde los beneficios obtenibles

sin regulación sean mayores o iguales a cero. Estas zonas son cada vez menores a medida que aumenta el desperdicio. Lo dicho se muestra en la figura 2.2.2.10.

Si la tasa de retorno se disminuye por debajo de la tasa de costo de capital la empresa no tiene incentivos para seguir produciendo, más bien cierra y vende su capital. Sin embargo existen casos,

cuando el capital es invertido en instalaciones muy especializadas, donde no se puede vender el mismo con facilidad. Las instalaciones eléctricas, como las maquinas generadoras y las subestaciones transformadoras son un ejemplo.

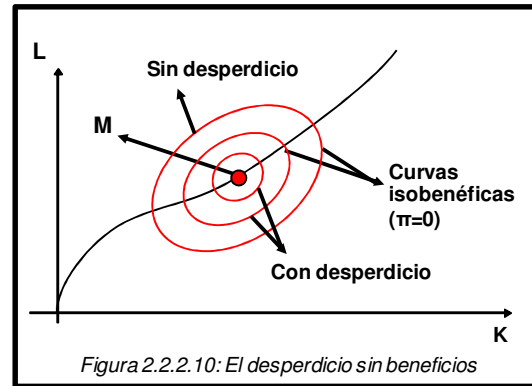


Figura 2.2.2.10: El desperdicio sin beneficios

En estos casos se genera una barrera a la salida del mercado, ya que estas instalaciones no tienen usos alternativos que se puedan aplicar a otros mercados. Por esto mismo este tipo de mercados son riesgosos y los costos de capital juegan un rol importante. Una tasa de retorno reconocida menor al costo del capital desincentiva las inversiones de sectores externos al mercado en el cual se utilizan dicha instalaciones y las únicas empresas interesadas en adquirir este tipo de capital son aquellas que ya se encuentran dentro de dicho mercado. De esta forma el mercado de capitales en el cual se tratan estas instalaciones es acotado y el costo de capital sufre distorsiones del ideal, el cual solo relaciona retorno con riesgo. Entonces un costo de capital bajo una regulación con una tasa de retorno menor la misma, disminuye hasta ser igual a la tasa de retorno reconocida. Pero esto es solo aceptado entre las empresas de dicho mercado aislado, ya que el retorno del uso alternativo de dichas instalaciones es el costo de capital reconocido para ese mercado.

b) Regulación ROR en un escenario de incertidumbre

En el análisis anterior se ha asumido que los beneficios de la compañía son conocidos a priori. En este caso mencionaremos como se modifica el comportamiento de la empresa cuando los beneficios no son conocidos y existan varios escenarios posibles con diferentes beneficios.

Tomado en consideración dos escenarios, uno positivo y uno negativo, se puede construir la curva de beneficios esperados de una empresa, los cuales serán el promedio del máximo y el mínimo beneficio en cada nivel de capital. Si a esto se le agrega la curva de restricción regulatoria, esta siempre tomará el papel del máximo, a menos que el máximo obtenible sea menor a esta.

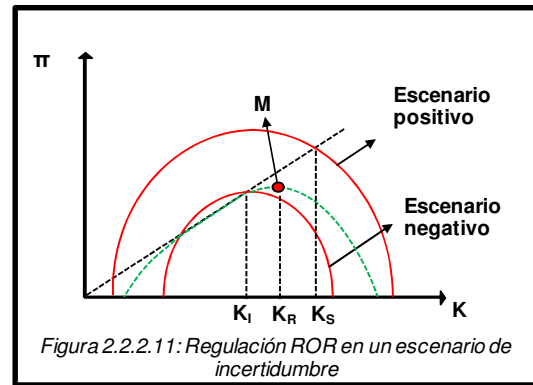
El nivel de capital de la empresa se encontrará siempre entre los puntos K_I y K_S , donde K_S es el punto donde se cortan la curva de beneficios en un escenario positivo con la curva regulatoria y K_I es el punto donde se cortan la curva de beneficios en un

escenario negativo con la curva regulatoria. Que el punto K_R sea igual a K_I o K_S o esté más cerca de uno o de otro dependerá de la tasa de retronó regulada y de la naturaleza de la demanda y la función de producción.

Nótese que siempre que K_R sea mayor que K_I , la tasa de retorno será inferior a la impuesta como techo de la regulación. Esto sucede ya que se están recortando buenos beneficios, pero no malos beneficios, por lo cual la tasa f no es la que obtiene la empresa, sino la máxima que puede obtener la misma.

Por la misma razón, de ser K_R menor a K_S la empresa deberá desperdiciar en caso de terminar en un contexto positivo hasta llegar a los beneficios regulados.

Por otro lado, el uso del capital puede aumentar o disminuir con la regulación. En la figura 2.2.2.11 se observa una empresa con una mayor utilización de capital, sin embargo esto puede variar según como varíe el riesgo en función del nivel de capital. Existen casos en los que un mayor uso de capital puede implicar un mayor riesgo. De ser esto así una empresa a la cual se le recortan los beneficios en un escenario positivo pero no en un escenario negativo podría tender a utilizar capital como si estuviera en el escenario negativo, que implica dada la relación riesgo-capital, un uso inferior.



Adicionalmente se puede demostrar que el resultado principal de la regulación ROR se mantiene, la empresa utiliza una elevada relación K/L . Esto sumado a que el nivel de capital puede disminuir en algunos casos implica un menor nivel de producción.

2.2.3.- Otras formas de regulación de monopolios naturales

En esta sección se mostrarán cinco métodos alternativos a la regulación ROR y sus diferentes implicancias. Los mismos son aplicables, al igual que ROR, solo a empresas con un solo producto.

2.2.3.1.- Regulación "Return On Output (ROO)"

Esta forma de regulación establece un tope a los beneficios en función de la cantidad producida. Matemáticamente:

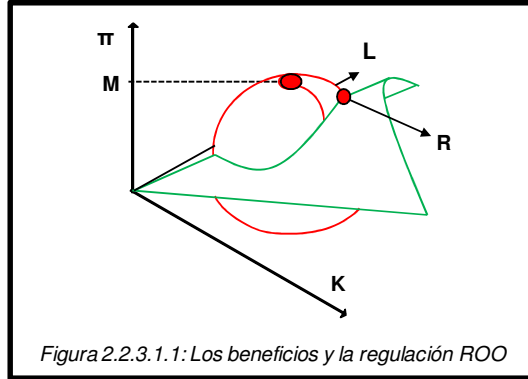
$$\pi \leq k * q \quad (2.2.3.1.1)$$

Donde:

- k : Beneficios obtenibles por unidad producida

En la figura 2.2.3.1.1 se muestra gráficamente esta regulación. La empresa se ubicará en el punto R, donde los beneficios son máximos, dada la regulación ROO. La curva que define los beneficios regulados tiene como generatriz las curvas isocuantas, y una pendiente que depende del factor “k”.

Bajo esta regulación las empresas producen un mayor nivel que si no estuvieran reguladas. La razón de esto es que una empresa produciendo en el punto M no podrá obtener todos estos beneficios, por lo que le será más rentable aumentar su producción, aumentando el tope regulatorio hasta el punto en el cual los beneficios obtenibles sean iguales a los primeros.



Por otro lado la empresa siempre producirá de forma eficiente, es decir sobre la senda de expansión. Dado un nivel de producción, un mayor costo no modifica el tope regulatorio pero disminuye sus beneficios obtenibles, por lo que siempre se mantendrá sobre la senda de expansión. Bajo este mismo razonamiento se puede deducir que la empresa no tendrá incentivos para desperdiciar factores productivos.

Además, la empresa tendrá incentivos para producir incluso en la zona inelástica de la demanda. Esto sucede si el punto R se encuentra en dicha zona. De no producir en este punto, estará obteniendo menores beneficios, dado que la regulación no le permitirá obtener más.

Finalmente, si se disminuye el factor “k”, se estará impulsando a la empresa regulada a producir a un precio tan cerca del costo medio como se quiera, sin embargo nunca se podrá alcanzar dicho punto. Al disminuir el factor “k”, como la empresa siempre operará sobre la curva de expansión, la misma es estimulada a producir en un mayor nivel. El mecanismo por el cual esto sucede es equivalente al mismo que incentiva a la firma a pasar del punto M al R.

De hacer “k” igual a cero, se pierden todos los incentivos para que la empresa produzca un mayor nivel de producción, de forma eficiente y sin desperdicio, ya que los beneficios son los mismos que en cualquier otro punto con beneficios nulos.

La desventaja de la regulación ROO, es que incentiva a la empresa a estimular el consumo, lo que no siempre es socialmente beneficioso. Por ejemplo, en el mercado eléctrico, la generación produce grandes niveles de contaminación por lo que existen alrededor del mundo planes para disminuir el consumo, como por ejemplo el PRONUREE, en Argentina.

2.2.3.3.- Regulación “Return On Costs (ROC)”

Esta regulación impone un tope regulatorio igual a un porcentaje de los costos totales. Matemáticamente:

$$\pi \leq k * (w * L + v * K) \quad (2.2.3.3.1)$$

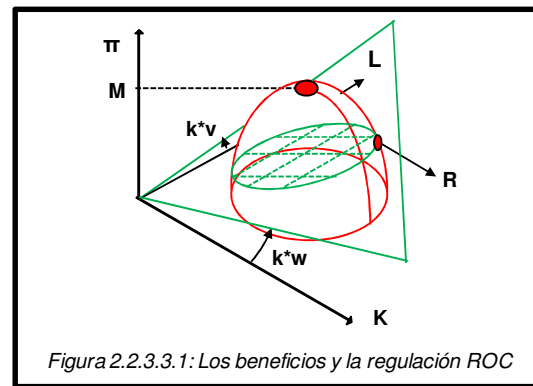
Donde:

- k : Porcentaje de los costos obtenibles como beneficios

En la figura 2.2.3.3.1 se muestra gráficamente esta regulación. La empresa se ubicará en el punto R, donde los beneficios son máximos, dada la regulación ROC. La curva que define los beneficios regulados tiene como generatriz las curvas isocostes, y una pendiente que depende del factor “k” y los precios de los factores productivos.

Al igual que con la regulación ROS, el impacto en los resultados depende de donde se sitúe el punto R con respecto al punto donde la demanda pasa a ser inelástica.

En el caso en el que la demanda sea elástica hasta el punto R, los resultados de esta regulación son similares a los de la regulación ROO. La empresa produce de forma eficiente y no desperdicia ya que de aumentar sus costos la regulación solo le permitirá aumentar sus beneficios en un porcentaje (k) de estos aumentos en costos, lo que no compensará los mayores costos.



Nótese en este punto la diferencia entre las regulaciones ROR y ROC. Bajo la regulación ROR, al aumentar los costos mediante un aumento del ratio K/L respecto de la senda de expansión, se aumentan los costos en K al mismo tiempo que se disminuyen en L. Por otro lado aumenta el tope regulatorio debido al mayor uso de K. Asumiendo que de algún modo la empresa aumenta sus beneficios obtenibles en la cuantía permitida, el beneficio marginal de aumentar el ratio K/L es la diferencia entre el aumento permitido y el aumento de costos:

$$\begin{aligned} X &= \Delta K\$ - \Delta L\$ \\ R &= s * \Delta K \\ \pi Mg &= R - X = s * \Delta K - \Delta K\$ + \Delta L\$ \\ \pi Mg > 0 &\Rightarrow s > \frac{\Delta K\$ - \Delta L\$}{\Delta K} \end{aligned}$$

Donde:

- $\Delta K\$ / \Delta L\$$: Variación del gasto en K y L debido al mayor ratio K/L
- X: Aumento marginal de costos

- R: Aumento permitido de los beneficios
- s: Spread entre la tasa de retorno permitida y el costo de capital

Como se observa en la ecuación, el aumento de los beneficios será positivo en la medida que el aumento de costos en relación a ΔK sea menor al spread permitido por regulación.

Por el otro lado, bajo la regulación ROC sucede un fenómeno distinto, ya mencionado:

$$X = \Delta CT$$

$$R = k * \Delta CT$$

$$\pi Mg = R - X = k * \Delta CT - \Delta CT = (k - 1) * \Delta CT$$

$$\pi Mg > 0 \Rightarrow k > 1$$

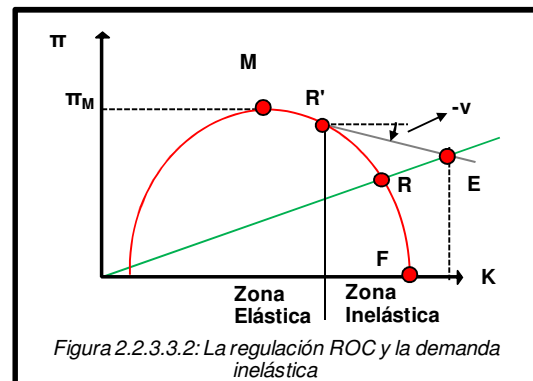
Donde:

- ΔCT : Aumento de los costos

Si la regulación establece un k menor a uno, la empresa nunca estará incentivada a aumentar sus costos sin aumentar su producción por lo que operará siempre sobre la senda de expansión.

Al igual que con las regulaciones ROO y ROS, al disminuir el factor “ k ”, se estimula a la empresa a producir más, aumentando su costo. Esto sucede bajo el mismo mecanismo que el movimiento del punto M al R con el factor “ k ” anterior. Sin embargo, esto se logra siempre y cuando el punto R no sobrepase al punto donde la demanda tiene una elasticidad igual a la unidad.

En el caso de que el punto R este ubicado donde la demanda es inelástica, la empresa tendrá incentivos para desperdiciar, de forma de no producir donde la demanda es inelástica. Este efecto se puede ver en la figura 2.2.3.3.2, donde se toma como ejemplo al capital como factor desperdiciado.



La empresa producirá eficientemente a lo largo de toda la zona elástica de la demanda, hasta el punto R'. Una vez alcanzado este punto, la misma debe elegir entre seguir aumentando la producción hasta el punto R, o desperdiciar hasta el punto E.

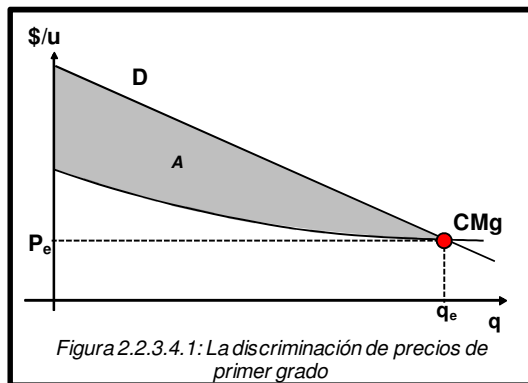
El desperdicio implica una pérdida únicamente del costo, y no de costo e ingresos, dado que la producción es la misma. De producir más, los ingresos serían menores, debido a los ingresos marginales negativos. Entonces la empresa se mueve a través de la recta que une los puntos R' y E, hasta llegar al punto E, donde el desperdicio es igual al costo de capital (v) por el capital desperdiciado.

2.2.3.4.- Discriminación de precios de primer grado

Existe un tipo de regulación bajo la cual la empresa es incentivada a operar donde el excedente total de mercado es máximo. Esto se logra si se deja a la empresa cobrar un precio distinto por cada unidad producida.

Bajo este mecanismo la curva de demanda funciona como la curva de ingresos marginales ya que el precio de cada unidad que se produce es el ingreso marginal. Esto sucede debido a que al aumentar la producción no se está modificando el precio de venta de las unidades anteriores. De esta forma, al igualar el ingreso marginal al costo marginal se logra un nivel productivo equivalente al de un mercado en competencia perfecta.

Con una discriminación de precios de primer grado se maximizan los excedentes, como se vio en la sección 2.2.1 “La disyuntiva de la regulación de los monopolios naturales”. Sin embargo este excedente lo retiene el productor, dejando un excedente nulo para los consumidores. En la figura 2.2.3.4.1 este excedente es representado por el área A.



Existen ciertas limitaciones a este tipo de regulación. En primer lugar no debe haber mercados secundarios donde se revendan los productos, ya que si esto sucede los consumidores que reciben un precio igual al CMg comprarán toda la producción y la revenderán al resto de los consumidores. Entonces la empresa estará funcionando con pérdidas, tal como se vio en secciones anteriores.

Otra limitación es la cantidad de información que se necesita para poder realizar esta discriminación de precios. En general esta no está a disposición de la empresas, y quizá tampoco al alcance del regulador.

En ambos casos la empresa necesitará del apoyo y la ayuda del regulador para que se impongan estrictas reglas sobre los mercados de reventa y para poder obtener información sobre los consumidores.

La tercera limitación a esta forma de regulación es la inequidad que representa en términos de distribución de los excedentes. El hecho de que la empresa se quede con todos los beneficios no es un objetivo social deseable. Sin embargo este efecto puede minimizarse con impuestos sobre las ganancias de la empresa, siempre y cuando estos impuestos vuelvan a los consumidores en alguna forma.

Finalmente, el hecho de que se cobre un precio distinto a dos consumidores que están consumiendo el mismo producto puede no ser equitativo. Existen regulaciones, como por ejemplo en nuestro país, donde esto no se puede practicar.

2.2.3.5.- El mecanismo de Vogelsang y Finsinger

El mecanismo Vogelsang & Finsinger (V&F) es un forma de regulación mediante la cual los precios de una compañía multiproducto son empujados hacia los precios de Ramsey, es decir, con sus beneficios iguales a cero y maximizando la suma de los excedentes de todos los mercados.

En el caso de una empresa monoproducción, logra que esta opere con un precio igual a su costo medio.

La regulación V&F impone a la empresa que en el período t+1 los precios a los que venda sus productos multiplicados por la cantidad producida en el período t, no sean superiores a los costos totales incurridos en el período t. Matemáticamente:

$$\sum_i^n (P_i^{t+1} * Q_i^t) \leq CT^t \quad (2.2.3.5.1)$$

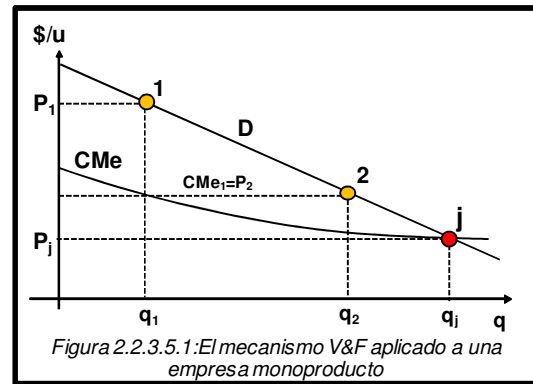
Donde:

- n: Cantidad de productos producidos por la empresa
- P_i^{t+1} : Precio del producto i en el período t+1
- Q_i^t : Cantidad producida del producto i en el período t
- CT^t : Costos totales incurridos en el período t

Los precios a los que venda sus productos la empresa pueden tomar cualquier valor, siempre y cuando estos sean acordes a la inecuación mencionada.

El mecanismo a través del cual en el equilibrio se logra la maximización de los excedentes dado unos beneficios para la empresa iguales a cero se muestra, para un solo producto, en la figura 2.2.3.5.1. En este caso el precio del período t+1 deberá ser el costo medio del período t.

En el período 1 la empresa opera en el punto 1. Durante este período la compañía opera con un costo medio igual a CMe_1 , el cual en el período 2 será el precio de venta. Como los costos son decrecientes el nuevo costo medio será menor al precio en período 2, por lo que el precio volverá a disminuir del período 2 al 3. Este mecanismo encuentra su equilibrio cuando el costo medio del período j es igual al precio de venta del mismo período.



La ventaja de esta forma de regulación es que el regulador no necesita conocer la curva de costos de la empresa, únicamente debe conocer los gastos que tuvo durante un período. Luego la empresa está incentivada a moverse a través del tiempo al punto con beneficios iguales a cero.

El mecanismo funciona de forma similar aun cuando los costos no son decrecientes. En este caso los beneficios oscilarán por arriba y por debajo de cero hasta en encontrar el equilibrio en cero. De esta forma el regulador puede observar si la empresa constituye un monopolio natural o no. Sin embargo de no ser un monopolio natural este mecanismo no induce al punto óptimo absoluto, donde el precio es igual al costo marginal y los excedentes totales en el mercado son máximos.

Aunque no se demostrará en este trabajo, este mecanismo induce a los precios de Ramsey en el caso de varios productos debido a que la relación de precios que la regulación permite, únicamente deja a la empresa moverse en combinaciones que mantengan la suma de los excedentes de los consumidores sin variación. Combinando esto con la minimización de los beneficios de un período a otro se logra que los precios disminuyan hasta que los beneficios sean nulos al tiempo que los excedentes aumentan y llegan a ser los máximos.

Existen cuestiones estratégicas en este mecanismo ya que la empresa puede tanto mentir en sus declaraciones de costo o desperdiciar de forma de aumentar sus beneficios futuros.

En el primer caso existen estudios que muestran como mediante auditorias y castigos para las empresas que mienten en sus declaraciones, se puede lograr que las misma sean honestas en la información que entregan al regulador.

Dado el segundo caso, en el largo plazo el equilibrio siguen siendo los precios de Ramsey. La empresa puede optar por dos opciones en cada período: no desperdiciar, maximizando sus beneficios en dicho período pero minimizando los del período siguiente; o desperdiciar para aumentar los beneficios futuros. En cualquiera de los dos casos la empresa siempre obtendrá algún beneficio en el período por lo que el precio disminuirá en el siguiente, acercándose al punto de beneficios nulos.

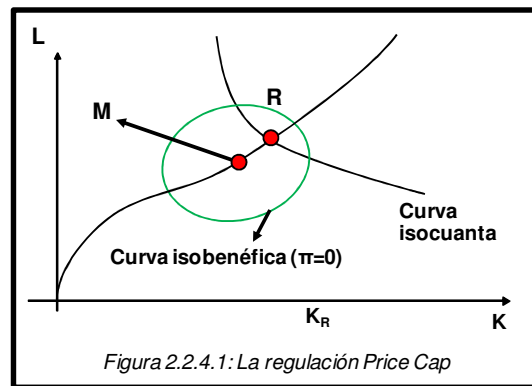
2.2.4.- Price Caps

En Argentina la regulación que se aplica sobre la empresas de distribución eléctrica es Price Cap. La misma se detallará en esta sección.

Esta forma de regulación es parte de un grupo de regulaciones denominadas Performance Based Ratemaking (PBR) o Regulación Por Incentivos. Estos tipos de regulación están enfocados en incentivar a la empresa regulada a operar de forma cada vez más eficiente. En particular, la regulación Price Cap tiene cuatro puntos importantes:

- Se establece un precio máximo a cobrar por la empresa. Todos los beneficios obtenibles por eficiencias en costos son absorbidas como mayores beneficios para la empresa;
- En el caso de una empresa multiproducto puede existir tanto un precio máximo para cada producto como un índice de precios que componga los precios de los n productos y que no pueda ser superado por la composición de los precios reales;
- El índice o precio máximo debe ser ajustado por factores exógenos a la empresa de forma periódica para sí no atentar contra la operatividad de la misma;
- El índice o precio máximo deberá además ser revisado periódicamente en el mediano o largo plazo de forma de traspasar los beneficios obtenidos por la empresa debido a eficiencias de costos hacia los usuarios, disminuyendo el índice o precio máximo.

Gráficamente esta regulación se muestra, para una empresa monoproducción, en la figura 2.2.4.1. La curva isocuantas corresponde a la cantidad producida dado el precio máximo.

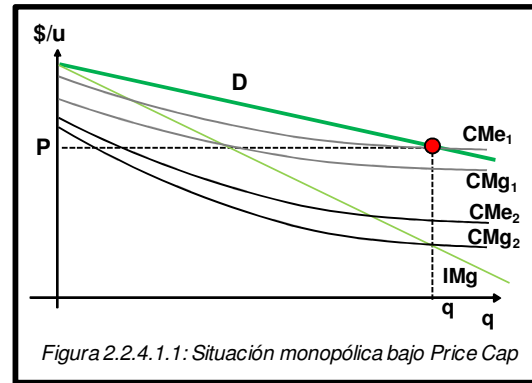


2.2.4.1.- Implicancias directas de la regulación Price Cap

Bajo esta regulación la empresa es efectiva en el uso de sus recursos, y no desperdicia, por lo que opera siempre sobre la senda de expansión. La razón fundamental de esto es que no existe relación entre las tarifas que la empresa puede cobrar y los costos reales que esta afronta. Por lo tanto cualquier ineficiencia en costos impactaría directamente en los beneficios de la misma. Al mismo tiempo, en el corto plazo, cualquier eficiencia lograda aumenta los beneficios.

Una importante implicancia de la regulación por Price Cap es que, al ser las eficiencias en costos retenidas por la empresa, la misma estará incentivada a disminuir sus costos mediante inversiones en máquinas e instalaciones cada vez más eficientes, siempre y cuando el valor actual de cada una de dichas inversiones sea positiva. De hecho, de poder materializar la empresa significativas reducciones de costos, existe la posibilidad de que el Price Cap coincida con el precio monopólico que la empresa cobraría en caso de no estar regulada. Este efecto se ve en la figura 2.2.4.1.1.

Otro punto a favor de la regulación Price Cap es que el precio puede establecerse en el costo medio y lograr que la empresa opere con beneficios nulos. Sin embargo el ente regulador no siempre tiene la información necesaria para lograr esto. Al aplicar Price Cap la información que necesita el regulador es vasta, por lo que se pueden generar distorsiones en las tarifas. En el caso que



el regulador no cuente con información completa, las empresas distribuidoras pueden tener incentivos para declarar mayores costos de servicios, lo que implica mayores precios de los que realmente cubrirían los costos medios.

Finalmente, la regulación por Price Cap puede ser utilizada como camino a un mercado competitivo. Dados los objetivos de este tipo de regulación es natural que se aplique en mercados cuyos objetivos es lograr que sean competitivos en el largo plazo. Durante el período en el que las empresas se encuentren bajo este tipo de regulación se pueden desarrollar sus operaciones y procedimientos comerciales de forma de trabajar como si estuvieran bajo la competencia.

2.2.4.2.- La actualización de las tarifas bajo la regulación Price Cap

En la actualización de tarifas existen algunos temas estratégicos que pueden hacer que las implicancias se vean distorsionadas. Las mismas serán tratadas a continuación.

a) Sobre la fórmula de actualización

En un mercado en competencia los precios evolucionan en función de dos factores, en forma directamente proporcional a los cambios en los precios de los factores productivos, e inversamente proporcional a las variaciones en las productividades de las empresas. Dado que en competencia perfecta los beneficios económicos de la empresa marginal son nulos, la empresa que opere mejor obtendrá beneficios positivos.

En primer lugar, las tarifas se deben ajustar por factores exógenos como índices de inflación, aumentos de salarios y tipos de cambio. De no hacer esto se estaría atentando contra la operatividad de la empresa, ya que sus costos pueden crecer por estos factores y eventualmente hacer que los beneficios sean negativos. Al mismo tiempo los beneficios pueden aumentar dada la evolución de los factores macroeconómicos, lo que también debe ser tenido en cuenta. En este caso se deben absorber dichos cambios en las tarifas de forma de distribuir equitativamente los beneficios de dicho escenario macroeconómico.

Por el otro lado se deben actualizar las tarifas en el mediano y largo plazo de forma de traspasar todas o parte de las eficiencias logradas por la empresa a los consumidores. Es un objetivo social de esta regulación distribuir todas las mejoras técnicas de forma equitativa, por lo que este punto no es trivial en la implementación de una regulación Price Cap.

Estos aspectos son los tenidos en cuenta al aplicar la fórmula de actualización de las tarifas, es decir, los Price Caps. Existen dos formas tradicionales de aplicar estos ajustes, una mediante los índices la industria que se está regulando y otra a través de los índices de la economía nacional en su conjunto.

La segunda metodología puede traer aparejadas inconsistencias económicas. En el caso de que los aumentos de precios de la economía nacional sean mayores a los de la industria regulada, esta obtendrá beneficios extraordinarios, lo cual se puede considerar inequitativo. De todas formas, en el largo plazo se pueden realizar ajustes de forma de que no se generen estas distorsiones.

Mediante la primera metodología se está generando el contexto competitivo más acertado, dadas las condiciones de una competencia perfecta antes mencionadas. Sin embargo esta es más laboriosa.

b) Sobre la forma de aplicación de la fórmula de actualización

Dado que algunas de estas actualizaciones de tarifas dependen de la gestión de la empresa, la misma puede tener incentivos para operar con ineficiencias, de forma de mantener una tarifa alta en el próximo período. De suceder esto entran en juego una gran cantidad de variables. En primer lugar la empresa debe resignar beneficios hoy para aumentar sus beneficios en el período siguiente. Que este accionar se aplique dependen de la tasa de costo de capital de la empresa. Una tasa de costo de capital alta valúa más los beneficios hoy, por lo que incentiva a la empresa a ser eficiente en el uso de sus recursos, aunque genera desincentivos si para lograr esto se necesitan inversiones en nuevo capital.

Por otro lado, el método utilizado por el regulador para actualizar los precios puede generar que la empresa resigne beneficios únicamente en los últimos años de cada período o lo haga durante todo el período, o simplemente no lo haga. Por ejemplo, este comportamiento puede verse influenciado según la cantidad de períodos que el regulador tome como base para calcular el nuevo precio. De tomar únicamente el último año, la empresa se puede ver incentivada a ser ineficiente ese año de forma de aumentar los beneficios de los próximos cinco. En cambio, de basarse el regulador en los costos de todo el período quinquenal, la empresa debe sacrificar beneficios de los cinco años de forma de obtener unos mayores en el período siguiente, lo que puede no ser rentable.

Una forma de actualizar tarifas y eventualmente lograr que los beneficios de la empresa sean iguales a cero es a través del mecanismo V&F, tomando como datos

iniciales los costos y cantidades de la empresa en el período anterior a la implementación de la regulación Price Cap. Como se mencionó en la sección anterior, mediante este mecanismo se está imponiendo un índice o precio máximo que, aun cuando la empresa desperdicie o sea ineficiente en el uso de sus recursos, eventualmente operará con beneficios nulos y maximizando los excedentes de los consumidores. Adicionalmente, reduce la necesidad del regulador de contar con información perfecta sobre los costos de la empresa distribuidora.

c) Sobre los intervalos de actualización

La duración del intervalo de actualización se debate entre dos objetivos, los cuales se desprenden del principal objetivo de la regulación Price cap: el resultado de la competencia perfecta en un mercado monopólico. Dado este objetivo, los que se busca es la eficiencia de la empresa y la maximización del excedente del consumidor.

Para lograr la eficiencia de la empresa, la extensión de los intervalos de actualización debe ser amplia. De esta forma se incentivan las inversiones en mejoras de productividad, ya que estos beneficios serán absorbidos durante una mayor cantidad de tiempo por la empresa. Sin embargo, esto implica un lento traspaso de las mejoras a los usuarios.

Por el otro lado, para lograr la maximización del excedente del consumidor el intervalo de actualización debe ser corto. De esta forma todas las mejoras en eficiencia logradas por la empresa se traspasan rápidamente a los usuarios. La desventaja de esta política es la falta de incentivos a las empresas para invertir en mejoras de productividad, debido a la falta de tiempo para recuperar la inversión.

Otros factores influyen en la decisión del regulador al establecer la duración de los intervalos. En primer lugar, la incertidumbre sobre la evolución de las condiciones de mercado puede terminar implicando una brusca variación de la curva de demanda, lo que puede afectar severamente la estructura de costos de la empresa. Esto incentiva al regulador a establecer un período corto de tiempo entre las revisiones tarifarias.

El control del beneficio de la empresa es otra razón para establecer un corto intervalo de actualización. De esta forma se controla con mayor cercanía los mismos asegurándose que estos estén dentro de ciertos parámetros.

Por otro lado, una baja elasticidad de la demanda puede incentivar largos períodos sin revisión tarifaria ya que al ser la misma más estable, implica una dinámica de mercado menos volátil y por lo tanto una menor necesidad de revisión de las condiciones del mismo.

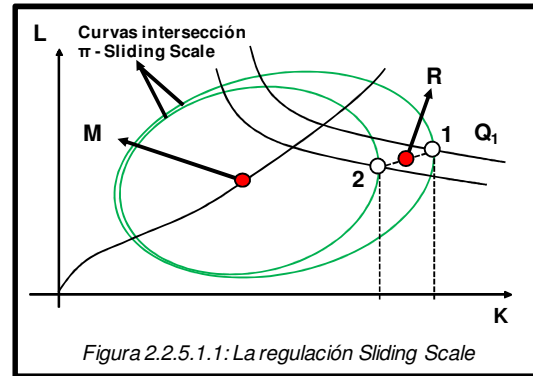
Como comentario final, es de vital importancia la transparencia y la racionalidad del regulador ya que las decisiones sobre las políticas de regulación implican una gran cuota de discrecionalidad. En particular, el compromiso del regulador sobre la

estructura de actualización establecida para cada período tarifario es fundamental para brindar estabilidad y previsibilidad a la empresa y al mercado en su conjunto.

2.2.5.- Otras Regulaciones PBR

2.2.5.1.- Sliding Scale

Este tipo de regulación es muy similar a la regulación ROR, la diferencia subyace en que la tasa de retorno de la empresa no es fija, sino que oscila dentro de una banda. Al quedar la tasa de retorno de la empresa por debajo de dicha banda se elevan los precios, los cuales son fijados por el ente regulador, y viceversa al quedar la tasa de retorno por encima de la misma.

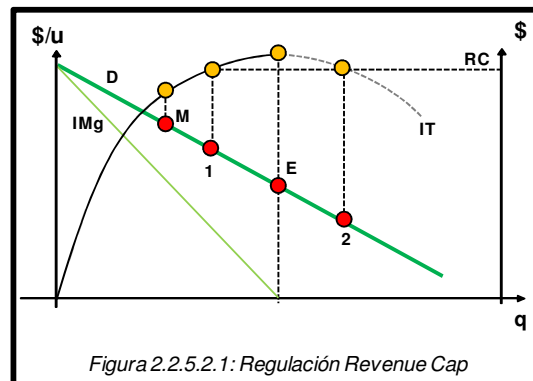


El equilibrio estático de esta regulación se muestra en la figura 2.2.5.1.1. En la misma, la curvas de intersección π -Sliding Scale corresponden a la intersección entre la superficie de beneficios obtenibles y los planos de los topes regulatorios, donde la curva exterior es la intersección con el tope inferior (tasa de retorno piso) y la curva interior es la intersección con el tope superior (tasa de retorno techo). La figura permite observar que las condiciones de equilibrio son similares a las de la regulación ROR: la misma contiene las principales ineficiencias con las que cuenta la regulación ROR en términos de uso de capital e ineficiencias en la combinación de factores productivos. Adicionalmente, la cantidad producida no queda definida con respecto al punto M, pero nunca alcanza la zona inelástica de la demanda.

2.2.5.2.- Revenue Cap

La regulación por Revenue Cap establece un techo a los ingresos totales de la empresa monopólica. De esta forma el incentivo para la misma se encuentra, no en disminuir sus costos medio, como bajo la regulación Price Cap, sino en disminuir sus costos totales.

En la figura 2.2.5.2.1 se muestra la regulación y el comportamiento de una empresa bajo la misma. En la misma se observa la curva de la demanda (D), los ingresos totales (IT) y el Revenue Cap (RC). Dado un RC la empresa tiene dos puntos donde puede operar, el 1 y el 2. El 1 se encuentra en la zona elástica de la demanda, mientras que el 2 se encuentra



en la zona inelástica de la demanda. Adicionalmente, el punto 1 implica una menor producción, por lo que redundaría en menores costos. Debido a esto, la empresa siempre operará en la zona elástica de la demanda. Esto refleja el incentivo que tiene la empresa a disminuir la cantidad producida y aumentar el precio de venta. Debido a esto, este esquema regulatorio se complementa generalmente con mecanismos de distribución de los beneficios, mediante el mismo esquema utilizado en la regulación por sliding scale o escala deslizante.

Un aspecto a destacar de la regulación Revenue Cap, es que la misma es considerada amigable con el medio ambiente, particularmente en los mercados donde el producto vendido puede generar contaminación, como por ejemplo la electricidad. Esto es justamente debido al efecto en el nivel productivo cuando se opera en la zona elástica de la demanda.

Debido a la búsqueda de la minimización de los costos totales es que las empresas bajo este esquema regulatorio son eficientes en costos y no tienen incentivos al derroche. Adicionalmente tienen incentivos a la reducción de los mismos, ya que estas eficiencias son cosechadas por la empresa en forma de mayores beneficios.

2.3.- DEMAND SIDE MANAGEMENT

En esta sección comenzaremos describiendo el consumo de energía eléctrica en Argentina. Se expondrá el consumo de nuestro país en el contexto de los países de América del Sur para luego mencionar las variables que definen el crecimiento y la estacionalidad del mismo.

Luego se adentrará en los objetivos, motivaciones y mecanismos de la gestión de la demanda (DSM).

2.3.1.- La demanda de la energía eléctrica en Argentina

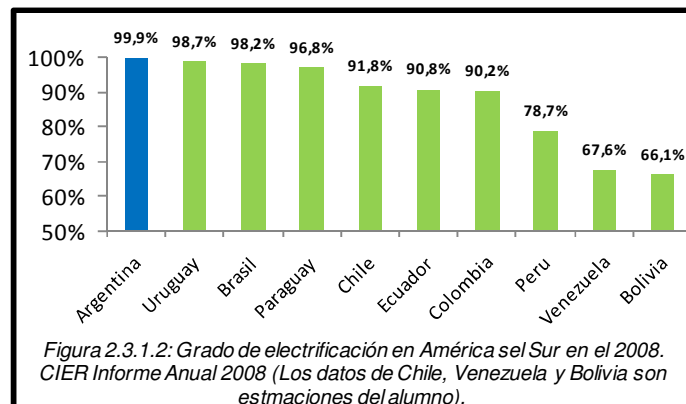
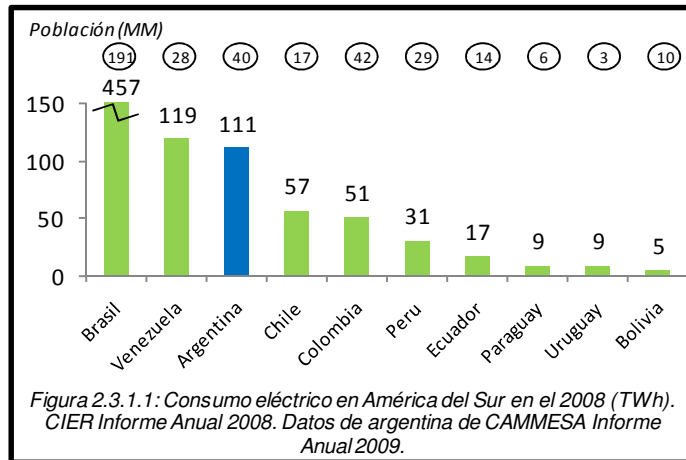
a) Argentina en el contexto de América del Sur

La energía eléctrica es un bien considerado como básico y común. Por esta razón, el mismo se puede utilizar como indicador de un país para entender su nivel de desarrollo social e importancia relativa en una región.

Actualmente nuestro país es el tercer consumidor en su región, como se puede ver en la figura 2.3.1.1. El principal consumidor de este bien es Brasil, explicado por el gran tamaño de su población.

De la figura 2.3.1.1 se desprende que no es la población la única variable que determina el consumo de energía eléctrica. Más aún, llama la atención que países como Bolivia o Perú, dada su población, representen un porcentaje tan bajo dentro de la región. Esto último es resultado de dos variables adicionales: el grado de electrificación (GE) de un país y el consumo por habitante servido.

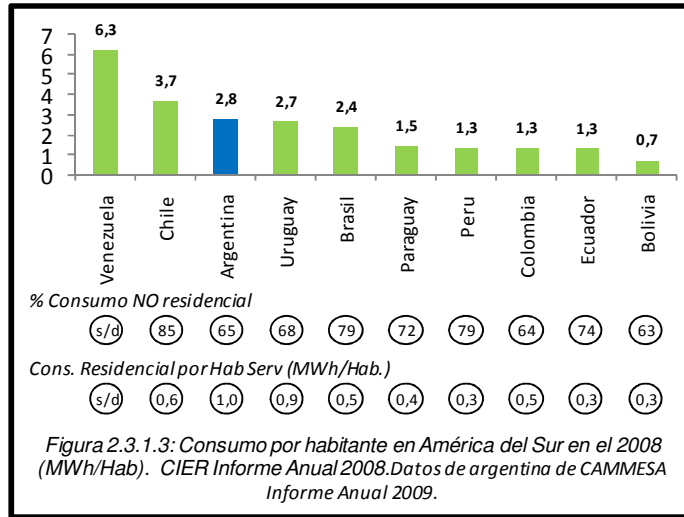
El GE se define como la cantidad de habitantes servidos por el sistema eléctrico y la población total. En la figura 2.3.1.2 se pueden observar los GE de los países de Sudamérica. En la misma se encuentra parte de la respuesta de porque Bolivia y Perú tiene un bajo



consumo. Una gran porción de su población no tiene acceso al servicio eléctrico. Resalta el GE de Venezuela, el cual es el segundo consumidor pero el segundo con menor GE en Sudamérica.

Argentina es el país más electrificado, lo que muestra el grado de desarrollo del sector en el país, el cual es muy positivo.

La razón por la cual Venezuela tiene un alto consumo total se encuentra en el consumo por habitante servido. En la figura 2.3.1.3 se puede observar este valor para los distintos países de América del Sur. Venezuela es por mucho el primer consumidor en intensidad de Sudamérica. En el otro extremo, Bolivia cuenta con el menor consumo por habitante resultando en el menor mercado eléctrico de nuestra región.



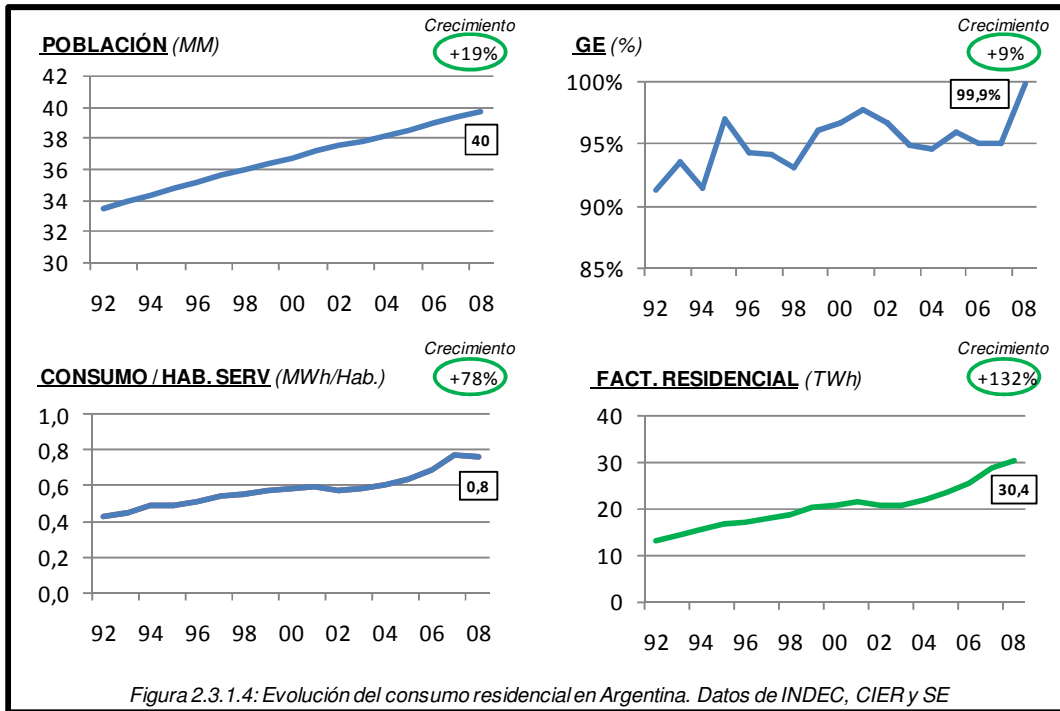
El consumo por habitante servido se ve afectado por dos grandes variables, los cuales son el nivel de vida de los habitantes de un país y el consumo industrial del mismo. Nótese que Argentina es el país con el mayor consumo residencial por habitante servido de la región. Hay que tener en cuenta que estos valores incluyen las pérdidas de la distribución, por lo que una tercer variable que impacta en el consumo total (tanto el residencial como el industrial y comercial) es la eficiencia de las redes de distribución en cada país.

En contraposición con el consumo residencial, nuestro país cuenta con una de las menores participaciones del consumo NO residencial sobre el total del consumo, el cual es sobre todo industrial y comercial. En este sentido Chile explica su gran consumo per cápita por sus grandes consumos industriales y comerciales.

b) Los drivers de la demanda

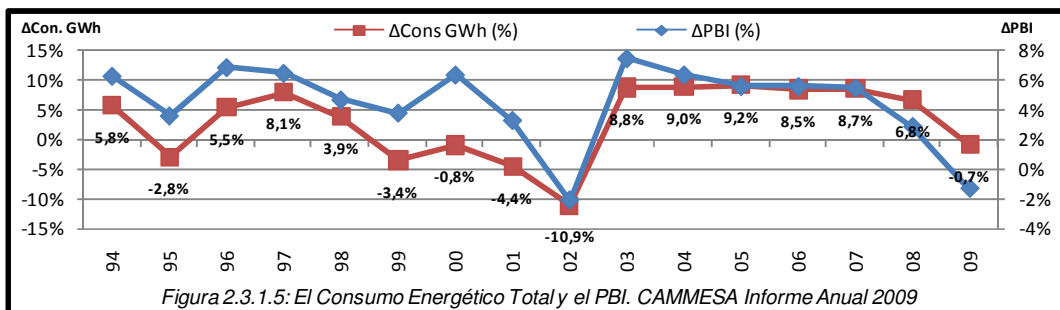
Desde el punto de vista del consumo residencial, las variables más importantes son el tamaño de la población y el desarrollo del nivel del país. A mayor población, mayor es el consumo residencial. Al mismo tiempo la proliferación de aparatos eléctricos de uso hogareño impulsa el consumo residencial por habitante impactando directamente en el consumo total. En los últimos años la venta de airea-condicionados denominados splits, ha aumentado considerablemente el consumo tanto en invierno como en verano. También se debe tener en cuenta al GE como indicador del desarrollo

de un país. En la figura 2.3.1.4 se muestra la evolución de 1992 a 2008 de estas variables. En este caso se muestra la facturación residencial, en lugar del consumo total para el sistema, es decir, sin las pérdidas de la distribución.



En la figura se pueden observar los valores del año 2008 y el crecimiento de cada una de las variables en el período 1992-2008. Nótese el fuerte aumento del consumo per cápita, el cual es el principal factor de crecimiento de la facturación total.

Por otro lado, como se puede observar en la figura 2.3.1.3, el consumo eléctrico es en gran parte consumo industrial, sea cual fuere el país analizado. Es decir que el crecimiento industrial es una de las variables que indican el crecimiento de la demanda de electricidad. El desarrollo industrial, en conjunto con el social, determinan el crecimiento del PBI, por lo que este indicador macroeconómico está muy relacionado con el crecimiento del consumo energético en un país. En la figura 2.3.1.5 se muestra la variación porcentual anual del consumo eléctrico en nuestro país en comparación con la variación anual del PBI.



Por último se destaca la estacionalidad de la demanda dentro de un año. La misma es muy sensible a las variaciones de la temperatura. Sin embargo, no aumenta en la dirección de la misma (sea de forma positiva o negativa), más bien aumenta con las altas o las bajas temperaturas, siendo menor el consumo en las temperaturas medias.

En la figura 2.3.1.6 se puede observar el consumo energético en GWh por mes frente al módulo del desvío de la temperatura con respecto a la temperatura media del año 2008.

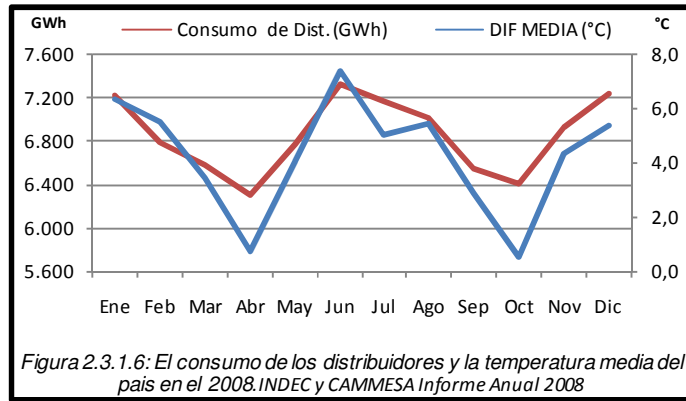


Figura 2.3.1.6: El consumo de los distribuidores y la temperatura media del país en el 2008. INDEC y CAMMESA Informe Anual 2008

2.3.2.- Demand Side Management (DSM)

2.3.2.1.- Objetivos y motivaciones

La gestión de la demanda tiene dos grandes objetivos: el aplanamiento de la curva de carga y la disminución del consumo energético.

El primer objetivo tiene razones económicas. Como se puede observar en la figura 1.2.4.1, del capítulo 1 en su segunda sección “Descripción técnica del sistema eléctrico en Argentina”, la curva de carga tiene amplias variaciones entre el período valle respecto del período pico. En la figura 2.3.2.1.1 se muestran valores reales de las curvas típicas y máxima de invierno en el año 2009. En la misma se pone de relieve la gran variación que existe entre el mínimo y el máximo a lo largo de un día. Nótese que la diferencia se amplifica en los días de máximo consumo. Esto implica que el consumo energético aumenta principalmente impulsado por las horas donde la potencia demandada es mayor.

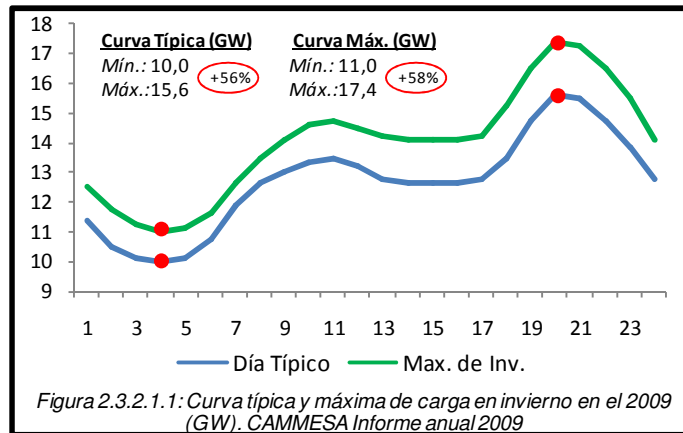


Figura 2.3.2.1.1: Curva típica y máxima de carga en invierno en el 2009 (GW). CAMMESA Informe anual 2009

Debido a los excedentes de capacidad que este tipo de comportamientos de la demanda exigen, se deriva una sobre inversión en instalaciones que solo serán utilizadas en la banda pico. Esta es en concreto la motivación del objetivo de la DSM sobre el aplanamiento de la demanda.

El segundo objetivo concierne incentivos ambientales. La generación térmica de energía eléctrica implica el consumo y la combustión de combustibles fósiles y su consecuente emanación de gases de efecto invernadero y contaminación atmosférica. En la figura 2.3.2.1.2 se puede observar los distintos tipos de generación eléctrica y el impacto ambiental en las dos variables mencionadas. Adicionalmente, en la misma se detallan la participación de cada combustible/tipo de generación en la Argentina sobre el total de la generación en el año 2009. Cabe aclarar que el 37% restante, no incluido en la figura corresponde a generación hidráulica, la cual no emana ningún tipo de gas contaminante o de efecto invernadero.

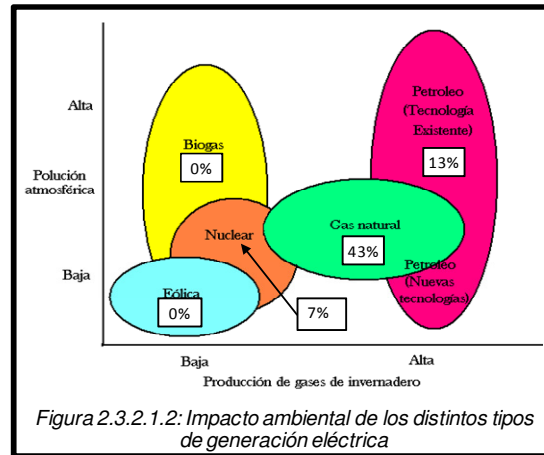


Figura 2.3.2.1.2: Impacto ambiental de los distintos tipos de generación eléctrica

2.3.2.2.- Mecanismos de la gestión de la demanda

Existe una variada gama de mecanismos para la gestión de la demanda los cuales cubren ambos objetivos mencionados. Los ejemplos mencionados a continuación fueron aplicados en distintos países alrededor del mundo, lo que muestra la importancia que se le da a la gestión de la demanda alrededor de todo el globo.

a) La planificación integrada de los recursos (PIR)

La PIR busca la disminución del consumo energético internalizando la externalidad de la contaminación medioambiental en las tarifas de los consumidores.

En los Estados Unidos se aplicó por primera vez esta metodología que consistía en que las empresas del sector eléctrico desarrollen programas de gestión de la demanda, que podían incluir cualquiera de los métodos mencionados en esta sección como cualquier otro. Estas iniciativas tienen costos de personal, desarrollo y comunicación entre otros. Todos estos costos tenían un passthrough del 100% a la tarifa, lo que al aumentar generaba una disminución de la demanda. En los casos en los que esta disminución de la demanda implique una disminución de los beneficios, las empresas podían aumentarlas aun más de forma de recuperar los mismos. El resultado de este mecanismo es un aumento en la tarifa final que intenta reflejar el costo de la contaminación.

b) Cuadros tarifarios

Existen distintos cuadros tarifarios que incentivan la desconcentración del consumo en la hora pico. Estos mecanismos tienen como objetivo aplanar la curva de carga del sistema. Los mecanismos más conocidos son tres: Time of use pricing, Real time pricing y Critical peak pricing.

Mediante el mecanismo Time of use pricing se establecen distintos precios para las diferentes momentos del día. En general esta segmentación se realiza según los períodos de pico, valle y resto, pero también puede cambiar en cada hora. Estos precios dan señales a los consumidores de forma que, dado un mayor precio en las horas del período pico, disminuyan su consumo en el mismo. Este mecanismo es utilizado para los sectores industriales en Argentina.

El mecanismo Real Time Pricing busca establecer una relación directa o indirecta del precio de las tarifas finales al precio del mercado mayorista. En este contexto, los precios nunca son conocidos con antelación. Esto obliga a los distribuidores a informar constantemente sobre los precios y el consumo propio a cada usuario final. Dentro de este cuadro tarifario se pueden establecer contratos entre los consumidores finales y los distribuidores de forma de distribuir el riesgo debido a la volatilidad de los precios.

Las tarifas que utilizan el criterio de Critical Peak Pricing están basadas en las tarifas “Time of use...”, pero existe una cantidad de días por año predefinidas en las cuales el precio aumenta reflejando el mayor consumo de los días críticos. Lo que no se define a priori es cuáles son los días, los cuales se deciden en el corto plazo debiéndose informar con alguna anticipación a los consumidores finales.

c) Mecanismos de Participación de la Demanda

En muchos mercados la compra de la electricidad la realiza de forma centralizada una única entidad, la cual luego asigna a cada distribuidor la energía que estos necesitan. Sin embargo, de forma de dar una señal de precio eficiente, se da participación activa en el mercado a la demanda. En general esta demanda activa esta compuesta por grandes consumidores industriales.

En un mercado bajo este funcionamiento es muy importante mantener las variables vitales del sistema dentro de parámetros aceptables, ya que esta tarea se complejiza debido a la descentralización de la demanda. Estas variables son el control de tensión y la frecuencia en todo el sistema. De esta forma se asigna a la demanda alguna parte de las reservas de energía ante aumentos inesperados de la demanda. Este concepto es el ya explicado como Gran Usuario Interrumpible.

Este mecanismo es ampliamente utilizado en nuestro país, así como en Estados Unidos, Reino Unido y Finlandia.

d) Incentivos fiscales

Muchos gobiernos aplican incentivos fiscales ante algún comportamiento de los usuarios finales que implique un menor consumo.

Por ejemplo, durante el año 2000 en los Estados Unidos La Comisión de Energía de California ofrecía incentivos económicos a las ciudades que reemplazaban las luces de los semáforos con bombillas incandescentes por diodos, los cuales tienen un consumo ínfimo.

En Francia, desde la década del '70 se reducen los cargos impositivos a las empresas distribuidoras que inviertan en instalaciones más eficientes, enfocadas en el consumo residencial.

En Holanda los consumidores finales pueden reducir el pago del IVA del 17,5% al 6% en la compra de electrodomésticos con consumos más eficientes de energía eléctrica. También se otorgan “hipotecas verdes” a la construcción de edificios o casas con instalaciones eficientes.

e) Información, educación y auditorías

Muchos países han aplicado programas de información y educación, por diversos medios, de forma de cambiar las conductas de consumo de la población.

En Canadá se realizó un programa de marketing en diferentes medios de comunicación, en el cual se incentivaba a la gente a comprar productos eléctricos eficientes, con menor consumo. Por otro lado, otros países, realizaban programas informativos a la comunidad donde se mencionaba las ventajas económicas del ahorro en el consumo eléctrico.

En Irlanda, además de proveer información a los consumidores, se realizaron auditorías en diversas empresas e instituciones públicas de forma de relevar el consumo energético y detectar ineficiencias y excesos en el mismo. De esta forma se les informaba sobre estos problemas y de que formas se podían solucionar.

En Noruega se entrega a los consumidores finales información respecto de su consumo. Esta información incluye el consumo del período facturado, el período anterior o el del mismo período de un año anterior.

f) Otras

Algunos gobiernos han adoptado otras prácticas, como establecer estándares mínimos en la producción de artefactos eléctricos y en la construcción de nuevos edificios. Por ejemplo, en Nueva Zelanda no se permite la producción ni la importación de productos que no cumplan con dichos estándares.

Por otro lado, en Finlandia se aplican los acuerdos voluntarios sobre eficiencia eléctrica. En estos acuerdos, empresas y municipios se comprometen a una meta de

ahorro. Al mismo tiempo, las empresas y municipios están obligados a realizar auditorías energéticas e ellas mismas. Como incentivo, el estado subsidia una parte de los costos de las auditorías energéticas y las inversiones en aumentos de eficiencia en el consumo que resulten de dichas auditorías.

En noruega se incluye, como condición para las licitaciones de empresas distribuidoras, que fomenten e incentiven el ahorro en el consumo de sus clientes cautivos. Además, el gobierno establece lineamientos o iniciativas que las empresas deben llevar a cabo. Estas condiciones se encuentran dentro de los contratos de las licitaciones, por lo que las empresas están obligadas a actuar en función de dichas exigencias.

Finalmente, Australia presenta un caso original debido a una iniciativa denominada “Star rating”. Mediante la misma, el gobierno estableció parámetros para calificar a diversos electrodomésticos mediante una escala de una a seis estrellas, siendo las seis estrellas el consumo más eficiente. De esta forma los consumidores saben la calidad en términos de consumo de los aparatos que compran, incentivados además por el ahorro que esto representa en la factura de electricidad. Este programa fue aplicado a heladeras, congeladores, lavavajillas y aire-acondicionados.

CAPÍTULO III

ANÁLISIS Y PROPUESTAS

3.1.- ANÁLISIS SOBRE LOS DISTINTOS MECANISMOS REGULATORIOS

En la tabla 3.1.1 se puede observar un resumen de todos los mecanismos regulatorios mencionados

3.1.1.- La eficiencia productiva

Sin regulación una empresa operaría sobre la senda de expansión, con incentivos al ahorro y sin incentivos al derroche. Por esta razón, la regulación no busca mejorar esta situación. Lo que se busca es un equilibrio justo en la distribución de los excedentes del mercado. El problema surge al perseguir este objetivo, ya que en el proceso se generan distorsiones en los incentivos de las empresas, lo que genera ineficiencias en la producción. Por esto, lo que busca cualquier regulación es mantener a la empresa eficiente, tal y como operaría en el caso en el que no existiese regulación.

En este sentido, la regulación clásica ROR falla. La regulación ROO, Price Cap y Revenue Cap son las únicas que cumplen íntegramente con este objetivo. Por otro lado, si bien la regulación Sliding Scale incentiva al ahorro y la mejora en eficiencia productiva de los factores, también genera incentivos a un uso de capital mayor al normal. Las regulaciones ROC y ROS quedan supeditadas a la demanda, ya que en caso de que esta se vuelva inelástica en un nivel productivo relativamente chico, las empresas tienen incentivos a ser ineficientes y aún peor, derrochar factores. Finalmente, la discriminación de precios, es equivalente a la regulación nula.

Cabe destacar, que las regulaciones por incentivos son, tal como lo indica su clasificación, las que mayores incentivos generan al búsqueda de mejoras en la eficiencia productiva, lo que disminuye el precio a largo plazo, maximizando el excedente de mercado.

3.1.2.- El excedente del consumidor

El principal objetivo de la regulación de un monopolio natural es la maximización de los excedentes. Adicionalmente, se tiene en cuenta la equidad de la distribución de este excedente.

Las regulaciones que mejor cumplen con la maximización de los excedentes son ROO, la discriminación de precio y Price Cap. Sin embargo, ROO nunca alcanza el punto donde el precio es exactamente igual al costo medio. Por el otro lado, la discriminación de precios no distribuye de forma equitativa la suma de los excedentes.

Por su parte, bajo Revenue Cap el excedente del consumidor queda a discreción del regulador, al igual que bajo Price Cap, pero con la diferencia de que este equilibrio nunca pueda alcanzar la zona inelástica de la demanda. Sin embargo, esta regulación es la más efectiva en términos de gestión de demanda, sobre todo en un mercado como el eléctrico, el cual tiene una externalidad negativa: la contaminación ambiental.

El resto de los mecanismos regulatorios –ROR, ROS, ROC y Sliding Scale- no cumplen de forma óptima la distribución de los excedentes. Ninguna inducirá a la empresa a operar en la zona inelástica de la demanda, lo que impone un límite muy riguroso a las posibilidades de que el mercado funcione de forma similar a la competencia perfecta.

3.1.3.- El Price Cap

Como se ha mencionado en las dos secciones anteriores, Price Cap es el esquema regulatorio que mejores herramientas brinda al regulador en el control de la distribución de los excedentes, sin distorsionar el comportamiento productivo de la empresa.

Si bien el nivel de información con el que se debe contar para establecer un resultado positivo es vasto, existen mecanismos como el de Vogelsang y Finsinger, el cual permite, a lo largo del tiempo, operar en el punto óptimo de equilibrio de mercado.

Muchos países, dentro de los cuales se encuentra la Argentina, han llevado adelante la tarea de gestionar los servicios públicos como la generación, transmisión y distribución de la energía. En Argentina, toda esta experiencia fue ampliamente utilizada para llevar a cabo los nuevos esquemas regulatorios en el año 1992, lo que facilitó la aplicación del mecanismo Price Cap,

Sin embargo, al igual que cualquier mecanismo regulatorio, la discrecionalidad en las decisiones al establecer los períodos de revisión, la frecuencia de actualización por efectos macroeconómicos, y la forma de actualización requiere de una imprescindible racionalidad y consenso entre ambas partes: la empresa y el estado.

Algunos puntos sobre la aplicación del mecanismo Price Cap en Argentina serán discutidos en las próximas secciones.

Regulación del sector distribución eléctrica
 Capítulo III: Análisis y propuestas

		Sin Regulación	Regulación clásica				Basadas en incentivos			
			ROR ($f > v$)	ROO	ROS	ROC	Disc. de Precios	Price Cap	Rev. Cap	Sliding Scale
EFICIENCIA PRODUCTIVA	<i>Uso de los factores productivos</i>	Sobre la senda de expansión	Ratio K/L mayor a la senda de expansión	Sobre la senda de expansión	Q(IMg=0)<Q(F) => Ineficiente Q(IMg=0)>Q(F) => Eficiente	Q(IMg=0)<Q(F) => Ineficiente Q(IMg=0)>Q(F) => Eficiente	Sobre la senda de expansión	Sobre la senda de expansión	Sobre la senda de expansión	Ratio K/L mayor a la senda de expansión
	<i>Incentivos de ahorro</i>	Las mismas que cualquier monopolio	No hay incentivos para la eficiencia en el uso del capital	Las mismas que cualquier monopolio	Q(IMg=0)<Q(F) => SIN Incentivos Q(IMg=0)>Q(F) => CON Incentivos	Q(IMg=0)<Q(F) => SIN Incentivos Q(IMg=0)>Q(F) => CON Incentivos	Las mismas que cualquier monopolio	Existen incentivos en función del período de revisión	Existen incentivos	Existen incentivos en función de la amplitud de la banda
	<i>Derroche</i>	No hay incentivos	No hay incentivos	No hay incentivos	Q(IMg=0)<Q(F) => Derrocha Q(IMg=0)>Q(F) => NO Derrocha	Q(IMg=0)<Q(F) => Derrocha Q(IMg=0)>Q(F) => NO Derrocha	No hay incentivos	No hay incentivos	No hay incentivos	No hay incentivos
EXCEDENTE DEL CONSUMIDOR	<i>Nivel de producción</i>	Menor al óptimo social [Q=D(Cme)]	Sin definir, pero únicamente sobre la zona elástica	Menor al óptimo social, pero muy aproximado	Mayor que sin regulación pero en la zona elástica	Mayor que sin regulación pero en la zona elástica	Igual al óptimo social [Q=D(Cme)]	En función de la regulación	En función de la regulación, pero siempre en zona elástica	Sin definir, pero únicamente sobre la zona elástica
	<i>Precio de venta</i>	Mayor al óptimo social (P = Cme)	Sin definir, pero únicamente sobre la zona elástica	Mayor al óptimo social, pero muy aproximado	Menor que sin regulación pero en la zona elástica	Menor que sin regulación pero en la zona elástica	Excedente del consumidor nulo	Establecido bajo regulación	En función de la regulación, pero siempre en zona elástica	Sin definir, pero únicamente sobre la zona elástica
	<i>Demand Side Management</i>	No hay incentivos	No hay incentivos	Incentivos a la sobreventa	Incentivos a la sobreventa	Incentivos a la sobreventa	No hay incentivos	Incentivos a la sobreventa debido a la escalabilidad de costos	Incentiva al menor consumo	No hay incentivos

Tabla 3.1.1: Análisis sobre los distintos mecanismos regulatorios.

3.2.- ANÁLISIS SOBRE EL PRICE CAP EN ARGENTINA

Como se ha mencionado anteriormente, la actualización de las tarifas en Argentina se realiza en dos partes. En primer lugar se actualizan semestralmente los costos incluidos en el VAD para todas las empresas distribuidoras mediante dos índices de inflación de los Estados Unidos. En segundo lugar, al comenzar cada período quinquenal se actualizan los costos de cada empresa en función de las variaciones en los precios de los factores productivos (inflación) y de las productividades de las mismas.

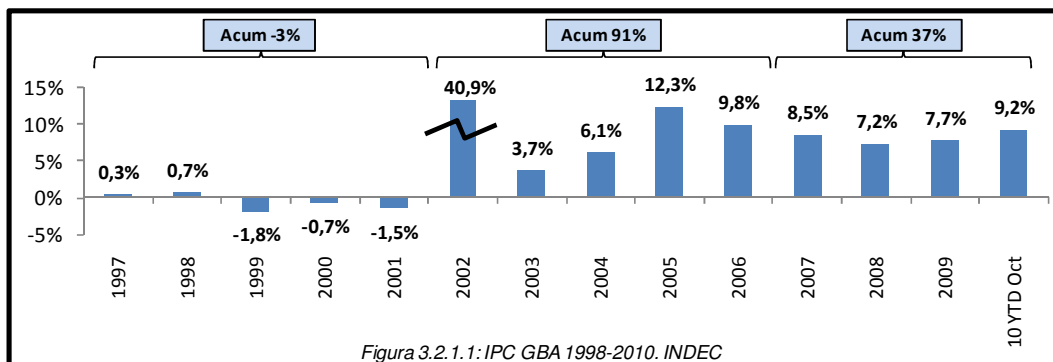
La regulación por Price Cap plantea dos aspectos fundamentales basados en su principal objetivo: la creación de un contexto similar al de un mercado en competencia perfecta. Estos dos aspectos son: la actualización y ajuste debido a efectos macroeconómicos; y la actualización y ajuste relacionados con el desempeño operativo de cada empresa distribuidora.

El marco regulador Argentino contiene algunas características que distorsionan el principal objetivo de la regulación por Price Cap, debido a fallas en la aplicación de ambos aspectos críticos mencionados en el párrafo anterior. Estos serán tratados en los siguientes párrafos.

3.2.1.- Ajuste y actualización de las variables macroeconómicas

a) El escenario macroeconómico y la regulación Argentina

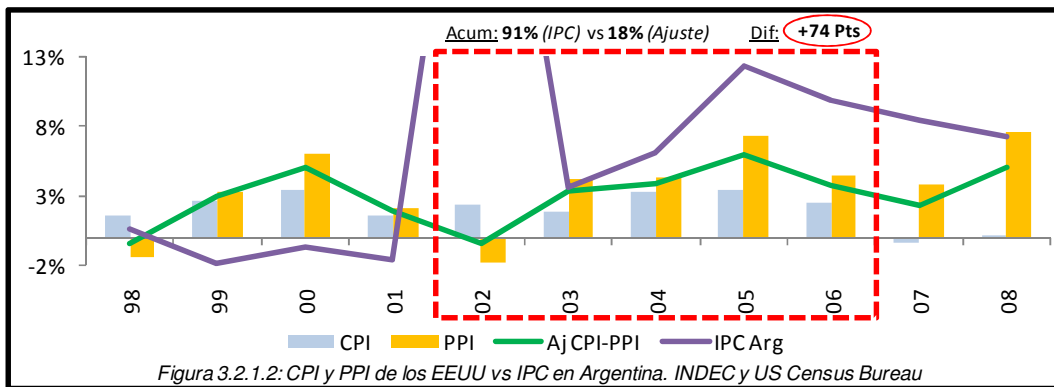
En la figura 3.2.1.1 se puede observar la inflación Argentina en los últimos años, la cual osciló, según datos oficiales del INDEC, entre el 7% y 10%. El escenario es más crítico si se tiene en cuenta la inflación publicada por consultoras privadas, como por ejemplo la estimada por la consultora Buenos Aires City y publicada en el diario La Nación el día 12 de Noviembre del 2010. En dicha nota se expone una inflación estimada acumulada a Octubre del 2010 del 21,8%, más del doble de la información oficial. Pese a las diferencias entre la información oficial y la difundida por consultoras privadas, para los análisis de este trabajo se utilizará la información del INDEC.



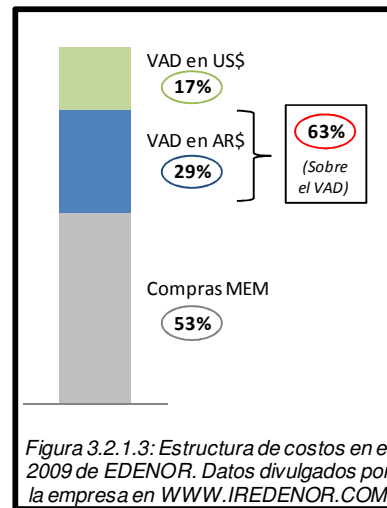
En la misma figura se muestra la inflación acumulada de cada período quinquenal. Dada la frecuencia de ajuste establecida por la regulación en Argentina, las

empresas distribuidoras debieron soportar aumentos que duplicaron sus costos en pesos durante el primer período quinquenal del siglo XXI sin poder aumentar de forma acorde las tarifas reconocidas. Cuando se estableció la regulación actual, en los años 90, la inflación en pesos era cercana a cero, por lo que la metodología de actualización era aplicable. Sin embargo, la crisis social y económica de fines del 2001 significó un quiebre en los valores del índice de precios al consumidor a partir del cual la fórmula de actualización semestral de las tarifas eléctricas quedó obsoleta.

El la figura 3.2.1.2 se muestra la inflación Argentina en contraste con el ajuste realizado sobre el VAD en nuestro país, el cual pondera en un 66% al PPI (Producer Price Index) y en 33% al CPI (Consumer Price Index). Se resalta dentro de la figura 3.2.1.2 la brecha que existe entre el aumento de costos en pesos argentinos y el ajuste permitido de estos costos en el quinquenio 2002-2006, dentro del cual las empresas tuvieron un retraso de ajuste en sus costos de 74 Pts de aumento. Nótese, por el otro lado, que durante la época de la convertibilidad estos ajustes eran excesivos dada la inflación argentina.



La amplitud del impacto de la inflación argentina es más grande en la medida en que mayor sea la proporción de costos en Pesos. En la figura 3.2.1.3 se puede observar la estructura de costos de EDENOR en el 2009. Estos valores fueron obtenidos en base al anexo C.1 “Estructura de costos del segmento de distribución de PAMPA Holding”, bajo el supuesto de que la totalidad de los costos administrativos y comerciales más los salarios de la operación y mantenimiento son en pesos argentinos. Si bien la mayoría de los costos no son en pesos, si los son dentro del VAD -representan el 63%- , porción que se actualiza dentro de las tarifas únicamente por índices de inflación estadounidense.



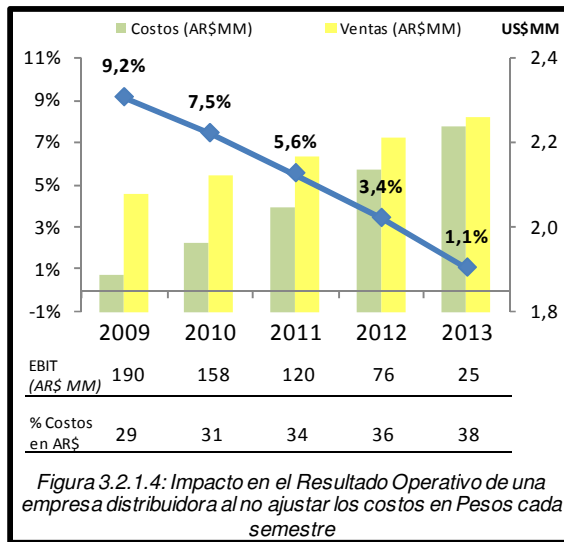
b) Estimación del impacto en los resultados financieros de una empresa distribuidora

De forma de evaluar el impacto de la baja frecuencia de actualización de los factores productivos, se realizó una proyección del EERR de EDENOR del 2009 al 2013 ajustándolo únicamente mediante el IPC y el ajuste semestral de las tarifas. Para esto, se utilizaron los índices y estructura de costos mostrados en el apartado a), proyectando los valores para el 2010-11-12-13. La inflación del 2010 se proyectó para el año completo asumiendo la misma inflación mensual promedio acumulada a Octubre para los meses de Noviembre y Diciembre. Para el resto de los años se asumió esta misma inflación, la cual es 11,1%, según valores del INDEC. El mismo tratamiento se realizó sobre los índices CPI y PPI Estadounidenses.

Con estos valores obtenidos se ajustó el EERR del 2009 para los años comprendidos entre el 2010 y el 2013. Los costos del VAD en AR\$ se ajustaron según el IPC proyectado y los costos del VAD en US\$ según los índices de inflación estadounidense, ponderados de la misma forma que la regulación argentina. Se mantuvo constante el tipo de cambio.

Las ventas se separaron en dos partes, el VAD y las compras en el MEM. Se mantuvieron constantes las compras en el MEM y se ajustó, según la regulación actual, el VAD reconocido en las tarifas. Es decir que la cantidad de energía consumida por los usuarios finales se mantuvo constante.

Los resultados se muestran en la figura 3.2.1.4. El EBIT cae a lo largo de 5 años del 9,2%, valor real del 2009, al 1,1%, únicamente por efectos macroeconómicos y el desacople de la regulación argentina con respecto a los mismos. Un mayor detalle de los cálculos de este análisis se encuentra en el anexo C.2 “El impacto de los efectos macroeconómicos bajo la regulación Argentina”.

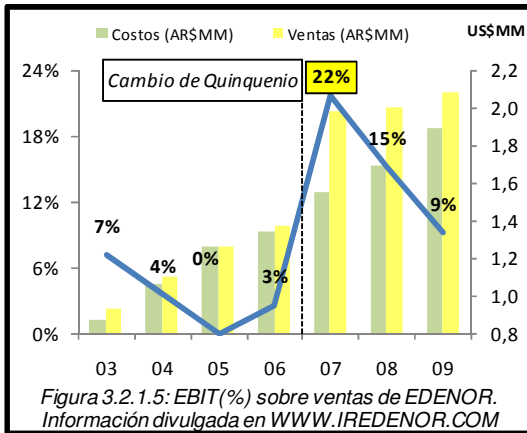


Dado que los costos se ajustan por el IPC acumulado en cada quinquenio, el EBIT debería volver a crecer luego de 5 años. Pero no evita que la empresa deba soportar pérdidas en sus beneficios durante cada período quinquenal, las cuales son irre recuperables.

Por otro lado implica una oscilación en los flujos de fondo obtenidos, los que agrega riesgo financiero, desincentiva las inversiones y deteriora el servicio entregado. Este efecto aumenta el costo de capital de la empresa, lo que no solo deteriora la

inversión a corto plazo, sino que lo que es peor, a largo plazo debido a que se restringe de forma natural la entrada de nuevos capitales al mercado de la distribución eléctrica.

Los resultados mostrados por EDENOR entre los años 2003 y 2009 reflejan estos efectos. En la figura 3.2.1.5 se muestra el resultado operativo como porcentaje sobre las ventas entre los años 2003 y 2009. En la misma se pueden observar los mismos comportamientos proyectados en el ejercicio realizado. Las ventas crecen, pero los costos, debido al mayor crecimiento, suprimen los resultados disminuyendo la rentabilidad.

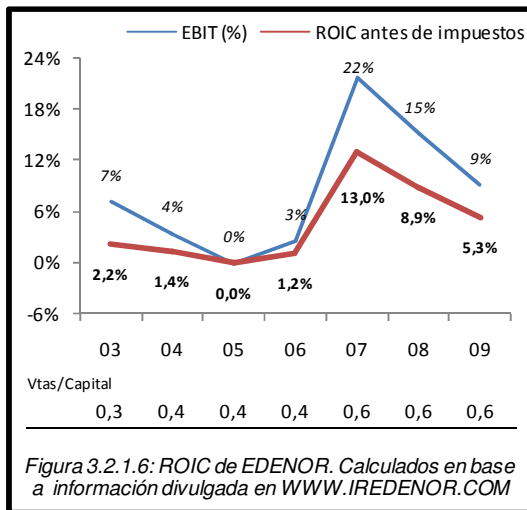


Esto sucede hasta el cambio de quinquenio, en el cual los aumentos de los costos se reconocen en las tarifas, aumentando las ventas y los beneficios.

Dentro de la carta dirigida a los inversores incluida en la presentación a la SEC (Securities Exchange Comision) con los resultados del año 2007, escrita por Alejandro Macfarlane -presidente y CEO de EDENOR en ese año- se destaca la revisión tarifaria integral, y consecuente aumento del VAD reconocido en un 56% respecto al año 2006, como primera explicación de los resultados de ese año.

Dado que los márgenes de los beneficios sobre las ventas son solo una parte del análisis del resultado financiero de una empresa, se realizó una estimación del ROIC de la operación de EDENOR. Basándose en la información divulgada por EDENOR en WWW.IREDENOR.COM se estimó el capital invertido en la operación y la rotación sobre el capital. Para calcular el capital invertido en la operación se partió del balance presentado por EDENOR en cada año y sumando al total de los bienes de uso, el capital de trabajo. Para un mayor detalle de los valores presentados por EDENOR y el tratamiento para hallar el capital de trabajo y el capital invertido consultar el anexo C.3 “Estimación del ROIC de la operación de EDENOR”.

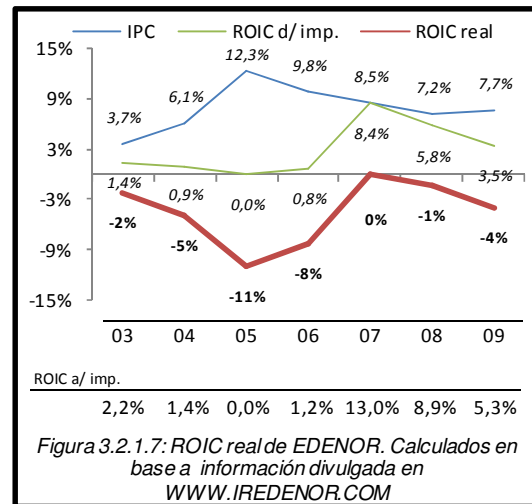
Como es de esperar, el impacto sobre el retorno a los inversores, únicamente considerando la operación y aislando los resultados no financieros, es muy similar al que se observa en la figura 3.2.1.5. En la figura 3.2.1.6 se pueden ver los resultados del análisis.



El primer rasgo característico es la rotación sobre el capital menor a la unidad, lo que tiene un impacto negativo en el resultado final, con respecto al margen de explotación. Sin embargo, el paulatino aumento de las ventas implicó un mejor uso de los activos de la compañía. Esta característica es, en teoría, esperable para un monopolio natural.

En segundo lugar, pero más importante aún, los pequeños valores, más teniendo en cuenta que son antes de impuestos, ponen en duda el recupero de los costos de capital de la empresa. Una estimación formal del costo medio ponderado de capital de EDENOR se encuentra fuera del alcance de este trabajo.

En la figura 3.2.1.7 se puede observar el ROIC después de impuestos, calculado en base a un 35% de impuestos a las ganancias, el IPC y el ROIC real. En la misma se puede observar que en términos reales la empresa pierde dinero. Cualquier costo de capital tiene un valor mínimo a la inflación de la moneda del país en el que se opera, entonces podemos afirmar que no se recuperan los costos de capital, por lo que los beneficios económicos son negativos.



c) Fundamentos económicos subyacentes

El hecho de que los costos reconocidos, es decir, las tarifas, no se ajusten de forma acorde con la evolución de los indicadores macroeconómicos de una forma “justa”, es en sí mismo uno de los problemas más importantes que tiene la regulación actual. Esto redundará en un margen que no cubre la totalidad de los costos económicos. Es decir que las empresas distribuidoras obtienen beneficios económicos negativos, o, en términos financieros, destruyen valor. La razón de esto es un precio de venta menor al costo medio.

En el análisis financiero realizado sobre EDENOR, se observó que los márgenes contables eran en general positivos. Esto implica que los precios sí cubren los costos contables medios, los cuales se diferencian de los costos económicos medios principalmente en que no incluyen el costo del capital. Al mismo tiempo, si asumimos que la actividad se encuadra dentro de lo que se denomina como monopolio natural, podemos decir que incluso a largo plazo existen costos fijos, los cuales son los costos de capital, debido a que estos no varían sensiblemente con el volumen de la operación. De esta forma podemos escribir la siguiente ecuación:

$$CT = CF + CV = CCap + CCont \quad (3.2.1.1)$$

Donde:

- CT: *Costos económicos Totales*
- CF: *Costos económicos Fijos*
- CV: *Costos económicos Variables*
- CCap: *Costos de Capital*
- CCont: *Costos Contables*

Dado que a largo plazo los costos contables medios son iguales a los costos variables, y asumiendo un costo variable por unidad producida constante, podemos afirmar que el precio de venta si cubre el costo económico variable, que es igual al costo económico marginal. Esta situación se muestra en la figura 3.2.1.8 en el punto 1, donde el precio se encuentra entre el costo medio y el costo marginal. En un

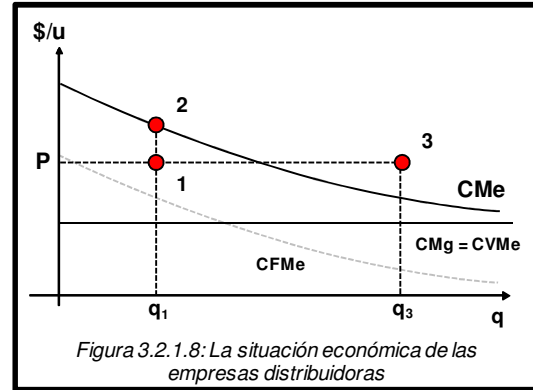


Figura 3.2.1.8: La situación económica de las empresas distribuidoras

análisis a largo plazo, dada esta situación, la empresa debería dejar de operar y abandonar el mercado. Sin embargo los mercados eléctricos además de ser capital intensivo, dicho capital es muy especializado, lo que redundando en que no tiene un uso en un mercado alternativo. Por esta razón, se crea una barrera a la salida, tal como se mencionó en la sección 2.2.2 “La regulación ROR”. El precio que se obtiene por la venta del capital invertido no es mayor al valor actual de los flujos que se obtienen con el uso de dicho capital en el mercado eléctrico, justamente porque el capital no puede usarse para otro mercado donde las rentabilidades sean mayores. No importa que el precio de venta de cada unidad sea menor al costo medio de producirla, la barrera a la salida hace tan conveniente seguir operando como vender el capital y abandonar el mercado.

La ecuación 3.2.1.2 expone el cálculo del valor que se puede obtener por el capital en el mercado en el que se esté operando:

$$VA = \sum_i^{\infty} \frac{NOPLAT_i - \Delta INV_i}{(1+cc)^i} \quad (3.2.1.2)$$

Donde:

- VA: *Valor del capital (valor de la empresa)*
- NOPLAT: *EBIT después de impuestos ajustados*
- ΔINV : *Inversión Neta*
- cc: *costo de capital*

Asumiendo una inversión neta igual a cero, el valor del capital estará dado por el NOPLAT, que al ser menor al costo de capital, determina un valor del capital menor al capital invertido originalmente (un VAN negativo), justamente porque el precio es menor al costo medio económico.

Únicamente cuando el precio es menor el costo marginal la empresa abandonará el mercado. Esto es así, porque de ser el precio igual al costo marginal, el NOPLAT sería igual a cero, al igual que el valor actual del capital. Dado el caso, es indistinto abandonar el capital que seguir operándolo. Finalmente, es mejor abandonarlo que operarlo con un precio menor al costo marginal.

Existen dos caminos posibles para hacer del mercado de distribución eléctrica un mercado rentable: un aumento de los precios (punto 2 en la figura) o un aumento del nivel de producción (punto 3 en la figura). Quizá el punto 3 representa un nivel de producción tan grande que no es realista pensar en este como una posibilidad. Más allá de cuál sea este nivel, de no ser posible de alcanzarlo en el mediano plazo (1 a 5 años) no debería ser una opción, por lo que se debería considerar la revisión integral de las tarifas eléctricas.

En un mercado en competencia perfecta los precios son iguales a los costos medios en la escala eficiente de la empresa marginal. Es decir que un aumento generalizado de los factores productivos aumentaría de forma acorde los precios en los mercados competitivos. Dado que en un monopolio natural existe una única empresa, esta es la empresa marginal, por lo que son los costos medios de la misma los que se deben considerar para construir los precios y las tarifas, tal como sucedería en un mercado en competencia perfecta, objetivo fundamental de la regulación Price Cap.

3.2.2.- Los incentivos de Price Cap en Argentina

a) Los fundamentos teóricos de la regulación Price Cap y su aplicación en Argentina

El objetivo principal de una regulación por Price Cap es simular un contexto de competencia en el que se desarrolle la empresa monopólica. De hecho, esta es la diferenciación fundamental que tiene Price Cap en comparación con cualquier otra forma de regulación, incluso otras regulaciones PBR. Como se ha mencionado anteriormente, en un contexto de este tipo las empresas con las mejores prácticas obtienen mejores beneficios que las empresas promedio o por debajo del mismo.

En Argentina el cálculo del factor “X” se aplica sobre cada empresa en particular, lo que implica que la empresa que opere de forma más eficiente no logra absorber ninguno de los beneficios obtenidos a través de las eficiencias logradas pasado el período quinquenal.

En la búsqueda de un contexto de competitividad se deben distribuir los beneficios a toda la sociedad, es decir tanto a los consumidores como a los productores. Sin embargo, esta práctica, al realizarla sobre cada empresa en particular, desincentiva la mejora en productividad y eficiencia, ya que el VAN de una inversión en capital más eficiente puede no ser positivo dado que el horizonte de los beneficios es únicamente de cinco años o menor.

Para concretar de forma óptima el objetivo del contexto de competencia perfecta en el ajuste por el factor “X”, se podría generar una competencia por la eficiencia, tal como se da en un mercado en competencia perfecta. En un mercado de estas características el precio es igual al costo marginal de la empresa marginal. Es decir, de la empresa con menor eficiencia productiva del mercado. Por esta razón, las empresas compiten por ser más productivas y aumentar así sus beneficios. Esto impulsa la oferta, aumentándola y disminuyendo los precios, por lo que la empresa que menos eficiencias haya generado podrá, o bien salir del mercado debido a que el precio no cubre sus costos, o será la empresa marginal, por lo que no obtendrá beneficios económicos.

Sin embargo, debido a que las empresas distribuidoras tienen características muy diferentes, en función de la región en la que operan, no se puede tratar a todas las empresas como semejantes. En el norte de la Argentina, donde existe una mayor dispersión y un menor tamaño de los pueblos, las empresas de distribución eléctrica tienen mayor cantidad de kilómetros de red por usuario. La densidad de la población servida impacta de forma inversa en los costos medios, a mayor densidad menor longitud de redes y sus instalaciones correspondientes por usuario. Debido a esto, las pérdidas técnicas por usuario son menores.

Por lo dicho anteriormente, es necesaria la separación de las empresas en grupos de forma de que al compararlas, en el momento de determinar un factor “X” no se esté perjudicando a las menos eficientes que lo sean por motivos exógenos.

En línea con lo dicho, se realizó un análisis sobre las características productivas de las distintas empresas distribuidoras, el cual se detalla a continuación.

Como comentario final, nos referimos nuevamente al costo de capital de una empresa. El impacto en las inversiones en mejoras de eficiencia como en cualquier otro tipo de inversión, se ve afectada por el costo de capital. Un alto costo de capital en combinación con un tope de cinco años en el horizonte de la inversión atentan contra cualquier tipo de inversión. Es quizá el objetivo más importante de toda regulación asegurar el futuro y la calidad del suministro del servicio regulado y para esto es vital que las regulaciones promuevan las inversiones, potenciando al mismo tiempo la disminución de las tarifas del servicio.

b) Las distribuidoras en Argentina y sus características principales

En Argentina existen más de sesenta empresas distribuidoras asociadas al MEM, las cuales se encargan de la distribución a cada lugar del País. Existen también otras empresas, en general cooperativas, las cuales no están asociadas al MEM. Solo las empresas asociadas al MEM pueden comprar energía en los nodos, por lo que estas empresas cooperativas deben comprarle energía a las empresas distribuidoras asociadas.

Al 31/12/09, ADEERA, la Asociación de Distribuidoras de Energía Eléctrica de la República Argentina, representa a 45 empresas distribuidoras a lo largo de todo el país, excepto las provincias de Chubut y Santa Cruz, provincias de las cuales ADEERA no cuenta con ninguna empresa distribuidora. En la figura 3.2.2.1 pueden observarse las 45 empresas distribuidoras por provincia. Para los análisis numéricos realizados, se eliminaron las empresas que se marcan en rojo en la figura (14), ya que la información que con la que se contaba era incompleta. Esto resultó en 31 empresas analizadas. Las cifras mencionadas

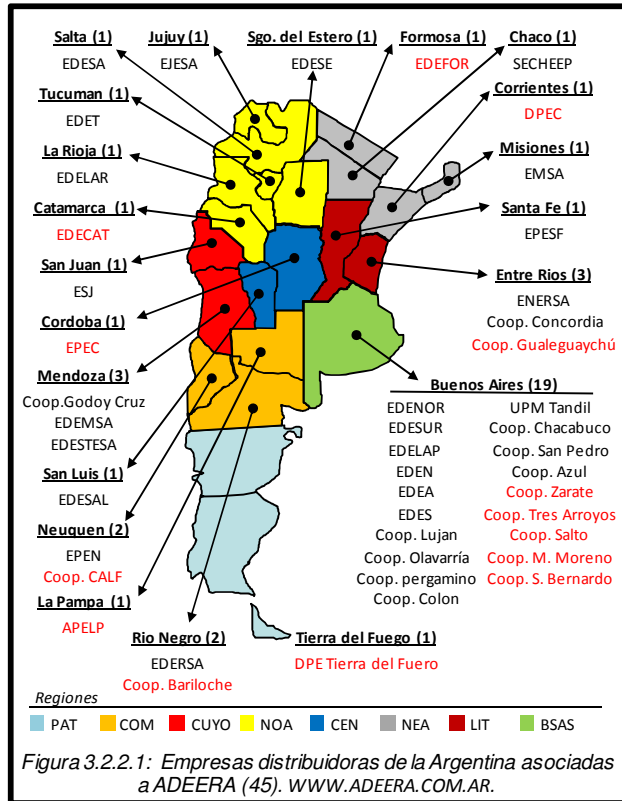
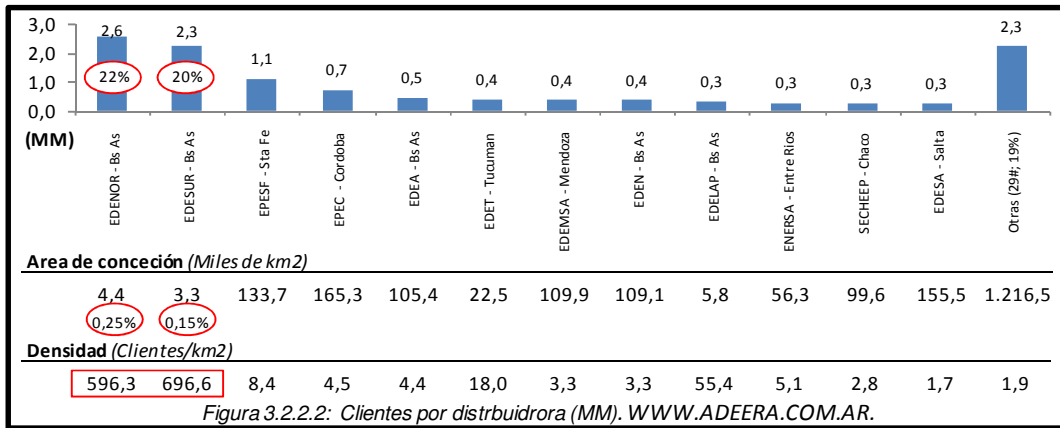


Figura 3.2.2.1: Empresas distribuidoras de la Argentina asociadas a ADEERA (45). WWW.ADEERA.COM.AR.

en los próximos párrafos estarán siempre dentro del contexto de las empresas representadas por ADEERA.

Se destaca la cantidad de empresas distribuidoras en la provincia de Buenos Aires, la cual cuenta con 19 empresas, que atienden el 55% de los clientes (6,5 MM), en un área que representa el 15% de la superficie asignada a distribuidoras de ADEERA.

Esta concentración por provincias se puede encontrar observando las empresas distribuidoras. EDENOR y EDESUR atienden en conjunto al 42% de la totalidad de clientes, contando únicamente con el 0,4% de la totalidad de la superficie asignada a empresas asociadas a ADEERA, lo que redundo en densidades ampliamente superiores a las del resto de las empresas distribuidoras. Lo dicho se refleja en la figura 3.2.2.2. La misma cuenta con algunas de las empresas marcadas en rojo en la figura 3.2.2.1, debido a su carácter generalista.

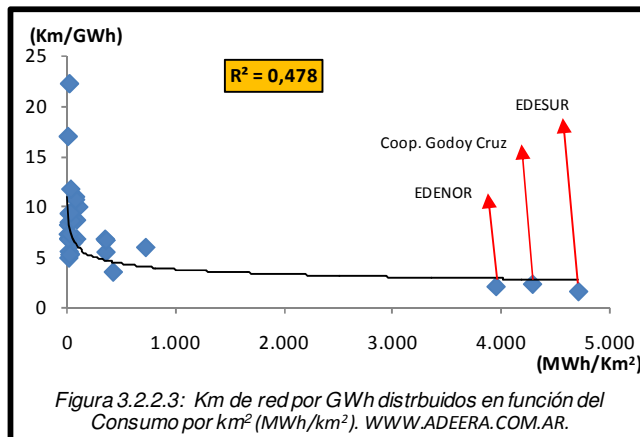


Como se mencionó anteriormente, la densidad es una característica principal en términos de eficiencia productiva. Por esta razón, en base a los datos publicados por ADEERA en su página de internet WWW.ADEERA.COM.AR, se realizaron análisis estadísticos de forma de corroborar las variables más importantes en términos de costos. Para la determinación de la eficiencia de costos se tomó en cuenta la información obtenida la cual incluía: km de red en BT, MT y AT; y cantidad centrales de transformación MT/BT con su respectiva capacidad conjunta (en MVA).

Estas características sirven para reflejar la gran mayoría de los costos operativos, por lo que es un punto a avanzar en un siguiente trabajo el análisis sobre la estructura de los costos comerciales y como se diferencian la distribuidoras en esa dirección.

Sobre la base de la explicación cualitativa dada en párrafos anteriores sobre la densidad y su impacto en los costos de red, se realizó un gráfico de dispersión entre las variables densidad de consumo por kilómetro cuadrado y los kilómetros de red totales por unidad de energía eléctrica distribuida. Se eligió a la energía distribuida y no a la cantidad de clientes servidos como variable de base ya que la unidad de producción de las empresas distribuidoras es la energía eléctrica.

El gráfico de dispersión se ve en la figura 3.2.2.3. En la misma se agrega la curva potencial que aproxima a los puntos de dispersión y el factor R^2 (factor de determinación) de la regresión. En la misma se observa una clara disminución de los kilómetros unitarios de red a medida que aumenta la densidad de consumo. Sin embargo, estadísticamente no es contundente, ya que solo se puede explicar el 48% de las variaciones de los kilómetros unitarios de red mediante la variable de densidad de



consumo. En la literatura estadística consultada se menciona un valor mínimo recomendado del 60% para variables económicas (Roberto Mariano García, 2004, Inferencia estadística y diseño de experimentos).

Como comentario adicional, se destaca la densidad de la Cooperativa de Godoy Cruz (Mendoza), la cual distribuye únicamente en la ciudad de Godoy Cruz, a 60 M clientes en una superficie de 75 km² y con un consumo anual de 342 GWh (en la figura 3.2.2.2. en la categoría “Otras”).

Dado que la regresión de la figura 3.2.2.3 no es concluyente, se revisó cual era la característica principal que distinguía a dos empresas distribuidoras con igual densidad pero con valores de km de red por GWh distribuidos con amplias diferencias, es decir, se analizaron algunos puntos por sobre y por debajo de la curva de regresión. Se encontró que la principal diferencia era el volumen de energía servido. Por esta razón se realizó la misma regresión, pero con dicha variable. En la figura 3.2.2.4 se pueden observar los resultados.

Nuevamente, no se tienen resultados estadísticamente contundentes, el volumen distribuido solo explica el 33% de las variaciones en los kilómetros medios de red. Dado que la densidad de consumo y el volumen de consumo no tienen una relación directa, es decir, se puede tener una extensa área con una baja densidad y alto consumo y viceversa, se decidió

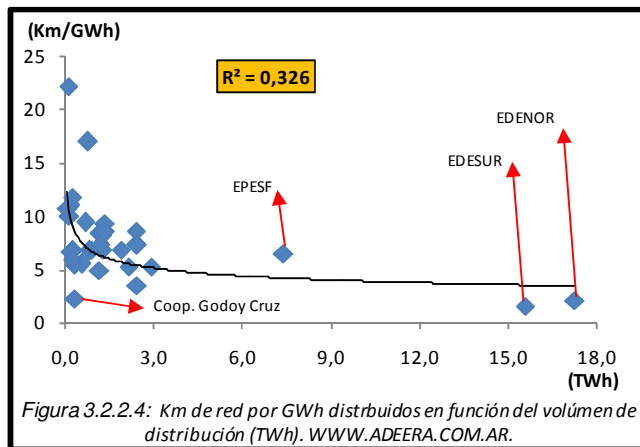


Figura 3.2.2.4: Km de red por GWh distribuidos en función del volumen de distribución (TWh). WWW.ADEERA.COM.AR.

realizar una regresión lineal múltiple. Para corroborar lo planteado se calculó el coeficiente de regresión de estas dos variables de forma de asegurarse su independencia y así evitar la multicolinealidad. Este factor arrojó un valor de 0,11, por lo que se concluyó que el supuesto era acertado.

Dado que se asumió que la relación entre las variables no es lineal, más bien potencial, se estableció el siguiente modelo, el cual relaciona la variable kilómetros medios de red en función de la densidad de consumo y el volumen de consumo. El mismo se observa en la fórmula 3.2.2.1:

$$KMR = A * X_1^B * X_2^C \quad (3.2.2.1)$$

Donde:

- KMR: *Kilómetros Medios de Red*
- X₁: *Densidad de consumo*
- X₂: *Volúmen de consumo*

- A,B y C: *Parámetros a estimar estadísticamente*

Para poder realizar la regresión lineal múltiple es necesario linealizar la ecuación, de forma que se utilizó la fórmula 3.2.2.2:

$$\ln(KMR) = \ln(A) + B * \ln(X_1) + C * \ln(X_2) \quad (3.2.2.2)$$

Los resultados fueron los siguientes:

ESTADÍSTICAS DE LA REGRESIÓN	
Coef. de correlación	0,85
Coef. de determinación	0,73
R ² ajustado	0,71
Error típico	0,30
Observaciones	31

ANÁLISIS DE VARIANZA	GL	Σ de cuad.	Prom. cuad.	F	α*
Regresión	2	6,64	3,32	37,63	1.16E-08
Residuos	28	2,47	0,09		
Total	30	9,11			

COEFICIENTES	Coef.	ε típico	t Student	α*	Inf. 95%	Sup. 95%
Intercepción	4,03	0,29	14,02	3,47E-14	3,44	4,62
Variable X 1	-0,18	0,03	-6,44	5,61E-07	-0,24	-0,12
Variable X 2	-0,20	0,04	-5,09	2,17E-05	-0,29	-0,12

Tabla 3.2.2.1: Resultados de la regresión lineal múltiple.

La regresión es estadísticamente concluyente, con un 73% de explicación de la variable KME. Los ensayos de validación del modelo en su conjunto y de cada variable en particular confirman el modelo y las variables elegidas.

De esta forma concluimos que, como se esperaba a priori, la densidad es una variable fundamental de las distribuidoras. Por otro lado, el volumen explica una gran parte de los costos medios de red.

Para dar una interpretación más profunda a lo expuesto, se realizaron nueve regresiones adicionales, tres por cada nivel de tensión, AT, MT y BT. En la tabla 3.2.2.2 se pueden observar los resultados. En la misma se muestra el R² de cada regresión, el signo de la pendiente de la recta y en rojo se remarcan las regresiones sin ningún valor estadístico, es decir, en las cuales se rechazan los ensayos sobre el modelo en su conjunto (F de Snedecor) y sobre cada variable (t de Student). Además, se menciona el % que representa la red de cada nivel de tensión en la totalidad de los km de red de distribución.

		AT*	MT	BT	TOTAL
% Km totales		4%	48%	48%	
Densidad	R ²	0,28	0,57	0,19	0,48
	Signo	-	-	-	-
Volumen	R ²	0,01	0,24	0,32	0,33
	Signo	-	-	-	-
Vol + Dens	R ²	0,29	0,74	0,46	0,73

* Se utilizaron 19 empresas ya que 12 no cuentan con redes en AT

Tabla 3.2.2.2: Regresiones por nivel de tensión

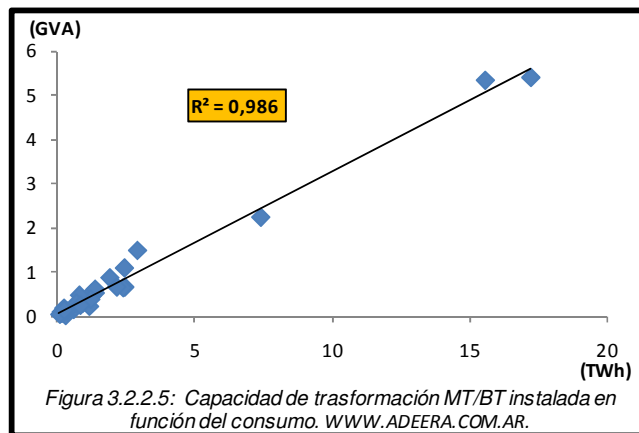
En primer lugar, que el aumento en productividad de la red en MT debido a la densidad es la relación más fuerte que se observa, con un grado de explicación del 57%. Se podría interpretar que el aumento en densidad no implica una mayor inversión en

redes en MT, como si puede llegar a suceder con la red en BT. Al aumentar el consumo en una misma superficie puede ser conveniente invertir en redes en BT adicionales de forma de disminuir las pérdidas técnicas, las cuales son más sensibles a un crecimiento de la potencia consumida debido a la baja tensión de distribución. Este concepto se discute en el anexo A.1 “Los factores de nodo y las inversiones en transporte”. La misma explicación podría utilizarse para entender la disminución del uso de km de red en AT.

Por otro lado, no se encuentra ningún tipo de relación entre la red en AT y el volumen de consumo. Un mayor volumen de consumo puede responder tanto a una mayor densidad del área servida, como a una mayor superficie servida. En el primer caso, los kilómetros medios en AT disminuyen; mientras que en el segundo caso, los mismos aumentan.

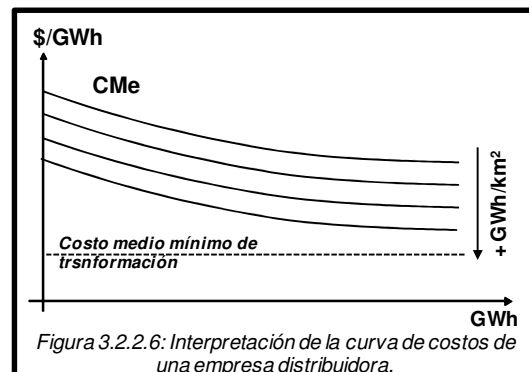
Finalmente, la red en BT muestra un aumento de la productividad media en ambas variables, aunque no tan clara como la red en MT con la densidad.

En cuanto a la segunda variable de costos analizada, la capacidad instalada de transformación MT/BT, se realizó una regresión entre esta capacidad y el volumen de consumo. Como era de esperar, la relación entre estas dos variables es cuasi perfectamente lineal. Esta regresión se puede observar en la figura 3.2.2.5.



Lo que se observa en la figura 3.2.2.5 da la idea de que la capacidad de instalación de transformación es un costo variable que no se modifica con el volumen de la operación. Es decir que define un mínimo a la curva de costos medios.

Tomados en conjunto el análisis sobre la red de distribución y la capacidad de instalación, se puede dar una interpretación a la naturaleza de monopolio natural de las empresas distribuidoras. Esta naturaleza tiene su fundamento en como los km de red disminuyen con al aumento de la densidad y el volumen de operación. Este aumento en productividad tiene un tope, ya que si bien se podría disminuir el costo unitario de red tanto como se quiera, no



se podrá disminuir el costo unitario de transformación. La interpretación microeconómica se muestra en la figura 3.2.2.6.

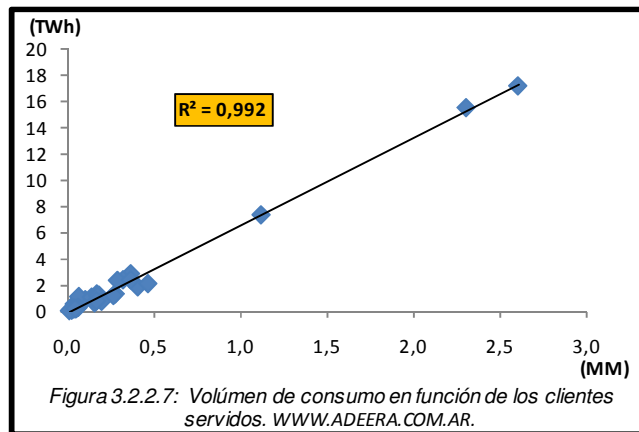
Como comentario final, se realizó un análisis sobre cómo podría impactar el mix de clientes en la estructura de costos. La tabla 3.2.2.3 muestra el % de clientes y de consumo y el consumo medio por categoría. La columna FTT refiere a “Función Técnica de Transporte”, y en la misma se incluyen las distribuidoras no asociadas al MEM.

	Residenc.	General	MD y GD	FTT
Mix Clientes	87%	12%	1%	0%
Cons./Cl. (MWh)	2,8	5,5	170	6.412
Mix Consumo	37%	10%	28%	25%

Tabla 3.2.2.3: Mix y consumos anuales por categoría.
 WWW.ADEERA.COM.AR

Las grandes diferencias en consumo medio impactan en el mix de la energía que se transporta, como se puede observar en la gran diferencia que existe entre el mix de clientes y el de consumos.

Para entender la relación entre clientes y consumos de cada distribuidora se realizó un gráfico de dispersión clientes – consumos para entender cuan distintos son los mix de las empresas. El resultado, más que una nube de puntos, fue una recta. Más aún, la cantidad de clientes explica en un 99% las variaciones en el volumen de energía, lo que indica que el mix entre las distintas empresas no tiene brechas estadísticamente significativas. Lo dicho se muestra en la figura 3.2.2.7.



c) Un enfoque para la agrupación de Distribuidoras

En función de lo analizado en la sección anterior, se procedió a seleccionar las variables que más impacto tienen en la estructura de costos de una distribuidora para luego agruparlas según su similitud. Estos grupos son posibles agrupaciones a utilizar en la determinación de un factor “X”, según lo mencionado en la sección a) “Los fundamentos teóricos de la regulación Price Cap y su aplicación en Argentina”.

Las variables elegidas fueron la densidad de consumo y volumen de consumo. Otro dos criterios de agrupación fueron, uno económico: la cantidad de empresas por grupo y uno que refleje la situación inicial de las empresas: los kilómetros de red por GWh distribuido.

En primero criterio responde al hecho de que un mercado en competencia tiene por definición infinitas empresas. Por el contrario un oligopolio tiene una cantidad

escasa. En este sentido, se evitó agrupar a únicamente dos empresas debido a la posibilidad de cartelización y coordinación de las operaciones de ambas empresas.

El segundo criterio responde a que es irreal pensar en que una empresa con una razonable eficiencia operativa, dadas sus condiciones de volumen y densidad, pueda obtener las mismas mejoras en productividad que una empresa que opera con grandes ineficiencias, las cuales se podrían eliminar con cierta rapidez.

La figura 3.2.2.8 muestra el primer gráfico de dispersión, el cual busca mapear a las distintas empresas distribuidoras. Entre paréntesis se destacan los kilómetros de red por GWh distribuido.

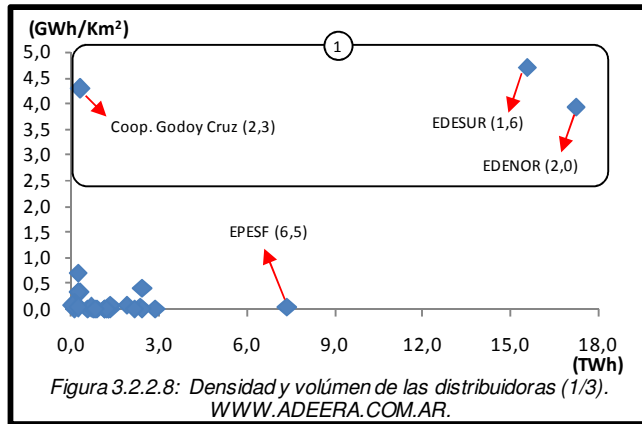


Figura 3.2.2.8: Densidad y volumen de las distribuidoras (1/3).
 WWW.ADEERA.COM.AR.

En la misma se observa que 4 empresas resaltan sobre el resto, EPESF en volumen,

Cooperativa Godoy Cruz en densidad y, finalmente, EDENOR y EDESUR en ambas variables. Es evidente que EDENOR y EDESUR cuentan con características muy similares. Sin embargo, en pos de ambos objetivos adicionales impuestos, se incluyó a la Cooperativa Godoy Cruz en el primer grupo, en conjunto con EDENOR y EDESUR. No solo una tercer empresa diluye la facilidad de coordinación operativa, sino que además, la Cooperativa Godoy Cruz cuenta con la misma cantidad de kilómetros de red por GWh servido. EPESF no cuenta con un volumen similar al de ninguna de las tres empresas y con una densidad ampliamente menor a las mismas. Además su extensión media de red es sensiblemente mayor.

En la figura 3.2.2.9 se puede observar el mismo gráfico pero sin las 4 empresas antes mencionadas, lo cual permite una mayor aproximación y distinción entre empresas. En la figura se puede ver que las empresas tienden a agruparse por características, como por ejemplo UPM Tandil y las cooperativas de Pergamino, Concordia y Luján, las cuales cuentan,

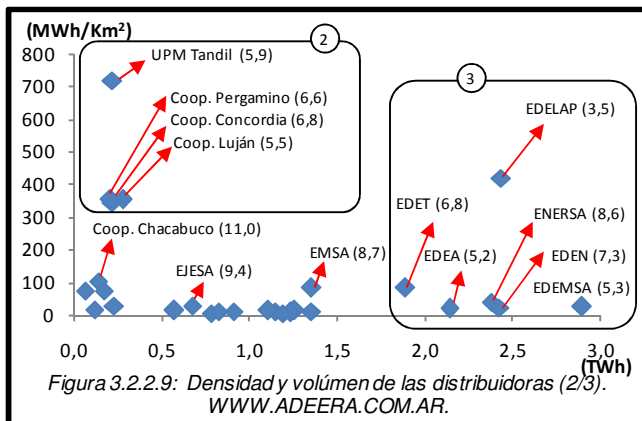


Figura 3.2.2.9: Densidad y volumen de las distribuidoras (2/3).
 WWW.ADEERA.COM.AR.

no solo con características exógenas similares sino que además tienen una extensión media de red muy similar. Por esta razón se decidió agruparlas en un segundo grupo.

El tercer grupo conformado cuenta con características muy similares, aunque no con la misma aproximación de los grupos anteriores. En este grupo se incluyó a EPESF, distribuidora que no aparece en la figura, dadas sus características similares a las del resto del grupo. Cabe mencionar que EDELAP, si bien es un caso extremo del grupo debido a su mayor densidad y su menor extensión por GWh servido, se incluyó en el tercer grupo ya que es el más afín a la empresa y no cabía la posibilidad de no incluirla en algún grupo. Es quizá un área a trabajar en el futuro un posible ajuste al factor “X” del grupo al aplicarse sobre EDELAP.

Se realizó un tercer gráfico, de forma de tener un mejor detalle de las empresas restantes. El mismo se encuentra en la figura 3.2.2.10. El primer grupo que se observa a simple vista es el cuarto, conformado por las Cooperativas San Pedro, Colón y Chacabuco. Las mismas cuentan con características muy similares.

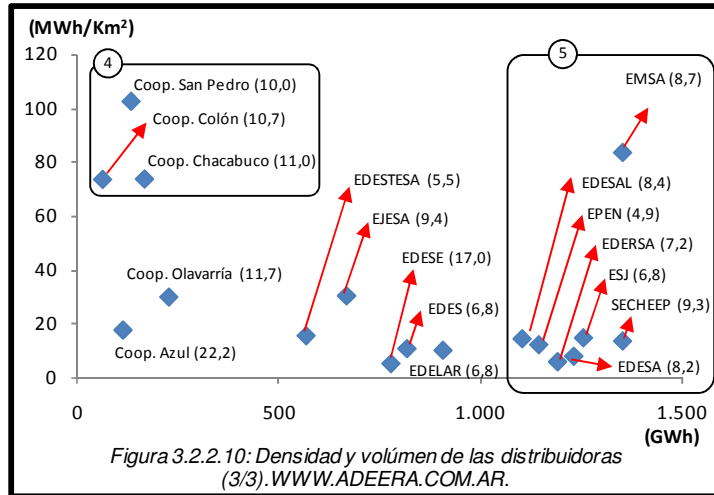


Figura 3.2.2.10: Densidad y volumen de las distribuidoras (3/3). WWW.ADEERA.COM.AR.

El quinto grupo también presenta características muy similares, pero con dos puntos a resaltar. EPEN con una alta productividad en comparación con el resto de las empresas distribuidoras del mismo grupo. Eso puede deberse a mejores prácticas gerenciales, o alguna característica que no se haya analizado en este trabajo. De todas formas, cabe el mismo comentario que para EDELAP en el tercer grupo, y se deja como punto a avanzar en el futuro un análisis de ajuste del factor “X”. El mismo caso aplica para EMSA, sin embargo fue incluida en el grupo ya que es el más afín a sus características y se descartó la posibilidad de no incluirla en ningún grupo. La diferencia de esta distribuidora subyace en que sus condiciones son favorables con respecto al resto de las distribuidoras del mismo grupo, sin embargo su productividad de red no es superior. El caso es inverso al de EPEN, por lo que se deja como un posible futuro avance.

Las distribuidoras restantes se podrían dividir en dos grupos. En este punto resulta más dificultoso distinguir entre empresas con similares características. Sin embargo, puede observarse que EDESE cuenta con la menor densidad y con una productividad similar a la de Azul o la Cooperativa Olavarría, las cuales cuentan con densidades ampliamente mayores, pero con volúmenes varias veces menores. Por la similitud en la productividad es que se decidió que conformen el sexto grupo.

Por último, EDESTESA, EJESA, EDES y EDELAR, conforman el séptimo y último grupo, debido a sus productividades relativamente similares. Cabe nuevamente mencionar un posible ajuste a EJESA. En este caso, debido a que su productividad es menor aún con una densidad mayor al resto.

En resumen, los siete grupos conformados son los siguientes:

Grupo 1	Grupo 2	Grupo 3	Grupo 4	Grupo 5	Grupo 6	Grupo 7
Coop. Godoy Cruz EDENOR EDESUR	Coop. Concordia Coop. Luján Coop. Pergamino UPM Tandil	EDEA EDELAP EDEMESA EDEN EDET ENERSA EPESF	Coop. Chacabuco Coop. Colón Coop. San Pedro	EDERSA EDES EDESAL EMSA EPEN ESJ SECHEEP	Coop. Azul Coop. Olavarría EDESE	EDELAR EDES EDESTESA EJESA

Tabla 3.2.2.4: Grupos de competencia por el factor "X".

d) Metodología de cálculo del factor "X"

Tal y como funciona en un mercado en competencia perfecta, se podría calcular el precio de venta en función del costo medio de la empresa marginal del mercado y no en función del costo medio de cada empresa en particular. De esta forma, el factor "X" a aplicar se deduciría en base a la evolución de la productividad de la empresa marginal, que puede no ser la misma de un año a otro.

Sin embargo, esta metodología presenta un problema. Dado que algunos grupos cuentan con empresas con una cierta dispersión en sus productividades, esta metodología podría generar grandes aumentos de precios en su aplicación inicial, sobre todo en el de las empresas más eficientes.

Por otro lado, aunque las empresas estarían incentivadas a mejorar su eficiencia de forma de generar beneficios positivos, esto demandaría mucho tiempo, dejando precios altos durante mucho tiempo en las áreas que antes tenían menores precios.

En un mercado en competencia perfecta desregularizado, las empresas entran y salen del mismo con facilidad. El mercado vende capital excedente y compra nuevo capital de forma de lograr una productividad adecuada que permita a todas las empresas que logren los mayores méritos mantenerse en el mercado y obtener beneficios económicos nulos o positivos. Las que no logren esta adaptación salen del mercado. En un mercado como el eléctrico, el capital no es transable con facilidad. Una empresa distribuidora no puede rediseñar sus operaciones y vender su capital excedente (redes, transformadores, etc..) con facilidad con el objetivo de ser más eficiente. Por esta razón, la empresa marginal podrá lograr eficiencias, pero en el largo plazo. Por otro lado, las empresas heredan instalaciones de gestiones anteriores, lo que implica en muchos casos, la posibilidad de que la menor productividad se deba a dichas gestiones, ya sean públicas o privadas. Entonces, se estaría siendo injusto con estas empresas, ya que serán

a lo largo de un extenso período de tiempo la empresa marginal, obteniendo nulos beneficios.

Una posible solución, la cual independiza al ajuste de la productividad inicial y genera fuertes incentivos a la mejora en eficiencia, es un ajuste que promedie los aumentos en eficiencia de todas las empresas del sector. Es decir, que se calcule sobre la base de las variaciones en productividad y no en función del costo medio de la empresa marginal.

El cálculo es simple, el factor “X” será el promedio de las variaciones en productividad del grupo al que pertenezca la empresa distribuidora.

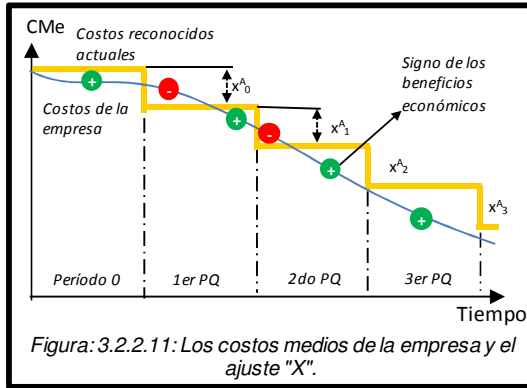
De esta forma se perjudica a las empresas que no logren una dada mejora en eficiencia, y no a las que tienen una eficiencia menor. Por ejemplo, asumiendo un grupo donde la mejora en eficiencia haya promediado el 10%, una empresa poco productiva, pero que haya logrado una disminución de costos del 10% no sufrirá variaciones en sus beneficios. Por otro lado, una empresa más productiva y con una menor costo medio que haya disminuido sus costos en un 6%, sufrirá una disminución de sus beneficios de un 4%. En este ejemplo se observa que lo que esta forma de aplicación castiga es la variación y no el valor absoluto de la productividad.

Como en toda competencia perfecta, el precio general disminuiría cada período quinquenal, ya que todas las empresas tienen el mismo incentivo, disminuir sus costos medios. Las empresas que logren mejoras en productividad por sobre el promedio seguirán cosechando la diferencia en beneficios pasados los cinco años del período quinquenal. Esto generaría una competencia por la búsqueda de más y mejores prácticas operativas y comerciales, lo que maximizaría el excedente total del mercado. Este excedente se repartiría luego entre ambas partes, aumentando no solo el excedente del consumidor, sino además el de las empresas distribuidoras.

Dado que la regulación actual establece precios iguales a los costos medios en cada revisión tarifaria, en la primera aplicación de esta metodología, todas las empresas tendrán beneficios económicos nulos al comenzar el período tarifario de base (Período 0). En este período se medirá por primera vez el factor “X” mediante esta nueva metodología. De obtener aumentos de productividad menores al promedio de su grupo en el período de base, sus beneficios comenzarán siendo negativos en el primero período quinquenal.

Durante este primer período quinquenal, la empresa deberá esforzarse en obtener mejoras por sobre el promedio, de forma de compensar la menor productividad obtenida durante el período de base. La mejora que deberá concretar para obtener unos beneficios nulos la comenzar el segundo período quinquenal es igual al factor “X” del primer período más la brecha entre su mayor productividad del período base y el factor “X” del mismo período.

El concepto se observa gráficamente en la figura 3.2.2.11. En la misma se muestra una empresa que durante el período tarifario base genera eficiencias, las cuales recoge como beneficios positivos. Al comenzar el primer período tarifario se ajusta el precio de venta por la mejora de productividad promedio de su grupo (X_0^A). Debido a que ese aumento promedio es mayor al



obtenido por la empresa, la misma empieza el primer período con pérdidas económicas. La misma logra aumentar su productividad sobre el final de este período y logra compensar la brecha antes de que el mismo termine, por lo que el final del mismo obtiene beneficios positivos. Sin embargo, este aumento es menor a la suma del promedio del primer período (X_1^A) y la brecha que esta tuvo en el período base. Por esta razón, al comenzar el segundo período tarifario sus beneficios nuevamente comienzan siendo negativos. Al terminar este período, la empresa disminuye sus costos en un porcentaje mayor al de la suma del promedio del segundo período y las brechas acumuladas de los períodos anteriores.

A continuación se presenta un modelo matemático discreto simplificado, el cual ayuda a entender cómo se produce el efecto. El precio de la empresa evolucionará en cada período según la fórmula 3.2.2.3:

$$P_i^j = CMe_0^j * (1 - \sum_{k=0}^{i-1} X_k^A) \quad (3.2.2.3)$$

Donde:

- P_i^j : Precio de venta de la empresa j durante el período i
- Cme_0 : Costo Medio de la empresa j en el período base
- X_k^A : Productividad promedio obtenida durante el período k por el grupo A

En la fórmula se simplifica el cálculo del ajuste, dejando al mismo como la suma de los factores. Además, se asume que al comenzar el período base el precio de venta es igual al costo medio.

Con el mismo razonamiento, el costo medio evoluciona según la fórmula 3.2.2.4:

$$CMe_i^j = CMe_0^j * (1 - \sum_{k=0}^{i-1} X_k^j) \quad (3.2.2.4)$$

Donde:

- X_k^j : Productividad obtenida durante el período k por la empresa "j"

Entonces, el beneficio económico se puede observar en la fórmula 3.2.2.5:

$$\pi Me_i^j = P_i^j - CMe_i^j \quad (3.2.2.5)$$

Donde:

- πMe_i^j : Beneficio medio de la empresa j en el período i

Utilizando las fórmulas 3.2.2.3/4 y 5:

$$\begin{aligned} \pi Me_i^j &= CMe_0^j * (1 - \sum_{k=0}^{i-1} X_k^A) - CMe_0^j * (1 - \sum_{k=0}^{i-1} X_k^j) \Rightarrow \\ &\Rightarrow CMe_0^j * [(1 - \sum_{k=0}^{i-1} X_k^A) - (1 - \sum_{k=0}^{i-1} X_k^j)] = CMe_0^j * (\sum_{k=0}^{i-1} X_k^j - \sum_{k=0}^{i-1} X_k^A) \Rightarrow \\ &\Rightarrow CMe_0^j * (X_{i-1}^j + \sum_{k=0}^{i-2} X_k^j - X_{i-1}^A - \sum_{k=0}^{i-2} X_k^A) \Rightarrow \\ &\Rightarrow CMe_0^j * [X_{i-1}^j - X_{i-1}^A + \sum_{k=0}^{i-2} (X_k^j - X_k^A)] \Rightarrow \\ &\Rightarrow CMe_0^j * \{X_{i-1}^j - [X_{i-1}^A + \sum_{k=0}^{i-2} (X_k^A - X_k^j)]\} \end{aligned}$$

Si ponemos como condición que πMe sea mayor o igual a cero:

$$\begin{aligned} CMe_0^j * \{X_{i-1}^j - [X_{i-1}^A + \sum_{k=0}^{i-2} (X_k^A - X_k^j)]\} &\geq 0 \\ X_{i-1}^j - [X_{i-1}^A + \sum_{k=0}^{i-2} (X_k^A - X_k^j)] &\geq 0 \\ X_{i-1}^j &\geq [X_{i-1}^A + \sum_{k=0}^{i-2} (X_k^A - X_k^j)] \end{aligned} \quad (3.2.2.6)$$

La ecuación 3.2.2.6 muestra que para que los beneficios al comenzar el período quinquenal “ i ” sean mayores o iguales a cero, la empresa debe generar un aumento de productividad que sea mayor o igual a la suma del promedio de las mejoras en productividad y la sumatoria de las diferencias entre las mejoras promedio y sus propias mejoras de años anteriores.

En resumen, motivadas en las eficiencias logradas por sus pares, las empresas se verán exigidas a realizar un esfuerzo continuo en pos de mejorar sus productividades y disminuir sus costos, lo que luego se verá reflejado en el monto de las tarifas.

CONCLUSIONES

La temática del trabajo realizado fue elegida en base al carácter interdisciplinario de la misma. A lo largo del tiempo de estudio del caso y desarrollo del trabajo se revisaron conceptos de electrotecnia, matemática, estadística y sobre todo economía y finanzas. Como próximo ingeniero industrial esto representa un gran aporte a mi carrera, especialmente por mi interés en la rama económico financiera.

Con respecto a las conclusiones del trabajo, se arribó a tres principales puntos.

En primer lugar, la regulación Price Cap es la más adecuada conceptualmente para alcanzar el objetivo de la maximización del bienestar social. Esta regulación es efectiva en la concreción de la eficiencia de la empresa y en incentivar a la misma a perseguir un constante aumento de la productividad de sus factores productivos, lo que esencialmente aumenta el excedente total de un mercado. Por otro lado, tiene las palancas necesarias para lograr el equilibrio de precios que maximiza los excedentes del mercado a largo plazo.

En segundo lugar, una profunda revisión estructural de las condiciones regulatorias actúales resulta necesaria para lograr el óptimo funcionamiento, no solo del sector, sino además de todo el mercado eléctrico. El trabajo profundiza sobre la necesidad de la revisión del ajuste estructural de tarifas debido a los efectos macroeconómicos, especialmente la inflación argentina. Las pérdidas económicas de hoy representan una menor entrada de capitales y un menor nivel de calidad de servicio en el futuro.

Se resalta el caso de EDENOR, empresa con beneficios contables visiblemente castigados por la inflación en nuestro país. En este sentido se obtuvieron resultados similares a los de trabajos realizados por distintos profesionales del área donde se señala la necesidad de una revisión estructural de los cuadros tarifarios.

Por último, actualmente los incentivos de ahorro y eficiencia incluidos en la regulación Price Cap, no impulsan de manera óptima a las empresas a una búsqueda constante de mejoras en la productividad de sus factores productivos. Esta herramienta de la regulación Price Cap es la que de forma dinámica aumenta el excedente total del mercado, que luego se distribuye mediante el ajuste de las tarifas. Por esta razón, resulta imprescindible que las empresas estén fuertemente motivadas en el largo plazo a la búsqueda de mayores productividades.

En este sentido se resalta como valor agregado del trabajo una nueva metodología la cual incentiva de forma más intensiva el aumento de productividad y el consecuente ahorro en costos. La metodología se basa en la competencia por la eficiencia entre las propias empresas distribuidoras. Las empresas que obtengan aumentos en sus productividades por sobre la media, podrán retener dichas brechas como beneficios durante el período quinquenal siguiente, comenzando las mismas con

beneficios económicos positivos. La regulación actual establece tarifas tal que al comenzar un período quinquenal las empresas obtienen beneficios económicos nulos.

Con la metodología propuesta, al tener mayores incentivos a la creación de eficiencias, en el largo plazo se disminuyen los costos aumentando así el excedente total del mercado. Un mayor excedente total da lugar a una mayor disminución de las tarifas y su consecuente aumento del bienestar social.

Esta metodología exige por parte del regulador una justa división de las empresas de forma de que no compitan entre sí distribuidoras con características exógenas muy distintas. Variables exógenas con amplias diferencias pueden redundar en condiciones desfavorables para algunas empresas a la hora de competir con otras con características exógenas más favorables.

Un estudio estadístico realizado puso de relieve que las variables exógenas que mayor impacto tienen en la estructura de costos de una empresa distribuidora son la densidad de consumo y el volumen de consumo dentro de su área de concesión. Se denominaron a estas características como exógenas ya que las mismas derivan del área de concesión que les fue otorgada. A medida que aumentan estas dos variables se diluyen los costos de red, los cuales dan al sector de distribución la característica de monopolio natural. Por otro lado, no se encontraron costos decrecientes de capacidad de transformación MT/BT con respecto al consumo ni ninguna otra característica, como el mix de clientes o de consumo. Por esta razón, se interpreta al costo en capacidad de transformación como un costo variable constante, el cual determina un piso al costo medio de las empresas distribuidoras.

Como futuras líneas de desarrollo se resalta la necesidad de profundizar en un modelo de ajuste en la aplicación del factor “X” sobre las empresas que se encuentren en grupos cuyas características generales no sean rigurosamente aproximadas, pero que no pueden dejar de ser incluidas en alguna agrupación.

ANEXOS

A.- ANÁLISIS SOBRE LOS FACTORES DE NODO Y ADAPTACIÓN

A.1.- Los factores de nodo y las inversiones en transporte

Como se mencionó en la sección 1.2.3 “Los factores de nodo y adaptación”, los factores de nodo son indicadores de eficiencia sobre las inversiones del transporte. Este factor modifica el precio de la energía indicando que consumos son más ineficientes. A continuación se intentará dar una explicación matemática de este fenómeno.

Si bien las pérdidas son en unidades de energía, dado que el tiempo no es un parámetro de interés, si tomamos una unidad de tiempo podemos decir que una unidad de potencia es equivalente a una unidad de energía, por lo que podemos modelar las pérdidas mediante el efecto Joule de la siguiente forma:

$$FN_i = 1 + \frac{\partial Perd}{\partial P_i} = 1 + \frac{\partial(I^2 R)}{\partial IV_i} \quad (A.1.1)$$

Donde:

- I : Es la intensidad en el tramo que une el nodo i con el nodo de mercado
- V_i : Voltaje de la red en el nodo i

Como V_i debe ser invariante y R es fijo:

$$FN_i = 1 + \frac{\partial(I^2 R)}{\partial IV_i} = 1 + \frac{R}{V_i} * \frac{\partial(I^2)}{\partial I} = 1 + \frac{2IR}{V_i} = 1 + \frac{2 * IV_i R}{V_i^2} \Rightarrow$$

$$FN_i = 1 + \left(\frac{2 * R}{V_i^2}\right) * P_i \quad (A.1.2)$$

La ecuación A.1.2 nos dice que a mayor potencia consumida en un nodo mayor es el FN_i , por lo que mayor es el precio de la energía. Esto representa un costo marginal de pérdidas que crece linealmente con el consumo. La razón subyacente es que al aumentar la potencia consumida aumenta la intensidad de corriente, quedando el voltaje fijo, por lo que aumentan de forma cuadrática las pérdidas totales.

Si bien estas ecuaciones son aplicables únicamente a una red con corriente continua, se pueden usar para entender los efectos en las redes con corriente alterna.

Para entender como impacta esto en las inversiones de la red de transporte debemos analizar como estas inversiones impactan en las pérdidas del sistema. Si una única línea recibe en el nodo “N” una dada potencia, las pérdidas serán en total la mitad al construirse una segunda línea, distribuyendo la potencia de entrada entre ambas líneas. En el caso de una sola línea tenemos:

$$Perd_l = I_{il}^2 * R$$

$$P_T = P_{il} = I_{il} * V_N$$

Donde:

- $Perd_i$: Pérdidas con una única línea
- I_{ii} : Intensidad transmitida por la línea i en el caso de una única línea
- P_T : Potencia transmitida a la salida del nodo N
- P_{ii} : Potencia transmitida en la entrada de la línea i en el caso de una única línea
- V_N : Voltaje de salida del nodo N

En el caso de dos líneas tenemos:

$$P_T = P_{ii} + P_j$$

$$Perd_{ii} = I_{iii}^2 * R + I_j^2 * R$$

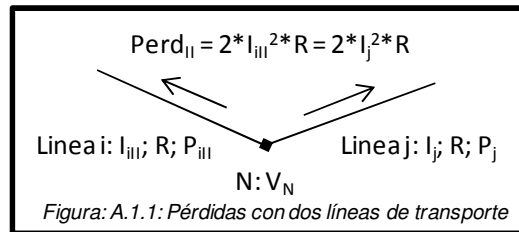
$$P_{ii} = I_{iii} * V_N$$

$$P_j = I_j * V_N$$

Donde:

- $Perd_{ii}$: Pérdidas con dos líneas
- P_{iii} : Potencia transmitida en la entrada de la línea i en el caso de dos líneas
- I_{iii} : Intensidad transmitida por la línea i en el caso de dos líneas

Ahora la potencia se distribuye en dos líneas. Si asumimos que ésta es la mitad en cada una y que las resistencias son iguales en ambas líneas, y dado que el voltaje en el nodo no se modifica, tenemos:



$$P_T = P_{ii} + P_j = 2P_{iii} = 2P_j = 2 * I_{iii} * V_N = 2 * I_j * V_N \Rightarrow I_{iii} = I_j$$

$$Perd_{ii} = I_{iii}^2 * R + I_j^2 * R = 2 * I_{iii}^2 * R$$

Esto nos dice que las intensidades son iguales en ambas líneas, por lo que se puede escribir a las pérdidas como función de la nueva intensidad en la línea i . Ahora, si combinamos esto con la situación con una única línea:

$$P_T = I_{ii} * V_N = 2 * P_{iii} = 2 * I_{iii} * V_N \Rightarrow I_{ii} = 2 * I_{iii}$$

$$Perd_{ii} = 2 * I_{iii}^2 * R = 2 * \left(\frac{I_{ii}}{2}\right)^2 * R = \frac{I_{ii}^2 * R}{2} = \frac{Perd_i}{2}$$

Entonces, tenemos que las pérdidas se disminuyen a la mitad. Esto es así ya que al dividir la misma potencia entre dos líneas, la intensidad por cada una se reduce a la mitad. Como el efecto Joule depende del cuadrado de la intensidad, las pérdidas por línea se reducen a un cuarto de su valor. Al ser dos líneas, tenemos que las pérdidas totales son la mitad del valor anterior. Nuevamente estos resultados son solo aplicables a un circuito con corriente continua.

Cuando una línea de transmisión tiene una mayor longitud, este efecto se hace más notorio, ya que las pérdidas aumentan en forma lineal con la resistencia del cable.

Entonces al invertir en una línea adicional de transporte se generan ahorros en los precios de compra de la energía. Cuando estos ahorros generan flujos lo suficientemente positivos como para justificar la inversión, esta se ejecuta.

En la tabla A.1.1 se puede observar la potencia instalada al 31/12/2009 y la demanda de energía por zonas en Argentina.

	Pot Instalada (MW)		Consumo (GWh)		Var (Pts.)
<i>BsAs - Litoral</i>	11.664	43%	67.418	64%	-21
<i>Comahue</i>	5.987	22%	4.366	4%	18
<i>Cuyo</i>	1.579	6%	6.276	6%	0
<i>NOA</i>	2.280	8%	8.247	8%	1
<i>NEA</i>	2.406	9%	5.949	6%	3
<i>Centro</i>	2.276	8%	9.309	9%	0
<i>Patagonia</i>	853	3%	3.041	3%	0
TOTAL	27.045		104.606		

*Tabla A.1.1: Capacidades Instaladas y Consumos Energéticos por zona en Argentina en el 2009.
CAMMESA Informe Anual 2009*

En el mismo se pueden observar los pesos de cada zona, para cada uno de los dos parámetros tomados. En la última columna se puede ver la diferencia en puntos, entre el peso en potencia instalada y el peso en consumo de energía. La tabla busca comparar la energía que es capaz de generar una zona -en términos de potencia instalada- contra la energía que consume dicha zona.

Un área con un valor positivo en la variación de pesos indica que genera más de lo que puede consumir, mientras que un área con un valor negativo consume más de lo que puede generar.

Buenos Aires y el Litoral tienen un fuerte déficit, mientras que la zona del Comahue (Neuquén, Río Negro y Santa Rosa) tiene un gran superávit. El resto de las zonas están en relativo equilibrio.

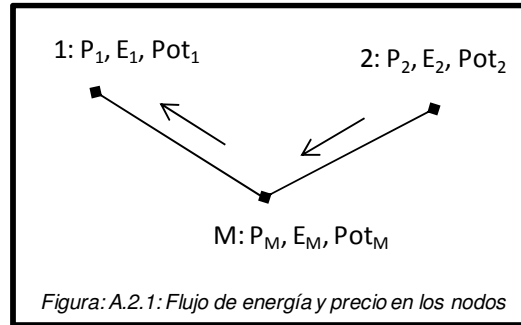
Este escenario genera grandes transportes de energía desde la zona del Comahue a la zona de Buenos Aires y el Litoral. En la figura 1.3.2.1 se pueden ver cuatro líneas de 500 kV que une estas dos zonas.

A.2.- Los factores de nodo y adaptación y la remuneración al transporte

A continuación se explicará como parte de la remuneración de las empresas de transmisión está implícito en el precio spot de la energía. En la figura A.2.1 se puede ver un esquema simple con 3 nodos y el flujo de la energía en las dos líneas que forman dichos nodos. El nodo "M" corresponde al nodo de mercado, P_M es el precio en el nodo de mercado, E_M es la energía que llega al mercado y Pot_M es la potencia en el nodo de mercado. La misma lógica se aplica a los nodos 1 y 2. Dados los flujos de energía,

tenemos que el nodo 2 es generador y el 1 es consumidor. Para simplificación del ejemplo asumiremos que no hay ningún tipo de consumo o generación en el nodo de mercado.

Además tenemos que el nodo 2 tiene un FN menor a la unidad, y el nodo 1 mayor. El nodo de mercado siempre tiene FN igual a la unidad.



Dada esta situación tenemos las siguientes condiciones:

- Sobre la pérdidas:

$$E_2 - E_M = Perd_{2M}$$

$$E_M - E_1 = Perd_{M1}$$

- Sobre los precios:

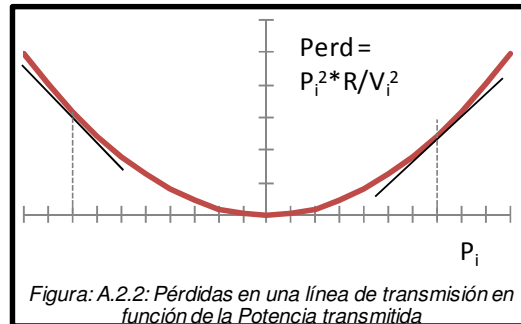
$$P_1 = P_M * FN_1$$

$$P_2 = P_M * FN_2$$

Donde:

- $Perd_{ij}$: Pérdidas en la línea que une los nodos i y j

Los factores de nodo se definen siempre desde el nodo de mercado hacia el nodo en cuestión. Es decir que se miden las pérdidas marginales como positivas en caso de que el nodo sea consumidor; y negativas en caso de que el nodo sea generador. Esto se puede ver en la figura A.2.2, donde se toma como positiva la potencia de un nodo consumidor y negativa la de un nodo generador. En este caso al aumentar el consumo en un nodo consumidor se generan mayores pérdidas, mientras que al aumentar el consumo en un nodo generador disminuyen las pérdidas. Dicho esto definiremos un concepto más amplio de factor de nodo:



En este caso al aumentar el consumo en un nodo consumidor se generan mayores pérdidas, mientras que al aumentar el consumo en un nodo generador disminuyen las pérdidas. Dicho esto definiremos un concepto más amplio de factor de nodo:

$$FN_{ij} = 1 + \frac{\partial Perd_{ij}}{\partial P_j} \quad (A.2.1)$$

Donde:

- $Perd_{ij}$: Pérdidas desde el nodo i al nodo j
- P_j : Potencia demandada en el nodo j

En el uso común del MEM el nodo “i” es el mercado y se lo omite en la nomenclatura.

Con esta definición más amplia de un factor de nodo se puede demostrar (ver anexo A.3 “Las propiedades de los factores de nodo”):

$$FN_{ij} = \frac{1}{FN_{ji}} \quad (A.2.2)$$

$$FN_{ij} * FN_{jk} = FN_{ik} \quad (A.2.3)$$

Entonces, volviendo con el ejemplo anterior, se tiene que el monto pagado por la empresa consumidora conectada al nodo 1 es:

$$\begin{aligned} \$_1 &= E_1 * P_1 = E_1 * P_M * FN_{M1} = E_1 * \frac{P_2}{FN_{M2}} * FN_{M1} = E_1 * P_2 * FN_{2M} * FN_{M1} = E_1 * P_2 * FN_{21} \\ \$_1 &= E_1 * P_2 * \left(1 + \frac{\partial Perd_{21}}{\partial P_1}\right) \end{aligned}$$

Y el monto que percibe la empresa generadora en el nodo 2 es:

$$\$_2 = E_2 * P_2 = (E_1 + Perd_{21}) * P_2 = E_1 * P_2 * \left(1 + \frac{Perd_{21}}{E_1}\right)$$

El FN_{21} , por definición, es el costo marginal en las pérdidas de potencia debido al transporte, es decir, el costo marginal del transporte por Energía Transportada. De esta forma el consumidor está pagando por el costo marginal de producir (P_2) y transportar ($\partial Perd_{21}/\partial P_1$) la energía que consume (E_1). Por el otro lado, el agente generador en el nodo 2 percibe el costo marginal de producir la energía comprada por el agente consumidor (P_2), mas el costo medio de transportar dicha energía ($Perd_{21}/E_1$). Dado que el tiempo no es una variable de interés, podemos tomar un unidad de tiempo tal que las variaciones en Potencia sean equivalentes a variaciones de energía. Por lo tanto podemos comparar este costo medio con el costo marginal del FN, definido como la variación marginal de pérdidas en función de la potencia.

Dado un costo marginal de transporte mayor al costo medio (a partir del cual es rentable una empresa), se tiene una diferencia positiva. Esta diferencia es la que cobra la empresa transportadora en concepto de Remuneración Variable por Transporte de Energía Eléctrica (RVTEE), que entonces se define como:

$$RVTEE_{ij} = \$_j - \$_i = E_j * P_j - E_i * P_i \quad (A.2.4)$$

Donde:

- $RVTEE_{ij}$: Remuneración Variable por Transporte de Energía Eléctrica de la línea que une los nodos i y j

Las empresas transportadoras reciben además un concepto variable implícito en los precios de la potencia, el cual se denomina Remuneración Variable por Transporte de Potencia Eléctrica (RVTPE). Así como la remuneración implícita en los precios de la energía se construye a partir de los factores de nodo, la remuneración implícita en los precios de la potencia se materializa mediante los factores de adaptación. En la sección 1.2.3 se mencionó que en un nodo exportador el FA es menor a la unidad mientras que en un nodo importador el mismo es mayor a la unidad. Esto implica un mayor y un menor precio de la potencia respecto del nodo de mercado. La diferencia entre lo que pagan los consumidores por potencia y lo que reciben los generadores es debido únicamente al factor de adaptación. Esta diferencia es la que compone la RVTPE.

Los FN y FA son factores de eficiencia económica que dictan si los costos de la energía que pagan todos los consumidores deben asignarse al transporte o a la generación. Mientras mayor sea el consumo y más alejado está un nodo consumidor de un nodo generador, mayor será la responsabilidad del transporte en el abastecimiento de energía, por lo que mayor será su remuneración.

La RVTEE y RVTPE se suman para conformar la RVTEPE. Mediante este valor se determina el RCRTEPE

A.3.- Las propiedades de los factores de nodo

Dados dos nodos “i” y “j”, tenemos que el factor de nodo entre estos dos es:

$$FN_{ij} = 1 + \frac{\partial Perd_{ij}}{\partial P_j} \quad (A.3.1)$$

Dados los mismos 2 nodos se tiene que la pérdida de energía entre ellos está dada por:

$$E_i - E_j = Perd_{ij} \quad (A.3.2)$$

Donde:

- E_i : Energía producida en el nodo i
- E_j : Energía consumida en el nodo j
- $Perd_{ij}$: Pérdidas en la línea ij

Si derivamos la expresión A.4.2 en función de E_j , se tiene:

$$\frac{d(E_i - E_j)}{dE_j} = \frac{dE_i}{dE_j} - \frac{dE_j}{dE_j} = \frac{dE_i}{dE_j} - 1 = \frac{dPerd_{ij}}{dE_j}$$

Es decir:

$$\frac{dE_i}{dE_j} = \frac{dPerd_{ij}}{dE_j} + 1 \quad (A.3.3)$$

A los efectos prácticos, una variación en la energía consumida en el nodo “i” es equivalente a hablar de una variación en la potencia consumida en el nodo. Por ejemplo, tomando como unidad de tiempo una hora, si en una hora se consumió 100 MWh, la potencia consumida durante esa hora fue 100 MW. De esta forma se tiene:

$$\frac{dE_i}{dE_j} = \frac{dPerd_{ij}}{dP_j} + 1 = FN_{ij} \quad (A.3.4)$$

La fórmula A.4.4 nos dice que el factor de nodo es la variación en generación cuando se demanda una unidad adicional de energía.

De igual forma, si se realizan los cálculos en el sentido inverso se tiene:

$$\frac{dE_j}{dE_i} = \frac{dPerd_{ji}}{dP_i} + 1 = FN_{ji} \quad (A.3.5)$$

Entonces se puede ver que:

$$FN_{ji} = \frac{dE_j}{dE_i} = \frac{1}{\frac{dE_i}{dE_j}} = \frac{1}{FN_{ij}} \quad (A.3.6)$$

Con lo que queda demostrada la primera propiedad de los factores de nodo.

Si ahora tomamos los nodos: “i”, “j” y “k”; tenemos que la pérdidas entre ellos son:

$$\begin{aligned} E_i - E_j &= Perd_{ij} \\ E_j - E_k &= Perd_{jk} \end{aligned}$$

Entonces, como se vio anteriormente, se tienen las siguientes relaciones:

$$\begin{aligned} FN_{ij} &= \frac{dE_i}{dE_j} \\ FN_{jk} &= \frac{dE_j}{dE_k} \end{aligned}$$

A simple vista se puede ver que:

$$FN_{ij} * FN_{jk} = \frac{dE_i}{dE_j} * \frac{dE_j}{dE_k} = \frac{dE_i}{dE_k} = FN_{ik} \quad (A.3.7)$$

Con lo que queda demostrada la segunda propiedad de los factores de nodo.

B.- TEORIA MICROECONÓMICA Y FINANCIERA

B.1.- Los factores productivos

a) La productividad marginal

Para poder producir un dado “output” (que llamaremos q en adelante) una empresa necesita una cantidad de factores productivos, lo cuales se combinan de diferentes formas para producir un dado nivel de producción “ q ”. Como ejemplos generales tomaremos a los factores capital (K) y mano de obra (L). Llamaremos función de producción la función que, dados K y L , resulta:

$$q = f(K, L) \quad (\text{B.1.1})$$

Un concepto central en el comportamiento de los factores productivos es su productividad marginal. Se define como productividad marginal de un factor a la variación marginal del nivel de producción dado un cambio en uno de los factores. Matemáticamente, para el factor K , esto es:

$$PMg_K = \frac{\partial q}{\partial K} \quad (\text{B.1.2})$$

Donde:

- PMg_K : Productividad marginal del factor K

Las productividades marginales tienen la propiedad general de ser decrecientes. Esto no es una regla general, pero en la mayoría de los casos al aumentar un solo factor productivo es esperable que el mismo se sature perdiendo eficiencia y consecuentemente productividad.

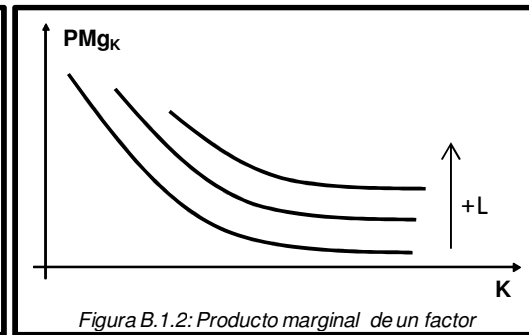
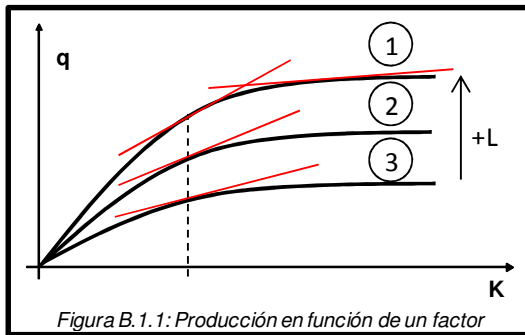
Otra propiedad que se puede encontrar en gran cantidad de casos, es la relación positiva que tiene la productividad marginal de un factor con el uso de otros factores. Esto quiere decir que si se aumenta el uso de L , PMg_K aumenta. Matemáticamente:

$$\frac{\partial PMg_K}{\partial K} < 0$$
$$\frac{\partial PMg_K}{\partial L} > 0$$

Donde:

- $dPMg_K/dL$: Productividad cruzada entre K y L

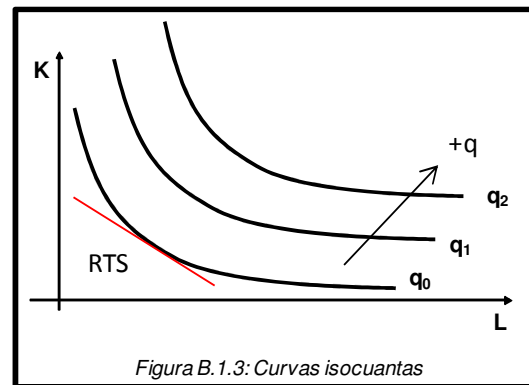
Lo dicho se puede observar gráficamente en las figuras B.1.1 y B.1.2.



En la figura B.1.1 se puede observar, en la curva “1”, como al aumentar el uso del factor K la variación de la producción crece cada vez con menor velocidad. Al mismo tiempo, aumentar el uso del factor L aumenta la producción, y aumenta la variación de la misma con el aumento en el uso de K. El reflejo de lo dicho se ve en la figura B.1.2, con el decrecimiento de la productividad marginal al aumentar el uso de K, y el crecimiento de la misma con el aumento en el uso de L.

b) Las curvas isocuantas

La función de producción, tal como la definimos, es una función en tres dimensiones, a la cual se le pueden visualizar sus curvas de nivel fijando una cantidad de producción q_0 . Esta curva se muestra en la figura B.1.3 y se denomina curva isocuanta. En la misma se puede analizar la sustitución y complementariedad de los factores productivos.



Dicha curva tiene dos características que se observan en gran cantidad de casos: son decrecientes y cóncavas; tal como se muestra en la figura B.1.3. Para entender estas dos características es necesario definir antes a la Relación Técnica de Sustitución (RTS). La RTS es la relación de intercambio entre factores, para mantener un mismo nivel productivo. En la figura B.1.3 se muestra la RTS en la curva “ q_0 ”, la cual es la derivada de la misma en cada punto. La RTS y las productividades marginales de K y L están estrechamente relacionadas. Se puede demostrar:

$$RST = -\frac{dK}{dL} = \frac{PMg_L}{PMg_K} \quad (B.1.3)$$

Esta ecuación nos dice que la RST es igual a la relación entre las productividades marginales de K y L. Esto es así ya que al utilizar una unidad adicional de L, estamos aumentando la producción en PMg_L unidades y por lo tanto debemos dejar de utilizar tantas unidades de K de forma de que “ $PMg_K * K$ ” se iguala a PMg_L .

Volviendo a las características antes mencionadas, el hecho de que sean decrecientes es en la práctica una regla general. Esto es así ya que las productividades marginales son positivas y al utilizar un factor adicional, debemos dejar de utilizar otro si queremos mantener el mismo nivel de producción. Esta situación se cumple, cualquiera sea la naturaleza las productividades marginales, incluso en el caso de que sean crecientes.

Otra característica general de las curvas de producción es su concavidad, la cual es en la mayoría de los casos positiva. Esto es así debido a dos razones. En primer lugar, debido a las productividades marginales decrecientes. Si empezamos moviéndonos desde $L \approx 0$, podemos decir que dado el alto uso de K y el bajo uso de L entonces, $PMg_L \gg PMg_K$. De esta forma, tenemos una RTS que irá disminuyendo a medida que aumentemos el uso de L ya que PMg_L disminuirá mientras que PMg_K aumentará.

Pero la principal razón de que la curva isocuanta sea cóncava es la productividad cruzada. Dada una productividad cruzada positiva, como en la mayoría de los casos reales, a un bajo nivel de utilización de L, su productividad marginal resulta alta debido además al alto uso de K. Al mismo tiempo la productividad marginal de K resulta muy chica debido al alto uso de K y el bajo uso de L. De esta forma la RTS define una pendiente negativa y de un gran módulo. Finalmente, la curva isocuanta es cóncava.

De ser la productividad cruzada lo suficientemente negativa, entonces a un bajo nivel de utilización de L, la PMg_K puede ser incluso superior a la PMg_L por lo que la RTS es negativa pero menor a la unidad. En este caso se tiene una curva isocuanta convexa.

Existe el concepto de Elasticidad de sustitución, el cual se define como:

$$\sigma = \frac{\left[\frac{d(K/L)}{(K/L)} \right]}{\left[\frac{d(RTS)}{RTS} \right]} \quad (B.1.4)$$

Donde:

- σ : Elasticidad de sustitución de los factores K y L

σ es un valor entre infinito y cero, que indica la facilidad de sustitución que tienen dos factores productivos. Si al intercambiar un factor por otro tenemos que la variación en la relación de las PMg de los factores (RTS) varía en gran cantidad, σ es un valor que tiende a cero y los factores tienen una baja elasticidad de sustitución. Se puede interpretar que estos factores son complementarios, dado que no se puede intercambiar con facilidad uno por otro. Por el otro lado, si al intercambiar un factor por otro, la relación entre las PMg se modifica en pequeñas cuantías, σ es un valor que tiende a infinito y los factores tienen una alta elasticidad de sustitución. En este caso se puede

interpretar que los factores son sustitutivos, por lo que se puede intercambiar con facilidad uno con otro.

c) Los rendimientos de escala

Las funciones de producción muestran PMg decrecientes con el aumento en el uso de un factor, sin embargo al aumentar los dos factores al mismo tiempo la productividad cruzada puede generar productividades marginales totales crecientes. A esto se le llaman rendimientos a escala crecientes. Matemáticamente se puede catalogar los rendimientos a escala como la relación entre $f(mK, mL)$ y $mf(K, L)$, siendo “m” un factor por el que se multiplican los factores productivos:

$$f(mK, mL) < mf(K, L) \Rightarrow \text{Decrecientes}$$

$$f(mK, mL) = mf(K, L) \Rightarrow \text{Constantes}$$

$$f(mK, mL) > mf(K, L) \Rightarrow \text{Crecientes}$$

Una razón por la que se podrían generar rendimientos de escala crecientes es que al aumentar el nivel de producción se puede generar una mayor división del trabajo, logrando una mayor especialización y eficiencia en cada tarea realizada. Esta es la razón por la cual, cuando se aumenta la escala se pueden diluir costos, por ejemplo los de personal.

Por el otro lado una mayor escala puede implicar un deficiente control por parte de la dirección de una empresa, lo que redundaría en una menor eficiencia en el uso de los recursos y por lo tanto una más baja productividad de los mismos.

B.2.- Los costos de la empresa

a) La minimización de los costos

Dada la curva de producción, una empresa decidirá naturalmente producir en el punto de la isocuanta donde el costo sea el menor.

Los costos totales, dados dos factores productivos son iguales a:

$$CT = wL + vK \tag{B.2.1}$$

Donde:

- w y v : Precios unitarios de L y de K

Dejando fijo el costo total, esta ecuación describe una recta que relaciona K y L en sus combinaciones isocostes. Entonces, si tenemos una curva isocuanta, con las distintas combinaciones de factores productivos para dar un mismo nivel de producción, y la combinamos con una curva de isocostes, con las distintas combinaciones de factores productivos para dar un mismo nivel de costo, podemos encontrar gráficamente el punto de la curva isocuanta donde el costo sea menor. Este resultado se encuentra

donde la curva isocoste es tangente a la curva isocuanta. Lo dicho se muestra en la figura B.2.1, donde el mínimo costo de producir q es CT_1 .

Esto quiere decir que la minimización de costos se produce donde la relación de precios -pendiente de la curva isocostes- es igual a la RTS. Matemáticamente se puede escribir:

$$\frac{w}{v} = RTS = \frac{PMg_L}{PMg_K} \Rightarrow \frac{v}{PMg_K} = \frac{w}{PMg_L} \Rightarrow CMg_K = CMg_L$$

Finalmente el CMg_K debe ser igual al CMg_L para que se esté produciendo a mínimo costo. Esto es así ya que de ser distintos los costos marginales se debería sustituir el factor de mayor CMg por el de menor CMg , disminuyendo los costos totales.

b) Costos Totales, medios y marginales

Si se construye la evolución del punto de costo mínimo a medida que se aumenta la producción se puede encontrar lo que se denomina la senda de expansión de la empresa. La misma se puede observar en la figura B.2.2.

Siguiendo la senda de expansión se puede construir la curva de costos totales. La misma se puede ver en la figura B.2.3.

Dado que cuando se analiza la oferta y la demanda se lo hace en términos de precios unitarios, lo que interesa analizar es el comportamiento de los costes unitarios, los cuales se pueden ver en términos de costo medio y de costo marginal. Matemáticamente se define a ambos como:

$$CMg = \frac{\partial CT}{\partial q} \tag{B.2.2}$$

$$CMe = \frac{CT}{q} \tag{B.2.3}$$

En la figura B.2.4 se puede observar una evolución típica de estos costes unitarios.

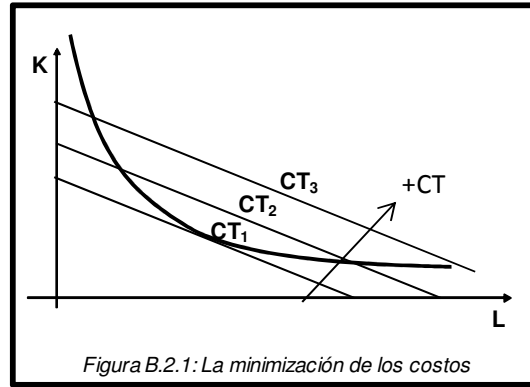


Figura B.2.1: La minimización de los costos

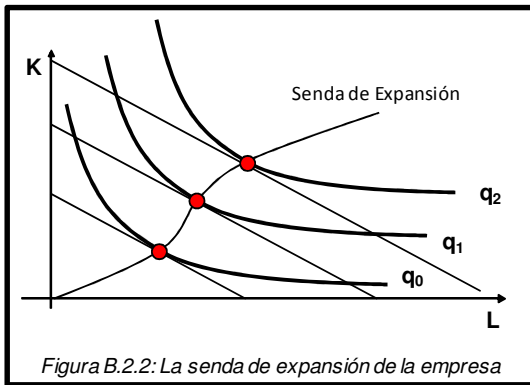


Figura B.2.2: La senda de expansión de la empresa

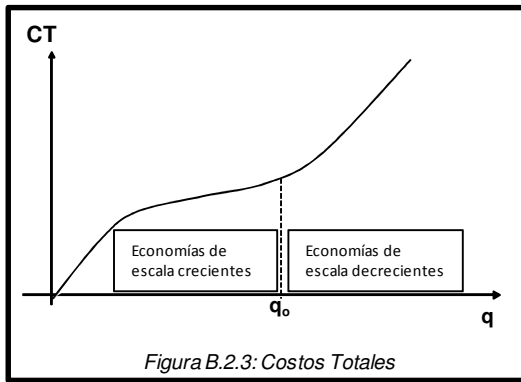


Figura B.2.3: Costos Totales

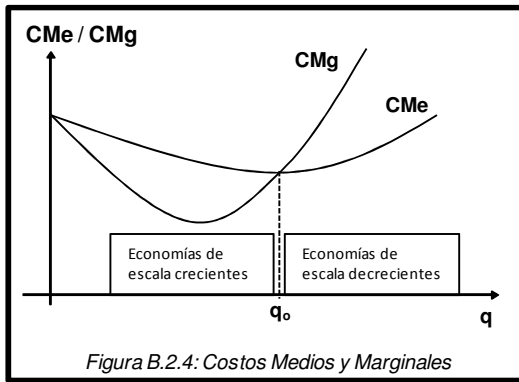


Figura B.2.4: Costos Medios y Marginales

Si asumimos que los precios de los factores productivos se mantienen constantes, las curvas de costos se explican mediante las economías de escala. Al comenzar la producción se puede necesitar una mínima cantidad de algún factor productivo, por lo que al aumentar la producción se aprovecha cada vez más este factor, haciéndolo más eficiente y por lo tanto diluyendo el costo por unidad. Entonces nos encontramos en la zona de economías de escala crecientes. Pasado el nivel de producción q_0 se pasa la zona de economías de escala decrecientes. A partir de este punto las productividades marginales de los factores se ven disminuidas. En general, un motivo que sustenta este comportamiento de los costos es la pérdida control directivo, dada la escala de producción, por lo que se producen pérdidas en la eficiencia productiva.

Nótese que el punto q_0 se encuentra donde el mínimo CMe. Intuitivamente se puede ver que de multiplicar el uso de los factores en “m”, el costo total aumenta en “m”, mientras que q depende de las economías de escala. Tomando un punto “i” a cualquier nivel productivo podemos decir matemáticamente:

$$CMe_i = \frac{CT(K, L)}{q(K, L)}$$

$$CMe_m = \frac{CT(mK, mL)}{q(mK, mL)} = \frac{mCT(K, L)}{q(mK, mL)}$$

$$Decrecientes \Rightarrow CMe_m = \frac{mCT(K, L)}{q(mK, mL)} > \frac{mCT(K, L)}{mq(K, L)} = CMe_i$$

$$Cosn\ tan\ tes \Rightarrow CMe_m = \frac{mCT(K, L)}{q(mK, mL)} = \frac{mCT(K, L)}{mq(K, L)} = CMe_i$$

$$Crecientes \Rightarrow CMe_m = \frac{mCT(K, L)}{q(mK, mL)} < \frac{mCT(K, L)}{mq(K, L)} = CMe_i$$

Sin embargo esta demostración es meramente intuitiva, no estricta, ya que al aumentar los factores productivos en “m”, no estamos respetando la senda de expansión de la empresa, la que no necesariamente aumentará su producción siempre con la misma relación entre K y L.

d) La elasticidad de sustitución

Sobre la senda de expansión la RTS debe ser igual a la relación de los precios de los factores, entonces la elasticidad de sustitución de los factores productivos se puede definir ahora en función de la variación del precio de los mismos:

$$\sigma = \frac{\left[\frac{d(K/L)}{(K/L)} \right]}{\left[\frac{d(RTS)}{RTS} \right]} = \frac{\left[\frac{d(K/L)}{(K/L)} \right]}{\left[\frac{d(w/v)}{(w/v)} \right]} \quad (\text{B.2.4})$$

Dado un aumento en el precio de un factor, es esperable que se utilice menos de dicho factor. Cuanto menos se utilice lo indica σ . Un gran valor de σ indica, por ejemplo, que ante un aumento de w , se produce una gran disminución en el uso de este factor.

La elasticidad de sustitución es importante para analizar el impacto económico en el aumento de un factor productivo. Una empresa con una muy baja elasticidad de sustitución de sus factores productivos que sufra un aumento en el precio de alguno de sus factores no podrá amortiguar el efecto con una sustitución de los factores, y sus costos aumentarán en mayor proporción en comparación con una empresa cuyos factores son mayormente sustitutivos.

e) Los costos en el corto y el largo plazo

Hasta ahora hemos analizado la evolución de los costos con el aumento de la producción, pero siempre asumiendo que se tiene total flexibilidad en la elección de los factores de producción. En general una empresa no puede cambiar sus factores con igual reacción, algunos toman una mayor cantidad de tiempo aumentar o disminuir su uso. Esto quiere decir que en el corto plazo los costos no siguen una evolución ideal, más bien estos costos son mayores que los de largo plazo.

Para realizar el análisis de los costos en primer lugar se debe tomar un costo como fijo -el que no se puede modificar su uso en el corto plazo- y otro como variable. Si consideramos a K como factor fijo tenemos que la función de producción de costos son:

$$q = f(K_1, L) \quad (\text{B.2.5})$$

$$CT_{cp} = vK_1 + wL \quad (\text{B.2.6})$$

Donde:

- K_1 : Nivel de K en uso
- CT_{cp} : Costo Total a corto plazo

Es intuitivo pensar que si un factor es fijo, al aumentar o disminuir la producción, no se podrá hacer un uso óptimo de los factores productivos. Este efecto se puede observar en la figura B.2.5.

Este desequilibrio en los factores productivos genera una diferencia en los CMg de cada factor, lo que implica costos marginales totales mayores, y por ende mayores costos medios y totales.

En el punto L_0 se está haciendo un uso excesivo de K_1 , ya que dado el nivel de producción se podría estar usando menor capital, por ejemplo maquinas más pequeñas menos automatizadas pero con más personal.

Esto es así ya que se dejaría de pagar el gran coste marginal que tiene el capital y se pagaría en su lugar el menor coste marginal que tiene la mano de obra en este punto. Por el otro lado en el punto L_2 se está dando un uso intensivo al capital, soportando esta gran utilización con mucha mano de obra. En este punto el costo marginal de la mano de obra es mayor que en el punto óptimo dado que su mayor uso, al mismo nivel de capital, implica una menor PMg, por lo tanto un mayor CMg. Se podría dejar de pagar este CMg_L y pagar CMg_K , el cual es menor, y mantener el mismo nivel de producción.

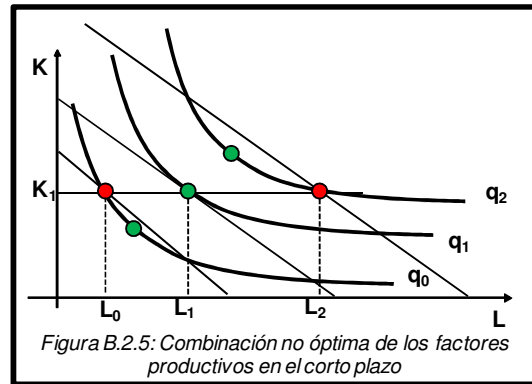


Figura B.2.5: Combinación no óptima de los factores productivos en el corto plazo

Nótese que una empresa con una baja elasticidad de sustitución de sus factores no puede aumentar su nivel de producción en el corto plazo. El aumento de uno de sus factores no altera el nivel de producción, y de tener uno que no pueda ser aumentado en el corto plazo solo podrá producir más en el largo plazo, más precisamente, en la medida que el factor de menor reacción vaya siendo usado en mayor cantidad.

El efecto en costos se puede ver gráficamente en las figuras B.2.6 y B.2.7, donde se grafican los costos totales, medios y marginales a largo plazo y a corto plazo, para distintos niveles de uso del factor K.

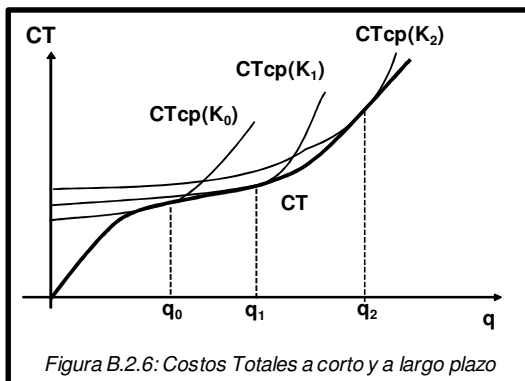


Figura B.2.6: Costos Totales a corto y a largo plazo

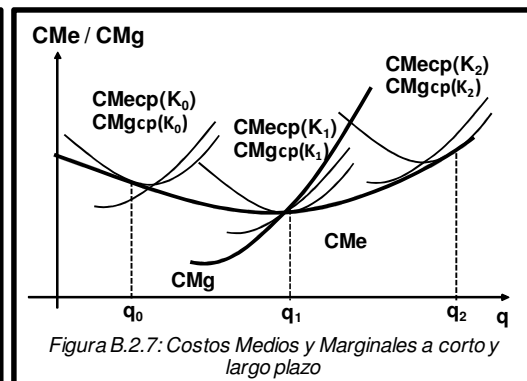


Figura B.2.7: Costos Medios y Marginales a corto y largo plazo

Se puede observar que las curvas a largo plazo son envolventes de las curvas a corto plazo. Al mismo tiempo las curvas a corto plazo son siempre mayores o iguales a las curvas a largo plazo. Los puntos en donde las curvas a corto plazo y a largo plazo son iguales es en los cuales el nivel de producción es el óptimo, dado el uso de K.

B.3.- La maximización de los beneficios

Se podría decir que el objetivo común de todas las empresas con fines de lucro es maximizar sus beneficios. Este es el objetivo directriz de todos los comportamientos de la misma, por lo tanto, de la decisión del nivel de producción.

Los beneficios son iguales a los ingresos menos los costos, entonces:

$$\pi = IT - CT = P(q) * q - CT(q) \quad (B.3.1)$$

Donde:

- π : Beneficios obtenidos
- IT: Ingreso Total
- P(q): Precio en función del nivel de producción

Matemáticamente, para que los beneficios sean los máximos se deben cumplir dos requisitos, uno sobre la primera derivada y otro sobre la segunda derivada. Sobre estas restricciones encontramos las dos condiciones de maximización de beneficios:

$$1) \frac{d\pi}{dq} = 0 \Rightarrow \frac{dIT}{dq} - \frac{dCT}{dq} = 0 \Rightarrow IMg = CMg$$

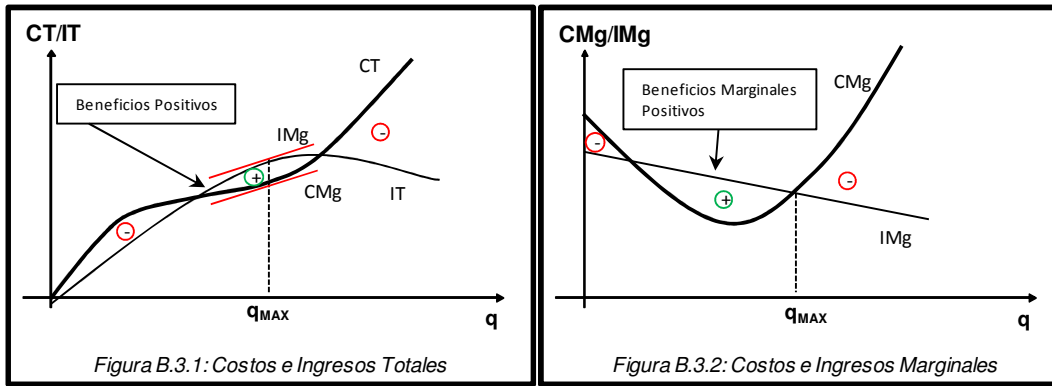
$$2) \frac{d^2\pi}{dq^2} < 0 \Rightarrow \frac{dIMg}{dq} - \frac{dCMg}{dq} < 0 \Rightarrow \frac{dIMg}{dq} < \frac{dCMg}{dq}$$

Donde:

- IMg: Ingreso Marginal

La primera condición indica que el costo marginal y el ingreso marginal deben ser iguales. Esto se puede entender intuitivamente ya que no se va a producir una unidad adicional de q si el costo adicional es mayor que el ingreso adicional que esta unidad genera.

La segunda condición indica que en el punto donde se maximizan los beneficios el costo marginal debe estar cortando al ingreso marginal de abajo hacia arriba. De esta forma se estaría saliendo de la zona donde los beneficios marginales son positivos ($\pi Mg = IMg - CMg$) y entrando en la zona donde los beneficios marginales son negativos. Si fuera de otra forma se estaría saliendo de la zona donde los beneficios marginales son negativos y entrando en una zona donde los beneficios marginales son positivos, y por ende, o se avanzará hasta el final de la zona de beneficios marginales positivos o nunca se hubiera entrado en la zona donde los beneficios marginales eran negativos. Lo dicho se aclara gráficamente en las figuras B.3.1 y B.3.2.



B.4.- Los beneficios económicos, el VAN y la TIR

Hasta ahora se ha asumido que las empresas toman sus decisiones en función de la maximización de los beneficios económicos. Este es un supuesto razonable, sin embargo otros criterios, con orientaciones netamente financieras, son la maximización del Valor Actual Neto (VAN) o la Tasa Interna de Retorno (TIR).

Entonces la pregunta que surge es como están relacionados el VAN, la TIR y los beneficios económicos. En primer lugar analizaremos el VAN y los beneficios económicos, para finalmente incluir la TIR en el análisis.

a) El VAN y los beneficios económicos

Matemáticamente el VAN se define de la siguiente forma:

$$VAN = -K_0 + \left(\sum_{i=1}^n \frac{F_i}{(1+v)^i} \right) + \frac{K_n}{(1+v)^n} \quad (B.4.1)$$

Donde:

- K_0 : Capital invertido inicialmente
- n : Duración del proyecto
- F_i : Flujos generados durante el proyecto
- v : Costo del capital
- K_n : Capital acumulado al final del proyecto

Siendo F_i igual a:

$$F_i = P_i(Q_i) * Q_i - w * L_i - \Delta K_i \quad (B.4.2)$$

Donde:

- ΔK_i : Capital invertido/desinvertido en el año "i"

Nótese que la ecuación asume repago del capital invertido al final del proyecto. Este es un supuesto razonable ya que de invertir capital en terrenos, equipamiento, transformadores, cables y postes, se tiene un VNR, el cual lo podemos asumir igual al capital invertido e igual al dinero al que se puede vender la empresa luego de n períodos

de tiempo. De haber cambios en este valor existe un resultado adicional, que no afecta los resultados de lo que se intenta desarrollar en esta sección.

Por otro lado estas ecuaciones asumen que los costos de capital y de la mano de obra no varían a lo largo del tiempo.

Se puede demostrar que, expresado de esta forma, el VAN es también igual a:

$$VAN = \left(\sum_{i=1}^n \frac{\pi_i}{(1+v)^i} \right) \quad (B.4.3)$$

La demostración de este resultado se puede ver en la sección B.5 “El VAN y los beneficios económicos con v sin variación a lo largo del tiempo”. El resultado se generaliza para el caso en que el costo de capital es distinto en cada período en la sección B.6 “El VAN y los beneficios económicos con v variando a lo largo del tiempo”.

El resultado obtenido relaciona los beneficios económicos y el VAN. La conclusión es simple y clara, la maximización de los beneficios implica la maximización del VAN. Este resultado apoya el supuesto de la maximización de los beneficios como objetivo principal de las empresas. Dicho de otra forma, lo que se busca maximizar es el valor de la empresa.

Sin embargo cuando se incluye la TIR en el análisis el resultado no es tan contundente.

b) La TIR, el VAN y los beneficios económicos

La maximización de la TIR no implica la maximización del VAN. Un flujo de fondos con un dado VAN puede ser modificado para obtener un VAN menor pero con una mayor TIR.

Supóngase el caso de un proyecto de dos períodos. Sobre el final del primero se ejecuta la inversión con la cual se producirá en el segundo período. El final del segundo período se vende el proyecto al valor del capital inicial:

$$VAN = -K + \frac{F + K}{(1+v)} \quad (B.4.4)$$

La TIR de este proyecto se encuentra igualando el VAN a cero y encontrando el valor de la tasa de descuento de los flujos:

$$VAN = 0 = -K + \frac{F + K}{(1+TIR)} \Rightarrow K * (1+TIR) = F + K \Rightarrow K * TIR = F \Rightarrow$$

$$TIR = \frac{F}{K} \quad (B.4.5)$$

Utilizando las ecuaciones B.4.4 y B.4.5:

$$\begin{aligned} VAN &= -K + \frac{K * TIR + K}{(1 + v)} = -K + \frac{K * (1 + TIR)}{(1 + v)} = K * \left[\frac{(1 + TIR)}{(1 + v)} - 1 \right] \Rightarrow \\ &\Rightarrow K * \left(\frac{1 + TIR - 1 - v}{(1 + v)} \right) = K * \left(\frac{TIR - v}{1 + v} \right) \end{aligned}$$

El VAN depende del capital, del costo de capital y el spread entre la TIR y el costo de capital. La TIR es mayor en la medida que el flujo que se puede obtener con un dado uso de capital sea lo mayor posible en relación a dicho capital. El nivel de capital utilizado por una empresa es proporcional al nivel de producción, pero las productividades marginales decrecientes y una demanda que se satura pasando a ser inelástica hacen que los flujos que se pueden obtener de dicho proyecto tengan un límite. De esta forma no se puede aumentar la TIR y el capital indiscriminadamente, haciendo mayor al VAN. La relación que exista entre estas dos variables tiene un profundo impacto en el VAN del proyecto.

La siguiente ecuación relaciona la TIR con los beneficios económicos:

$$\begin{aligned} TIR &= \frac{F}{K} = \frac{P(Q) * Q - w * L}{K} \Rightarrow TIR - v = \frac{P(Q) * Q - w * L}{K} - v \Rightarrow \\ &\Rightarrow \Delta TIR = \frac{P(Q) * Q - w * L - v * K}{K} \end{aligned}$$

$$\Delta TIR = \frac{\pi}{K} \quad (B.4.6)$$

Donde:

- ΔTIR : Diferencial entre la TIR y el costo de capital (v)

De nuevo, el resultado obtenido es que la maximización de la TIR (que es equivalente a la maximización del ΔTIR) no implica la maximización de los beneficios económicos. La relación entre el uso del capital y los beneficios no tienen una relación directa, de igual forma que la TIR y el capital no tienen una relación directa.

Una empresa puede tener incentivos para utilizar menor capital por mayor mano de obra para un mismo nivel de producción, es decir operar en un punto ineficiente de la curva isocuanta, si su objetivo es maximizar la TIR. Esto sucede en el caso de que el mayor costo incurrido por producir de forma ineficiente disminuya los beneficios en un menor porcentaje de lo que lo hace el capital.

B.5.- El VAN y los beneficios económicos con v sin variación a lo largo del tiempo

Si se calcula el VAN de un proyecto, asumiendo repago del capital sobre el final del proyecto, el mismo se puede escribir matemáticamente de la siguiente forma:

$$VAN = -K_0 + \left(\sum_{i=1}^n \frac{F_i}{(1+v)^i} \right) + \frac{K_n}{(1+v)^n} \quad (B.5.1)$$

Donde:

- K_0 : Capital invertido inicialmente
- n : Duración del proyecto
- F_i : Flujos generados durante el proyecto
- v : Costo del capital
- K_n : Capital acumulado en el año n

El F_i generado en cada año es igual a los ingresos de dinero menos los egresos, pero de forma simplificada y utilizando la nomenclatura microeconómica de los costos de una empresa se podría escribir:

$$F_i = P_i(Q_i) * Q_i - w * L_i - \Delta K_i \quad (B.5.2)$$

Donde:

- ΔK_i : Capital invertido/desinvertido en el año “i”

En esta ecuación se está asumiendo que los precios de la mano de obra y el costo de capital se mantienen constantes. Se podría asumir que estos costos cambian durante cada período, pero los resultados serían los mismos. Esto mismo se muestra en la sección B.6 “El VAN y los beneficios económicos con v variando a lo largo del tiempo”.

Además podemos definir a los beneficios económicos de la siguiente forma:

$$\pi_i = P_i(Q_i) * Q_i - w * L_i - v * K_{i-1} \quad (B.5.3)$$

Nótese que los beneficios del año “i” dependen del capital invertido el período anterior. Estamos asumiendo que durante el año “i” se utiliza el capital invertido el año anterior, y que durante el período “i” se realizan las inversiones a utilizar el período siguiente. Estas inversiones pueden ser tanto en activos fijos como circulantes.

Con el flujo de fondos y los beneficios definidos de esta forma se puede operar matemáticamente como sigue:

$$VAN = -K_0 + \left(\sum_{i=1}^n \frac{F_i}{(1+v)^i} \right) + \frac{K_n}{(1+v)^n} = -K_0 + \left(\sum_{i=1}^n \frac{[P_i(Q_i) * Q_i - w * L_i - \Delta K_i]}{(1+v)^i} \right) + \frac{K_n}{(1+v)^n}$$

Sacando de la sumatoria el primer elemento:

$$VAN = -K_0 + \frac{[P_1(Q_1) * Q_1 - w * L_1 - \Delta K_1]}{(1+v)} + \left(\sum_{i=2}^n \frac{[P_i(Q_i) * Q_i - w * L_i - \Delta K_i]}{(1+v)^i} \right) + \frac{K_n}{(1+v)^n}$$

Sumando el primer y el segundo término de la derecha:

$$\begin{aligned} VAN &= \frac{P_1(Q_1) * Q_1 - w * L_1 - \Delta K_1 - (1+v) * K_0}{(1+v)} + (...) \Rightarrow \\ &\Rightarrow \frac{P_1(Q_1) * Q_1 - w * L_1 - \Delta K_1 - v * K_0 - K_0}{(1+v)} + (...) \end{aligned}$$

La suma del capital invertido en el año cero y el año uno es igual al capital total del año 1. De forma general:

$$K_i = K_{i-1} + \Delta K_i$$

Y teniendo en cuenta esto:

$$\begin{aligned} VAN &= \frac{P_1(Q_1) * Q_1 - w * L_1 - v * K_0 - K_1}{(1+v)} + (...) \Rightarrow \\ &\Rightarrow \frac{\pi_1 - K_1}{(1+v)} + \left(\sum_{i=2}^n \frac{[P_i(Q_i) * Q_i - w * L_i + \Delta K_i]}{(1+v)^i} \right) + \frac{K_n}{(1+v)^n} \end{aligned}$$

Si se sigue operando de la misma forma para cada uno de los “n” períodos, se llegará a:

$$VAN = \left(\sum_{i=1}^n \frac{\pi_i}{(1+v)^i} \right) - \frac{K_n}{(1+v)^n} + \frac{K_n}{(1+v)^n} = \left(\sum_{i=1}^n \frac{\pi_i}{(1+v)^i} \right)$$

Que es el resultado que se quería demostrar.

B.6.- El VAN y los beneficios económicos con v variando a lo largo del tiempo

Cuando existe variación del costo de capital a lo largo de los años se debe reformular al VAN de forma que sea funcional a lo que se intenta demostrar. Esta reformulación se basará en cómo cambian las tasas a un período (por ejemplo, a un año), al contado en el primer período y a plazo en el segundo y los $n-2$ restantes. Es decir que el VAN toma la siguiente forma:

$$VAN = -K_0 + \left(\sum_{i=1}^n \frac{F_i}{\prod_{j=0}^{i-1} (1+v_j)} \right) + \frac{K_n}{\prod_{j=0}^{n-1} (1+v_j)} \quad (B.6.1)$$

Donde:

- v_j : Costo de capital a plazo dentro de j períodos (0 equivale a la tasa al contado)

De forma de dar una explicación más clara del tipo de tasa que se está utilizando, asumamos que un período es igual a un año. Entonces las tasas utilizadas en el año dos son: la tasa anual al contado (es decir el costo de capital de hoy a un año) y la tasa anual a un año de plazo, es decir, dentro de un año. En realidad esta es una tasa implícita, que surge de conocer la tasa de costo de capital anual a dos años al contado:

$$(1 + v_0^2)^2 = (1 + v_0^1) * (1 + v_1^1) \quad (\text{B.6.2})$$

Donde:

- v_0^2 : Costo del capital a dos años al contado
- v_0^1 : Costo del capital a un año al contado
- v_1^1 : Costo del capital a un año a un año de plazo (dentro de un año)

Justamente las tasas v_0^1 y v_1^1 son las utilizadas en la productoria que descuenta los flujos de fondo del VAN. El cálculo de los beneficios económicos exige que se utilice el costo de capital anual del año en el que se utilizó el capital para producir, y para ese año, la mejor aproximación de este costo es la tasa anual a un año a plazo (al contado para la primera inversión).

Redefiniendo entonces los beneficios económicos tenemos:

$$\pi_i = P_i(Q_i) * Q_i - w * L_i - v_{i-1} * K_{i-1} \quad (\text{B.6.3})$$

Operando matemáticamente con el primer elemento de la sumatoria:

$$\begin{aligned} \text{VAN} &= -K_0 + \frac{F_1}{(1 + v_0)} + \left(\sum_{i=2}^n \frac{F_i}{\prod_{j=0}^{i-1} (1 + v_j)} \right) + \frac{K_n}{\prod_{j=0}^{n-1} (1 + v_j)} \Rightarrow \\ &\Rightarrow \frac{F_1 - K_0(1 + v_0)}{(1 + v_0)} + (\dots) = \frac{P_1(Q_1) * Q_1 - w * L_1 - \Delta K_1 - K_0(1 + v_0)}{(1 + v_0)} + (\dots) \Rightarrow \\ &\Rightarrow \frac{P_1(Q_1) * Q_1 - w * L_1 - v_0 * K_0 - K_1}{(1 + v_0)} + (\dots) = \frac{\pi_1 - K_1}{(1 + v_0)} + (\dots) \end{aligned}$$

Dado que en este caso el denominador del VAN está compuesto por una productoria de tasas distintas, se realizará el mismo proceso con el segundo término:

$$\text{VAN} = \frac{\pi_1 - K_1}{(1 + v_0)} + \left(\sum_{i=2}^n \frac{F_i}{\prod_{j=0}^{i-1} (1 + v_j)} \right) + \frac{K_n}{\prod_{j=0}^{n-1} (1 + v_j)} \Rightarrow$$

$$\begin{aligned}
 &\Rightarrow \frac{\pi_1 - K_1}{(1+v_0)} + \frac{F_2}{(1+v_0)^*(1+v_1)} + \left(\sum_{i=3}^n \frac{F_i}{\prod_{j=0}^{i-1} (1+v_j)} \right) + \frac{K_n}{\prod_{j=0}^{n-1} (1+v_j)} \Rightarrow \\
 &\Rightarrow \frac{\pi_1}{(1+v_0)} - \frac{K_1}{(1+v_0)} + \frac{F_2}{(1+v_0)^*(1+v_1)} + (\dots) = \frac{\pi_1}{(1+v_0)} + \frac{F_2 - K_1^*(1+v_1)}{(1+v_0)^*(1+v_1)} + (\dots) \Rightarrow \\
 &\Rightarrow \frac{\pi_1}{(1+v_0)} + \frac{\pi_2 - K_2}{(1+v_0)^*(1+v_1)} + (\dots) \Rightarrow \\
 VAN &= \left(\sum_{i=1}^n \frac{\pi_i}{\prod_{j=0}^{i-1} (1+v_j)} \right) - \frac{K_n}{\prod_{j=0}^{n-1} (1+v_j)} + \frac{K_n}{\prod_{j=0}^{n-1} (1+v_j)} = \left(\sum_{i=1}^n \frac{\pi_i}{\prod_{j=0}^{i-1} (1+v_j)} \right)
 \end{aligned}$$

Que es el resultado que se quería demostrar.

C.- INFORMACIÓN Y ANÁLISIS FINANCIERO SOBRE EDENOR

C.1.- La estructura de costos de EDENOR

(AR\$ MM)	2009		2008	
COSTOS OPERATIVOS TOTALES	1.888	100%	1.697	100%
Costo de Ventas	1.003	53%	935	55%
<i>Compras de Electricidad, Potencia & Transporte</i>	1.003	53%	935	55%
Operación & Mantenimiento	382	20%	332	20%
<i>Sueldos&cargas sociales</i>	220	12%	176	10%
<i>Honorarios de terceros</i>	110	6%	94	6%
<i>Materiales</i>	34	2%	32	2%
<i>Otros</i>	18	1%	30	2%
Gastos de Administración	177	9%	139	8%
<i>Sueldos&cargas sociales</i>	59	3%	47	3%
<i>Imp. a las transacciones fin.</i>	33	2%	27	2%
<i>Soporte IT</i>	23	1%	17	1%
<i>Publicidad & Promociones</i>	17	1%	13	1%
<i>Honorarios de terceros</i>	15	1%	11	1%
<i>Otros</i>	31	2%	24	1%
Gastos de Comercialización	159	8%	126	7%
<i>Sueldos&cargas sociales</i>	52	3%	36	2%
<i>Honorarios de terceros</i>	40	2%	35	2%
<i>Deudores incobrables</i>	19	1%	15	1%
<i>Impuestos, tasas y contribuciones</i>	18	1%	15	1%
<i>Otros</i>	31	2%	26	2%
Depreciaciones& Amortizaciones	167	9%	166	10%

Tabla: C.1.1: Estructura de costos operativos de EDENOR. Datos divulgados por la empresa en WWW.IREDENOR.COM

C.2.- El impacto de los efectos macroeconómicos bajo la regulación argentina

	Real 2009	Real/Proy 2010	Proy 2011	Proy 2012	Proy 2013
Parametros					
CPI	7,3%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%
PPI	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%
Ajuste CPI-PPI	5,9%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%
IPC (arg)	7,7%	11,1%	11,1%	11,1%	11,1%
% Costos en ARS	29%	31%	34%	36%	38%
IPC (Base 2009)	100	111	124	137	153
Cálculos					
Ventas (AR\$MM)	2.078	2.121	2.166	2.212	2.260
VAD	1.075	1.117	1.162	1.209	1.257
MEM	1.003	1.003	1.003	1.003	1.003
Costos (AR\$MM)	1.888	1.963	2.045	2.136	2.236
VAD en AR\$	555	617	686	763	848
VAD en US\$	329	342	356	370	385
Compras MEM	1.003	1.003	1.003	1.003	1.003
EBIT (MM AR\$)	190	158	120	76	25
EBIT (%)	9,2%	7,5%	5,6%	3,4%	1,1%
EBIT(%) / 2009	100,0%	81,5%	60,7%	37,7%	12,0%
Tabla C.2.1: Impacto en el resultado operativo de una empresa distribuidora al no ajustar los costos en Pesos cada semestre					

De forma de ajustar el resultado por efectos macroeconómicos se realizaron los siguientes ajustes cada año:

- **Costos:**
 - *VAD en AR\$*: Se ajusto según la inflación Argentina
 - *VAD en US\$*: se ajustó a la tasa “Ajuste CPI-PPI”, la cual pondera en un 33% al CPI y en un 66% al PPI. Se mantiene constante el tipo de cambio.
 - *Compras en el MEM*: Se mantienen constantes bajo la condición de que el precio en el MEM y la cantidad de energía consumida no cambian.
- **Ingresos:**
 - *VAD*: Se ajusta según la tasa “Ajuste CPI-PPI”. Se mantiene constante el tipo de cambio.
 - *Compras en el MEM*: Se mantienen constantes.

Dada la falta de información sobre el PPI estadounidense a partir del 2009, se estimó esta variable como el promedio de los valores históricos y no en base a los datos del CPI del 2009 y el 2010, debido a la poca correlación que se observa entre estas dos variables. El período histórico utilizado para la estimación del PPI fue del 2003 al 2008 debido a la menor dispersión de estos valores. Este valor se utilizó también para los años entre el 2010 y el 2013.

C.3.- Estimación del ROIC de la operación de EDENOR

A continuación se presenta información contable presentada por EDENOR en WWW.IREDENOR.COM:

(AR\$ MM)	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Ventas (AR\$MM)	943	1.107	1.262	1.378	1.982	2.000	2.078
Costos (AR\$MM)	875	1.068	1.263	1.342	1.553	1.697	1.888
EBIT	68	39	0	36	429	303	190
EBIT (%)	7%	4%	0%	3%	22%	15%	9%
C.3.1: EBIT de EDENOR 2003-2009. Información divulgada en WWW.IREDENOR.COM							

(AR\$ MM)	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Caja y Bancos	10	9	12	1	4	6	9
Créditos	260	275	328	558	616	654	627
Materiales	49	45	50	19	37	30	33
Inversiones	164	243	297	33	98	189	220
Bienes de Uso (Netos)	2.994	2.944	2.889	2.925	3.093	3.256	3.482
TOTAL Activos	3.478	3.515	3.577	3.535	3.848	4.135	4.371
Cuentas por Pagar	124	177	232	299	352	380	395
Prov. de Personal	40	42	47	72	85	135	162
Previsiones	32	30	57	67	83	98	73
Cargas Fiscales	53	55	68	62	85	111	150
Otros Pasivos	95	151	176	26	10	11	8
Deudas	1.516	1.532	1.620	1.339	1.260	1.309	1.401
Total Pasivos	1.861	1.988	2.199	1.864	1.873	2.043	2.189
Patrimonio Neto	1.617	1.527	1.377	1.670	1.975	2.092	2.182
TOTAL PN + Pasivos	3.478	3.515	3.577	3.535	3.848	4.135	4.371
C.3.2: Balance de EDENOR 2003-2009. Información divulgada en WWW.IREDENOR.COM							

(AR\$ MM)	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Activos Corrientes	319	328	390	577	657	690	669
Pasivos Operativos	260	371	454	397	446	525	565
Capital de Trabajo	60	-42	-64	180	211	165	104
Activos Fijos (Netos)	2.994	2.944	2.889	2.925	3.093	3.256	3.482
Cap Inv en la Op	3.054	2.902	2.825	3.105	3.304	3.421	3.586
Activos NO Operativos	164	243	297	33	98	189	220
TOTAL Cap Inv	3.218	3.145	3.122	3.138	3.402	3.610	3.806
Previsiones	32	30	57	67	83	98	73
Cargas Fiscales	53	55	68	62	85	111	150
Deudas	1.516	1.532	1.620	1.339	1.260	1.309	1.401
Patrimonio Neto	1.617	1.527	1.377	1.670	1.975	2.092	2.182
TOTAL PN + DEUDA Inv	3.218	3.145	3.122	3.138	3.402	3.610	3.806
C.3.3: Capital invertido de EDENOR 2003-2009. Información divulgada en WWW.IREDENOR.COM							

Para el cálculo del capital invertido se consideró como activos no operativos a aquellas inversiones que no tenían relación con los bienes de uso en la operación de EDENOR.

Por otro lado, fue considerado como pasivo operativo a todas aquellas partidas del pasivo que no representaban deudas de capital que devengan intereses. Sin embargo, las provisiones y las cargas fiscales se asumen como dinero de los accionistas. Las provisiones son principalmente judiciales, por lo que no representan una salida real de

dinero debido a la operación, hasta tanto realmente se tengan que ejecutar dichos pagos. Debido a la gran incertidumbre que existe sobre estos gastos, no consideramos estas provisiones como objetivas para el análisis del rendimiento financiero de EDENOR. Para ser coherentes con el tratamiento del EBIT, estas provisiones no se incluyen en los costos operativos.

Las cargas fiscales se asumieron como diferencias acumuladas relacionadas con impuestos a pagar por la empresa y lo realmente pagado por la misma. De esta forma, mientras estos montos no sean realmente pagados, es considerado dinero de los accionistas por el cual los mismos esperan una dada rentabilidad.

Las deudas incluyen todo tipo de préstamos que representen un capital de algún tipo de acreedor, por lo que deben devengar intereses.

BIBLIOGRAFÍA

REGULACIÓN DEL SECTOR DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

- Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE). 2000. *Tarifas del servicio público de distribución eléctrica a cargo de las concesionarias EDENOR S.A., EDESUR S.A. y EDELAP S.A.*
- Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE). 2007. *Informe anual 2007.*
- Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE). 1999. *Propuesta de trabajo para la determinación de la tarifa eléctrica a partir de criterios marginalistas.* Resolución 125/99.
- Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE). 2008. *Sobre el cálculo tarifario.* <http://www.enre.gov.ar/>. Pagina vigente a Abril del 2009.
- Julio César Molina. 2006. *La regulación de la distribución de electricidad.* Informe del Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética (CEARE).
- Daniel Suazo. 2001. *El proceso de reestructuración y el esquema regulatorio del sector eléctrico argentino: experiencias, reflexiones y perspectivas.* Documento de trabajo. EDESUR S.A.
2008. *La inversión, factor clave en el sector de la distribución eléctrica.* La revista de ADEERA. Número 21. Págs. 6 a 9.
- Esteban Yáñez. 2008. *Las tarifas de distribución eléctrica en Argentina.* Trabajo Práctico. Instituto tecnológico Buenos Aires.
- Juan Sebastián Bernstein Llona. 1999. *Regulación en el sector distribución eléctrica.* Tesis de grado. Pontificia universidad católica de Chile.
- A. Estache, JL Guasch y L Trujillo. 2003. *Price Caps, Efficiency Payoffs, and Infrastructure Contract Renegotiation in Latin America.* Policy Research Working Paper. The World Bank.

REGULACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

- Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA). 2010. *Informe Anual 2009.*
- Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA). 2009. *Los procedimientos.*
- Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA). 2008. *Información institucional.* <http://portalweb.cammesa.com/Pages/QueEsCAMMESA/institucional.aspx>. Página vigente al 23/02/2009.
- Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE). 2001. *Regulación.*

- O. Ramati, C. Bulacio y J. Crudo. 2003. *The Argentine regulatory framework vis-à-vis the current political crisis and its socioeconomic consequences*. Informe de ADEERA para la 17va conferencia internacional y exhibición de la distribución de electricidad.
- Franco Sore Osorio y Francisco Cubillos Prieto. 2002. *Interconexión SIC – SADI*. Trabajo de investigación. Pontificia universidad católica de Chile.
- F Ríos y A. Bretón. 2001. *Tarificación y formas de cobro de la potencia en sistemas eléctricos*. Informe. Pontificia universidad católica de Chile.
1997. *El funcionamiento del Mercado eléctrico en la Argentina*. Revista Conectados. Número 4. Págs. 4 y 5.
- Jorge Lapeña. 2001. *La generación en un mercado competitivo, visión y perspectivas del subsector generación*. Congreso generación y reformas para un mercado eléctrico sustentable.
- Pampa Holding S.A. 2010. *Memoria Anual 2009*.
- Roberto Casas. *El desafío de afirmar y reconstruir el Mercado eléctrico: sus ventajas e inconvenientes*.
- E. Badaraco, H.Carranza, L. Scholand. 2008. *Abastecimiento sustentable de energía*. Coloquio IDEA 2007.

CONCEPTOS TÉCNICOS

- Julio Álvarez. 2007. *Instalaciones eléctricas*. Guía de la materia “Maquinas e instalaciones eléctricas”. ITBA.
- Francisco Rey. 2001. *Potencia instalada y capacidad de generación*. Boletín Energético CNEA. Numero 8. Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA).

TEORÍA ECONÓMICA, FINANCIERA Y DE REGULACIÓN

- T. Copeland, T. Coller y J. Murrin. 2000. *Valuation: measuring and managing the value of companies*.
- Kenneth Train. 1991. *Optimal regulation: the economic theory of natural monopoly*.
- W. Nicholson. 2004. *Teoría Microeconómica, principios básicos y ampliaciones*.
- Mario Ibarburu. 2001. *Regulación en los mercados eléctricos competitivos*. Documentos de trabajo. Facultad de ciencias sociales, Departamento de economía (Uruguay).

H. Hernan Giordano. 2008. *Economía de la regulación*. Trabajo Práctico. Instituto tecnológico Buenos Aires (ITBA).

Robert Loube. 1995. *Price Cap Regulation: Problems and solutions*.

Gerhard Clemenz. 1991. *Optimal Price Cap regulation*. The journal of industrial economics. Número 4. Págs. 391 a 408.

G. Comnes, S. Stoft, L. Hill. 1995. *Performance-based ratemaking for electric utilities: review of plans and analysis of economic and resource-planning issues*.

MONOPOLIOS NATURALES

M. Jamison. 1997. *A further look at proper cost test for natural monopoly*.

T. Di Lorenzo. 1996. *El mito del monopolio natural*. The review of austrian economics. Número 2.

W. Primeaux. 1985. *And end to natural monopoly*.

DEMAND SIDE MANAGEMENT

E. Curuchelar. 2007. *La gestión de la demanda de la electricidad*. Trabajo práctico. Instituto Tecnológico Buenos Aires (ITBA).

INFORMACIÓN FINANCIERA

EDENOR S.A. 2004. *Memoria, estados contables, reseña informativa e información del art.68 del reglamento de la bolsa de comercio de Buenos Aires al 31 de Diciembre de 2004 y 2003 juntamente con el informe del auditor y de la comisión fiscalizadora*.

EDENOR S.A. 2007. *Memoria, estados contables, reseña informativa e información del art.68 del reglamento de la bolsa de comercio de Buenos Aires al 31 de Diciembre de 2007 juntamente con el informe del auditor y de la comisión fiscalizadora*.

EDENOR S.A. 2009. *Formulario 20-F*.