



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA

PEAJES EN DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

EDUARDO ANDRÉS RECORDON ZERWEKH

Tesis para optar al grado de
Magister en Ciencias de la Ingeniería

Profesor Supervisor:
Sr. HUGH RUDNICK V. D. W.

Santiago de Chile, Septiembre de 2001



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA
Departamento de Ingeniería Eléctrica

PEAJES EN DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

EDUARDO ANDRÉS RECORDON ZERWEKH

Tesis presentada a la Comisión integrada por los profesores:

Sr. HUGH RUDNICK V. D. W.

Sr. DAVID WATTS C.

Sr. GUILLERMO PÉREZ D.

Sr. RICARDO RAINERI B.

Para completar las exigencias del grado
de Magister en Ciencias de la Ingeniería

Santiago de Chile, Septiembre de 2001

A mis abuelos Eliana y Bruno, por la eterna inspiración. A mis padres y hermana, por el apoyo incansable. A Daniela, por tu amor y comprensión.

AGRADECIMIENTOS

Quisiera agradecer a todos aquellos que con su opinión y colaboración han permitido el desarrollo de esta investigación, en especial a mi familia y amigos.

De manera particular, agradezco sinceramente la disposición y colaboración del Sr. Hugh Rudnick van de Wyngard, tanto por su aporte como profesor supervisor de esta tesis, como por su ayuda en términos personales.

Me es grato también agradecer la información aportada por profesores de instituciones académicas del extranjero: Sr. John Vickers y Sr. Tomás Gómez .

Quisiera finalmente agradecer el apoyo, comentarios y ayuda de diversos amigos, compañeros de escuela y profesionales de empresas, sin los cuales el desarrollo de este trabajo habría sido imposible. En especial, vayan mis sinceros agradecimientos a: Juan Pablo Díaz, José Ignacio Zamorano, Raúl Schmidt, Ignacio Vargas, Felipe Reyes, Pablo Giaconi y David Watts. Además, quisiera mencionar el constante aliento de mis compañeros de trabajo en TRANSELEC para lograr finalizar este trabajo.

INDICE GENERAL

	Pág.
DEDICATORIA.....	ii
AGRADECIMIENTOS.....	iii
INDICE DE TABLAS.....	xiv
INDICE DE FIGURAS	xvii
RESUMEN	xix
ABSTRACT.....	xxi
I. TARIFAS DE ACCESO A REDES DE DISTRIBUCIÓN: FORMULACIÓN MICROECONÓMICA.....	1
1.1 Objetivos y estructura de la tesis	1
1.2 Modelación microeconómica de las tarifas de acceso a las redes de distribución.....	3
1.2.1 Introducción.....	3
1.2.2 Supuestos del modelo	5
1.2.3 Modelación.....	7
1.2.4 Consideraciones relevantes acerca del modelo.....	13
1.3 ECPR (Efficient Component Pricing Rule) y su comparación con el modelo microeconómico de tarifas de acceso a las redes.....	16
1.3.1 Supuestos para el cumplimiento del ECPR.....	16

1.3.2 Interpretación del ECPR: costo de oportunidad	17
1.3.3 Implicancias del ECPR acerca de la entrada de nuevos competidores.....	18
1.3.4 Interpretación alternativa de la regla ECPR	18
1.4 Comportamiento del modelo teórico en situaciones de imperfección de mercado que favorecen al monopolista	20
1.4.1 Sustitución perfecta	20
1.4.2 Diferencias de costos y/o tecnología	21
1.4.3 Clientes cautivos.....	22
1.4.4 Actitud depredadora por parte del monopolista.....	24
1.5 Comportamiento del modelo teórico en situaciones de imperfección de mercado que favorecen a los competidores	25
1.5.1 Poder de mercado del competidor	25
1.5.2 Subsidio a la entrada del competidor.....	26
1.5.3 Bypass de redes.....	26
1.5.4 Duplicación de redes.....	27
1.6 Modelos alternativos de tarifas de acceso a las redes.....	28
1.6.1 Modelo de asignación según prorrata de costos.....	28
1.6.2 Modelo de asignación según prorrata de utilidades (Regla OFTEL).....	31
1.7 Relación entre la tarifa de acceso a la red y el tipo de regulación imperante.....	33
1.7.1 Tarifas de acceso bajo una regulación tipo “Price Cap”	33
1.7.2 Tarifas de acceso bajo una regulación tipo “Yardstick Competition”	35

1.8 Resumen y conclusiones.....	35
II. ANÁLISIS DE EXPERIENCIAS INTERNACIONALES EN LA TARIFICACIÓN DE LOS PEAJES DE DISTRIBUCIÓN.....	37
2.1 Peajes de distribución en Colombia.....	37
2.1.1 Antecedentes del sistema y mercado eléctrico colombiano	37
2.1.2 Estructura tarifaria de distribución.....	38
2.1.3 Estudio de los cargos por uso del sistema de distribución (peajes).....	40
2.1.4 Aspectos relevantes de la metodología de calculo de los peajes de distribución en Colombia.....	47
2.1.5 Comentarios y conclusiones acerca del sistema de peajes de distribución en Colombia.....	51
2.2 Peajes de distribución en España.....	53
2.2.1. Antecedentes del sistema y mercado eléctrico español.....	53
2.2.2. Estructura tarifaria de España.....	55
2.2.3. Regulación de la distribución en España: esquema de incentivos.....	56
2.2.4. Estudio de los cargos por uso del sistema de distribución (peajes).....	59
2.2.5 Sistema de prorrata propuesto en España para tarificar los peajes de distribución.....	65
2.2.6. Aspectos relevantes del sistema de peajes de distribución en España.....	69
2.2.7 Comentarios y conclusiones acerca del sistema de peajes de distribución en España	71

2.3 Peajes de distribución en el Reino Unido.....	72
2.3.1 Antecedentes del sistema y mercado eléctrico del Reino Unido.....	72
2.3.2. Resumen de la estructura tarifaria del Reino Unido.....	75
2.3.3 Regulación de la distribución y la comercialización.....	78
2.3.4 Estudio de los cargos por uso del sistema de distribución (peajes).....	81
2.3.5 Aspectos relevantes de la metodología de calculo de los peajes de distribución en el Reino Unido.....	88
2.3.6 Comentarios y conclusiones acerca del sistema de peajes de distribución en el Reino Unido.....	93
III. ANÁLISIS DE LA LEGISLACIÓN Y REGLAMENTACIÓN ELÉCTRICA CHILENA, APLICADAS A LOS PEAJES DE DISTRIBUCIÓN.....	96
3.1 Introducción.....	96
3.2 Aspectos relevantes de la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL1) de 1982 en el marco de la tarificación.....	97
3.2.1 Tipos de clientes	97
3.2.2 Régimen de tarifas	98
3.3 Tarificación de la distribución: El Valor Agregado de Distribución.....	99
3.3.1 Componentes del Valor Agregado de Distribución (VAD)	101
3.3.2 Procedimiento de cálculo del Valor Agregado de Distribución.....	104
3.3.3 Relación entre el VAD y los costos marginales	110

3.4 Alcances a las bases para el cálculo del VAD, válidas para el proceso tarifario del año 2000.....	111
3.4.1 Definición de áreas típicas de distribución.....	111
3.4.2 Otros aspectos relevantes de las bases para el estudio de VAD del año 2000.....	116
3.5 Análisis y repercusiones del nuevo anteproyecto de Ley General de Servicios Eléctricos.....	124
3.5.1 Cambios en la tipificación de los clientes.....	126
3.5.2 Cambios generales en el mercado y en el sector generación.....	128
3.5.3 Cambios en el sector transmisión.....	129
3.5.4 Introducción del comercializador	129
3.5.5 Cambios en el sector distribución.....	131
3.6 Comentarios y conclusiones.....	135
3.6.1 Acerca del Valor Agregado de distribución.....	135
3.6.2 Acerca del las bases del VAD actuales y futuras	140
3.6.3 Acerca de las áreas típicas de distribución y zonas de facturación.....	142
3.6.4 Acerca de la valorización de instalaciones	144
3.6.5 Acerca de la inversión en tecnología	145
3.6.6 Acerca de la relación entre el VAD y los peajes de distribución.....	146
3.6.7 Acerca del nuevo anteproyecto de modificación al DFL1	147

IV. MODELO DE PEAJES DE DISTRIBUCIÓN EN CHILE BASADO EN EL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN (VAD)	148
4.1 Introducción.....	148
4.2 Metodología de cálculo del VAD y desglose en las principales partidas que lo componen.....	149
4.2.1 Componentes del Valor Agregado de Distribución.....	149
4.2.2 Costos fijos de atención al cliente	150
4.2.3 Balance de Potencia y Energía y pérdidas medias.....	150
4.2.4 Costos de Inversión.....	152
4.2.5 Costos de bienes intangibles.....	154
4.2.6 Capital de explotación.....	155
4.2.7 Costos de operación y mantenimiento.....	155
4.2.8 Valores Agregados resultantes	156
4.2.9 Resumen de Valores Agregados, fijación tarifaria año 2000	158
4.3 Relación teórica entre el VAD y el modelo según prorrata de costos	160
4.3.1 Breve reseña del modelo de asignación según prorrata de costos	160
4.3.2. El Valor Agregado de Distribución como asignación de prorrata de costos.....	161
4.3.3. Consideraciones acerca la asignación de los costos medios.....	163
4.4 Formulación práctica del modelo de peajes de distribución basado en el VAD.....	166

4.4.1 Supuestos del modelo	168
4.4.2. Esquema de separación de actividades y asignación de costos	168
4.4.3. Resumen y resultados para el caso base	175
4.5 Sensibilidad del modelo e impacto en los peajes de distribución.....	179
4.5.1 Partidas sensibles a modificaciones.....	179
4.5.2 Resultados: impacto en el peaje de distribución.....	181
4.6 Sensibilidad e impacto en las tarifas al cliente libre.....	184
4.6.1 Supuestos del análisis	184
4.6.2 Impacto de los peajes de distribución en la tarifa de los clientes libres tipo BT3	185
4.6.3 Impacto de los peajes de distribución en la tarifa de los clientes libres tipo AT3	189
4.6.4. Impacto de los peajes de distribución en la tarifa de los clientes libres tipo BT4	191
4.6.5. Impacto de los peajes de distribución en la tarifa de los clientes libres tipo AT4	193
4.6.6 Análisis global de la respuesta de las tarifas a los clientes libres ante cambios en el peaje de distribución.....	195
4.7 Resumen y Conclusiones.....	198

V. MODELO DE PEAJES DE DISTRIBUCIÓN EN CHILE BASADO EN LA APLICACIÓN DEL MODELO DE ASIGNACIÓN DE COSTOS SEGÚN PRORRATA DE UTILIDADES	201
5.1 Introducción.....	201
5.2 Revisión conceptual del modelo OFTEL	202
5.2.1 Formulación microeconómica del modelo	204
5.2.2 Ámbito de aplicación del modelo	204
5.2.3 EL modelo OFTEL bajo un esquema regulatorio tipo “Price Cap”	205
5.3 Modelación teórica y supuestos que permiten la utilización del modelo OFTEL en el esquema regulatorio chileno de la distribución.....	206
5.3.1 Supuestos generales para la aplicación del modelo.....	207
5.3.2 Supuestos particulares para la aplicación del modelo en la realidad chilena.....	208
5.3.3 Expresión final del modelo OFTEL a aplicar.....	214
5.4 Obtención y estimación de parámetros.....	215
5.4.1 Costos variables y fijos por área típica	215
5.4.2 Estimación de ingresos por concepto de distribución.....	218
5.4.3 Estimación del consumo de energía y de η	221
5.4.4 Estimación de los factores de carga.....	224
5.5 Resultados para el caso base.....	224
5.5.1 Peajes en AT según modelo OFTEL, caso base	224

5.5.2	Peajes en BT según modelo OFTEL, caso base.....	228
5.5.3.	Índice de sensibilidad de costos fijos y su influencia en el peaje final.....	231
5.6.	Sensibilidad de los resultados.....	236
5.6.1.	Sensibilización de los costos de bienes muebles e inmuebles.....	237
5.6.2.	Sensibilización de la tasa de descuento de las inversiones.....	238
5.6.3.	Sensibilización de los costos de operación y mantenimiento totales considerados en el peaje	240
5.6.4.	Sensibilización de los costos de operación y mantenimiento asignados como costos fijos	243
5.7	Conclusiones.....	245
VI.	CONCLUSIONES GENERALES Y COMPARACIÓN ENTRE LOS MODELOS DE PEAJE DE DISTRIBUCIÓN PRESENTADOS	250
6.1	Comparación de los resultados arrojados por el modelo según VAD y el modelo OFTEL.....	255
6.1.1	Análisis cuantitativo	255
6.1.2	Análisis cualitativo	257
	BIBLIOGRAFÍA.....	262
	A N E X O S.....	265
	Anexo A: Cuadro comparativo de los esquemas de peaje de distribución de Colombia, España, Reino Unido y Chile	267

Anexo B: Fórmulas tarifarias chilenas para los clientes regulados	
tipo BT3, BT4, AT3 y AT4	271
Anexo C: Tablas resultado para modelación de peajes según la regla OFTEL.	276

INDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Niveles de tensión sujetos a pago por peaje de distribución en Colombia.	42
Tabla 2.2 Costos de operación, administración y mantenimiento en Colombia	48
Tabla 2.3 Porcentajes de pérdidas reconocidas, acumuladas por nivel de tensión en Colombia	49
Tabla 2.4 Peso aproximado de las diferentes actividades en la factura del cliente, Reino Unido.....	76
Tabla 2.5 Asignación de actividades comercialización – distribución, Reino Unido.....	78
Tabla 3.1: Componentes del VNR.....	108
Tabla 3.2: Áreas típicas de distribución para el año 2000 y empresas distribuidoras que las componen.	115
Tabla 3.3: Diferencias en los estudios de VAD AT entre las empresas y el regulador, fijación tarifaria del año 2000.....	137
Tabla 3.4: Diferencias en los estudios de VAD BT entre las empresas y el regulador, fijación tarifaria del año 2000.....	137
Tabla 4.1: Factores de expansión de pérdidas	152
Tabla 4.2: Valores Agregados Ponderados, Fijación Tarifaria año 2000.....	159
Tabla 4.3: Factores de expansión de pérdidas, Fijación Tarifaria año 2000	159
Tabla 4.4: Asignación de bienes muebles e inmuebles de empresa real.....	171
Tabla 4.5: Asignación de bienes muebles e inmuebles a actividades de distribución.....	172

Tabla 4.6: Asignación de COyM a actividades de distribución.....	174
Tabla 4.7: Resumen asignación de actividades	177
Tabla 4.8: Porcentajes de cada ítem del VAD y del peaje en AT.....	178
Tabla 4.9: Porcentajes de cada ítem del VAD y del peaje en BT	178
Tabla 5.1. Dependencia y asignación de los costos del VAD en el modelo OFTEL.....	209
Tabla 5.2. Asignación de Costos variables y fijos a partir de los costos del VAD..	216
Tabla 5.3. Detalle de asignación de Costos por bienes muebles e inmuebles.....	217
Tabla 5.4. Detalle de asignación de los COyM.....	217
Tabla 5.5. Ventas a potenciales clientes libres por opción tarifaria, año 2000	218
Tabla 5.6. Porcentajes de ventas a potenciales clientes libres por área típica, AT y BT, año 2000.....	220
Tabla 5.7. Porcentajes de consumo de energía de los potenciales clientes libres por área típica, AT y BT, año 2000	222
Tabla 5.8. Energía total inyectada al sistema de distribución por área típica, año 1999.....	223
Tabla 5.9. Peajes finales AT por área típica (caso base) según modelo OFTEL, v/s VAD AT por área típica del año 2000.....	225
Tabla 5.10. Diferencias porcentuales entre el peaje OFTEL y el VAD, por área típica, para el caso de AT	227
Tabla 5.11. Peajes finales BT por área típica (caso base) según modelo OFTEL, v/s VAD BT por área típica del año 2000.....	229

Tabla 5.12. Diferencias porcentuales entre el peaje OFTEL y el VAD, por área típica, para el caso de BT	230
Tabla 5.13. Índice de costos fijos en AT y BT, por área típica.....	232
Tabla 5.14. Índices de potencia y ventas por área típica, AT y BT.....	233
Tabla 5.15. Sensibilidad de los peajes a los costos de instalaciones muebles e inmuebles.....	237
Tabla 5.16. Sensibilidad de los peajes a la tasa de descuento, en AT.....	238
Tabla 5.17. Sensibilidad de los peajes a la tasa de descuento, en BT.....	239
Tabla 5.18. Sensibilidad de los peajes a los costos de operación y mantenimiento totales, en AT.....	241
Tabla 5.19. Sensibilidad de los peajes a los costos de operación y mantenimiento totales, en BT.....	242
Tabla 5.20. Sensibilidad de los peajes a los costos de operación y mantenimiento asignados al costo fijo, AT	243
Tabla 5.21. Sensibilidad de los peajes a los costos de operación y mantenimiento asignados al costo fijo, BT	244

INDICE DE FIGURAS

Figura 2.1: Evolución de las pérdidas totales de distribución en el Reino Unido.....	90
Figura 3.1: $\ln(\text{Costos unitarios BT})$ v/s $\ln(\text{momento de carga BT})$	114
Figura 3.2: Diferencias en los valores de VAD AT, empresas v/s regulador	138
Figura 3.3: Diferencias en los valores de VAD BT, empresas v/s regulador.....	138
Figura 3.4: Evolución histórica de los estudios de VAD AT.....	142
Figura 3.5: Evolución histórica de los estudios de VAD BT	143
Figura 4.1: Diagrama de división de costos en distribución y comercialización.....	176
Figura 4.2: Sensibilidad en el peaje de distribución AT	181
Figura 4.3 Sensibilidad en el peaje de distribución BT.....	182
Figura 4.4: Sensibilidad porcentual en el peaje de distribución.....	183
Figura 4.5. Sensibilidad en la tarifa final al cliente libre tipo BT3 pp.	186
Figura 4.6. Evolución comparativa del cargo al cliente libre tipo BT3 pp.	188
Figura 4.7: Sensibilidad en la tarifa final al cliente libre tipo AT3 pp.....	189
Figura 4.8. Evolución comparativa del cargo al cliente tipo AT3 pp.....	190
Figura 4.9 Sensibilidad en la tarifa final al cliente libre tipo BT4.3 pp	192
Figura 4.10. Evolución comparativa del cargo al cliente tipo BT4.3.....	193
Figura 4.11: Sensibilidad en la tarifa final al cliente libre tipo AT4.3.....	194
Figura 4.12: Evolución comparativa de l cargo al cliente tipo AT4.3	195
Figura 4.13. Evolución comparativa de los cargos por potencia y del peaje	196

Figura 4.14. Evolución comparativa de las tarifas por tipo de cliente	197
Figura 5.1. Peaje OFTEL por área típica y sus componentes, AT	228
Figura 5.2. Peaje OFTEL por área típica y sus componentes, BT	231
Figura 5.3. Índices de costo fijo y costos fijos relevantes, AT.....	234
Figura 5.4. Índices μ_P y μ_V por área típica, BT	235
Figura 5.5. Índices μ y costos fijos relevantes por área típica, BT	235
Figura 5.6. Sensibilidad a la tasa de descuento en AT	239
Figura 5.7. Sensibilidad a la tasa de descuento en BT	240
Figura 5.8. Sensibilidad a los COyM totales, AT.....	241
Figura 5.9. Sensibilidad a los COyM totales, BT	243
Figura 5.10. Sensibilidad a los COyM asignados al costo fijo, AT	243
Figura 5.11. Sensibilidad a los COyM asignados al costo fijo, BT.....	245
Figura 6.1: Comparación entre los modelos de peajes en AT, según VAD y OFTEL, caso base.....	255
Figura 6.2: Comparación entre los modelos de peajes en BT, según VAD y OFTEL, caso base.....	256
Figura 6.3: Diagrama iterativo para la implementación del modelo OFTEL.....	261

RESUMEN

El reciente proceso de desregulación de los mercados eléctricos ha implicado la separación de las actividades de distribución y comercialización. En tal contexto, una de las principales señales que determinan la competitividad y eficiencia económica del sector, guarda relación con el establecimiento de la tarifa de acceso y/o uso (peaje) de las redes de distribución. Dicha tarifa de acceso busca remunerar a la empresa distribuidora por el uso de sus redes, por parte de las empresas comercializadoras que atienden a clientes no sometidos a regulación de tarifas (clientes libres).

El problema abordado por esta tesis consiste en evaluar un modelo microeconómico de tarifas de acceso a la distribución eléctrica en Chile, tomando en cuenta la actual regulación de dicha actividad y la factibilidad práctica de la aplicación de dicho modelo. Para efectos de este objetivo, se presenta, en primera instancia, la modelación microeconómica de la tarifa de acceso en términos de la optimización social del cargo que remunera el negocio de inversión y explotación de las redes de distribución.

A través del análisis de la experiencia de tarificación de peajes en distribución de Colombia, España y el Reino Unido, se busca agregar un marco teórico que relacione la aplicabilidad de cada modelo de peaje con el esquema de mercado eléctrico imperante y, en mayor medida, con la regulación de la distribución eléctrica de cada país.

Se incluye una detallada revisión del mercado y regulación actuales y futuras de la distribución en Chile, con miras al establecimiento de un peaje de distribución basado en la metodología de tarificación de la distribución chilena de comparación con empresa modelo (“Yardstick Competition”). Se implementa, sensibiliza y discute dicho modelo, basado en el esquema de costos imperante: VAD (Valor Agregado de Distribución). Además, se discuten las implicancias cualitativas y cuantitativas que este modelo impone sobre las empresas distribuidoras y sobre los clientes libres.

Finalmente, se presenta un modelo de peajes de distribución, aplicado a la distribución eléctrica en Chile, basado en el esquema de peajes utilizado por el regulador del mercado de telecomunicaciones en el Reino Unido (OFTEL). Dicho modelo pretende reflejar en forma más precisa el costo de oportunidad que incurre la empresa distribuidora al permitir el uso de sus redes por parte del segmento competitivo. Se incluyen resultados numéricos y análisis de sensibilidad.

Como conclusión final se argumenta la mejor performance del modelo según la regla OFTEL, respecto del modelo según el VAD, debido a que el primero entrega mejores señales de costo alternativo y de valoración relativa de cada tipo de cliente respecto a la utilización física de las redes de distribución. Sin embargo, la escasa competencia actual del mercado de distribución en Chile, junto a la necesidad de asociar la tarifa de acceso a la regulación y tarifas reguladas imperantes, llevan a proponer la utilización, en el corto plazo, del modelo de peajes según el VAD.

ABSTRACT

The recent power sector deregulation has led to a separation of the electrical distribution business, creating supply and distribution activities. A relevant issue is raised in assessing competitiveness and efficiency of the supply business: setting the access charges that reward distribution companies for the use of its network. Those access charges are applied when supply companies must reach non-regulated customers by using distribution monopolised network.

The problem faced by this work consists in applying a microeconomic access charge model to the Chilean electricity market, preserving current regulation concepts and assessing practical implementation of the model. To reach this objective, it is first introduced a microeconomic access charge model that is socially optimal.

International distribution access charge experiences are then analysed and compared, taking into account the different electrical market structures and different distribution regulatory schemes. The cases of Colombia, Spain and United Kingdom are used as a reference.

Moreover, current and future proposed Chilean electrical regulation concepts are studied, with the objective of setting a distribution access charge model that incorporates Chilean Yardstick Competition tariff model. The model is based in the distribution cost estimation scheme: Distribution Added Value (DAV). The model includes implementation, sensitivity study, qualitative and quantitative results analysis.

The second presented model incorporates, beside value added costs, an access charge rule used by the British Office of Telecommunication's (OFTEL). This model sets proper opportunity costs to the use, by suppliers, of the monopolised distribution company's networks. Again, numerical results and sensibility analysis are included.

As a final conclusion, OFTEL's rule model reaches a better performance than the DAV based model, because it introduces more efficient opportunity cost signals to the users and owners of the distribution network. It also gives signals about relative weight of each kind of customers. Nevertheless, current weak supply competitiveness of the Chilean electricity market, suggests the short term application of the DAV model, because its symmetrical behaviour with regulated distribution charges.

I. TARIFAS DE ACCESO A REDES DE DISTRIBUCIÓN: FORMULACIÓN MICROECONÓMICA

1.1 Objetivos y estructura de la tesis

Como primer objetivo de este trabajo se pretende entregar un marco teórico acerca de la forma de abordar el problema de la utilización y tarificación de la red de distribución por parte de empresas comercializadoras que deben hacer uso de dichas instalaciones para abastecer a clientes libres (no sujetos a regulación de tarifas). Para tales efectos se presenta en detalle la formulación microeconómica de un modelo óptimo de tarifas de acceso, junto al análisis de modelos alternativos que permiten una más sencilla implementación práctica. Para efectos de relacionar este primer objetivo con esquemas regulatorios de tarificación de la distribución en uso mundialmente, se analizan los casos de Colombia, el Reino Unido y España.

Como segundo y primordial objetivo, se presentan en este trabajo dos modelos de tarifas de acceso (peaje) de distribución, aplicados a la realidad del mercado eléctrico Chileno. Dichos modelos se enmarcan dentro del objetivo regulatorio de implementar la actividad de comercialización en Chile. Los modelos de peaje presentados son evaluados numéricamente, sensibilizados y comparados en términos cualitativos y cuantitativos.

La tesis se estructura incluyendo, en este primer capítulo, la formulación microeconómica del cálculo de la tarifa de acceso a las redes de una empresa monopólica de distribución. Bajo un contexto de separación de actividades en distribución (empresa dueña y operadora de la red de distribución eléctrica) y comercialización (venta de energía a clientes no sujetos a regulación de tarifas), se presenta un modelo microeconómico que establece la tarifa de acceso o peaje de la red de distribución, según la optimización de un planificador social, en adelante, la entidad reguladora de la actividad de distribución eléctrica. Una vez establecida la tarifa óptima de acceso a las redes, se analiza su comportamiento de acuerdo a ciertas situaciones que implican imperfecciones en el mercado de la comercialización. Seguidamente y para efectos comparativos, se presentan otros modelos microeconómicos alternativos de tarifas de acceso, de amplia utilización

internacional, los cuales, aunque provienen de otros sectores como el de telecomunicaciones, pueden ser aplicados a cualquier situación en la cual la empresa monopólica es dueña de las redes y debe permitir la utilización de éstas por parte de agentes competidores.

El segundo capítulo entrega un análisis comparativo de los esquemas de tarifas de acceso a la distribución aplicados actualmente en Colombia, España y el Reino Unido. Los esquemas presentados dependen en gran medida de la metodología de tarificación global y de la organización del mercado eléctrico de cada país. Puntualmente, cada esquema de peajes de distribución depende en gran medida del grado de desarrollo de la competencia en el segmento de comercialización a clientes libres. El análisis de la metodología de peajes de distribución empleada en estos países se centra, tanto en la identificación de los costos pertinentes a incluir en la tarifa de acceso a la distribución, como en la forma en que éstos últimos son asignados a los usuarios finales.

El tercer capítulo entrega un análisis de la legislación y reglamentación eléctrica vigentes en Chile, focalizando dicho análisis en la situación actual de la tarificación de la distribución, tanto para clientes regulados como no regulados. Se adjunta una revisión conceptual y numérica de la metodología chilena de tarificación de la distribución: el Valor Agregado de Distribución, en adelante VAD. Este análisis se entrega con miras al establecimiento de un esquema de peajes de distribución a clientes libres que utilice dicha metodología, la cual se basa en una comparación de las empresas distribuidoras reales, agrupadas según áreas típicas de distribución, con una empresa modelo, óptima en términos de su operación e inversiones. Además, el tercer capítulo entrega una revisión de los principales conceptos vertidos en el proyecto de modificación de la actual legislación eléctrica chilena.

En el cuarto capítulo se presenta un ejercicio cuantitativo y cualitativo que entrega un modelo de peajes de distribución aplicado a la realidad del mercado chileno, basado en la adopción del VAD como metodología para establecer el peaje de distribución. Dicho peaje se calcula a partir de la separación de los actuales costos incluidos en el VAD de los clientes regulados, en aquellos asignables a las

actividades de distribución y comercialización. Los resultados se entregan respecto a las características de la fijación de tarifas reguladas de distribución del año 2000. Finalmente, se adjunta una sensibilidad en los peajes respecto a las principales partidas de costo que lo conforman y un estudio del impacto de dicha sensibilidad en eventuales tarifas a los clientes libres.

El quinto capítulo incluye un modelo alternativo de peajes de distribución aplicable a la realidad chilena, el cual toma los costos de distribución emanados del VAD y los asigna a clientes libres y regulados, según el costo de oportunidad que ellos generan para la empresa distribuidora. Dicha asignación se establece de acuerdo al método de prorrata de utilidades, aplicado por la Oficina de Telecomunicaciones del Reino Unido (OFTEL) para regular al operador local de telefonía. El modelo híbrido presentado tiene la particularidad de recoger las señales de eficiencia incorporadas en el valor del VAD, más la señal de asignación de dichos costos a los clientes, de acuerdo a las utilidades que obtiene la empresa distribuidora por la utilización de sus redes.

Finalmente, el sexto y último capítulo expone las conclusiones de este trabajo e incluye una comparación entre los modelos de peaje presentados en los capítulos IV y V.

1.2. Modelación microeconómica de las tarifas de acceso a las redes de distribución

1.2.1 Introducción

El presente capítulo se aboca a estudiar un modelo microeconómico de tipo general para ser aplicado al tema de las tarifas de acceso a redes de distribución eléctrica. Los objetivos de la modelación presentada son: considerar conceptos de eficiencia y equidad social en las tarifas, preservando una adecuada rentabilidad a las empresas involucradas.

En distintos mercados económicos o sectores industriales a nivel mundial se ha realizado desde hace alrededor de 20 años un proceso de desregulación, estimulando la competencia en aquellos sectores que permiten este tipo de

funcionamiento. Sin embargo, existen sectores de estas industrias que presentan características de monopolio natural, debido a la presencia de economías de escala en los costos, economías de ámbito y/o ventajas tecnológicas. Tal es el caso de las redes eléctricas de distribución y la transmisión, de las redes de telefonía local en el caso de las telecomunicaciones y de las instalaciones de transporte de gas. Uno de los objetivos más relevantes en términos de la regulación de estas industrias, es la organización y combinación adecuada de actividades competitivas y aquellas afectas a un monopolio natural.

Dentro del contexto enunciado en el párrafo anterior, el conflicto para el regulador surge cuando una actividad de tipo competitiva necesita hacer uso de las instalaciones de la empresa monopólica para realizar su servicio. La empresa propietaria de las instalaciones debe proveer de acceso a la empresa competitiva y cobrar una retribución por este concepto. La situación anterior se complica ya que, en muchos casos, la empresa monopólica usa también sus redes para realizar un servicio a tarifa regulada. Adicionalmente, la mayoría de los esquemas regulatorios de las industrias citadas permiten a la empresa monopólica ejercer la actividad competitiva en forma paralela a su servicio a tarifa regulada. Ante este escenario, resulta de especial relevancia el establecimiento, por parte del ente regulador, de una tarifa de acceso (o uso o peaje) a las instalaciones de la empresa monopólica, que estimule la competencia del sector no regulado y que no permita al monopolio lucrarse en exceso o cobrar una tarifa de acceso que haga imposible la entrada de empresas al sector competitivo, favoreciendo así su posición en dicho sector.

La situación descrita anteriormente es la que se aprecia actualmente en el sector de distribución eléctrica en Chile, donde cada empresa distribuidora posee un monopolio geográfico y realiza su servicio de transporte de energía a clientes residenciales e industriales, según una tarifa regulada. Sin embargo, los grandes clientes que se encuentran dentro del área de concesión de la empresa distribuidora, pueden contratar su energía directamente con la empresa generadora. Para llegar a la instalación del cliente, la generadora debería pagar una tarifa por el uso de las redes de distribución o “peaje de distribución”. En un contexto en el cual exista separación de actividades y empresas de distribución y comercialización, estos últimos deberían también pagar a las empresas distribuidoras un peaje por el uso de sus redes.

Desde un punto de vista metodológico, diversos autores han formulado modelos microeconómicos para las tarifas de acceso a las redes, los cuales, abstrayéndose de la situación de cada industria en particular, describen el marco teórico para este importante aspecto regulatorio. Se destacan los conceptos iniciales descritos por Willing (1979) [Will79] y Baumol (1983) [Baum83], respecto a la contestabilidad de mercados. En el trabajo de Baumol y Sidak en 1993, se establece la primera formulación formal para el cálculo de tarifas de acceso a las redes, llamada ECPR (Eficient Component Pricing Rule) [Vick95]. Actualmente, los estudios han refinado la teoría anterior, principalmente a través del trabajo de los autores franceses Laffont y Tirole [Laff94] y [Laff96], los cuales han logrado relacionar el cobro de tarifas de acceso con el esquema regulatorio imperante (Price Cap por ejemplo). Finalmente, Armstrong y Vickers de la universidad de Oxford [Arms96] y [Arms98], han formulado modelos alternativos a los autores anteriores. La mayoría de los investigadores en este tema regulatorio han desarrollado su trabajo en la industria de las telecomunicaciones, pero en líneas generales, los conceptos emanados son también aplicables al caso de la distribución eléctrica.

A continuación se analizan los fundamentos teóricos del tema de tarifas de acceso a las redes de una empresa monopólica. Toda vez que sea pertinente, se insertarán comentarios acerca de la manera de ajustar el modelo a la situación de los peajes de distribución eléctrica del caso chileno.

1.2.2 Supuestos del modelo

Una empresa de distribución eléctrica posee un monopolio geográfico regulado para abastecer clientes cautivos a precio regulado. En adelante, la empresa monopólica (distribuidor) se señalará como “M” y sus clientes cautivos como “clientes regulados”. La empresa M también participa en un segmento competitivo, junto con otra empresa, llamada en adelante “I”. Por motivos de simplicidad y sin pérdida de generalidad, se ha supuesto sólo una empresa competidora en el segmento competitivo (I), sin embargo, el análisis puede extenderse a cualquier número de empresas competidoras o puede considerarse que I representa la suma de dichas empresas (suponiendo que todas ellas poseen la misma estructura de costos). Tanto

M como I abastecen a los grandes clientes, en adelante “clientes libres”, cuya tarifa se encuentra sujeta a competencia.

El modelo estudiado se basa en los siguientes supuestos:

a) Propiedad de las redes

Las redes de distribución son de propiedad completa de M. Dicha empresa utiliza las mismas redes para abastecer a sus clientes regulados y a sus clientes libres.

b) Bien homogéneo

Ambas empresas suministran un bien homogéneo (commodity) a sus clientes, tanto regulados como libres, que en el caso de la distribución eléctrica corresponde a la unidad de potencia: 1 [kW].

c) Acceso de los competidores a las redes del monopolista

La empresa I debe utilizar las redes de M para atender a sus clientes libres. Para ello, debe cancelar a M una tarifa de acceso o uso de sus redes. La empresa I requiere de una unidad de acceso (en el caso de distribución, 1 [kW]) para suministrar una unidad (1 [kW]) a sus clientes libres.

d) Ausencia de asimetrías de información

El regulador conoce las estructuras de costo de M e I.

e) Empresas competitivas tomadoras de precio de acceso

La empresa I es tomadora de precios, en el sentido de que la tarifa de acceso a la red de M no depende de alguna negociación entre ambas entidades.

f) Barreras de entrada a los competidores

Ambas empresas (M e I) ya se encuentran compitiendo en el mercado libre, por lo que no existen barreras de entrada a dicho mercado.

1.2.3 Modelación

En primer término, se considerará que “ q_i ” es la cantidad de producto (en este caso, potencia en [MW]) que cada entidad transita por la red. De este modo, M suministra “ q_0 ” [MW] a sus clientes regulados y “ q_1 ” [MW] a sus clientes libres. Mientras tanto, I proporciona “ q_2 ” [MW] a sus clientes libres. De este modo, el tráfico total por la red, “ Q_t ” viene dado por: $Q_t = q_0 + q_1 + q_2$.

Para el caso de la empresa monopólica M, existen costos de tipo marginal y fijos asociados con la inversión y la explotación de la red de distribución. Dicho costo marginal es dependiente en forma directa de la potencia demandada por los clientes de M. De este modo, para efectos de notación, el costo marginal de inversión y explotación de la red de M será “ $c_0(Q_t)$ ” y el costo fijo, “ K_0 ”.

Para el caso del segmento competitivo, la actividad de suministro de energía y potencia eléctricas a un cliente libre a través de la red, supone costos debidos al acceso a dicha red, más otros costos adicionales de gestión comercial, asociados al abastecimiento del consumidor final. Estos costos adicionales para acceder al consumidor final se denominarán “ C_1 ” y “ C_2 ”, para las empresas M e I, respectivamente. De acuerdo a lo explicado en este párrafo y el anterior, a continuación se entregan las funciones de costo de cada segmento:

$$\text{M para sus clientes regulados: } C_0 = c_0 Q_t + K_0 \quad (1.1)$$

$$\text{M para sus clientes libres: } C_1$$

$$\text{I para sus clientes libres: } C_2$$

De no existir un peaje de acceso a las redes, el monopolista debe asumir por completo los costos fijos asociados a la red de distribución, cargándolos completamente a los clientes regulados.

Resulta entonces relevante comentar acerca de la naturaleza de los costos fijos de la red (K_0). Una parte importante de ellos corresponde a los costos fijos incurridos en mantener el funcionamiento de la red de distribución (por ejemplo,

mantenimiento y operación). Otro importante componente guarda relación con la obligación de entregar servicio por parte del monopolio¹ y el hecho de que una tarifa regulada generalmente presenta subsidios cruzados entre clientes libres y regulados (debido, por ejemplo, al uso de recursos compartidos como bienes muebles e inmuebles) o no cubre totalmente los costos de la red en cada tramo de ésta [Laff96]. Con el objeto de establecer tarifas eficientes y equitativas, resulta necesario que la empresa competitiva (I) cubra parte de estos costos, ya que también utiliza la red de distribución de M.

1.2.3.1 Consideraciones acerca de la naturaleza de los costos para empresas de distribución

Respecto a los costos enunciados anteriormente, para el caso de la empresa monopólica de distribución, efectivamente, la mayoría de los costos de inversión de las redes dependen de la potencia transitada (costo marginal c_0). Respecto a los costos fijos (K_0), entre ellos se cuentan en parte o completamente, los costos de operación y mantenimiento de la red, así como los costos de instalaciones que no dependen de la potencia transitada por la red, tales como instalaciones muebles e inmuebles (edificios, terrenos, equipos de laboratorio, vehículos, etc.).

En relación a los costos adicionales de gestión comercial que deben incurrir M e I para atender a sus clientes libres (C_1 y C_2), entre ellos se cuentan los costos de remuneraciones del personal, de facturación y cobranza al usuario y de lectura de medidores. En general, estos costos no dependen de la potencia transitada por la red, más bien de la cantidad de clientes a abastecer.

Si bien los costos mencionados en el párrafo anterior dependen, en mayor medida, de la cantidad de clientes a suministrar [\$/Cliente], es posible conocer el costo medio por unidad de potencia. Es decir, la totalidad de los costos adicionales, divididos por la totalidad de potencia que transitan M o I. Según la perspectiva de

¹ Normalmente, las empresas distribuidoras poseen obligatoriedad de entregar suministro eléctrico a los clientes regulados que se conecten a sus instalaciones, lo cual representa la adopción de ciertos criterios y normas que no representan necesariamente la opción económica óptima.

diversos autores, tales como Rudnick y Raineri [Rudn97], para el caso de la actividad de distribución, los costos medios son equivalentes a los costos marginales, en ausencia de grandes economías de ámbito o altas densidades de clientes. De este modo, para efectos de este trabajo, se establecerán los valores de c_1 y c_2 como los costos medios adicionales de las empresas en el segmento competitivo (en [\$/kW]) y serán homologados como costos marginales². Así, las funciones de costo de las empresas pueden escribirse de la siguiente manera:

$$\text{M para sus clientes regulados: } C_0 = c_0 Q_t + K_0 \quad (1.2)$$

$$\text{M para sus clientes libres: } C_1 = c_1 q_1$$

$$\text{I para sus clientes libres: } C_2 = c_2 q_2$$

Finalmente, cabe señalar que para el caso de la distribución, aquella medida eléctrica que define los costos de inversión es la potencia de punta que debe suministrar la red en cada nivel tensión. Puntualmente, dicha potencia máxima define el grueso de los conductores y la capacidad de los equipos de protecciones, mientras la energía sólo aporta costos por pérdidas ohmicas. Es por ello que los costos variables se definen como dependientes de la potencia máxima de la red de distribución.

1.2.3.2 Optimización del modelo para un planificador social

A partir de las funciones de costos descritas, se expondrá un modelo de optimización que maximiza la utilidad de un planificador social (ente regulador).

Se definen “ p_1 ” y “ p_2 ” como los precios unitarios de venta de potencia por [MW], para M e I en el segmento competitivo. Los precios anteriores no se encuentran sujetos a regulación alguna. Sea además “ p_0 ” el precio por [MW] que cobra el monopolista a sus clientes regulados. Este precio se encuentra completamente regulado, a través de cualquier método de tarificación de distribución

² Esta modelación de costos adicionales marginales es una simplificación del modelo, su aplicación será analizada posteriormente.

(“Price Cap”, “costo contable más rentabilidad” o “Yardstick Competition”). Sin pérdida de generalidad y por simplicidad, se ha supuesto un precio unitario uniforme p_0 , por [MW], para todos los clientes regulados. Finalmente, el cargo unitario (por [MW]) de acceso a las redes de distribución (peaje de distribución), será “a”.

Según los términos antes mencionados, las utilidades de ambas empresas, definidas por “ π_M ” y “ π_I ”, vienen dadas por las siguientes expresiones:

$$p_M = p_0 q_0 + p_1 q_1 + a q_2 - C_0 - C_1 \quad (1.3)$$

$$p_I = p_2 q_2 - a q_2 - C_2$$

De acuerdo a la expresión anterior, la empresa monopólica M, podría tener una utilidad negativa, ya que incurre en forma completa en el costo de la red C_0 , incluyendo la totalidad de los costos fijos K_0 . Existen dos maneras de modelar este hecho. La primera, utilizada en este trabajo, supone la existencia de una transferencia neta de fondos virtual desde el regulador a la empresa M, con el objeto de que ésta tenga utilidades positivas y cubra dichos costos [Laff94]. Cabe señalar que dicha transferencia de fondos es sólo para efectos de valorizar la eventual pérdida del monopolista, ya que si la tarifa de acceso incorpora este efecto, la transferencia de fondos en la práctica no se realiza. Una segunda modalidad [Arms96] supone sólo una restricción en la utilidad del monopolista, de modo que $\pi_M > 0$. Sin embargo, la solución que entregan ambas modalidades es esencialmente la misma [Arms96]. Siguiendo la primera alternativa, la transferencia neta de fondos se denominará “ T_M ” y debe ser mayor a la diferencia entre las ganancias y costos de M. De este modo, la nueva utilidad de M se expresa de la siguiente forma:

$$p_M = T_M + a q_2 \quad (1.4)$$

$$\text{Con: } T_M > p_0 q_0 + p_1 q_1 - C_0 - C_1$$

Se supone que, desde un punto de vista social, existe un costo de oportunidad para el regulador, por el hecho de realizar esta transferencia de fondos, equivalente a reorientar dichos recursos. Este costo de oportunidad tiene una valoración de “ $1+\phi$ ” ($\phi > 0$) para el regulador. De este modo, por el hecho de realizar

esta transferencia de fondos al monopolista, el regulador incurre en una pérdida equivalente al monto de ésta por su costo de oportunidad:

$$Pérdida_regulador = (1 + \mathbf{f}) \times (T_M + C_0 + C_1 - p_0 q_0 - p_1 q_1) \quad (1.5)$$

Suponiendo que el consumidor de energía regulado valora con una función de utilidad $U_r(q_0)$ cada unidad de potencia consumida y que el cliente libre valora con una utilidad de $U_l(q_1, q_2)$ cada unidad de potencia consumida, el regulador debe maximizar la utilidad total del sistema, sujeto a que cada una de las empresas (M e I) logren ganancias no negativas. Es decir, debe maximizar la utilidad de los consumidores y de las empresas, menos la transferencia de fondos T_M . De este modo, el problema final a optimizar por el regulador posee la siguiente estructura:

Maximizar:

$$U_r(q_0) + U_l(q_1, q_2) - (1 + \mathbf{f}) \times (T_M + C_0 + C_1 - p_0 q_0 - p_1 q_1) - p_0 q_0 - p_1 q_1 - p_2 q_2 + [T_M + a q_2] + [p_2 q_2 - C_2 - a q_2]$$

Sujeto a:

$$\begin{aligned} p_M &= [T_M + a q_2] \geq 0 \\ p_I &= [p_2 q_2 - C_2 - a q_2] \geq 0 \end{aligned} \quad (1.6)$$

El problema enunciado es de muy compleja solución matemática. Sin embargo, suponiendo que $U_r(q_0)$ y $U_l(q_1, q_2)$ son funciones cóncavas y que C_0 es de tipo convexo, la solución viene dada por las ecuaciones de Ramsey – Boiteux [Laff96]:

$$\frac{p_0 - C_0}{p_0} = \frac{\mathbf{f}}{1 + \mathbf{f}} \times \frac{1}{\mathbf{h}_0} \quad (1.7)$$

$$\frac{p_1 - C_1 - C_0}{p_1} = \frac{\mathbf{f}}{1 + \mathbf{f}} \times \frac{1}{\mathbf{h}_1}$$

$$\frac{p_2 - C_2 - C_0}{p_2} = \frac{f}{1+f} \times \frac{1}{\hat{h}_2}$$

Donde \hat{h}_0 , \hat{h}_1 y \hat{h}_2 son las superelasticidades de las respectivas funciones de demanda. La superelasticidad de un bien corresponde a la elasticidad de demanda tradicional, modificada para incorporar posibles sustituciones y complementariedad entre diversos bienes. Puntualmente, realizando el supuesto de que la demanda de los clientes regulados es independiente de la de los clientes libres (lo cual efectivamente ocurre en el caso de la distribución eléctrica, ya que cada tipo de consumidor es independiente), la superelasticidad \hat{h}_0 es igual a la elasticidad corriente de este bien (h_0). Las fórmulas para las superelasticidades, con respecto a las elasticidades corrientes (η_0 , η_1 y η_2) y cruzadas (η_{12} , η_{21}), se entregan a continuación:

$$\hat{h}_0 = h_0 \tag{1.8}$$

$$\hat{h}_1 = h_1 \times \frac{h_1 h_2 - h_{12} h_{21}}{h_1 h_2 + h_1 h_{12}} < h_1$$

$$\hat{h}_2 = h_2 \times \frac{h_1 h_2 - h_{12} h_{21}}{h_1 h_2 + h_2 h_{12}} < h_2$$

Finalmente, el valor de “a” debe ser aquel que no le permite a la empresa I obtener utilidades (cabe recordar que I se encuentra participando en un mercado competitivo y es tomadora de precios), es decir, $\pi_I = 0$. Ello se cumple cuando $a = p_2 - c_2$, es decir, cuando la tarifa de acceso equivale a la diferencia entre el precio de venta (p_2) de I y su costo marginal de gestión comercial (c_2). Substituyendo la expresión anterior en la tercera fórmula de Ramsey - Boiteux (1.7), se obtiene el valor final para la tarifa de acceso óptima “a”:

$$a = c_0 + \frac{f}{1+f} p_2 \hat{h}_2 \tag{1.9}$$

De la fórmula anterior, puede notarse que la tarifa por unidad de acceso a la red de M es mayor al costo marginal del uso de la red para el monopolio (c_0), ya que $\phi > 0$ y $\hat{h}_2 > 0$. Si la tarifa fuese equivalente al costo marginal c_0 , la empresa monopólica debería cubrir la totalidad de los costos fijos K_0 , favoreciendo así la posición de I en el segmento competitivo.

El modelo presentado entrega, desde un punto de vista teórico, el valor de la tarifa de acceso unitaria óptima. Sin embargo, en términos prácticos, la fórmula (1.9) no es del todo aplicable, debido a la complejidad que representa obtener la superelasticidad \hat{h}_2 a partir de las funciones de demanda de las empresas M e I en el segmento competitivo.

Pese a las limitaciones prácticas del modelo, éste entrega una solución teórica exacta acerca de la estructura de la tarifa de acceso y puede considerarse la base sobre la cual realizar mejoras o construir modelos más ajustados a la realidad.

1.2.4 Consideraciones relevantes acerca del modelo

Los autores Armstrong, Doyle y Vickers han realizado una modelación muy parecida en varios aspectos, pero con ciertas diferencias en la metodología de optimización y en la expresión final de los resultados [Arms96]. Siguiendo una optimización por partes, minimizando los costos totales sujeto a un nivel fijo de producción (Q_t) y eligiendo luego la cantidad óptima a producir, los autores mencionados obtienen el siguiente valor para la tarifa de acceso “a”, siguiendo la notación precedente:

$$a = c_0 + \mathbf{m}(p_1 - c_M) + \frac{\mathbf{f}}{1 + \mathbf{f}} \frac{\hat{z}}{(-\hat{z}_a)} \quad (1.10)$$

$$\mathbf{m} = \mathbf{m}_d \times \mathbf{m}_0; \mathbf{m}_d = \frac{X_1}{-X_2}; \mathbf{m}_0 = \frac{\hat{X}_2^a}{\hat{z}_a} \quad (1.11)$$

Donde:

- m : “término de desplazamiento”. Equivale a la variación en la cantidad de producto suministrado por M a sus clientes del segmento libre, dividido por la variación en la cantidad de unidades de acceso vendidas por M a I, si la tarifa de acceso “a” es alterada en forma pequeña.
- m_d : representa el efecto de las posibilidades de sustitución entre los productos de M e I, respecto de la demanda de éstos.
- m_o : representa el efecto de las posibilidades de sustitución entre los productos de M e I, respecto de la oferta de éstos.
- X_I y X_2 : funciones de demanda para las empresas M e I, respectivamente.
- \hat{z} : cantidad de unidades de acceso óptimas que entrega M a I
- \hat{z}_a : variación en la cantidad óptima de unidades de acceso frente a un cambio en la tarifa unitaria de acceso “a” $(\frac{\partial}{\partial a}(\hat{z}_a))$
- \hat{X}_2^a : variación en la cantidad óptima demandada del bien producido por I ante un cambio en la tarifa unitaria de acceso “a” $(\frac{\partial}{\partial a}(\hat{X}_2^a))$.
- c_M : costo marginal total para el monopolista de atender a un cliente libre, que incluye el costo de acceso a la red y los costos adicionales de gestión comercial incurridos para tal efecto.

En la ecuación (1.10), el cargo unitario de acceso viene dado por el costo marginal de utilización de la red (c_0), más el costo de oportunidad que significa para el monopolio una unidad de acceso [MW] que se provee a I ($m \times (p_1 - c_M)$) y más un término adicional necesario para lograr el equilibrio en la cartera de utilidades del monopolista $(\frac{f}{1+f} \times \frac{\hat{z}}{-\hat{z}_a})$.

Lo novedoso en esta nueva interpretación radica en la apreciación del costo de oportunidad que representa para el monopolista M el hecho de permitir que

I utilice su red de distribución. Este costo de oportunidad aparece como un coeficiente (μ) multiplicando a la diferencia entre el precio de venta de M a sus clientes libres (p_1) y su costo marginal total de atenderlos (c_M). La interpretación de μ radica en representar la reducción en la demanda de la empresa monopólica M, causada por el hecho de proporcionar una unidad de acceso a costo “a” a la empresa competitiva I.

La posibilidad de representar a μ como el producto de μ_d y μ_0 implica separar los efectos de sustitución que puedan apreciarse por el lado de la demanda y de la oferta del producto final. En el caso de que ambos productos posean demandas independientes (por ejemplo, si ambas empresas manejan mercados cautivos estrictamente separables), entonces $\mu = 0$ y no existe costo de oportunidad para el monopolista. Por otra parte, el supuesto de que I necesita una unidad de acceso para suministrar una unidad de producto a sus clientes finales (lo que efectivamente ocurre en el caso de la distribución eléctrica, ya que I es un comercializador o “broker”), implica que no existe sustitución por el lado de la oferta ya que I no puede proveerse su propio acceso, por lo que $\mu_0 = 1$ y $\mu = \mu_d$. En términos simples, la utilización de μ reemplaza la utilización de las superelasticidades del modelo presentado en 1.2.2.

Si bien aparentemente la expresión encontrada por Armstrong, Doyle y Vickers para “a” no implica la estimación de elasticidades de la demanda, si implica la estimación de la curva de demanda de M e I en el segmento competitivo (X_1 y X_2), proceso igual de complicado que la estimación de las elasticidades o superelasticidades de la demanda. En tal sentido, el mayor aporte de esta modelación surge en la estimación del costo de oportunidad que representa para la empresa monopólica el hecho de proporcionar a la empresa competitiva una unidad de acceso a sus redes. Dicha estimación se realiza a través de la proyección de la reducción de utilidades de M por concepto de entregar una unidad de acceso a I, donde destaca la importancia del coeficiente μ como forma de representar las características de la demanda y posibilidades de sustitución entre M e I.

1.3 **ECPR (Efficient Component Pricing Rule) y su comparación con el modelo microeconómico de tarifas de acceso a las redes**

Los autores Baumol [Baum83], y Willing [Will79] establecieron una importante regla acerca del cálculo de la tarifa por acceso a las redes, llamada ECPR (Efficient Component Pricing Rule) [Arms98], [Laff96] y [Bucc,99]. Dicha regla recomienda que la tarifa unitaria de acceso a las redes “a”, debe ser igual a la diferencia entre el precio unitario de venta de la empresa monopólica (M) y su costo marginal, ambos en el mercado competitivo. Siguiendo la notación de la sección anterior, ello corresponde a:

$$a = p_1 - c_1 \quad (1.12)$$

1.3.1 **Supuestos para el cumplimiento del ECPR**

El cumplimiento de la regla ECPR y de la fórmula (1.12) se basa en la adopción de los siguientes supuestos:

a) **Contestabilidad de mercados**

El fundamento de la fórmula (1.12) se enmarca bajo el concepto de contestabilidad de mercados, por lo cual la fórmula es válida sólo en un mundo estático en el cual el planificador social maximiza la utilidad social y además se cumplen todos y cada uno de los siguientes supuestos descritos desde b) a f) como sigue [Laff94] y [Econ95]:

b) **Sustitución perfecta del mercado competitivo**

Los bienes entregados por M e I para sus clientes libres son sustitutos perfectos (lo cual se cumple en el simple caso de entregar sólo potencia [kW] a los clientes).

c) **Ausencia de asimetría de información y tarificación marginalista**

El regulador conoce los costos marginales de M en el segmento competitivo (c_1) y el precio cobrado por éste a sus clientes libres (p_1) se basa en una tarificación marginalista.

d) Retornos a escala

Relacionado al supuesto anterior, los costos adicionales de gestión comercial de M e I en el segmento competitivo presentan retornos a escala.

e) Competencia perfecta en el mercado de clientes libres

Ninguno de los participantes del segmento competitivo (M e I) presentan poder de mercado.

f) Ausencia de barreras de entrada

Ambas empresas (M e I) ya se encuentran compitiendo en el mercado libre, por lo que no existen barreras de entrada a dicho mercado.

Diversos autores han mencionado [Econ95], [Laff96] y [Bucc,99] que si alguno de los supuestos anteriores no se cumple, la regla ECPR lleva a ineficiencias dinámicas en el mercado e incorrecta localización de recursos. Puntualmente, si se viola el supuesto b) y el monopolista no cobra un precio (p_1) acorde a la tarificación marginalista, la utilización de la regla ECPR implica consecuentemente mayores precios al cliente final. En tal caso, una tarifa de acceso inadecuada puede además convertirse en una barrera de entrada para competidores más eficientes que el monopolista, con la consecuente pérdida social que ello conlleva.

1.3.2 Interpretación del ECPR: costo de oportunidad

Intuitivamente, la regla ECPR indica que para que exista una competencia perfecta en el segmento libre, la empresa I debe pagar una tarifa de acceso equivalente a la transferencia interna del monopolista, equivalente a la diferencia entre el precio competitivo de M, p_1 , y sus costos marginales de gestión comercial (c_1). Dicha diferencia, bajo los supuestos mencionados, corresponde al costo de oportunidad unitario que enfrenta M al utilizar la red de su propiedad para

entregarle el acceso a I. Dicho de otra forma, si p_1 es el precio de venta de potencia a los clientes libres de M, puede suponerse que sus costos marginales totales son: $c_1 + x$, siendo “x” el costo unitario de utilizar su propia red y c_1 el costo unitario de gestión comercial. De este modo, “a” debe ser igual a “x” para que se mantenga la competencia y exista equidad. De lo contrario, si “a” es mayor que “x”, la empresa I se verá en desventaja respecto a M al enfrentar un mayor costo de acceso a la red, no pudiendo así eventualmente acceder al mercado. Por el contrario, si “a” es menor que “x”, la empresa M podría perder todos sus clientes libres (dependiendo de la diferencia de c_1 y c_2), ya que I enfrentaría menores costos finales que su competidor.

1.3.3 Implicancias del ECPR acerca de la entrada de nuevos competidores

La mayor implicancia que tiene la regla ECPR para las empresas participantes es que, cumpliéndose todos y cada uno de los supuestos anteriores, aquella empresa que tenga menores costos marginales de gestión comercial para atender a los clientes libres, se llevará la totalidad de este mercado [Laff96] y [Econ95]. La afirmación anterior se puede apreciar de la siguiente manera:

$$p_2 = a + c_2, a = (p_1 - c_1) \Rightarrow p_2 = p_1 - c_1 + c_2 \quad (1.13)$$

$$p_2 < p_1 \Leftrightarrow c_2 < c_1$$

Es decir, si se cumplen todos y cada uno de los supuestos de la regla ECPR, formándose una competencia perfecta en el segmento de clientes libres y existe alguna diferencia de costos marginales entre ambas empresas, la totalidad del mercado será abastecida por aquella empresa que presente menores costos adicionales a la tarifa de acceso “a”. Desde otro punto de vista, el cumplimiento de la regla ECPR implica que la entrada al segmento competitivo queda limitada a empresas eficientes [Econ95].

1.3.4 Interpretación alternativa de la regla ECPR

Paralela a la interpretación clásica de Baumol y Willing acerca de la regla ECPR, los autores Armstrong, Doyle y Vickers han realizado una nueva

interpretación de este concepto [Arms96], precisando con mayor detalle el tema del costo de oportunidad.

Partiendo desde la modelación de la tarifa de acceso mostrada en la sección 1.2.3, la expresión de la ecuación (1.10) entrega una visión bastante exacta acerca de la tarifa de acceso “a”. Suponiendo que, debido a que la función de costos del monopolista M es tal que, estableciendo todos los precios (incluyendo el de acceso “a” y el precio regulado p_0) según la tarificación marginalista, no se registran pérdidas para dicha empresa ($\mathbf{p}_M \geq 0$), se tendría que dicha política es socialmente óptima³. Lo anterior implicaría que $\phi = 0$ (no existe costo de oportunidad para los fondos públicos porque T_M no existe), por lo que el último término de la sección derecha de la ecuación (1.10) es nulo.

Además de lo expuesto en el párrafo anterior, suponiendo que no existe sustitución en los productos en el segmento libre⁴, se tendría entonces que $\mu_d = 1$ y $\mu_0 = 1$, por lo que, según (1.11), $\mu = 1$.

Aplicando los supuestos de los dos párrafos anteriores, la ecuación (1.10) se reduce a la siguiente expresión, válida para interpretar la regla ECPR:

$$a = c_0 + (p_1 - c_M) \quad (1.14)$$

La interpretación de la ecuación (1.14) implica que a_0 corresponde al costo directo (marginal) de proveer el acceso por parte del monopolista y $(p_1 - c_M)$ al

³ En términos de la notación utilizada en 2.2, ello implicaría que la transferencia de fondos ficticia desde el regulador al monopolio sea nula ($T_M = 0$). Lo anterior podría deberse a que el precio regulado p_0 es capaz de cubrir el déficit mencionado en la cartera del monopolista, asegurando que $\mathbf{p}_M \geq 0$.

⁴ Para el caso de la distribución eléctrica, $\mu_0 = 1$ ya que, según los supuestos, I necesita una unidad de acceso para entregar una unidad de producto a sus clientes libres y no puede construir su propia red. Además, si el producto entregado es homogéneo y no existen diferencias sustanciales de costos ni poder de mercado, podría suponerse, como aproximación, la ausencia de sustitución por parte de la demanda, luego, $\mu_d = 1$.

costo marginal de oportunidad de proveer dicho acceso [Arms96]. La expresión anterior puede reagruparse, obteniéndose la siguiente ecuación:

$$p_1 - a = c_M - c_0 \quad (1.15)$$

De acuerdo a esta nueva ecuación, la diferencia entre el precio final del monopolista a su cliente libre (p_1) y la tarifa de acceso cobrada al competidor (a) debe ser igual al margen entre el costo total de M al cliente libre (c_M) y su propio costo marginal directo de utilizar la red de su propiedad (c_0). Dicha diferencia de costos marginales para el monopolista, representa el costo de oportunidad que debe ser cancelado por el competidor I debido al uso de las redes de M .

1.4 Comportamiento del modelo teórico en situaciones de imperfección de mercado que favorecen al monopolista

El modelo teórico de tarifas de acceso descrito en 1.2 entrega una formulación exacta para el valor de la tarifa de acceso “ a ”, según ciertos supuestos, entre los cuales destaca el de comportamiento perfecto del mercado de los clientes libres. En esta sección se entregarán las nociones necesarias que permiten modificar la tarifa de acceso en casos de imperfecciones de mercado. Cuando sea pertinente, se adjuntarán comentarios acerca de la validez y posibilidades de ocurrencia de estas distorsiones en el mercado de distribución y comercialización eléctrica.

1.4.1 Sustitución perfecta

En este caso, se supone que los productos ofrecidos por M e I en el mercado competitivo son sustitutos perfectos, lo cual equivale, según la notación presentada, a que las superelasticidades de ambas empresas son iguales ($\mathbf{h}_1 = \mathbf{h}_2$). Si además se suponen costos iguales ($c_1 = c_2$), de las fórmulas de Ramsey-Boiteux (1.6) se obtiene que:

$$p_1 - c_1 - c_0 = p_2 - c_2 - c_0 \quad (1.16)$$

$$\Rightarrow a = p_1 - c_1$$

El resultado muestra que ante el escenario de sustitución perfecta descrito, el modelo teórico arroja el mismo resultado que la regla ECPR. Cabe mencionar que el supuesto de superelasticidades iguales es un requisito para el cumplimiento de ECPR⁵. Puede entonces considerarse que la regla ECPR es un caso particular del modelo teórico descrito, en el caso de que los productos entregados por M e I son sustitutos perfectos.

1.4.2 Diferencias de costos y/o tecnología

Suponiendo la misma situación de demanda simétrica mostrada en el caso anterior ($\mathbf{h}_1 = \mathbf{h}_2$), en este caso se supone que la empresa monopólica M, debido a diferencias de tecnología y/o a que su tamaño relativo le permite acceder a ciertas economías de escala, posee menores costos adicionales de gestión comercial en el segmento competitivo que I. Suponiendo que dichos costos marginales corresponden a \bar{c}_1 y \bar{c}_2 , entonces, $\bar{c}_1 < \bar{c}_2$. Si además la nueva tarifa de acceso corresponde a " \bar{a} " y los nuevos precios son: \bar{p}_1 y \bar{p}_2 , puede demostrarse, utilizando la primera ecuación de (1.16) que:

$$\bar{c}_1 - \bar{c}_2 < 0, \Rightarrow \bar{p}_1 < p_1, \bar{p}_1 < \bar{p}_2 \quad (1.17)$$

$$a < \bar{p}_1 - \bar{c}_1, a < \bar{a}$$

En forma intuitiva, la empresa M, al tener menores costos marginales que su competidor I, cobrará menores precios que ésta ($\bar{p}_1 < \bar{p}_2$) y que su antiguo precio ($\bar{p}_1 < p_1$). Por otra parte, suponiendo válida la regla ECPR ($a = p_1 - c_1$), no podría asumirse a priori la relación entre \bar{a} y a , debido a que tanto p_1 como c_1 bajan su valor ante la nueva situación, a \bar{p}_1 y \bar{c}_1 . Sin embargo, el monopolista no deseará bajar p_1 en la misma proporción en la que c_1 bajó a \bar{c}_1 . Ello debido a que, en situación de competencia perfecta con la empresa I, a M le basta con bajar p_1 hasta que este último sea menor a p_2 , llevándose así la totalidad de la demanda. De este

⁵ El supuesto de superelasticidades iguales equivale, de acuerdo a la versión del modelo teórico enunciada en 2.3, y a la interpretación del ECPR en 3.4, a que $\mu_d = 1$.

modo, $\Delta p_1 (p_1 - \bar{p}_1)$ es normalmente menor que $\Delta c_1 (c_1 - \bar{c}_1)$. Así, $(\bar{p}_1 - \bar{c}_1) > (p_1 - c_1)$, por lo que $\bar{a} > a$.

En caso de que el regulador, ante esta situación de costos, mantuviera el cargo por acceso en “a”, la empresa monopólica M perdería dinero, ya que la tarifa que ajusta el mercado debería ser \bar{a} ($\bar{a} > a$).

Cabe recordar que, según lo expuesto en 1.3.3, si se cumplen los supuestos de la regla ECPR y existe una diferencia de costos (por ejemplo, $\bar{c}_1 < \bar{c}_2$), aquella empresa con menores costos será la que abastezca la totalidad del mercado de clientes libres. Finalmente, si la diferencia de costos estuviera a favor de la empresa competitiva I ($\bar{c}_1 > \bar{c}_2$), los resultados expuestos se invierten.

1.4.3 Clientes cautivos

Esta situación es muy corriente en la mayoría de las industrias descritas en la introducción del capítulo. Es muy probable que una cantidad importante de clientes libres contrate el servicio con la empresa monopólica (M), sin verificar una posible diferencia de precios con I. Lo anterior puede deberse a una lealtad de marca respecto a M o que el cliente antiguamente era regulado, por lo que al liberalizarse el segmento, no está dispuesto a cotizar otros costos y contrata directamente con M.

Para describir esta situación, se supone que M posee ciertos clientes cautivos, los cuales consumen “ e_1 ” [MW]. Por otra parte, I también posee clientes cautivos que consumen “ e_2 ” [MW]. Para cumplir lo descrito en el párrafo anterior, se supone $e_1 > e_2$. De este modo, se forman dos funciones de demanda distintas, para M e I. Introduciendo las constantes “b” y “d” ($b > d$), se obtienen las nuevas funciones de demanda de M e I, las cuales muestran una dependencia a los precios de ambas empresas:

$$\bar{q}_1 = e_1 - bp_1 + dp_2 \quad (1.18)$$

$$\bar{q}_2 = e_2 - bp_2 + dp_1$$

Con el objeto de aislar el efecto de los clientes cautivos, ceteris paribus, se suponen costos marginales iguales ($c_1 = c_2$). Introduciendo los nuevos valores de

\bar{q}_1 y \bar{q}_2 en el modelo de optimización descrito en (1.6), se obtiene una nueva solución. No es el objetivo de este estudio entregar el complejo cálculo matemático que resuelve este escenario, para mayores referencias, analizar el trabajo de Laffont y Tirole [Laff94]. Resolviendo el problema, suponiendo que la nueva tarifa de acceso corresponde a “ \bar{a} ”, los nuevos precios \bar{p}_1 y \bar{p}_2 y la nueva superelasticidad de I es “ \bar{h}_2 ”, puede demostrarse que:

$$\bar{p}_1 > p_1, \bar{p}_1 > p_2, \bar{p}_1 - c_1 > a, \bar{a} > a \quad (1.19)$$

Intuitivamente, si M posee más clientes cautivos que I, su demanda es más inelástica que la que enfrenta su competidor, lo cual le permite cobrar un mayor precio p_1 y subir sus ingresos en el segmento competitivo. Por el contrario, la demanda de I es más elástica que la de M y que la que tenía I el caso base del modelo, es decir, ($\bar{h}_2 > h_2$). Al aumentar la superelasticidad de I, según (1.9), $\bar{a} > a$. Lo que indica la relación (1.19) es que, en el caso en que el regulador mantenga el cargo por acceso en “ a ”, dicho cobro sería mucho menor al verdadero costo de oportunidad de proporcionar acceso para la empresa M, el cual corresponde a “ \bar{a} ”.

La situación teórica descrita es especialmente relevante respecto al mercado de distribución eléctrica. Suponiendo que en algún momento se abre el segmento libre, creándose la figura del comercializador y rebajándose la potencia por la cual un cliente puede negociar su tarifa directamente. Podría entonces darse la situación en la cual el nuevo cliente libre, antes regulado y atendido por la empresa distribuidora, no desee cotizar nuevos precios y siga contratando a la empresa distribuidora o a una comercializadora coligada a ésta. Lo anterior puede deberse a que la experiencia del cliente haya sido hasta el momento satisfactoria con la empresa distribuidora, no deseando efectuar cambio alguno. En este caso, se daría la situación descrita en forma teórica y la tarifa de acceso debería sufrir la modificación descrita.

En relación a lo descrito en el párrafo anterior, en el Reino Unido, el regulador (OFFER) ha realizado estudios estadísticos y encuestas que muestran una alta preferencia de los nuevos cliente libres por permanecer bajo un contrato con la distribuidora local, evitando la molestia de cotizar nuevos precios y de cambiar el

contrato. Puntualmente, en el estudio de marzo de 1999, el 18% de los potenciales usuarios no regulados no se ha informado acerca de la posibilidad de comprar la energía a través de un comercializador que no sea la distribuidora local. Es más, un 34% de los potenciales usuarios no confía en la seriedad de los nuevos comercializadores y un 31% no ha recibido información alguna por parte de estos últimos. El resultado más relevante de este estudio indica que un 51% de los usuarios se encuentran satisfechos con los precios y atención de la distribuidora local y no manifiestan incentivo de cambiarse de suministrador [OFF499]. Adicionalmente, cabe mencionar que en el Reino Unido, la empresa distribuidora puede ser la misma empresa que provee el gas u otros servicios, lo cual aumenta la posibilidad de que el cliente prefiera seguir siendo atendido por la empresa monopólica.

1.4.4 Actitud depredadora por parte del monopolista

Una situación nociva para el desarrollo del tipo de industria analizada lo constituye una potencial actitud depredadora por parte del monopolista. Puntualmente, el monopolista puede subir artificialmente la tarifa “a”, mientras baja el precio en el segmento libre, p_1 . De este modo, el precio del monopolista se sitúa temporalmente por debajo de sus costos marginales de largo plazo, incitando a que dicha empresa se quede con la totalidad del mercado de clientes libres.

Para evitar la situación anterior, es necesario que el regulador logre forzar a la empresa monopólica a cobrar una tarifa lo más cercana posible a lo que entrega la regla ECPR ($a = p_1 - c_1$). De este modo, el único modo de que la empresa M tenga una actitud depredadora es que suba p_1 para poder subir “a”. Sin embargo, ello le ocasiona una pérdida de competitividad en el segmento libre ocasionada por la subida del precio p_1 .

La forma de evitar esta situación se encuentra muy asociada al esquema regulatorio imperante en el segmento regulado. En efecto, bajo una regulación que fije la tarifa de acceso (por ejemplo “Price Cap Global”, ver sección 1.7.1), ésta puede quedar fija en un valor lo más cercano posible al de la regla ECPR, evitándose esta situación.

1.5 Comportamiento del modelo teórico en situaciones de imperfección de mercado que favorecen a los competidores

En esta sección se analizan ciertos casos especiales, en los cuales el modelo teórico presenta alteraciones debido, principalmente, a situaciones de poder de mercado u oportunidades que maneje alguno de los competidores del segmento libre que no sea el monopolista (M). Puntualmente, se analizarán los casos de poder de mercado del competidor, duplicación de redes y “bypass” de redes.

1.5.1 Poder de mercado del competidor

En el caso estudiado a continuación, puede suponerse que por alguna razón la empresa competitiva del segmento libre (I), posee algún tipo de ventaja que le permite cobrar un precio de venta \bar{p}_2 , mayor a $p_2 = a + c_2$. Es decir, el competidor cobra más que sus costos marginales de producción (c_2) más el cargo por acceso a la red del monopolista (a). Se supone además que el competidor ya se encuentra participando del mercado y que tiene ciertos clientes cautivos que le permiten cobrar un alto precio.

Desde el punto de vista social del regulador, esta distorsión debe ser corregida, ya que la situación perjudica a los consumidores. Para lograr el equilibrio del mercado, el regulador debe imponer una baja en la tarifa de acceso “a”, hasta llegar a \bar{a} , donde se cumple la regla ECPR y se baja nuevamente el precio \bar{p}_2 hasta p_2 . Matemáticamente:

$$\begin{aligned}\bar{p}_2 &> a + c_2 \\ \bar{a} &= p_1 - c_1 - b \\ \Rightarrow \bar{a} + c_2 &= p_2\end{aligned}\tag{1.20}$$

Sin embargo, la medida anterior rebaja las utilidades del monopolista al bajar la tarifa de acceso, por lo cual, no resulta evidente una toma de decisión de este tipo. Otra opción de mejorar esta situación es a través de un estricto control acerca de los precios cobrados por empresas competitivas a clientes cautivos.

1.5.2 Subsidio a la entrada del competidor

Hasta el momento, se ha supuesto que el competidor ya se encuentra asentado en el mercado de clientes libres. De este modo, se asume que dicho mercado es rentable para I. Sin embargo, en presencia de altos costos marginales de la red (c_0) y/o fijos (K_0), podría darse que, dada la tarifa de acceso existente, el competidor I no tenga incentivos a entrar al mercado de clientes libres, debido a que las utilidades serían negativas.

En este contexto, el regulador necesita promover la entrada del competidor al segmento libre, para evitar una situación de monopolio no regulado en dicho sector por parte de M. Para estimular la entrada de el o los competidores, el regulador establece un cargo de acceso a la red \bar{a} inferior al cargo “ a ” que viene dado por la regla ECPR. Es decir,

$$\bar{a} < a, \bar{a} < p_1 - c_1 \quad (1.21)$$

En términos prácticos, el regulador subsidia la entrada de competidores en desmedro de las utilidades de M, debiendo pagarle a éste una compensación por aquel concepto. La posibilidad de mantener el cargo \bar{a} a lo largo del tiempo podría producir un exceso de competidores en el segmento libre o dañar seriamente la posición financiera del monopolio o el regulador, por lo que se recomienda que la tarifa tienda, en el mediano plazo, a “ a ”.

1.5.3 Bypass de redes

Para un importante cliente que contrata, en el segmento libre, a la empresa I, puede resultar más rentable conectarse directamente con las instalaciones de I, donde ésta obtiene la energía, que pagar la tarifa de acceso al monopolista. Este fenómeno se conoce como “bypass” de la red. En el caso de la distribución eléctrica, por ejemplo, un gran cliente puede construir su propia línea de distribución y conectarse con la subestación de transmisión o subtransmisión más cercana, evitando pagar el cargo “ a ” al monopolista.

Una solución a esta situación es rebajar la tarifa de acceso, no cobrando la parte que corresponde al pago por concepto de costos fijos. De este modo, “a” se fija cercano a c_0 y los costos fijos del monopolista le son remunerados por parte del regulador vía un subsidio. Así, se corrige el incentivo del cliente de efectuar un bypass a la red. Sin embargo, lo más corriente es que el regulador no posea la facultad de efectuar este subsidio, debiendo recurrir sólo a bajar el valor de “a”. En esta situación, se produce un déficit en las utilidades del monopolista, el cual debe por lo tanto subir sus precios en el segmento libre.

La solución propuesta por diversos autores [Laff96] consiste en permitir al monopolista establecer descuentos en la tarifa de acceso sólo a aquellos clientes con importante incentivo a efectuar el bypass a la red. Puntualmente, el monopolista puede ofrecer una alternativa de pago por acceso en dos partes, con una parte fija y otra variable según los [kW] consumidos. De este modo, a los grandes usuarios, clientes que potencialmente pueden efectuar el “bypass” de la red, se les cobra un alto cargo fijo y bajo cargo variable y viceversa para los pequeños usuarios.

1.5.4 Duplicación de redes

La situación de duplicación de redes es parecida a la anterior, con la diferencia de que es la empresa competidora (I) la cual construye su propia línea para abastecer a sus grandes clientes en caso de que la tarifa de acceso a la red sea muy alta.

La discusión en este caso se centra en la posible pérdida de optimalidad, desde el punto de vista social, de una eventual duplicación de redes. Ello debido a que, al duplicarse las redes, la sociedad como un todo enfrenta una red con costos duplicados. En el caso de que fuese óptima la duplicación de redes, el regulador podría incentivarlas subiendo el valor de la tarifa de acceso “a”.

Es importante señalar que, en el caso de que existiere una duplicación de redes, la nueva red construida por el competidor debe ser tratada en forma simétrica con la red del monopolista, debiendo el competidor eventualmente prestar también sus servicios a clientes regulados.

1.6 Modelos alternativos de tarifas de acceso a las redes

Una vez estudiado el modelo teórico de acceso óptimo a las redes, resulta relevante explorar otros modelos de aplicación práctica más sencillos. Ello, debido a que, como se explicó anteriormente, el hecho de conocer las superelasticidades (o en su defecto, las elasticidades) de la demanda de las empresas participantes en el negocio podría resultar un ejercicio extremadamente complejo.

1.6.1 Modelo de asignación según prorrata de costos

El modelo más simple usado en la actualidad consiste en asignar los costos relevantes del acceso a las redes según alguna medida de utilización de la ésta. Ello puede realizarse prorrateando proporcionalmente dichos costos según la ocupación que realice cada participante de la red (lo cual se conoce comúnmente con el nombre de “estampillado” o “Postage Stamp”). Por ejemplo, en el caso de la distribución eléctrica, los costos se prorratean proporcionalmente según la potencia [kW] o energía [kWh], transitados por cada empresa que utiliza las instalaciones de la empresa monopólica.

Se supone la misma situación y estructura de costos descrita en 1.2.2. Según ello, las funciones de costo de M son C_0 en el segmento regulado y C_1 en el segmento libre, mientras que la función de costos de I en el segmento libre corresponde a C_2 . Según las funciones de costo expuestas, el precio de M a sus clientes regulados (p_0) viene dado, idealmente, por el costo por unidad [\$/kW] o medio de utilizar sus redes, es decir, $p_0 = C_0 / Q_t$. De este modo, bajo este esquema, p_0 equivale a:

$$p_0 = c_0 + \frac{K_0}{Q_t} \quad (1.22)$$

Para abastecer a sus clientes libres, M debe incurrir en el costo marginal adicional de gestión comercial propio de ese segmento (c_1), más el costo marginal de utilizar sus propias redes. De este modo, se obtiene el precio que M cobra a sus clientes libres, p_1 :

$$p_1 = c_1 + \frac{C_0}{Q_t} = c_1 + \left[c_0 + \frac{K_0}{Q_t} \right] \quad (1.23)$$

Si se cumplen la totalidad de los supuestos de la regla ECPR, se tiene, según la fórmula (1.10), que: $a = p_1 - c_1$. De este modo, bajo los supuestos expuestos en 1.2.1, y según lo expresado en (1.23), se adjunta a continuación la expresión para la tarifa de acceso a la red, “a”, y para el precio de venta de I a sus clientes libres (p_2):

$$a = p_1 - c_1 = c_0 + \frac{K_0}{Q_t} \quad (1.24)$$

$$p_2 = c_2 + a = c_2 + c_0 + \frac{K_0}{Q_t}$$

Nótese que, nuevamente, “a” es mayor que el costo marginal de utilizar la red (c_0), tal como en el modelo teórico y las fórmulas (1.9) y (1.10). Ello debido a la presencia de los costos fijos K_0 . Definiendo las utilidades variables de M para cada segmento, como $\mathbf{p}_0^v, \mathbf{p}_1^v$ y \mathbf{p}_2^v , se tiene:

$$\mathbf{p}_0^v = (p_0 - c_0)q_0 \quad (1.25)$$

$$\mathbf{p}_1^v = (p_1 - c_1 - c_0)q_1$$

$$\mathbf{p}_2^v = (a - c_0)q_2 = (p_2 - c_2 - c_0)q_2$$

La utilidad variable total del sistema (sin incluir costos fijos), equivale, entonces, a:

$$\mathbf{p}_0^v + \mathbf{p}_1^v + \mathbf{p}_2^v = \frac{K_0}{Q_t} \times [q_0 + q_1 + q_2] = K_0 \quad (1.26)$$

Puede notarse que la utilidad total del sistema cubre los costos fijos, por lo cual la empresa M logra el balance de su cartera. Cada entidad cubre la proporción de los costos fijos que le corresponde según su uso de la red.

El modelo estudiado es equitativo en repartir los costos, pero existen varias críticas a sus resultados. En primer lugar, el modelo, al basarse directamente en los costos de las empresas, no incentiva a la minimización de éstos, en contraposición con el modelo teórico, el cual busca un óptimo global del sistema. Es decir, el modelo no se basa en el uso físico (extensivo) de la red. En segundo lugar, por el hecho de ser un modelo basado sólo en los costos reales de las empresas, no se toma en cuenta la elasticidad de la demanda de cada empresa y la eventual sustitución de los productos. Lo anterior podría llevar a un subsidio a aquella empresa con una demanda más inelástica, en desmedro de aquella empresa con una demanda más elástica.

Si bien el método presenta las desventajas comentadas en el párrafo anterior, posee la importante ventaja, además de su simplicidad, de impedir la entrada de competidores ineficientes al segmento de clientes libres. Considerando como válidos los supuestos presentados en 1.2.2 y tomado los precios de M e I de las ecuaciones (1.23) y (1.24), se supone el caso de entrada de un competidor I menos eficiente que M en el segmento de clientes libres ($c_2 > c_1$). En este caso, puede verse de la siguiente ecuación que p_2 resulta mayor a p_1 , por lo cual, en una situación de competencia perfecta, sería M quién se llevase la totalidad del mercado.

$$\begin{aligned}
 c_2 &> c_1 \\
 p_1 &= c_1 + \frac{C_0}{Q_t} = c_1 + c_0 + \frac{K_0}{Q_t} \\
 p_2 &= c_2 + a = c_2 + c_0 + \frac{K_0}{Q_t} \\
 \Rightarrow p_2 &> p_1
 \end{aligned}
 \tag{1.27}$$

1.6.2 Modelo de asignación según prorrata de utilidades (Regla OFTEL)

La Oficina de Telecomunicaciones del Reino Unido (OFTEL, Office of British Telecommunications) ha utilizado una variante al esquema presentado en la sección anterior, según la cual la prorrata de los costos se realiza en función de las utilidades variables de cada entidad, en lugar de utilizar directamente dichos costos para prorratear el pago de cada entidad.

Se asume la misma estructura de costos expresada en (1.2) y las utilidades variables de (1.25). En tal contexto, los competidores del segmento de clientes libres pagan una tarifa de acceso a las redes según la prorrata de las utilidades variables que percibe el monopolista en dicho segmento. El cargo por acceso a las redes, “a”, siguiendo la notación del punto 1.6.1, viene dado por la siguiente expresión:

$$a = c_0 + \frac{K_0}{q_1} \times \left[\frac{\mathbf{p}_1^v}{\mathbf{p}_0^v + \mathbf{p}_1^v + \mathbf{p}_2^v} \right] \quad (1.28)$$

Tal como puede verse en la fórmula (1.25), la utilidad de I, \mathbf{p}_2^v , depende a su vez del valor de “a”, lo anterior implica que la tarifa de acceso debe obtenerse a partir de datos históricos de utilidades de las empresas participantes o, en su defecto, de estimaciones de dichas utilidades [Laff96]. Si se realiza el cálculo de “a” a través de datos históricos, puede expresarse la fórmula (1.29) por medio de los precios, costos y cantidades transitadas del año anterior para calcular la tarifa de acceso del año en curso.

En caso de que las utilidades variables de los segmentos cubran por completo los costos fijos de la red (el monopolista M tiene su “cartera” balanceada), se tiene que:

$$\begin{aligned} \mathbf{p}_0^v + \mathbf{p}_1^v + \mathbf{p}_2^v &= K_0 \\ \Rightarrow a &= c_0 + \frac{K_0}{q_1} \times \left[\frac{\mathbf{p}_1^v}{K_0} \right] = p_1 - c_1 \end{aligned} \quad (1.29)$$

La tarifa de acceso “a”, en este caso, coincide con la regla ECPR. De este modo, el objetivo del regulador es intentar que se cumpla la igualdad de utilidades de la fórmula (1.30) ya que, en tal caso, la tarifa de acceso refleja exactamente el costo de oportunidad que significa para M el hecho de que I utilice las redes de su propiedad.

La metodología implantada por la OFTEL ha sido bastante exitosa. Pese a que, a primera vista, parece muy similar al método por prorrata de costos, esta nueva modalidad presenta una importante ventaja: a diferencia de la prorrata por costos, la prorrata por utilidades es una metodología basada en el uso físico de la red y no en los costos de cada empresa [Laff96]. Para demostrar lo anterior, puede suponerse que existe un nuevo segmento competitivo que usa la red de M. Nuevamente, por este nuevo segmento, compiten M e I con cantidades q_3 y q_4 , respectivamente. La tarifa de acceso tradicional del primer segmento libre (de la fórmula (1.28)) es “ a_2 ” y su utilidad \mathbf{p}_2^v , la tarifa del nuevo segmento es “ a_4 ” y su utilidad \mathbf{p}_4^v . Siguiendo la fórmula (1.28), las tarifas de acceso son:

$$a_2 = c_0 + \frac{K_0}{q_1} \times \frac{\mathbf{p}_1^v}{\sum_{i=0}^4 \mathbf{p}_i^v}, \quad a_4 = c_0 + \frac{K_0}{q_3} \times \frac{\mathbf{p}_3^v}{\sum_{i=0}^4 \mathbf{p}_i^v} \quad (1.30)$$

De este modo, puede obtenerse la siguiente razón:

$$\frac{a_2 - c_0}{a_4 - c_4} = \frac{\mathbf{p}_1^v / q_1}{\mathbf{p}_3^v / q_3} \quad (1.31)$$

Puede notarse entonces que la tarifa “a” es proporcional a las utilidades por unidad transitada y no directamente a los costos de las empresas participantes.

Es importante mencionar que esta metodología es consistente respecto al modelo teórico presentado en 1.2.2, al reflejar en la tarifa de acceso, a través de un modelo basado en el uso de la red, la pérdida de utilidades que sufriría el monopolista al permitir el paso de un competidor por su red (costo de oportunidad del monopolista). La diferencia entre ambas metodologías radica en que esta nueva

modalidad reemplaza las superelasticidades, difíciles de obtener en la práctica, por utilidades que pueden provenir de una estimación o de datos históricos.

Finalmente, cabe señalar que el éxito de este tipo de metodología siempre se encuentra asociado a una estricta separación contable de las actividades del monopolista M [Laff96]. Por ejemplo, si se detecta internamente en la empresa M una transferencia contable de costos, produciéndose una disminución de p_0^v y un igual aumento de p_1^v , ello se refleja en un aumento proporcional en la tarifa de acceso “a” (ver fórmula (1.23)), sin que este aumento de tarifas lleve aparejado un aumento de los costos de M.

1.7 Relación entre la tarifa de acceso a la red y el tipo de regulación imperante

El tema de la tarifa de acceso a las redes de un monopolista se encuentra íntimamente ligado al tipo de regulación imperante en la industria en la cual se desarrolla la actividad. A continuación se realizan algunos comentarios acerca del funcionamiento de la tarifa de acceso en esquemas regulatorios tipo “Price Cap” y “Yardstick Competition”.

1.7.1 Tarifas de acceso bajo una regulación tipo “Price Cap”

En términos generales, existen dos tipos de políticas respecto al tratamiento de la tarifa de acceso a la red utilizando “Price Cap”:

a) Price Cap parcial

La primera forma de tratar la tarifa de acceso consiste en que el regulador permite que cada empresa monopólica cobre su tarifa de acceso de acuerdo a su propia estructura de precios y costos, o a través de alguna metodología exógena a la regulación de los clientes regulados, la cual es realizada mediante “Price Cap”. Sin embargo, para prevenir situaciones de poder de mercado por parte del monopolista, éste es auditado respecto a sus costos por parte del regulador. En el caso de que la regulación del monopolista sea vía “Price Cap”, esta modalidad se denomina “Price

Cap parcial”, y la tarifa de acceso puede calcularse a través de cualquier método, como por ejemplo, aquellos mostrados en la sección 1.6.

b) Price Cap global

La segunda versión muestra una mayor regulación y la tarifa de acceso a la red (“a”) es incluida dentro de los ítems fijados por el regulador vía el techo de precios impuesto por el “Price Cap”. En el caso de que la empresa monopólica se encuentre regulada bajo un esquema de “Price Cap”, el bien intermedio (la tarifa de acceso) es tratado como un bien final (output) de la industria y es incluida en la determinación del precio de cada empresa. Esta modalidad se denomina “Price Cap Global”, y es la propia empresa la cual encuentra su estructura de precios Ramsey que maximiza sus utilidades, sujetas al techo impuesto por el Cap.

Varios autores han discutido acerca de las ventajas y aplicabilidad de ambas modalidades regulatorias. Puntualmente, los defensores del esquema global apuntan a que el “Price Cap global” en principio permite una estructura de precios basada en el uso de la red y que permite al regulador establecer dichos precios sin necesidad de conocer la estructura de la demanda de los participantes (por ejemplo, las superelasticidades) [Laff96]. Además, se argumenta que el “Price Cap parcial”, al no incluir la tarifa de acceso al establecer los precios regulados, permite al monopolista cobrar cargos mayores al óptimo, lo cual implica un subsidio de facto a la actividad no competitiva en desmedro del sector competitivo. Finalmente, los defensores de la estructura de precios global argumentan que la firma monopólica puede elegir, según las diferencias en los precios, realizar sus ganancias por medio de la tarifa de acceso, evitando de este modo que dicha empresa intente ganar la totalidad del mercado competitivo.

Respecto a la modalidad de “Price Cap parcial”, sus defensores argumentan que las fuerzas del mercado en el sector libre se encargarán de equilibrar correctamente la tarifa de acceso. Sin embargo, es necesario asegurar dicha competencia, evitando abusos del monopolista.

1.7.2 Tarifas de acceso bajo una regulación tipo “Yardstick Competition”

En general, no existe literatura detallada acerca de las tarifas de acceso bajo un esquema de “Yardstick Competition”. Por ejemplo, en Chile, la importancia de las tarifas de acceso ha crecido sólo en el último tiempo con la posible introducción de comercializadores y la rebaja en la potencia para ser cliente libre.

Cabe mencionar que bajo un esquema de “Yardstick Competition” como el chileno, lo que se pretende realizar es, en el fondo, acercar lo más posible la tarifa de acceso a la regla ECPR, manteniendo la tarifa como la diferencia entre el precio de venta a los clientes regulados, menos los costos adicionales de gestión comercial asociados al segmento competitivo.

En general, el esquema de “Yardstick Competition” se presenta como apto a regular la tarifa de acceso, ya que el hecho de que la tarifa se obtenga a través de la comparación de la empresa con una empresa modelo, implica una posible optimalidad de ésta. Por lo tanto, la tarifa de acceso va fuertemente ligada al esquema regulatorio imperante.

1.8 Resumen y conclusiones

El estudio microeconómico de las tarifas de acceso presentado en este trabajo, se basa en conceptos que son inherentes a varios tipos de industria, cuyo punto común lo constituye el hecho de existir una empresa monopólica y un borde competitivo, el cual debe utilizar las redes de la empresa monopólica para entregar su servicio al cliente final.

En la primera parte de este capítulo, se estudia un modelo microeconómico de tarifas de acceso a las redes. Básicamente, de sus resultados, puede concluirse que la existencia de costos fijos para la explotación de la red por parte de la empresa monopólica, implica que la tarifa de acceso a las redes sea mayor que el costo marginal que significa para el monopolista el paso de su energía por ésta.

El modelo, pese a su optimalidad, descansa en la identificación de las características de la demanda de las empresas participantes en el negocio por parte

del regulador, tales como la elasticidad (superelasticidad). Si bien en la industria eléctrica no es imposible el utilizar estos conceptos (es posible, a grandes rasgos, obtener costos y elasticidades de demanda), la asimetría de información que enfrenta el regulador para obtener los costos y las elasticidades es muy importante.

Pese a que el modelo es difícil de operar en la práctica, entrega los conceptos necesarios para analizar otras alternativas y provee una importante base conceptual. Dicha base se encuentra ligada a la regla ECPR, la cual impone que la tarifa de acceso a la red del monopolista debe ser igual al costo de oportunidad de éste de usar su propia red para abastecer a sus clientes del segmento competitivo. Si bien esta regla es muy útil como punto de partida, los supuestos en los cuales descansa son bastante estrictos y, dependiendo de las características de la industria analizada, podrían ser alejados de la realidad.

Respecto del modelo teórico y la regla ECPR, ellos son técnicamente óptimos bajo los estrictos supuestos del punto 1.2.2. En casos de imperfecciones de mercado que favorecen al monopolista (por ejemplo, menores costos marginales o presencia de clientes cautivos), la tarifa de acceso debe ser mayor a la calculada bajo los supuestos entregados en 1.2.2. Asimismo, en aquellos casos (menos frecuentes) de ventajas por parte de la empresa competitiva, es necesario bajar la tarifa de acceso. Tal es el caso de un subsidio para favorecer la entrada de los competidores, y de las situaciones de duplicación y bypass a las redes.

Al estudiar modelos de peaje alternativos al teórico, se concluyó que el modelo por prorrata de costos (estampillado), pese a ser muy simple y cubrir la totalidad de los costos, posee variadas desventajas tales como el no incentivar a la eficiencia de los costos, no incluir señales de uso físico de la red y no considerar los efectos de la demanda, tales como la sustitución de productos.

El modelo según prorrata de utilidades constituye una aproximación práctica al modelo teórico de la sección 1.2, presentando resultados coherentes y una importante capacidad de ser aplicado en diversos esquemas regulatorios. Cabe mencionar además que este modelo se puede construir sobre la base de proyecciones de datos históricos observables por el regulador o estimaciones de éstos, lo cual permite establecer el cargo por acceso para un amplio horizonte de tiempo.

II. ANÁLISIS DE EXPERIENCIAS INTERNACIONALES EN LA TARIFICACIÓN DE LOS PEAJES DE DISTRIBUCIÓN

2.1 Peajes de distribución en Colombia

2.1.1 Antecedentes del sistema y mercado eléctrico colombiano

El modelo de regulación del mercado eléctrico aplicado en Colombia es similar al esquema inglés, (POOLCO 1), en el cual, las transacciones de energía entre los agentes se realizan por oferta de precios en una bolsa de energía, mientras el despacho físico de la red se encuentra manejado por un organismo independiente. Sin embargo, el modelo Colombiano posee ciertas variantes respecto al esquema inglés, respecto a las características del commodity transado en la bolsa de energía y respecto a la naturaleza de los contratos bilaterales entre los agentes.

Para efectos del alcance de este trabajo, cabe destacar que el sistema colombiano reconoce la actividad de comercialización de energía, es decir, la compra de energía por parte de un “broker” o comercializador y la posterior venta de ésta al cliente final no regulado. Lo anterior implica la separación técnica y contable entre la actividad de comercialización y la de distribución (transporte de energía eléctrica a través de un conjunto de líneas y subestaciones operando en diversas tensiones).

El modelo colombiano reconoce un Mercado Mayorista de Electricidad [CREG99]. Las transacciones entre generadores y comercializadores pueden realizarse suscribiendo un contrato bilateral o directamente en la bolsa de energía a precios spot, determinados libremente por el juego entre oferta y demanda.

El sistema eléctrico colombiano posee un Centro Nacional de Despacho, en adelante CND, dependencia encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del Sistema Interconectado Nacional (en adelante STN) [CREG99]. Además funciona el Consejo Nacional de Operación (en adelante CNO), el cual vela por garantizar los aspectos técnicos de una operación segura, confiable y económica.

La legislación eléctrica colombiana reconoce la presencia de usuarios regulados y no regulados. En el primer caso, las tarifas finales son establecidas mediante una fórmula tarifaria determinada por el regulador, mientras, en el segundo caso, los precios de venta son libres y acordados entre las partes. Inicialmente se fijó el límite para que un usuario pudiera optar a la categoría de no regulado en una potencia conectada mínima de 2000 [kW]. Actualmente dicho límite se ha rebajado a 500 [kW] de potencia o su equivalente en consumo de energía, calculado con un factor de carga de un 75%⁶ [CREG99].

La legislación colombiana reconoce como actividades de distribución aquellas efectuadas por los Sistemas de Transmisión Regionales, en adelante STR, y los Sistemas de Distribución Locales, en adelante SDL, en tensiones menores a 62 [kV]. El transporte eléctrico en tensiones superiores corresponde a la actividad de transmisión.

2.1.2 Estructura tarifaria de distribución

La estructura tarifaria de distribución en Colombia busca remunerar tanto a la actividad de comercialización de energía, como a la de distribución. Los costos de prestación de servicio de distribución se definen en forma monómica respecto a la energía consumida, es decir, el costo total dividido por la energía consumida [\$/kWh]. Esta estructura de tarificación implica que el pago por potencia consumida se encuentra implícito en el cargo monómico. Los cargos de acceso a la distribución son pagados por el consumidor al comercializador, independiente si se trata de un usuario regulado o no regulado (en el caso del usuario regulado, es la empresa distribuidora local aquella que actúa como comercializador).

En síntesis, la estructura tarifaria que cobra la empresa comercializadora (distribuidora) al usuario no regulado (regulado), comprende una tarifa por energía, una tarifa por unidad de potencia en horas de punta de la demanda, cuando su valor no se encuentra incorporado en el de energía, un cargo fijo y uno por conceptos de

⁶ El factor de carga, por definición, es el cociente entre la demanda media del consumo, en [kW] y la demanda máxima [kW] de éste, por lo que, por construcción, es menor que 1.

conexión a la red de distribución. Los costos anteriores deben ser establecidos por el comercializador y aprobados por una Comisión de Costos de Comercialización, dependiente de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en adelante CREG. Las tarifas aplicadas por los comercializadores o distribuidores, tienen una vigencia de cinco años y son indexadas anualmente de acuerdo a índices previamente establecidos por el regulador.

2.1.2.1 Composición de los costos de prestación de servicio por parte de los comercializadores

Para el caso de los usuarios regulados, la metodología de asignación de tarifas a los usuarios finales considera el cálculo de los costos totales de prestación de servicio por parte del comercializador. Dichos costos se expresan unitariamente según la energía consumida [\$/ kWh]. La fórmula tarifaria implica la remuneración de los gastos que el comercializador incurra por concepto de los siguientes tópicos:

- Compra de energía a los generadores en el mercado mayorista
- Pago por uso del Sistema de Transmisión Nacional
- Pago por peajes de distribución
- Pagos adicionales al mercado mayorista, como al CGEG (Comisión de Regulación de Energía y Gas) y al SSPD (Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios)
- Costo propio de la actividad de comercialización.

Según lo anterior, se establece la siguiente fórmula general del costo de prestación de servicio de comercialización [CREG196]:

$$CU_{t,m,g} = \frac{E_{m,g} + T_{g,z}}{(1 - \text{Perd}_{t,g})} + P_{t,g} + A_{m,g} + C_{m,g} \quad (2.1)$$

Donde:

- $CU_{t,m,g}$: cargo unitario reconocido [\$/kWh] para los usuarios conectados al nivel de tensión “t”, correspondiente al mes “m” del año “g”.
- $E_{m,g}$: costos de compra de energía en el mercado mayorista [\$/kWh] correspondientes al mes “m” del año “g”.
- $T_{g,z}$: costo promedio por uso del Sistema Nacional de Transmisión (STN) en [\$/kWh], correspondiente al año “g” en la zona de distribución “z”.
- $P_{t,g}$: peaje por costos de distribución [\$/kWh], correspondiente al nivel de tensión “t”, en el año “g”.
- $A_{m,g}$: costos adicionales del mercado mayorista [\$/kWh], compuestos por:
 - i) Reconciliaciones
 - ii) Cargos al Centro Nacional de Despacho (CND) y a los Centros Regionales de Despacho (CDR's)
 - iii) Contribuciones a la CREG y la SSPD
- $C_{m,g}$: costos por concepto de atención del cliente regulado [\$/ kWh]
- $Perd_{t,g}$: índice de pérdidas reconocidas al nivel de tensión “t” en el año “g”

2.1.3 Estudio de los cargos por uso del sistema de distribución (peajes)

En esta sección se analiza el término $P_{t,g}$ de la fórmula (2.1), el cual representa el peaje de distribución pagado a la empresa distribuidora por la utilización de sus redes.

El primer concepto de importancia respecto a la tarificación de los peajes de distribución en Colombia es el que guarda relación con el libre acceso a las redes de distribución (open access). En efecto, tanto transmisores como distribuidores deben permitir el acceso indiscriminado a redes de su propiedad a grandes clientes, comercializadores y generadores [CREG197].

La legislación eléctrica colombiana permite la retribución de los costos de distribución en forma monómica, respecto de la energía consumida. Además, no se entrega señal de localización alguna de los consumos, al ser distribuidos los costos

según un estampillado (postage stamp). Los cargos monómicos se definen a continuación:

a) Cargo monomio

El cargo monomio remunera el costo medio del uso de la infraestructura eléctrica de un distribuidor, desde el inicio de las redes de los STR, hasta el punto donde el usuario extrae la energía, expresado en [\$/ kWh].

b) Cargo monomio horario

El cargo monomio horario remunera el costo medio horario del uso de la infraestructura eléctrica del distribuidor, desde el inicio de las redes de los STR, hasta el punto donde el usuario extrae la energía, expresado también en [\$/kWh]. La diferenciación a nivel horario es establecida con base en las curvas de carga representativas de cada nivel de tensión de las empresas distribuidoras.

Cabe señalar que los cargos aprobados por la CREG para una distribuidora incluirán siempre los costos asociados a los sistemas eléctricos necesarios para llevar el suministro desde la conexión del Sistema de Transmisión Nacional hasta el punto de entrega al usuario final, considerando la presencia de los distintos niveles de tensión existentes [CREG196].

El peaje de distribución lo pagan tanto los usuarios regulados, como los no regulados. Sin embargo, se aplican distintos cargos monomios para ambas clases de consumidores, como se describe a continuación:

a) Usuarios regulados

El peaje es pagado a través de la empresa distribuidora, mediante el cargo monomio [\$/kWh] aprobado para el respectivo nivel de tensión y para cada empresa distribuidora por separado.

b) Usuarios no regulados

El peaje de distribución es pagado a través del correspondiente comercializador, mediante los cargos monomios horarios [\$/kWh], aprobados para el

respectivo nivel de tensión y para cada empresa distribuidora por separado. Dichos cargos son aplicados al consumo horario registrado en el medidor ubicado en la frontera comercial.

Como puede apreciarse en los párrafos anteriores, el usuario regulado paga peaje de distribución en función sólo de su energía facturada, mientras que el usuario no regulado lo hace a través de los cargos monomios horarios y en función de su consumo de energía registrado en forma horaria. La lógica detrás de esta metodología se encuentra respaldada en el hecho de que los consumidores con mayor demanda son generalmente las grandes empresas que suscriben contratos libres con un comercializador. Debido a su alto consumo, el cargo monómico se aplica de acuerdo con la energía que les es despachada en forma horaria, teniendo así en cuenta las variaciones diarias en los niveles de demanda. Así es posible incorporar un eventual consumo en las horas de punta.

A la fecha de la publicación de la resolución #99 de 1997 [CREG197], no existía en Colombia una regulación clara acerca de la tarificación de energía reactiva. Por lo tanto, se establece que en caso que el consumo de energía reactiva sea mayor al 50% de la energía activa (kWh) entregada a un usuario final, el exceso sobre este límite se considerará como energía activa para los efectos de liquidar cargos por el uso del sistema de distribución.

2.1.3.1 Niveles de tensión considerados

Los cargos monómicos son calculados según cuatro categorías de tensión:

Tabla 2.1 Niveles de tensión sujetos a pago por peaje de distribución en Colombia

Nivel de tensión	Voltaje (V)
Nivel I	< 1 kV
Nivel II	≥ 1kV, < 30 kV
Nivel III	≥ 30kV, < 62 kV
Nivel IV	≥ 62 kV

2.1.3.2. Metodología general de cálculo de los cargos monomios

En esta sección se entregan los conceptos generales acerca de la metodología de cálculo de los peajes de distribución, así como una descripción de los pasos a seguir en la elaboración de dicho cálculo. Como primera consideración, cabe mencionar que estos cargos tienen una vigencia de cinco años desde la fecha de su publicación, debiendo presentar las empresas involucradas el estudio de los cargos aplicables a sus instalaciones seis meses antes de una nueva fijación.

Los cargos correspondientes a los peajes de distribución son propios a cada empresa distribuidora, según su red e infraestructura propios, entendiéndose por sistema propio a aquel requerido para prestar el servicio de distribución en la determinada área geográfica adjudicada en concesión. Los cargos son calculados por las empresas distribuidoras y la CREG realiza posteriormente ajustes a estos cargos para cada nivel de tensión, de acuerdo a las diferencias entre los estudios entregados por cada empresa (método de “benchmarking”). Es decir, la remuneración se efectúa respecto a la infraestructura real y actualizada de cada empresa y según las características propias de éstas.

El primer concepto vertido por la legislación colombiana respecto al cálculo del cargo por uso del sistema de distribución tiene relación con la naturaleza de los costos a considerar para dicho cálculo. Se indica que la metodología general a seguir será una de costos medios de energía. Sin embargo, para el caso del nivel I de tensión, las empresas de distribución locales que demuestren tener costos marginales mayores a los costos medios, bajo las mismas condiciones de eficiencia y calidad de servicio, la comisión les reconocerá dicho costo marginal. Para demostrar lo anterior, dichas empresas deberán sustentar técnicamente la validez de su función de producción, con base en la cual es calculado el costo marginal del nivel de tensión I [CREG197].

Los costos considerados en el peaje pueden clasificarse básicamente en dos tipos:

a) Costos de capital

Estos costos provienen de la necesidad de mantener un acervo de capital y comprenden, tanto los asociados con la inversión de los activos necesarios para otorgar el servicio de distribución, como los relacionados con el costo de oportunidad de este capital.

b) Costos de explotación

La legislación eléctrica colombiana reconoce la remuneración de estos costos a través de los gastos de administración, operación y mantenimiento de la infraestructura eléctrica. Además incluye los pagos que debe efectuar la distribuidora a terceros por conceptos de conexión al STN y los pagos por servicios a los centros regionales de despacho que sean aprobados por la CREG.

2.1.3.3. Pasos a seguir en la determinación de los cargos por uso del sistema de distribución

Basándose en los conceptos mencionados en el punto anterior acerca de la naturaleza de los costos considerados en el cálculo de los peajes, se establecen los siguientes pasos para la determinación final de los cargos monomios, los cuales rigen para los clientes regulados:

a) Cálculo de costos de capital

Con el objeto de establecer los costos de capital, se realiza un inventario valorado a precio de reposición de todos los activos eléctricos y no eléctricos de cada empresa para cada nivel de tensión. Así se calcula el costo anual de capital de los activos en inventario para cada nivel de tensión, considerando precios de reposición, vidas útiles específicas para cada instalación y una tasa de retorno de un 9% anual real antes de impuestos.

b) Cálculo de los costos de explotación

Se calculan los gastos anuales por concepto de administración, operación y mantenimiento como un porcentaje del valor de reposición de los activos eléctricos

en cada uno de los niveles considerados de tensión. Se agregan los costos por conexión al STN y aquellos costos causados por uso de otros sistemas correspondientes a los flujos de energía que entran a cada nivel de tensión en particular.

c) Estudio de flujos de energía

Se realiza un estudio acerca de los flujos de energía del último año histórico de la fijación, considerando las inyecciones reales a la red en los distintos niveles de tensión. Se establece de este modo la energía útil por nivel como la energía disponible de dicho nivel menos las pérdidas reconocidas.

d) Cálculo de los cargos monomios

Se calculan los cargos monomios anuales equivalentes, sumando los costos calculados en los pasos a) y b) acumulados por nivel de tensión, dividiéndolos posteriormente por los [kWh] de energía útil calculados según en el paso c).

Si los Cargos Monomios calculados por alguna empresa son superiores al 120% del cargo promedio nacional, a dicha empresa se le aplicará un cargo equivalente al promedio ponderado (por energía) nacional multiplicado por 1,2. Lo anterior se realiza a fin de proteger a los usuarios de una expansión no económica de los SDL.

Finalmente, los cargos calculados por cada empresa son revisados y corregidos (eventualmente) por parte de la CREG, procediéndose luego a su fijación, actualizándose mensualmente con el Índice de Precios al Productor Total Nacional (IPP).

El procedimiento anterior se ejecuta para calcular los cargos monomios correspondientes a los usuarios regulados, mientras que los cargos monomios horarios válidos para los clientes no regulados, son calculados por los propietarios de las redes a través de los siguientes pasos, los cuales son realizados a partir de los anteriores.

e) Cálculo de curvas de carga

Se elaboran las curvas de carga típicas por nivel de tensión. La información requerida para efectuar este cálculo se puede obtener de las planillas de flujos horarios que se encuentran registradas en las respectivas subestaciones. Para el caso del nivel de tensión I, dicha información puede obtenerse por muestreo de carga en los transformadores de distribución.

f) Determinación de los períodos de carga

Los períodos de carga máxima, media y mínima son determinados en función de la curva de carga típica que fue estimada para cada nivel de tensión.

g) Cálculo de los cargos monomios horarios

Al establecerse que los cargos monomios horarios deben ser proporcionales a la potencia promedio de cada período de carga, debe usarse el siguiente sistema de ecuaciones para el cálculo final de ellos [CREG197].

$$H_x P_x D_x + H_y P_y D_y + H_m P_m D_m = D_t \left(\sum_{i=1}^{24} P_i \right) \quad (2.2)$$

$$\frac{D_x}{D_m} = \frac{P_x}{P_m}, \quad \frac{D_y}{D_m} = \frac{P_y}{P_m} \quad (2.3)$$

Donde:

- H_x, H_y y H_m : número de horas asociadas a cada uno de los períodos horarios (máxima, media y mínima carga, respectivamente)
- P_x, P_y y P_m : potencias resultantes de promediar las potencias asociadas a las horas asignadas a cada uno de los períodos de carga
- D_t : cargo monomio acumulado para cierto nivel de tensión “t”, en [\$/kWh], calculado según los pasos a) al d).
- D_x, D_y y D_m : cargos monomios horarios [\$/kWh].

Las ecuaciones de la fórmula (2.3) establecen que los cargos monomios horarios son proporcionales a la potencia promedio resultante, de acuerdo a cada período de carga. En las últimas dos ecuaciones queda de manifiesto que estos cargos están relacionados en directa proporción con la potencia de cada período de carga, cobrándose así mayores precios en horarios de punta de demanda, para el caso de los clientes libres, no así para los regulados, cuya tarificación no incorpora diferenciación horaria de la punta.

2.1.4 Aspectos relevantes de la metodología de calculo de los peajes de distribución en Colombia

2.1.4.1 Inventario y valoración de activos

La legislación eléctrica colombiana establece que los cargos por concepto de peaje de distribución (cargos monómicos) deben calcularse para el sistema de distribución existente y según los flujos de energía anuales utilizados para el estudio, remunerando las instalaciones necesarias para otorgar el servicio de distribución. Es decir, implícitamente, pese a que se remuneran las instalaciones existentes, sus costos se corrigen para incorporar un cierto grado de adaptabilidad a la demanda.

Para el caso de activos eléctricos, se realiza un inventario de activos efectivamente utilizados, asignándolos al nivel de tensión en que funcionan. Es importante mencionar que, para el caso del nivel de tensión I, el inventario es estimado de una muestra representativa de dicho nivel, la cual es elaborada por las empresas distribuidoras bajo aprobación de la CREG [CREG197]. Respecto a los activos no eléctricos, éstos corresponden a edificios, vehículos, maquinaria, muebles, equipos, etc. Respecto de la valorización de ambas clases de activos, ésta se realiza utilizando costos unitarios que representen su valor de reposición, independientemente del tiempo que lleven operando. Dichos costos deberán ser reportados a la CREG para efectuar estudios comparativos entre distintos distribuidores acerca de los precios y costos de reposición elegidos.

Finalmente, respecto a la tasa de retorno utilizada para remunerar los activos, tanto eléctricos como no eléctricos, ésta se considera como un nueve por

ciento (9%) anual real, antes de impuestos sobre los activos a ser remunerados, los cuales se encuentran valorados a precios de reposición.

2.1.4.2 Vidas útiles

La valorización de los activos eléctricos como líneas de sub-tranmisión, líneas de distribución, transformadores de potencia y subestaciones, considera una vida útil de estas instalaciones de 25 años. Equipos como transformadores de distribución, maquinaria y equipos de maniobra y comunicaciones, suponen una vida útil de 15 años. Finalmente, las construcciones y los activos no eléctricos se valoran a 50 y 10 años de vida útil respectivamente [CREG197].

2.1.4.3 Costos de operación, administración y mantenimiento

Estos costos no son calculados por cada empresa según sus operaciones, sino que se establecen para todas ellas como un porcentaje del valor de reposición de los activos eléctricos, para cada nivel de tensión. Dichos porcentajes se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 2.2 Costos de operación, administración y mantenimiento en Colombia

Nivel de tensión	Porcentaje sobre el valor de los activos eléctricos (%)
Nivel I	4 %
Nivel II	4 %
Nivel III	2 %
Nivel IV	2 %

2.1.4.4 Modelación de la red de distribución

Las empresas distribuidoras deben presentar un modelo detallado de su red a remunerar, para cada uno de los cuatro niveles de tensión utilizados. La CREG autoriza a las empresas distribuidoras a calcular sus costos acumulados a partir de modelación con flujos de energía o flujos de potencia coincidente.

La modelación de la red debe considerar las inyecciones reales de energía para ésta en los diferentes niveles de tensión y las ventas reales para los niveles II, III y IV. Además se consideran las pérdidas como porcentajes en los flujos de energía.

2.1.4.5 Acumulación de cargos por nivel de tensión

La legislación colombiana considera que: *“el costo acumulado hasta un nivel de tensión determinado está dado por los costos propios de dicho nivel, más los costos acumulados de los otros niveles multiplicado por la relación entre los flujos de energía que salen hacia el nivel en que se está acumulando, y los flujos totales que salen de esos niveles.”* De este modo, los cargos son acumulados, para efectos de la tarifa al cliente final, de acuerdo a los distintos niveles de tensión en los cuales es extraída la energía [CREG197].

2.1.4.6 Tratamiento de las pérdidas de distribución

Este punto es de especial relevancia, ya que en él se entrega una señal de eficiencia a las empresas propietarias de las redes de distribución. En Colombia se establecen porcentajes de pérdidas reconocidas, los cuales son reducidos anualmente en forma escalonada de acuerdo a una ecuación lineal discreta. En la siguiente tabla se presentan los valores de pérdidas reconocidas para cada nivel de tensión, en forma acumulada, para los años siguientes a la última fijación de tarifas:

Tabla 2.3 Porcentajes de pérdidas reconocidas, acumuladas por nivel de tensión en Colombia

Nivel de tensión	Porcentaje sobre el valor de los activos eléctricos (%)
Nivel I	15 %
Nivel II	5 %
Nivel III	3 %
Nivel IV	1.5 %

2.1.4.7 Actualización de los cargos

Los cargos por concepto de peajes de distribución (monómicos y monómicos horarios) son actualizados mensualmente de acuerdo al Índice de Precios al Productor Total Nacional (IPP), según a la siguiente fórmula:

$$P_{t,g,m} = PR_{t,g} \times \frac{IPP_{g,m}}{IPP_0} \quad (2.4)$$

Donde:

- g : años transcurridos desde el inicio de la aplicación de los cargos ($g = 0, 1, 2, 3, 4$)
- $P_{t,g,m}$: cargo por uso (peaje) correspondiente al mes “m” de prestación del servicio, para el año “g” de aplicación de los cargos y para el nivel de tensión “t”.
- $PR_{t,g}$: cargo por uso (peaje) del mes al que están referidos los cargos que apruebe la Comisión, es decir, el cargo inicial para el primer mes en análisis
- $IPP_{g,m}$: Índice de Precios al Productor Total Nacional, correspondiente al mes “m” y año “g” de prestación del servicio.
- IPP_0 : Índice de Precios al Productor Total Nacional correspondiente al mes al que están referidos los cargos aprobados por la Comisión

Además de la actualización inflacionaria anterior, al inicio de cada año posterior a la entrada en vigencia de los cargos, se produce un ajuste que refleja los incrementos en la productividad de las empresas y la rebaja permitida en las pérdidas (de acuerdo a un esquema tipo “Price Cap”), según la siguiente fórmula:

$$PR_{t,g} = PR_{t,g-1} (1 - \Delta IPSE - \Delta Perd) \quad (2.5)$$

Donde:

- $PR_{t,g}$: cargo por uso (peaje), en precios constantes de la fecha a la que están referidos los cargos aprobados por la Comisión, a cobrar durante el año “t” de vigencia de los cargos.
- $PR_{t,g-1}$: cargo por uso (peaje), en precios constantes de la fecha a la que están referidos los cargos aprobados por la Comisión, correspondiente al año anterior al considerado.
- $DPSE$: variación porcentual anual del Índice de Productividad del Sector Eléctrico. Para el primer período de regulación, esta variación se asumió como del 1% anual.
- $DPerd$: variación en las pérdidas reconocidas.

2.1.5.- Comentarios y conclusiones acerca del sistema de peajes de distribución en Colombia

El sistema de peajes de distribución aplicado en Colombia se encuentra inmerso dentro de un cobro realizado por los comercializadores de energía. Se distingue entre usuarios regulados y no regulados, los cuales pagan distintos peajes debido a las diferentes características de su consumo. Es interesante mencionar que la regulación colombiana ha ido rebajando paulatinamente la potencia por la cual un consumidor es considerado como no regulado, a través del tiempo. La legislación fijó inicialmente la exigencia de un consumo mínimo individual de 2 MW, el cual ha sido bajado hasta los 500 KW, límite que se encuentra actualmente en vigencia. Lo anterior implica un tránsito paulatino hacia una desregulación del mercado, tal como lo que ha sucedido en países como Inglaterra. La consecuencia de esta rebaja implica un mayor universo de clientes que pueden obtener precios sujetos a competencia, con lo cual se genera un ambiente más competitivo a nivel de comercialización.

La metodología de peajes es transparente y clara en sus conceptos. El punto más relevante del sistema usado en Colombia es el hecho de que los cargos – tanto para usuarios regulados como para aquellos no regulados – dependen sólo de la energía consumida por el usuario, sin incorporar directamente la tarificación de la potencia. Sin embargo, el hecho de no considerar la potencia consumida, podría sesgar el método al dejar de lado el costo de inversión en capacidad de la red, el cual viene dado por la potencia de punta que circula por ella. La consecuencia de lo anterior podría implicar que, eventualmente, la empresa distribuidora no remunerare la totalidad de sus costos involucrados en la inversión y operación de las redes.

En términos de lo expuesto en el párrafo anterior, la estimación del factor de carga (que relaciona el consumo de energía con la punta de potencia demandada) de los consumos, así como la elasticidad-precio de la demanda eléctrica, juegan un papel preponderante bajo este tipo de tarificación. El cargo monomio horario, como se mencionó, pretende tomar en cuenta la potencia demandada a la red a través de establecer cargos por bloques horarios, cargando mayores tarifas en los casos de consumo en horas de punta. En resumen, se privilegia la simplicidad y transparencia en desmedro de una mayor exactitud y la elaboración de señales más claras acerca de la potencia que define los costos involucrados.

Otro punto de relevancia es el hecho de que a cada empresa dueña de las redes de distribución se le paga por sus propias instalaciones existentes, valoradas a precio de reposición. De tal manera que la señal de eficiencia a las empresas se entrega exógenamente, al indexar los cargos respecto a la inflación e incorporar un factor de eficiencia (el término $\Delta IPSE$ en la fórmula 2.5), tal como el esquema de “Price Cap” utilizado en el Reino Unido⁷. A dicho parámetro de eficiencia se agrega en Colombia el parámetro de reducción en el tiempo de las pérdidas de distribución, lo cual obliga a las empresas distribuidoras a alcanzar anualmente un piso de eficiencia técnica en sus redes.

⁷ Para mayor detalle acerca de la metodología de “Price Cap”, referirse a la tercera sección de este capítulo.

El sistema de inventario y valoración de activos en Colombia utiliza, al igual que en Chile, un sistema de valoración de activos por valor nuevo de reemplazo. Sin embargo, el caso colombiano considera la valoración de los activos existentes a precio promedio de reposición, contrariamente al caso chileno que utiliza valoración de activos necesarios para otorgar el servicio de distribución.

Llama la atención también que el sistema de cobros en Colombia no distinga por el uso extensivo de las redes de distribución (estampillado). Es decir, los usuarios pagan lo mismo, sin tomar en cuenta si usan 100 KM o 1 KM de las redes de distribución. No existen por lo tanto señales a los consumidores acerca de la proximidad o lejanía de sus consumos de las subestaciones de poder, lo cual provoca, en forma interna, subsidios cruzados entre los clientes de las distribuidoras, según su distancia geográfica.

Finalmente, resulta importante mencionar el hecho de que en Colombia se remuneren los costos medios, sin embargo, para el nivel de voltaje más bajo, si la empresa documenta costos marginales superiores a los medios, éstos últimos le son reconocidos. Ello debido que, en presencia de grandes densidades de consumo, tales como aquellas que pueden existir en el nivel de voltaje I, las des-economías de escala de los costos llevan a costos marginales superiores a los costos medios de distribución (por ejemplo, para el caso de las redes subterráneas).

2.2 Peajes de distribución en España

2.2.1. Antecedentes del sistema y mercado eléctrico español

El proceso de liberalización de la industria eléctrica en España tiene como sus mayores logros la introducción de competencia en el sector generación y la posibilidad de los consumidores de poder elegir a la empresa suministradora, el comercializador. Las actividades de transmisión y distribución permanecen reguladas de acuerdo a su carácter monopólico [CNSE197].

Antes de la desregulación del mercado, el sistema eléctrico español era integrado verticalmente, manejado por una gran empresa estatal: ENDESA (Empresa Nacional de Electricidad S.A.). Existían diversas compañías distribuidoras, también

estatales, que compraban la energía a ENDESA, según un precio igual para cualquier localidad dentro del país. Los precios de las transferencias entre las distribuidoras y ENDESA eran fijados estatalmente, así como todas las políticas de operación, control e inversión dentro del sistema [Gome99]. A partir de 1994, comienza la desregulación y reestructuración del sector, estableciéndose un período de transición en las tarifas entre 1998 y 2007, pretendiéndose llegar a un sector completamente liberalizado para el final de dicho período.

Existe en España un organismo regulador y de planificación dependiente del estado, en adelante la CNSE (Comisión Nacional del Sistema Eléctrico). Dicha entidad participa en la elaboración de las leyes, autoriza la construcción de nuevas instalaciones, realiza las reliquidaciones emanadas de los contratos entre generadores y comercializadores y finalmente, actúa como árbitro en las disputas, entre otras funciones menores [CNSE197]. Adicionalmente, se estableció un operador del mercado y del sistema, en adelante REE (Red Eléctrica de España), tarea asignada, al igual que en otros países, a la empresa encargada de la actividad de transmisión. Esta entidad tiene por función calzar la demanda con las ofertas, determinado el despacho adecuado y el costo marginal del sistema, equivalente a la unidad más cara que genera para alcanzar la punta demandada [CNSE197].

Acerca de la actividad de generación en España, cabe mencionar que ella es eminentemente, de tipo térmica. Aproximadamente, un 21% de la generación es de tipo hidráulica, un 37% es de tipo nuclear y el resto pertenece al segmento de generación térmica a carbón, gas o petróleo. El sistema de despacho de generación se basa en la oferta de energía realizada por cada grupo generador. El operador de mercado, REE, obtiene la última unidad generable y decreta el precio marginal del sistema, con el cuál serán retribuidos todos aquellos generadores que son despachados.

Al igual que en otros mercados, los contratos entre generadoras y comercializadoras se efectúan según dos metodologías. La primera opción consiste en comprar la energía al precio “spot” dictado por el costo marginal del sistema (última unidad que genera). La segunda opción corresponde a un contrato bilateral de venta de energía entre generadores y comercializadores por diferencia. Ello consiste

en un precio pactado entre ambas partes. En caso de que el precio spot de la energía, determinado por el despacho a costo marginal, sea diferente al pactado, la diferencia entre ambos será reliquidada al participante que corresponda, asegurando así que el precio de compra sea equivalente al costo marginal del sistema.

Acerca de la tipificación de los clientes, la desregulación del sector ha introducido el concepto de comercialización, actividad sujeta a competencia. Dicha actividad se define como la compra de energía por parte de un comercializador a los generadores y su posterior venta al cliente final no regulado. España ha implementado un programa gradual para que los consumidores finales vayan progresivamente adquiriendo la opción de elegir una empresa suministradora. De este modo, un usuario con consumo anual mayor de 15 GWh puede optar por la elección de un comercializador en 1998. Para el año 1999, un usuario consumiendo 9 GWh anuales puede acceder a esta posibilidad. Finalmente, para el año 2001, un cliente con un consumo anual mayor o igual a 5 GWh, puede acogerse a la elección de un comercializador (lo que equivale, en términos promedio, a un consumo de alrededor de 700 [kW]) [Gome99]. Cabe mencionar que, para cada uno de estos casos, el cliente facultado de elegir comercializador puede acogerse sin embargo a tarifas reguladas, hasta el año 2002, fecha en que ellas serán eliminadas para este tipo de consumidores.

2.2.2. Estructura tarifaria de España

Dentro de la cuenta final del usuario, los tópicos a remunerar se encuentran establecidos de acuerdo a la siguiente fórmula [CNSE297]:

$$E_{m,t} = (G_m \times f_t) + S_c + CPF_m + T_m + D_{m,t} + C_{m,t} + TC_m + SC_m \quad (2.5)$$

Donde:

- $E_{m,t}$: costo total pagado por el usuario en el mes “m”, conectado a una tensión “t”
- G_m : costo derivado de la compra de energía del comercializador (usuario no regulado) o distribuidor (usuario regulado) al generador.

- f_t : factor de pérdidas en la red de transmisión, con el objeto de que el comercializador o distribuidor compre la energía en cada barra del sistema considerando los recargos por transmisión.
- S_c : retribución de los servicios complementarios aportados por los generadores.
- CPF_m : costos mensuales permanentes de funcionamiento del sistema eléctrico, que incluyen los costos de funcionamiento de la CSEN y del operador del mercado.
- T_m = costo mensual por uso de la red de transmisión.
- $D_{m,t}$: costo mensual por uso de la red de distribución en un nivel de tensión “t”. En el caso de un usuario no regulado, corresponde al peaje de distribución y en el caso de un usuario regulado, este cobro lo efectúa la propia distribuidora.
- $C_{m,t}$: costo mensual por concepto de gestión comercial derivados de las actividades necesarias para suministrar energía a los usuarios no regulados (comercialización), para un nivel de tensión “t”.
- TC_m : costos de transición a la competencia, que corresponden a una retribución fija establecida, más los costos asociados con la mantención de un stock energético nuclear y a la moratoria nuclear⁸.
- SC_m : costos asociados a la mantención de estándares de calidad de suministro.

De toda la serie anterior de costos, la mayoría de ellos representan los costos típicos de prestación de servicio en un mercado desregulado. Llama la atención el pago por concepto de transición a la competencia. Este cobro emana del hecho de que, actualmente, el mercado se encuentra progresivamente alcanzando la estructura desregulada, sin embargo, existen aún ciertos lineamientos de la autoridad tendientes a exigir, por ejemplo, la mantención de un stock de combustible nuclear.

⁸ La moratoria nuclear corresponde a un déficit económico general del mercado eléctrico español debido a la instalación de plantas de generación nucleares no eficientes en el pasado.

Ello como consecuencia de una grave sequía acaecida a principios de la década de los noventa, que obligó a mantener estos niveles como precaución. Adicionalmente, existe una gran deuda histórica, con ribetes políticos, acerca de la inversión en generación nuclear. Dicha deuda la va pagando el consumidor y las empresas participantes a través de los cobros por moratoria nuclear.

2.2.3. Regulación de la distribución en España: esquema de incentivos

La primera consideración acerca de la regulación de la distribución en España guarda relación con la existencia de clientes no regulados, en adelante cualificados y regulados, en adelante, a tarifa. Como ya se mencionó, los primeros poseen la libertad de elegir una empresa comercializadora, beneficio que es extendido a todos los clientes con consumo anual mayor o igual a 5GWh desde el año 2001. El cobro a tarifa se extiende para consumidores por debajo de este límite o para aquellos que no deseen acogerse a la elección de un comercializador. En este caso, la actividad de comercialización es realizada por la misma empresa distribuidora. Por ende, la empresa distribuidora recibe ingresos por el uso de sus redes, como peaje de distribución, en ambos casos. Sin embargo, en el caso de consumidores cualificados, sólo recibe este peaje y no cobra por la gestión comercial realizada por el comercializador respectivo.

Inicialmente, la actividad de distribución en España era tarifada mediante la forma tradicional de “regulación por coste de servicio⁹”, la cual ha evolucionado hacia una regulación basada en incentivos [Gome99]. El principio que rige esta operación es el hecho de desacoplar, durante un período de algunos años, los ingresos de los costos reales de cada empresa. En este entorno, cada empresa regulada tiene un incentivo de reducir sus costos para obtener beneficios [Gome99].

La implementación de dicha política se basa en el principio de “libre acceso de terceros a las redes”, por el cual los generadores y consumidores pueden

⁹ Metodología de retribución de la actividad de distribución, por la cual, se remunera el costo contable de las instalaciones que prestan el servicio, no existiendo por ende incentivos para la reducción progresiva de costos y aumentos de eficiencia.

acceder sin discriminación a las redes de distribución. Una vez calculada la retribución total de la actividad, el reparto entre las diferentes empresas distribuidoras responderá a un modelo que caracterice las distintas zonas de distribución, las variables objetivas de la actividad y que evolucione en función de parámetros de calidad del suministro y reducción de pérdidas [CNSE297].

En términos generales, el ingreso percibido por una empresa de distribución española, viene dado por la siguiente fórmula [CNSE297]:

$$I_i = Inf_i + Io_i + Inr_i \quad (2.6)$$

Donde:

- I_i : ingreso de cada empresa distribuidora “i”
- Inf_i : ingresos netos por venta a tarifa regulada (por concepto de comercialización más distribución propiamente tal) de la empresa distribuidora “i”
- Io_i : ingresos por acometidas, enganches, verificaciones y alquileres de equipos de medida liquidables de la empresa distribuidora “i”
- Inr_i : facturación bruta por concepto de peajes de acceso a las redes de propiedad del distribuidor i, para aquellos consumidores no regulados o cualificados.

La retribución global de la distribución se fundamenta, de acuerdo al esquema de incentivos, en la actualización anual de los costos, teniendo en cuenta el “IPC-1”¹⁰ y las variaciones del mercado, afectadas estas últimas por un factor de eficiencia. Con respecto a los clientes regulados, lo anterior se expresa mediante la siguiente fórmula de limitación de ingresos.

$$D_{g,t} = D_{g,t-1} \times \left(1 + \frac{IPC_t - 1}{100} \right) \times \left(1 + (\Delta D_{g,t} \times F) \right) \quad (2.7)$$

¹⁰ El término “IPC-1” guarda relación con el reajuste anual de los cargos por concepto de inflación (IPC), menos una rebaja anual de un 1% como exigencia de eficiencia técnica y económica para las empresas distribuidoras.

Donde:

- $D_{g,t}$: remuneración de la distribuidora “g” en el año “t” para usuarios a tarifa.
- IPC_t : índice de inflación del año “t”.
- $DD_{g,t}$: incremento de la demanda de la distribuidora “g” en el año “t”. En caso de ser este incremento negativo, este término es nulo.
- F : factor de eficiencia que relaciona los incrementos de energía distribuida con el incremento de costo ocasionado.

El factor de eficiencia F se ha elegido igual a 0,6. Se pretende establecer una metodología que permita eliminar la incertidumbre acerca de dicho valor. Respecto al término $IPC -1$, el valor unitario equivale a la reducción de costos de un 1% exigida a cada empresa distribuidora anualmente, con el objeto de aumentar la eficiencia del sistema y rebajar progresivamente la tarifa al usuario.

Para poder considerar las características geográficas y demográficas de cada empresa distribuidora de acuerdo a su área de servicio, se han calculado modelos de red, llamados de “referencia”. Para cada una de las áreas de servicio se calcula una red de referencia o modelo, a partir de la cual, se determinan los costos eficientes de la distribución asociada. Actualmente, se discuten dos métodos alternativos para el cálculo de dicha red. El modelo de “planificación estratégica”, que construye una red óptima minimizando los costos de inversión y operación, considerando las restricciones adecuadas de calidad de servicio. El modelo de “regresión lineal”, correlaciona las variables determinantes de las redes como el número de usuarios, la potencia contratada y características demográficas.

2.2.4. Estudio de los cargos por uso del sistema de distribución (peajes)

Desde 1998, un consumidor español no regulado puede optar a ser suministrado libremente por medio de una comercializadora, más aún, la ley le permite ser abastecido parcialmente por este sistema, mientras el resto es pagado a precio regulado. Sin embargo, la experiencia inicial ha mostrado que existen pocos

incentivos para realizar este tipo de contratos libres con los comercializadores, debido a la formalización de un reducido número de ellos.

Los dos conceptos en los cuales descansa la política de peajes española son los de suficiencia y eficiencia [CNSE99]. El primero guarda relación con la recuperación de todos los costos incurridos en la prestación del servicio de distribución. El segundo criterio tiene como objeto el lograr indicadores adecuados que promuevan la máxima eficiencia y bajas en las tarifas a largo plazo, compatibles con la recuperación de la totalidad de los costos.

2.2.4.1 Metodología de cálculo de los peajes de distribución

Básicamente, el cobro efectuado por una empresa distribuidora a un comercializador o tercero por el uso de sus redes, consta de dos partes [CNSE297]:

a) Costo de las actividades de distribución propiamente tal

Es el costo reconocido en el esquema regulatorio y que constituye la base para el cálculo de los peajes de red. Los costos a cubrir consideran los siguientes aspectos:

- i) Operación y mantenimiento de las redes
- ii) Inversión de capital
- iii) Pérdidas estándares de distribución en la red
- iv) Eventuales costos de gestión comercial o comercialización

b) Costos permanentes y de diversificación

Incluyen costos comunes de funcionamiento de las redes, así como distintas externalidades derivadas del sistema. Los costos a cubrir pretenden remunerar los siguientes aspectos::

- i) Cargos al operador del sistema
- ii) Cargos al operador del mercado

- iii) Cargos al CNSE (Comisión Nacional del Sistema Eléctrico)
- iv) Compensación por interrupción de servicio
- v) Cobros por mantención de stocks de componentes nucleares como uranio

La suma de los costos expuestos en a) y b), puede conceptualizarse en la siguiente fórmula, la cual muestra el margen de la distribuidora por el uso de sus redes por concepto de peajes en distribución:

$$\begin{aligned} Inr_i = & F_i - Cex_i - Cis_i - Com_i - Cos_i - Ccnse_i \\ & - Cces_i - Cmn_i - Csc_i - Cst_i \end{aligned} \quad (2.8)$$

Donde:

- Inr_i : margen anual de la empresa distribuidora “i”, por concepto de peajes de acceso a sus redes
- F_i : facturación (ingreso) por concepto de peaje de distribución
- Cex_i : pago que debe efectuar la distribuidora por compensaciones extrapeninsulares
- Cis_i : pago que debe efectuar la distribuidora por multas derivadas de la interrupción del servicio
- Com_i : pago que debe efectuar la distribuidora al operador del mercado
- Cos_i : pago que debe efectuar la distribuidora al operador del sistema
- $Ccnse_i$: pago que debe efectuar la distribuidora al CNSE
- $Cces_i$: pago que debe efectuar la distribuidora por concepto de compensaciones específicas
- Cmn_i : pago que debe efectuar la distribuidora por la moratoria nuclear (deuda histórica)

- Csc_i : pago que debe efectuar la distribuidora por para la mantención de un fondo para el financiamiento de la segunda parte del ciclo de combustible nuclear
- Cst_i : pago que debe efectuar la distribuidora para la mantención de un stock estratégico de combustible nuclear

2.2.4.1.1 Costos permanentes y de diversificación

Como puede notarse del desglose anterior, la distribuidora debe aumentar considerablemente sus cobros a los clientes debido al pago de los costos permanentes y de diversificación, cuya finalidad es heterogénea: los primeros son para la financiación de los entes reguladores del mercado, mientras que la segunda parte de ellos cubren la deuda histórica del desarrollo nuclear español y la importancia estratégica del combustible nuclear. Si se considera el total de los costos permanentes y de diversificación, éstos llegan, dependiendo de la fijación tarifarias, a niveles de entre un 8,5% y un 9% de los ingresos totales facturados como peaje de distribución.¹¹ Desglosando dichos costos, aquellos que aportan un mayor porcentaje, son los de compensaciones extrapeninsulares, moratoria nuclear y mantención de stock de uranio.

2.2.4.1.2 Costos de las actividades de distribución

Para el cálculo por empresa de los costos de distribución propiamente tales, se optó en España por elaborar un complejo modelo que caracteriza las diversas zonas de distribución en las que puede dividirse el territorio. Este modelo, llamado red de referencia, calcula una red hipotética en cada tramo, la cual es eficiente en términos de minimizar el binomio conjunto de inversión - pérdidas, atendiendo a los siguientes criterios:

- Costos de inversión, como valor inmovilizado a costo de reposición, considerando una tasa de actualización del capital de un 9,46%.
- Costos de operación y mantenimiento de las instalaciones.

¹¹ Fuente: CNSE [CNSE98]

- Energía circulada por cada tramo.
- Caracterización en zonas de distribución, considerando la ubicación real de los puntos de consumo y su potencia de punta demandada, además de la posición de las conexiones entre la red de distribución y la de transmisión.
- Incentivos al aumento de eficiencia en la calidad de suministro.
- Incentivos a la reducción de las pérdidas de distribución.

El modelo finalmente elegido, determina una red de referencia objetiva y universal, abarcando todo el territorio del país. La información necesaria para aplicarlo, se obtiene de diversas fuentes, tales como institutos de estadísticas, catastros de las empresas distribuidoras, estudios geográficos y demográficos y datos generales del sector eléctrico [CNSE297]. Respecto a las restricciones que el modelo impone a la calidad de suministro, se incluyen las limitaciones de caída de tensión máxima y número máximo de interrupciones. Finalmente, cabe señalar que el modelo obtiene los parámetros de las redes de alta como de baja tensión de distribución.

Los resultados del modelo aplicado tienen por objeto remunerar la inversión y operación de las redes, por lo cual, sirven de base para el cálculo de los peajes de acceso a las redes, tanto para clientes a tarifa como cualificados.

Cabe destacar que la remuneración de la inversión se realiza, al igual que en la mayoría de los países, a través del valor de reposición de las instalaciones o valor nuevo de reemplazo, el cual considera el costo actual de las instalaciones, sin importar los años de servicio que posean y la cantidad de años de servicio que hayan prestado. Además, en España se considera una tasa de actualización del capital de un 9,46%. Dicha tasa guarda relación con el riesgo - país de España, más el premio al riesgo adecuado para las empresas eléctricas de dicho país.

2.2.4.2. Pasos a seguir en la determinación de los cargos por uso del sistema de distribución

Resumiendo la información ya entregada, los pasos necesarios para el establecimiento de la retribución de la distribución eléctrica en general, en España, son los siguientes:

a) Elaboración de la red de referencia

La red de referencia calcula los costos de distribución propiamente tal de las instalaciones eléctricas de todo el país, expresando luego el porcentaje que le corresponde a cada empresa.

a) Fijación de los ingresos de las empresas distribuidoras

Según los datos de la red de referencia, se fija el ingreso total de las distribuidoras, adicionando a los costos de distribución los costos permanentes y de diversificación.

b) Actualización de los cargos

Los ingresos finales se indexan anualmente según la fórmula de remuneración por incentivos ya detallada.

c) Separación de ingresos regulados y no regulados

Cada empresa, con sus ingresos totales, calcula la parte que equivale a clientes a tarifa y a clientes cualificados, adicionando para el primer caso los ingresos por gestión comercial

d) Cálculo de los peajes finales al consumidor no regulado

Para el caso de los clientes cualificados (no regulados), la red de referencia entrega el total recaudado por concepto de peajes. Posteriormente, se prorratan los cobros totales, obteniéndose el cargo de cada consumidor según el procedimiento explicado en el próximo capítulo.

2.2.5 Sistema de prorrata propuesto en España para tarificar los peajes de distribución

La existencia de escasos contratos de suministro vía usuario no regulado han provocado fuertes revisiones del sistema de peajes en España, las cuales se han centrado en el sistema de prorrata de los peajes entre los usuarios de la red, de modo de incentivar, a aquellos clientes que pueden optar a ser no regulados, a elegir dicha opción. Para corregir lo anterior se presenta esta propuesta, elaborada por el CNSE [CNSE198], que incluye una nueva metodología de prorratas respecto a los peajes y accesos a las redes de distribución. El interés de esta propuesta radica en su simplicidad y su exactitud en términos prácticos, lo cual la hace aplicable a cualquier método de tarificación.

2.2.5.1 Metodología

Para lograr las prorratas finales asignadas a cada cliente, la metodología se basa en la asignación de dos variables básicas del suministro eléctrico: la potencia y la energía, creándose dos factores que determinan los costos a recuperar por cada una de estas variables.

2.2.5.1.1 Determinación del factor de potencia

El método analizado se basa en el supuesto de que el dimensionamiento de la red se efectúa a través de la potencia demandada en horas de punta. Esta última se define, para el caso español, como las 500 horas de máxima demanda del sistema [CNSE297]. Para estas horas, se calculan las participaciones de cada usuario en cada nivel de tensión, a través de agregar las curvas de carga de las distintas tarifas por nivel de tensión, obteniéndose la demanda total de las 500 horas fijadas como punta del sistema.

La potencia relevante para el diseño de la red, de acuerdo a cada nivel de tensión, corresponde a la demandada en horas de punta por tal nivel de tensión, más el equivalente a los niveles de tensión inferiores. Finalmente, se corrige el dato anterior con un factor que represente las pérdidas de potencia del tramo analizado.

Teniendo la potencia relevante de diseño para cada nivel de tensión, se debe encontrar el costo unitario por [kW] consumido. De este modo, los costos unitarios se van acumulando de acuerdo a las redes que son utilizadas por cada cliente. Respecto del costo unitario de potencia, éste es asociado a alguna variable observable en cualquier suministro eléctrico. La variable de mayor disponibilidad, presente en las categorías tarifarias, corresponde a la potencia facturada. Para los casos en los cuales el consumo presenta lector de potencia, se puede considerar la potencia efectivamente consumida (leída) en forma horaria.

El siguiente paso en la determinación del factor de potencia corresponde a la definición de coeficientes de simultaneidad, los cuales expresan la relación entre la potencia efectivamente demandada en las horas de punta en cada nivel de tensión y la potencia facturada. Finalmente, se obtiene el factor de remuneración de potencia (expresado en [\$/kW]) para cada nivel de tensión, al aplicar los factores de simultaneidad al costo unitario de cada [kW] demandado en horas de punta.

2.2.5.1.2 Determinación del factor de energía

La metodología para la obtención de este factor considera que la energía que circula por cada nivel de tensión es la suma de la consumida por dicho nivel más las demandas de los niveles inferiores. El costo unitario de energía (expresado en [\$/kWh]), se obtiene de dividir los costos atribuidos a la energía en cada nivel de tensión por la energía que circula en cada uno de ellos. Una vez determinado este costo unitario, se corrige mediante un término de pérdidas de energía, obteniéndose luego los \$/kWh consumidos en cada nivel de tensión.

2.2.5.1.3 Reparto de costos permanentes y de diversificación y retribuciones fijas

Los costos permanentes y de diversificación, descritos en detalle en la sección 2.2.4.1.1, al ser considerados como costos hundidos, no es posible tarifarlos a costo marginal. Para asignar estos costos se recurre a un esquema tipo Ramsey, en el cual, cada consumidor cubre estos costos de acuerdo a su elasticidad respecto al precio. Esta elasticidad se determina con un factor individualizado de

reparto basado en parámetros observables como el nivel de tensión, la energía consumida y la potencia facturada [CNSE198].

2.2.5.2 Formulación numérica del procedimiento de prorrata

Siguiendo los antecedentes de metodología expuestos anteriormente, la facturación por concepto de peaje de distribución de un consumidor en el nivel de tensión “NT”, el cual demanda una cantidad de energía “E” y factura una potencia “P”, viene dada por la siguiente expresión :

$$Peaje = F_f + F_o + F_c + F_t \quad (2.9)$$

Donde:

- F_f : facturación al cliente por concepto de potencia y energía consumidas
- F_o : facturación por costos fijos (costos permanentes y de diversificación)
- F_c : facturación de retribuciones fijas por esquema Ramsey
- F_t : facturación de eventuales costos de congestión en transmisión

El componente más importante de esta fórmula es F_f , el cual representa los cargos por uso de energía y potencia, el cual se puede descomponer de la siguiente manera [CNSE198]:

$$F_f = (t_e^{NT} \times E) + (t_p^{NT} \times P) \quad (2.10)$$

Donde t_e^{NT} y t_p^{NT} , son los factores de energía y potencia, respectivamente. El procedimiento para obtener los coeficientes t_e^{NT} y t_p^{NT} es el siguiente:

2.2.5.2.1 Cálculo del término de potencia t_p^{NT}

Cabe señalar que estos factores se calculan para cada nivel de tensión NT en el cual funcione la línea a costear. Los pasos para obtener este factor son los siguientes:

a) Obtención de la potencia facturada

Se obtiene P_t^{NT} , que corresponde a la potencia total facturada a dicho nivel de tensión NT.

b) Corrección por concepto de pérdidas de potencia

La potencia total facturada (P_t^{NT}) se corrige con un factor P_{perd}^{NT} , el cual representa las pérdidas en dicho nivel de tensión.

c) Cálculo de la potencia de punta por nivel de tensión

Se calcula posteriormente la potencia de punta P_{punta}^{NT} total del nivel de tensión NT, de la manera como se explicó en la sección metodológica.

d) Obtención del factor de simultaneidad

Se obtiene el factor de simultaneidad S^{NT} para el nivel de tensión deseado, al dividir la potencia de punta por la potencia facturada ($P_{punta}^{NT} / P_t^{NT}$)

e) Obtención de la potencia de diseño

Se calcula la potencia de diseño como $P_d^{NT} = P_t^{NT} \times (1 + S^{NT})$.

f) Determinación del costo total de potencia involucrado en el peaje de distribución

Se determina el costo total de abastecimiento de potencia para el nivel de tensión NT: C_p^{NT} . Dicho costo se obtiene al asociar cierto porcentaje de costos atribuibles a peaje de distribución para cada empresa distribuidora, a la potencia de ésta (el resto de los costos se atribuye a la energía).

g) Obtención del costo unitario de potencia

El costo unitario de potencia, $C_{u/p}^{NT}$ se obtiene de dividir el costo total por la potencia de diseño calculada ($C_{u/p}^{NT} = C_p^{NT} / P_d^{NT}$). Del costo unitario de potencia se obtiene el factor de potencia t_p^{NT} .

2.2.5.2.2 Cálculo del término de energía t_e^{NT}

Este factor se calcula, al igual que el anterior, para cada nivel de tensión NT en el cual funcione la línea a costear. Los pasos para obtener este factor son los siguientes:

a) Obtención de la energía total de facturación

Se obtiene E_t^{NT} , que corresponde a la energía total demandada por los clientes al nivel de tensión NT, en [kWh]. Cabe señalar que dicha energía incluye también aquella facturada en los niveles inferiores.

b) Corrección por concepto de pérdidas de energía

La energía total de facturación se corrige con un factor E_{perd}^{NT} , el cual representa las pérdidas en el nivel de tensión NT. De lo anterior se obtiene E_c^{NT} , el cual representa la energía total que circula debido a la demanda de los clientes.

c) Determinación del costo total de energía involucrado en el peaje de distribución

Se determina el costo total de abastecimiento de energía para el nivel de tensión NT: C_e^{NT} . El costo unitario de energía, $C_{w/e}^{NT}$, se obtiene de dividir el costo total de abastecimiento de energía, por la energía total circulada ($C_{w/e}^{NT} = C_e^{NT} / E_c^{NT}$). Del costo unitario de energía se obtiene el factor de energía t_e^{NT} .

2.2.6. Aspectos relevantes del sistema de peajes de distribución en España

A continuación se entregan ciertos aspectos relevantes acerca de la tarificación de peajes de distribución en España.

2.2.6.1 Discusión acerca de los costos de gestión comercial

Existe actualmente en España una confusión acerca de la diferencia entre los costos de comercialización y los de gestión comercial. La ley indica al respecto lo siguiente: *“la retribución de la actividad de comercialización, que corresponde ser abonada por los consumidores regulados, se realizará atendiendo a los costos derivados del suministro de energía a dichos consumidores. La retribución de los*

costos de comercialización a consumidores no regulados será la que libremente se pacte entre los comercializadores y sus clientes” [CNSE297]. De lo anterior se desprende que los consumidores no regulados no deben pagar a las empresas distribuidoras por concepto de comercialización, sino que lo harán a las empresas comercializadoras.

Sin embargo, la ley también indica que la retribución de los costos de gestión comercial de las empresas distribuidoras se establece de acuerdo al número de contratos por concepto de peaje de acceso a las redes. Dado lo anterior, en el cálculo de los peajes de los usuarios no regulados debe internalizarse los costos de gestión comercial de la distribuidora.

Esta asimetría de costos y vaguedad en la legislación genera diferencias en las tarifas pagadas por usuarios regulados y aquellos a contrato libre, lo cual se transforma en un subsidio cruzado entre dichos clientes, favoreciendo a aquellos regulados. Esta es una de las razones por la cual no se hayan registrado a la fecha grandes contratos a precio libre. La solución apunta a que ambas clases de consumidores paguen por los costos de gestión comercial a las empresas que realmente facturan el suministro.

2.2.6.2. Modelo de red de referencia

La metodología de cálculo de los peajes de distribución en España considera la adopción de un modelo de la red, llamado red de referencia, el cual tiene por objetivo caracterizar las distintas zonas de distribución según las diferencias de mercado y demográficas existentes. Mediante la optimización de dicha red se determina el valor inmovilizado a costo de reposición, las pérdidas y los costos de operación y mantenimiento [CNSE297].

Lo importante respecto de la adopción de este tipo de modelo, es que éste incorpora la dimensión espacial de las redes en el cálculo del posterior peaje, para lo cual se necesita gran cantidad de información proveniente de catastros e institutos geográficos. Se ha desarrollado una importante discusión respecto a la red de referencia, debido que el grupo de negocios liderado por ENDESA, cree que se ve perjudicado con la utilización del modelo “BULNES”, actualmente en uso. Dicha

empresa, argumenta que la división del territorio en áreas de distribución distintas es imprecisa, distorsionando los valores obtenidos. Por ello, el grupo de empresas mencionado propone su propio modelo, el cual se encuentra actualmente en etapa de análisis por parte del regulador.

2.2.7 Comentarios y conclusiones acerca del sistema de peajes de distribución en España

El sistema de remuneración de la distribución en España es bastante nuevo y se encuentra en un período de estudios, con mucho debate y confrontación entre distintas propuestas. Se ha desregulado el mercado de comercialización y permitido combinar suministros a tarifa regulada con contratos libres. Sin embargo, se ha observado que la cantidad de contratos a precio libre ha sido muy reducida. Esto se debe en buena parte a la existencia de asimetrías en los costos a pagar por parte de los usuarios no regulados respecto a los usuarios a tarifa. Puntualmente, las probables causas de este magro incentivo son el pago de costos de gestión comercial de las distribuidoras por parte de los usuarios no regulados y diferencias en la metodología de prorrata de los peajes de distribución.

Cabe recordar que todo el mercado eléctrico en España tiene aún residuos de la administración estatal y de antiguas decisiones del pasado, las cuales, ex-post, han sido consideradas como erróneas (tales como la mantención de costos permanentes y de diversificación y de costos de transición a la competencia). La eliminación de los cobros anteriores, junto con la liberalización completa del mercado, otorgando a cualquier usuario la posibilidad de utilizar un comercializador, son dos de los grandes objetivos impuestos para lo que resta del período de transición, a saber, hasta el año 2007 [CNSE297].

Merece atención el tema de la prorrata del pago de los peajes a las distintas empresas, según el uso que hagan los clientes de las redes. En este sentido, se ha propuesto un método de prorrata, el cual fue analizado en el presente trabajo. Dicho método tiene la ventaja de considerar un término de energía y otro de potencia, con lo cual queda remunerada gran parte de la red a través de sus dos más relevantes indicadores. El término de energía refleja el consumo del usuario, mientras que el de potencia permite remunerar las instalaciones según la demanda a la que se

conecta el cliente. Además, dicha metodología corrige los costos por potencia demandada en punta, lo cual es muy relevante al asignar al usuario un costo de oportunidad a su consumo en horas de punta. Las desventajas de este sistema radican en la determinación de las curvas de carga y de los costos totales asignados a potencia y energía, ambos procedimientos pueden llevar a divergencias y complicaciones de cálculo.

Otro aspecto interesante del sistema español es el hecho de contar con un modelo de red general para todo el país, el cual optimiza la operación de las líneas sobre las áreas de distribución que él mismo determina. Lo anterior resulta en un cobro por el uso espacial de las redes, además de permitir calcular, tanto los peajes como la prorrata de los mismos. Sin embargo, la envergadura y complejidad de este tipo de modelos hace que algunas empresas se vean perjudicadas en su remuneración, por lo cual genera divergencias y demora su puesta en marcha.

Finalmente, cabe destacar que la política de remuneración de la actividad de distribución en España procura lograr incentivos en eficiencia a través de la limitación de los ingresos, por medio de estimular recortes en pérdidas y costos de explotación, además de introducir reglamentos acerca del cumplimiento de los estándares de calidad de suministro. Paralelamente, se encuentra latente la baja progresiva de la potencia mínima para poder acceder a tarifas no reguladas, lo cual pretende estimular este tipo de contratos en los próximos años. Sin embargo, todas las medidas de desregulación son bastante nuevas y se encuentran en un período de transición, no exento de divergencias y de nuevas propuestas.

2.3 Peajes de distribución en el Reino Unido

2.3.1 Antecedentes del sistema y mercado eléctrico del Reino Unido

El mercado eléctrico inglés ha sido completamente desregulado en la década de los noventa, a través de la introducción de competencia en las áreas de generación y comercialización y de la privatización de las compañías participantes en el negocio.

Desde un punto de vista organizativo, existen tres sistemas eléctricos separados en el Reino Unido: Inglaterra y Gales (88% del consumo total), Escocia (10%) e Irlanda del Norte (2%). En total, el sistema dispone de una capacidad instalada de cerca de 70.000 MW¹².

Previo al proceso de desregulación, la estructura del sistema inglés era verticalmente integrada, dominada por la CEGB (Central Electricity Generating Board), empresa estatal que aglutinaba todas las actividades de generación y transmisión. La actividad de distribución era realizada por 12 empresas instaladas en monopolios geográficos, las cuales compraban la energía a la CEGB. Existía un ente regulador y coordinador, el EC (Electricity Council). Finalmente, operaban también ciertos monopolios locales que ejecutaban actividades de generación, transmisión y distribución en forma integrada [NGC99].

A partir de 1989, comenzó en Inglaterra el proceso de desregulación, cambiando la propiedad de las empresas del sector desde manos estatales a manos privadas. Con respecto a la generación, ésta se abrió a la competencia. Se mantuvo la transmisión con carácter de monopolio (debido a las economías de escala que presenta) y la distribución se separó en las actividades de comercialización (compra de energía al generador y venta al cliente final) y de distribución propiamente tal. Adicionalmente, se crearon organismos de regulación y coordinación. La estructura de coordinación y operación adoptada es la del modelo POOLCO 1, en el cual el despacho es realizado según los precios y las disponibilidades ofrecidas por los generadores como en un mercado de commodities.

Una vez comenzado el proceso de reestructuración del mercado, en 1990, la CEGB fue dividida en dos compañías generadoras térmicas y una nuclear, todas ellas se encuentran en manos de privados desde 1996. Además se creó la NGC (National Grid Company), empresa que opera las líneas de transmisión, proyecta el despacho diario y regula ciertas actividades financieras que ocurren en el mercado de generación. Finalmente, las 12 compañías distribuidoras, en adelante REC's (Regional Electricity Companies), comenzaron a ejercer sólo la actividad de

¹² Fuente: OFFER, 1995

transporte físico de energía a nivel de distribución, para lo cual cada una posee un monopolio geográfico [NGC99].

Uno de los cambios más relevantes realizados en el marco de lo que constituye este trabajo, es la aparición de los clientes libres. Inicialmente, aquellos clientes con una demanda igual o superior a 1 MW, podían adquirir la energía directamente desde un comercializador, mientras el resto de los consumidores menores debían hacerlo con la empresa distribuidora (REC) respectiva. Esta potencia límite fue rebajada inicialmente a 100 kW, hasta que desde el año 2000, todos los consumidores tienen la facultad de elegir un comercializador que les provea de la energía necesaria, sin importar su consumo.

Respecto al sector generación, la competencia se refleja en la no obligación de servicio alguno y en la venta de la potencia como un commodity por parte de las empresas generadoras en un mercado (Pool). En dicho mercado venden potencia cerca de 22 empresas, incluyendo a la empresa de electricidad de Francia, la cual se encuentra interconectada al sistema inglés. Las generadoras más importantes son las térmicas National Power (30% de la capacidad instalada total del Reino Unido), PowerGen (24%) y la compañía de generación nuclear Nuclear Electric (11%). El resto del mercado se encuentra atomizado en gran cantidad de generadoras menores [NGC99].

La generación en Inglaterra se dividía hacia 1995 en un 48% a carbón, 29% nuclear y un 17% a gas natural. Sin embargo, la preferencia por el gas natural en los últimos años ha sido notoria, debido a las rebajas en costos de combustible y capital proporcionadas por las plantas de ciclo combinado. Además de lo anterior, dichas plantas proporcionan mayor flexibilidad, ventajas ambientales y menores tiempos de puesta en marcha.

Respecto al sector de transmisión, el nuevo esquema regulatorio le entrega a NGC un rol preponderante en la seguridad y eficiencia de la operación del sistema, además de procurar la libre competencia a través del acceso abierto de las redes a cualquier generador o distribuidor (open access). Respecto a la tarificación de la actividad, se consideran cargos por conexión y uso de la red, los cuales se encuentran diferenciados para 14 zonas a través del país. Con el objeto de promover

la eficiencia de las redes, los cargos son calculados en base a la metodología de Price Cap (RPI-X). Dicha metodología será explicada con detalle en la siguiente sección. NGC posee el importante rol de entregar al Pool cada media hora las proyecciones de demanda del sistema. Posteriormente, una vez que los generadores participantes declaran sus precios, se realiza una lista de mérito hasta encontrar la última unidad generadora por sector (central marginal del sistema). La NGC entrega, con los datos anteriores, el calendario de despachos, manteniendo así la integridad del sistema.

Respecto al sector distribución, tema central de este trabajo, cabe señalar que las antiguas 12 compañías (REC's) se mantuvieron en el nuevo esquema, pero su función dentro del sistema sufrió variados cambios debido a la introducción de competencia en el área de los comercializadores.

2.3.2. Resumen de la estructura tarifaria del Reino Unido

Como ya se mencionó, en el Reino Unido existe desde el año 2000 la libertad de elegir un comercializador que provea de la energía eléctrica para todos los consumidores, sin importar la potencia que consuman o a la tensión a la cual se encuentren conectados.

Lo que paga cada consumidor puede resumirse en la siguiente fórmula:

$$E_{t,m} = G_m + A_m + T_m + D_{t,m} + C_{t,m} \quad (2.11)$$

Donde:

- $E_{t,m}$: costo total mensual para el usuario conectado al nivel de tensión “t”
- G_m : costo mensual por concepto de compra de potencia a los generadores
- A_m : costo mensual por concepto de servicios auxiliares, como reserva en giro o regulación de voltaje
- T_m : costo mensual por uso de la red de transmisión
- $D_{t,m}$: costo mensual por uso de la red de distribución al nivel de tensión “t”

- C_{tm} : costo mensual por concepto de comercialización, para el nivel de tensión “t”

En términos gruesos, la estructura tarifaria actual del Reino Unido implica que el consumidor final encuentre el siguiente peso porcentual de cada uno de los segmentos del mercado eléctrico en su cuenta mensual:

Tabla 2.4 Peso aproximado de las diferentes actividades en la factura del cliente, Reino Unido¹³

Actividad	Porcentaje en la cuenta del cliente (%)
Generación	50 - 70
Transmisión	0 - 10
Distribución	20 - 40
Comercialización	5

Los consumidores del Reino Unido pagan su cuenta al comercializador, el cual es un broker, es decir, compra en el Pool la energía requerida en forma competitiva, paga posteriormente los cargos por transmisión y distribución fijados por el regulador y finalmente carga a los consumidores las actividades de lectura de medidores, procesamiento de pagos, facturación y atención al cliente. De los procesos ejecutados por el comercializador, el más complejo es el de la compra de potencia en el Pool [OFF199]. Diariamente, los generadores entregan al Pool los montos que están dispuestos a vender y sus respectivos precios, válidos para el siguiente día. Posteriormente, la NGC, según su pronóstico de demanda, programa la cobertura de ésta cada media hora de acuerdo a lo ofrecido por los generadores y según las restricciones del sistema. Así se genera, cada media hora, un precio marginal del sistema, en adelante, SMP, el cual equivale a la unidad más cara que entra en el bloque de generación.

¹³ Fuente: OFFER, año 2000

Siguiendo el proceso anterior, si el comercializador compra a precios spot, el precio de venta por parte de los generadores equivale al SMP más los pagos por servicios auxiliares. El precio de compra de los comercializadores equivale entonces a [OFF199]:

$$PC = (SMP + A + G) \times f \quad (2.12)$$

Donde:

- PC : precio de compra de potencia del comercializador en el Pool
- SMP : precio marginal del sistema cada media hora, equivalente al precio ofrecido por la última unidad generadora
- A : cargos por concepto de servicios auxiliares (ancillary services)
- G : cargo por gastos de comercialización en el Pool
- F : factor de pérdidas en la red de transmisión, según la barra en la que el comercializador adquiera la potencia.

El precio de compra PC es traspasado por el comercializador íntegramente al cliente final (adicionándole la utilidad del comercializador).

Es importante mencionar que los comercializadores compran la energía a los generadores, sin embargo, normalmente lo hacen vía el mercado spot sólo para calzar en forma horaria la demanda con su oferta disponible. Por el contrario, cerca de un 90% de las adquisiciones de energía a los generadores se realiza vía contratos por diferencia. Dicho sistema funciona del mismo modo que un mercado de swaps de commodities. Se establece un contrato entre la generadora y la empresa comercializadora, el cual implica un precio fijo por la potencia. Posteriormente, las diferencias entre el precio acordado en el contrato y el precio de despeje del mercado realizado cada media hora, son reliquidadas a uno u otro participante. Así, finalmente, el precio adquirido por el comercializador es el precio de despeje del mercado (de la última unidad que genera).

Respecto de los cargos por comercialización, la discusión se ha centrado respecto a cuales actividades son remuneradas por precio competitivo y cuáles bajo un marco regulado [OFF499]. Esta distinción es relevante, incluso si una determinada empresa ejerce ambas actividades para un cliente, debido a que las REC's intentan cargar la mayoría de estos costos al sector regulado, eliminando el riesgo que implica la competencia. La siguiente tabla muestra aquellas actividades que pueden ser cargadas a la distribución o a la comercialización, indicando quiénes las realizan actualmente.

Tabla 2.5 Asignación de actividades comercialización – distribución, Reino Unido¹⁴

Actividad	Asignación (quién la realiza)
Publicidad y marketing	Comercializador
Servicio al cliente	Comercializador (atención al cliente) Distribuidor (mantención de redes)
Facturación	Comercializador
Medidores	Comercializador (lectura) Distribuidor (instalación, mantención)
Corporativa	Comercializador (10 %) Distribuidor (90 %)

2.3.3 Regulación de la distribución y la comercialización

A partir de 1989, el nuevo esquema inglés cuenta con la precisa regulación de las actividades de distribución y comercialización, enfocadas principalmente hacia objetivos de eficiencia económica y de técnica las redes.

Las 12 antiguas compañías de distribución de Inglaterra, más las dos que operan en Escocia, fueron convertidas en las actuales REC's. Una REC es una empresa que posee un permiso exclusivo para explotar las redes de distribución en

¹⁴ Fuente: OFFER, 1999 [OFFER, jun.1999]

una zona geográfica, de forma monopólica. Para ello, debe proporcionar libre acceso (open access) a sus redes de distribución de manera no discriminatoria.

Es relevante mencionar que, a pesar de ser las REC's empresas distribuidoras, ello no impide que ejerzan la actividad de comercialización (de hecho la totalidad de ellas la realizan). La diferencia está en que el sector de comercialización es competitivo, incluso si las REC's desean vender energía a través de sus propias redes, mientras que el de distribución es un monopolio geográfico.

Cada REC posee un monopolio geográfico protegido en su área geográfica, en la cual puede ejercer la actividad de comercialización en forma competitiva. Para ello obtiene una licencia llamada "Public Electricity Supply Licence", la cual regula los derechos y obligaciones de dicha empresa con la autoridad y con sus clientes [OFF399]. En este caso, la distribuidora se convierte en PES (Public Electricity Supplier). Paralelas a la anterior, existen las licencias secundarias (second tier licence), las cuales pueden ser obtenidas por generadores, empresas comercializadoras o por las propias REC's para abastecer clientes fuera de su región autorizada para la distribución [OFF399]. En efecto, hacia 1996, un 43% de los consumidores se abastecían de un comercializador distinto a la REC de su área geográfica. La tipificación anterior se basa en una estricta separación contable de la RED, respecto a sus negocios de distribución y comercialización.

Inicialmente, la libertad de escoger comercializador de energía regía sólo para consumos mayores a 1 [MW], lo cual representaba un universo de 5000 grandes consumidores. Desde 1994, dicha facultad se amplió para aquellos consumidores con una demanda igual o superior a los 100 [kW], lo cual incluía a los pequeños industriales, alcanzando a un total de 55000 clientes. Finalmente, a partir de 1998 y 1999, cualquier consumidor del Reino Unido posee tal facultad, lo cual ha abierto una gran competencia en el mercado de la comercialización [OFF499].

2.3.3.1 Esquema de regulación de la distribución: RPI menos X:

El esquema regulatorio RPI menos X es una forma de remunerar servicios de tipo monopólico vastamente usada en el Reino Unido y otros países, la cual ha probado su efectividad en otras áreas como la distribución de servicios

sanitarios y las telecomunicaciones. En el sector de distribución y comercialización en Inglaterra, ha probado su éxito a través de la creación de lineamientos económicos adecuados para cada empresa y a través de un aumento general de la eficiencia del sistema, logrando el objetivo de reducir las tarifas a los usuarios finales. En efecto, en Inglaterra las tarifas a usuarios finales se han reducido en un 11% real¹⁵ a partir de la desregulación del sector en 1989. Al mismo tiempo, para el mismo período, los costos operacionales de las redes de distribución han bajado en cerca de un 25% real y la calidad de servicio medida en los minutos de servicio perdidos por consumidor ha mejorado en un 10%.

La estructura de cobros RPI menos X es válida en el caso de la distribución para remunerar el uso de las redes, es decir, como un peaje de distribución y para el caso de la comercialización se utiliza para remunerar ciertos costos. Sin embargo, existe una diferencia sustancial respecto a la aplicación de esta metodología en la comercialización, ya que sólo algunos costos de suministro al cliente final son limitados, siendo los restantes cobrados en forma competitiva.

El concepto expresado por la fórmula RPI menos X implica que el uso promedio del sistema por unidad distribuida no debe sobrepasar cada año al de la inflación RPI (Retail Price Index), menos un factor de ajuste X. Dicho factor tiene como función aumentar la eficiencia de los participantes a través de rebajas en los costos de operación y pérdidas en las redes. Lo anterior asegura la rebaja paulatina de las tarifas al consumidor final en términos reales. El control de precios según RPI menos X refleja los niveles anticipados de costos operacionales y gastos en capital futuros en los cuales deberá incurrirse y están fijados para proveer dividendos adecuados a los accionistas, consistentes con un desempeño eficiente [OFF98].

Para el caso de cobros por uso del sistema de distribución y ciertos cargos de la comercialización, el sistema RPI menos X funciona encontrando, para cada una de las empresas REC's, un cobro máximo, el cual básicamente se obtiene multiplicando los ingresos promedio permitidos por kWh consumido por el número actual de kWh distribuidos y por una proyección de la cantidad de clientes. Este

¹⁵ Fuente: OFFER, para el año 1996

cobro máximo es el que es ajustado a la inflación mediante el RPI y a la eficiencia mediante el factor X.

El control de precios a través de esta metodología produce importantes beneficios a los consumidores ya que los cargos se ajustan de acuerdo a los ingresos de las empresas del año anterior. De este modo, el consumidor se beneficia por los incrementos de la eficiencia logrados hasta el año anterior y además lo hace a partir del pronóstico de eficiencia del próximo período.

2.3.4 Estudio de los cargos por uso del sistema de distribución (peajes)

En el Reino Unido, el sistema de distribución es considerado como tal a partir de tensiones menores o iguales a los 132 [kV], dividiéndose los cobros en dos tipos. Aquellos consumidores conectados a más de 1[kV] pagan tarifas de alto voltaje (HV), mientras que aquellos que tienen una conexión a menos de 1[kV] lo hacen de acuerdo a una tarifa de bajo voltaje (LV).

Resulta relevante recordar que los cargos por uso del sistema de distribución se encuentran completamente regulados. Una vez que a cada REC se le haya calculado sus cargos mediante el sistema RPI menos X, éstos son pagados por el comercializador a la empresa distribuidora. Posteriormente, el comercializador cargará a la cuenta del cliente final un porcentaje por concepto de uso del sistema de distribución.

Un concepto relevante en una tarificación de este tipo es el balance entre P_0 y X. El primer término corresponde al precio de los cargos al inicio del período de fijación. La rebaja anual por concepto de aumento en la eficiencia corresponde a X. Altos valores de X aumentan el riesgo de que las empresas no sean capaces de alcanzar los estándares de eficiencia necesarios. Por el contrario, un precio de partida P_0 muy bajo, podría significar un relajo para las compañías en lograr el objetivo de aumentar la eficiencia los cuatro años siguientes. Actualmente, el adecuado balance se ha encontrado en torno a un valor de X de 3% anual, lo cual significa un recorte real de 15% para los cargos en el período regulatorio de cinco años [OFF199].

El objetivo primordial al regular una actividad monopólica como la distribución es lograr una eficiencia en la inversión y operación de las redes, logrando traspasar este beneficio a los consumidores. Otro importante objetivo es la mantención de altos estándares de calidad de servicio. En el Reino Unido la obligación de calidad de servicio recae mayormente sobre las empresas distribuidoras y no sobre las comercializadoras.

Acerca de la estructura básica de los cargos por uso del sistema de distribución, existen diferentes opciones de acuerdo a las características de cada consumidor, en especial, de acuerdo a la potencia que consume y a la tensión a la que se encuentra conectado. Dichos cargos se dividen en dos partes: un cargo fijo y otro variable, dependiendo del consumo en [kWh].

2.3.4.1 Metodología de cálculo de los peajes de distribución

Establecer una metodología para la fijación de cargos por uso de las redes de distribución requiere estimar los ingresos suficientes para financiar un negocio rentable y, a la vez, eficiente en un contexto social. Para ello es necesario evaluar los costos operativos y de capital asociados en el presente y pronosticarlos a futuro, además de asegurar a las empresas una rentabilidad aceptable. Para las empresas distribuidoras en Inglaterra, cerca del 50% de los costos corresponden a los operacionales, mientras el 35% de ellos corresponden a los costos de capital.

En el contexto anterior, es vital para el regulador otorgar una señal correcta de precios actuales y futuros para los costos de operación y los de capital. Si la señal es incorrecta, existe un fuerte incentivo para las empresas de efectuar grandes recortes en los costos operativos de las redes, debido a que resulta más sencillo que optimizar la eficiencia de las inversiones en capital actuales y futuras. Así, la empresa distribuidora obtiene buenos resultados en el marco de los precios que se le permitieron. Si embargo, al postergar inversiones de capital o modificarlas, es el consumidor final el que se ve perjudicado en el largo plazo.

2.3.4.2 Costos de operación

Dentro de la estructura de cargos por distribución, a cada empresa se le asigna un tope anual respecto al total de gastos operativos. La estructura de los costos de operación, un tercio de ellos corresponden a costos fuera del control de las empresas de distribución. El más importante de ellos corresponde a los pagos de las distribuidoras a la empresa de transmisión (NGC) por concepto de conexión a las subestaciones de su propiedad. Los dos tercios restantes corresponden a los costos operativos, los cuales cada empresa tiene que manejar de la manera más eficiente posible. Estos costos pueden separarse de la siguiente forma:

a) Costos de ingeniería

Corresponden a la planificación, control y monitoreo de las instalaciones y a la mantención y reparación de ellas.

b) Costos de servicio al cliente

Actualmente estos costos se encuentran divididos en actividades relativas a la distribución y a la comercialización y comprenden facturación, mantención de las cuentas y manejo de los centros de atención al cliente. En el caso de que una empresa efectúe actividades de comercialización y distribución para el mismo cliente, permanece la prorrata de estos costos entre ambas actividades para incentivar la transparencia del sistema.

c) Costos de mantención de medidores

La mayoría de estos costos se encuentran actualmente asignados a la comercialización, tales como la lectura de ellos. Los tópicos que son cargados a la distribución son los siguientes: reparación, mantención y rectificación de medidores, así como cambio de los medidores actuales.

d) Costos corporativos

Son aquellos costos generales del funcionamiento de la compañía. Nuevamente, en el caso que la empresa ejecute ambas actividades, existe una

prorrata de estos costos entre ellas. En la práctica, las empresas REC's tienden a cargar estos costos al segmento de distribución para poder acogerse a precios regulados y eliminar así el riesgo de cobrarlos de forma competitiva.

Para el caso de ciertos costos de capital, como lo son elementos de tecnología, computación, vehículos y otras propiedades e intangibles de las empresas, éstos se clasifican como costos de capital no operacionales. Algunas de estas actividades son difíciles de evaluar debido a que en muchos casos son subcontratadas a terceros. Con el objeto de estandarizar dichos valores para el total de las empresas y facilitar el manejo contable de ellos, se ha cargado una parte importante de estos ítems como gastos operacionales.

En la práctica, han existido problemas respecto a la sobreestimación que han efectuado las empresas acerca de las proyecciones de sus costos operativos. En efecto, al comparar las proyecciones realizadas al inicio de una fijación de precios con los costos finalmente obtenidos, siempre se ha dado que las proyecciones resultan superiores a la realidad. Esto obedece al incentivo perverso de mostrar mayores costos para obtener mejores precios y mejores ganancias por parte de las REC's. El ente regulador está abocado en restringir la flexibilidad que poseen actualmente las empresas de reasignar costos de capital como operativos y viceversa, lo cual permite estas diferencias entre valores proyectados y reales.

El regulador (OFFER) realiza los siguientes pasos para encontrar los cargos referentes a cada empresa:

a) Información de costos reales de las empresas distribuidoras

El regulador recopila la información detallada de todos los costos actuales considerados como operacionales, para cada una de las empresas REC.

b) Análisis y validación de los datos entregados por las empresas

Se estudian los datos obtenidos a partir de la información entregada por las REC's, identificando aquellas diferencias entre las compañías que son inherentes a la zona en la cual suministran energía. En particular, se analizan tópicos tales como geografía y topografía del área, naturaleza y densidad de los consumidores, tipos de

circuitos y subestaciones, estándares de calidad de servicio y políticas contables [OFF299]. Con el objeto de captar estas diferencias, se realizan complejos análisis de regresión, obteniendo el peso de cada una de estas variables.

c) Proyecciones futuras de costos

La tercera etapa implica realizar, para cada empresa, las proyecciones acerca de la futura evolución de sus costos operacionales a través del período de 5 años que sigue al cálculo de los precios regulados. En tal sentido, se analizan todas las posibilidades de cambios en los costos, pero también se incluye la potencialidad de cada empresa de rebajarlos por medio de aumentos de eficiencia.

d) Introducción de restricciones adicionales al modelo

En una cuarta etapa se introducen restricciones al modelo de costos operativos, tales como requerimientos de calidad de servicio y políticas de cada empresa como capitalización y provisiones.

e) Validación mediante estudios de terceros

Finalmente, se comparan los resultados del regulador con los obtenidos por estudios particulares de las empresas y aquellos encargados a consultores externos.

Todo el proceso anteriormente descrito es realizado por el regulador (OFFER) a través de un complejo modelo de regresión lineal, cuyo alcance queda fuera de los lineamientos del presente trabajo. Cabe señalar además que, paralelo a todo el proceso anterior, el regulador es asistido por consultores calificados para la correcta auditoría de los costos involucrados. La mayoría del trabajo anterior se realiza por medio de una metodología de “benchmark”, es decir, los costos son comparados entre empresas, una vez que se hayan aislado de ellos las componentes propias de cada servidor. Los cargos finales para cada ítem consideran el desempeño de aquellas compañías más eficientes, lo cual presiona a las otras compañías a lograr recortes de costos y aumentos en la eficiencia de las redes, con el objeto de acceder a una remuneración adecuada de su actividad.

2.3.4.3 Costos de capital

En el Reino Unido, la metodología empleada para estimar los costos de capital implica prorratear los costos de nuevas inversiones de capital entre los diversos períodos regulatorios, los cuales abarcan los 5 años entre cada fijación de tarifas. De este modo, el costo de capital incurrido no es pagado por los consumidores inmediatamente, sino sólo aquella fracción de ellos que corresponde al período tarifario actual más aquellos restantes de los períodos anteriores al actual. El desafío es lograr el beneficio de los consumidores de no pagar por aumentos excesivos en el futuro y de evitar el incentivo perverso de las empresas de elevar sus niveles de costos de capital con el objeto de obtener mayores rentas.

En el marco de la regulación de precios realizada por el OFFER, debido a las razones mencionadas en el párrafo anterior, es necesario recabar los datos por empresa del gasto actual en capital, el cual se reajusta para los cinco años del período regulatorio. Además, se requieren las proyecciones de las empresas para el gasto en los siguientes cinco años. Para el primer caso, se realiza una valoración de activos a flotación (lo cual será explicado posteriormente), la cual se basa en una estimación de la deuda total y el patrimonio accionario de cada empresa. Para las proyecciones, se procede a contrastar aquellas estimaciones realizadas por las empresas con aquellas realizadas por consultores externos. Dichas proyecciones en el gasto de capital se basan en pronósticos de crecimiento en la demanda, aumentos de calidad de suministro, inversión en tecnología y reemplazo de obras existentes [OFF199].

El costo de capital de construir y extender las redes de distribución (correspondiente a los costos proyectados) comprende la necesidad de reparar o cambiar activos ya existentes y la necesidad de expandir el sistema para abastecer nuevos clientes. Dentro de lo anterior, se incluye también la necesidad de modificar patrones de las redes debidos a variaciones geográficas de la demanda o la generación. Por estas razones, los costos de capital se dividen en dos partes, enunciadas a continuación.

- a) Costos dependientes del nivel de carga

Comprenden la conexión de nuevos clientes a la red de distribución y la adaptación de la red al crecimiento de la demanda del sistema. Representan cerca del 40% del total de costos de capital. Al depender del crecimiento vegetativo de la población y de los cambios en la estructura espacial y de cantidad de los consumos, este tópico es de difícil control para las empresas. Las principales variables usadas en el estudio de estos costos son el crecimiento de la demanda y crecimiento de la potencia distribuida. Con el objeto de comparar el desempeño de las compañías, se normalizan los valores calculando un costo equivalente por cliente, por concepto de crecimiento de cargos dependientes del nivel de carga [OFF399].

b) Costos no dependientes del nivel de carga

Comprenden el reemplazo de activos caducados, así como la inversión en control y funcionamiento de la red. Se agrega además el gasto en mejoramientos de calidad de servicio. Este punto es, básicamente, de control de la empresa distribuidora y depende fuertemente de sus políticas contables y financieras. Representa aproximadamente el 60% restante de los costos de capital. Para fijar los cargos por este concepto, se utiliza una técnica de benchmarking entre las empresas, basándose en los requerimientos de reemplazo de activos. Para ello se usa información histórica acerca de niveles de reemplazo, costos unitarios de reemplazar y vidas útiles.

A través de un análisis histórico, se ha podido comprobar que los mayores aumentos en eficiencia se han dado en el rubro de los costos no dependientes de la carga, los cuales han bajado en su conjunto hasta cerca de un 20% entre dos fijaciones de precios consecutivas. Este resultado se debe a menores costos de inversión, diseños más eficientes y mejoras en tecnología [OFF199].

Este tipo de metodología de estimación de costos de capital tiene la desventaja de que las empresas tienden a postergar sus proyectos de inversión programados hacia el final del período regulatorio debido a que así pueden mostrar mejores cifras de rentabilidad, aumentando así el valor de mercado de sus acciones.

2.3.5 Aspectos relevantes de la metodología de cálculo de los peajes de distribución en el Reino Unido

A continuación se entregan ciertos aspectos relevantes acerca de la tarificación de peajes de distribución en el Reino Unido

2.3.5.1 Duración de los cargos

Este punto resulta central en la fijación de los cargos por uso de la red de distribución. En el Reino Unido se realiza una nueva fijación de cargos en distribución cada cinco años, durante los cuales los cargos sólo varían de acuerdo a la inflación y a los eventuales aumentos de eficiencia (RPI menos X). Conceptualmente, a mayor tiempo entre fijaciones de tarifas, mayor la posibilidad de que las empresas participantes realicen mejoras en la eficiencia de las redes. Sin embargo, un mayor distanciamiento entre fijaciones de tarifas redundaría en un mayor riesgo de aparición de circunstancias inesperadas. Se agrega a esto la posibilidad de que las proyecciones efectuadas durante la fijación no se adecuen a la realidad, existiendo eventuales pérdidas o ganancias excesivas para las empresas participantes. De este modo, debe existir un equilibrio razonable entre estas dos visiones, el cual fue encontrado en el Reino Unido realizando fijaciones cada cinco años.

En la práctica, los peajes de distribución establecidos por el ente regulador (OFFER) determinaron altas utilidades de las REC's durante el primer período de fijación tarifaria (1990 – 1995), respecto a otras empresas del sector eléctrico y a otras empresas regidas por regulación de precios. Por ello se decidió rebajarlas para el siguiente período regulatorio, con lo cual pudo apreciarse una ostensible baja en las ganancias de las empresas distribuidoras a partir de 1995.

2.3.5.2 Tópicos no sujetos a regulación de cargos

Si bien la actividad de distribución se encuentra sujeta a regulación de precios, existen ciertas actividades inherentes a ella que se encuentran liberadas de este tipo de cargos. Cabe recordar que la mayoría de las REC's son a la vez PES's, es decir, ejercen actividades de distribución regulada y comercialización competitiva. Los siguientes tópicos se encuentran fuera de la regulación de tarifas:

- Consumos de alto voltaje (mayores o iguales a 220 kV)
- Pedidos del cliente para transformación de la red
- Consumos de conexión directa a la subestación de transmisión
- Cargos por medidores prepagados
- Provisión de medidores de capacidad mayor a 100 kW
- Cargos por conexión a la red
- Otros cargos menores

El total de estos cargos, los cuales son fijados competitivamente o vía negociación con el cliente, representan aproximadamente el 10% del total de los ingresos de las empresas de distribución [OFF499]. Un caso especial de mencionar es el caso de la nueva conexión de usuarios a la red o los aumentos de capacidad de la conexión. Estos cargos son asignados a la comercialización debido a la dificultad de estandarizar dicho trabajo y a predecir sus costos en una fijación de precios.

2.3.5.3. Tratamiento de las pérdidas de distribución

Un punto relevante en el cual descansa la intención de lograr mejoras en la eficiencia de las REC's, corresponde al tratamiento de las pérdidas de las redes de distribución. La regulación existente exige a cada empresa ir bajando paulatinamente sus niveles generales de energía perdida, a través de un diseño y operación eficientes de sus redes. Para ello no se controla cada sector, sino que a cada REC se le permite un porcentaje total de energía perdida respecto a su energía despachada al consumidor. Dicho nivel permitido va disminuyendo con su propio factor X y es revisado también cada 5 años. El siguiente gráfico muestra la evolución total de las pérdidas en el Reino Unido, sumando los datos de todas las REC's, desde la desregulación del mercado.



Figura 2.1. Evolución de las pérdidas totales de distribución en el Reino Unido

Puede apreciarse la baja sostenida en el porcentaje de pérdidas respecto al total de energía despachada, la cual se sostuvo hasta 1997, donde se mantuvieron o, incluso, aumentaron. Este último es el argumento planteado por las empresas, la cuales postulan que las pérdidas han bajado a niveles muy cercanos a su límite teórico y físico, por lo cual no se justifica continuar exigiendo, por parte del regulador, nuevas rebajas.

2.3.5.4 Tasa de retorno del capital

Respecto de la tasa usada para evaluar el retorno de la inversión de las empresas participantes, se utiliza el modelo CAPM (Capital Asset Pricing Model), el cual supone que dicha tasa es la suma de la tasa libre de riesgo del mercado, más un premio al riesgo, propio de cada empresa. Dicho premio al riesgo viene dado por el coeficiente β , el cual indica la correlación entre el riesgo de la empresa en particular y el resto del mercado. La fórmula usada es la siguiente:

$$R = R_f + \mathbf{b} \times (R_m - R_f) \quad (2.13)$$

Donde:

- R : retorno de la empresa a evaluar, como tasa porcentual
- R_f : tasa libre de riesgo del mercado

- R_m : retorno promedio del portafolio de mercado
- b : coeficiente que correlaciona los retornos del mercado con los de la empresa a evaluar

El regulador calcula una sola tasa de retorno para todas las empresas, mediante un estudio de CAPM. Dicho estudio encuentra los coeficientes β por empresa usando un método de regresión lineal de los datos históricos, para luego calcular el β de la actividad de distribución efectuando un promedio ponderado según el peso relativo de cada una de las compañías. Posteriormente, se calcula la tasa de retorno del capital, válida para todas las empresas, la cual para la fijación de 1999, fue de un 6,5 % real antes de los impuestos [OFF399].

2.3.5.5 Valoración de activos

Con el objeto de valorar correctamente las inversiones de capital, el sistema inglés considera la suma de dos factores: aquel capital ya existente, el cual es valorado según la metodología de flotación, y aquel capital que se proyecta invertir a partir de la regulación de precios.

En el Reino Unido se abandonaron las dos metodologías clásicas al respecto, la valoración por valor de libro más una tasa de rentabilidad y el valor nuevo de reemplazo (VNR). Por el contrario, se recurrió al valor de compra de cada empresa según flotación, para posteriormente calcular el valor del negocio de distribución completo.

El valor de mercado inicial para cada compañía (en flotación) es calculado a través de la suma del total neto de la deuda de dicha empresa con el valor neto del capital en el mercado accionario. En términos numéricos, ello equivale a la siguiente fórmula:

$$D_n = D_m - D_c \quad (2.14)$$

Donde:

- D_n : deuda neta de empresa (contable)

- D_m : valor de mercado de la deuda de la empresa
- D_c = deuda de corto plazo de la empresa

Respecto al valor del patrimonio de cada una de las REC's, éste se obtiene del valor de mercado de las acciones de dicha compañía según la siguiente fórmula:

$$E_m = \left(P_s + V \right) \times N \quad (2.15)$$

Donde:

- E_m : patrimonio total de la empresa distribuidora “m”
- P_s : precio spot de la acción de la empresa “m”
- V : valor presente de los pagos futuros o dividendos ya pactados por la acción de la empresa (descontados al 10%)
- N : número de acciones en el mercado de la empresa “m”.

De este modo, el valor inicial de los activos (A_m) viene dado por la suma de la deuda neta con el patrimonio, para cada una de las empresas REC's:

$$A_m = D_n + E_m \quad (2.16)$$

$$A_{final} = A_m - A_s - A_{NGC}$$

La ecuación final alude al último ajuste a los activos totales de la empresa. El término “ A_s ” representa el total del valor de los activos de la empresa REC, considerados como parte de su participación en el negocio de la comercialización, los cuales son descontados por no estar sujetos a la misma regulación de precios. El término “ A_{NGC} ” representa la parte del capital de la empresa de transmisión nacional (NGC) que la empresa REC posee a la fecha.

En términos conceptuales, el método de flotación surge como una alternativa a la valorización de los activos, la cual pretende reflejar ésta a través de la valoración que el mercado le da a dichos activos de acuerdo a los precios de las acciones, en lugar de considerar los precios de reposición o el valor contable de los activos. Cabe señalar que el valor antes obtenido ha sido sostenidamente menor al necesario para que las empresas obtengan la rentabilidad desdeada, por lo que ha sido ajustado en cerca de un 15% de su valor, para lograr este objetivo [OFF199]. Lo anterior muestra que la valoración de los activos a través del mercado puede incluir una serie de distorsiones y señales que puede llevar a no rentar adecuadamente la inversión en los activos.

2.3.6 Comentarios y conclusiones acerca del sistema de peajes de distribución en el Reino Unido

La desregulación del sistema eléctrico del Reino Unido ha sido pionera en muchos aspectos, siendo uno de los más relevantes, la posibilidad de que cualquier cliente, sin importar su consumo, pueda abastecerse a través de un comercializador, que no tiene que ser la misma empresa que proporciona las redes para llegar hasta su punto de conexión. Para ello existen 14 compañías capacitadas para efectuar ambas actividades, pero con una estricta separación contable de ambas cuentas.

En base a un esquema de generación de ofertas en un pool, lo primero que cabe destacar es que, para todo el sistema inglés, la unidad transada es la potencia, tratada como un commodity. La potencia es el factor determinante además para el cobro por el uso de las redes de distribución, ya que ella determina la inversión a realizar en ellas.

Respecto al sector distribución, la regulación a través del price Cap entrega señales económicas a los participantes, dentro de las cuales, la más importante es la exigencia para las empresas de ser eficientes en su desempeño general. Puntualmente, tópicos como las pérdidas en distribución y los estándares de calidad de suministro se han visto favorecidos con este tipo de legislación, beneficiando al cliente final.

El punto central de discusión en el Reino Unido respecto al sector lo representa la delicada separación de actividades entre las empresas, cuando ellas realizan funciones de comercialización competitiva y distribución regulada. Puntualmente, el incentivo perverso de las empresas a cargar la mayor cantidad de actividades a precio regulado, evitando la competencia y asumiendo menores niveles de riesgo, ha sido un punto de discordia permanente entre el regulador y las REC's. Es necesaria, por tanto, una separación cada vez más estricta de dichas actividades, en especial, eliminando la discordia acerca del manejo de los medidores, cuyo límite entre comercialización y distribución se encuentra actualmente aún difuso.

El párrafo anterior es un ejemplo puntual de la mayor desventaja del sistema Price Cap: la gran asimetría existente entre la información que dispone el regulador y aquella que poseen las empresas. Al regular la actividad como un todo, considerando los costos totales de cada empresa, las tarifas aplicadas descansan en la correcta ejecución del benchmarking entre empresas y de los métodos de regresión aplicados. Sin embargo, para estos cálculos es necesario contar con la información directa de las empresas, las cuales, como ya se mencionó, les conviene presentar mayores costos que los que realmente tienen para percibir una mayor remuneración. La solución descansa en un fuerte sistema de auditoría a las empresas y en la contratación, cada vez más necesaria, de estudios de consultores particulares.

Para contrarrestar el problema anterior, se proponen soluciones como por ejemplo, establecer un sistema más robusto de comparación entre las empresas para el caso de la calidad de servicio, estableciendo claramente las multas e incentivos. Otra proposición consiste en normalizar los métodos y formatos, mediante los cuales, las empresas entregan la información al regulador, para aumentar la transparencia y evitar omisiones. Además, se propone revisar el balance entregado en incentivos respecto a los costos de capital y los costos de operación. Tal iniciativa responde a evitar que las empresas recorten costos operativos y no se preocupen de los costos de capital, cuya renovación y mejora es más relevante para los usuarios en el largo plazo.

Otro punto de análisis consiste en la distorsión de las señales de precios a través de la duración del período reglatorio de cinco años, debido a cambios de

escenario o variaciones no esperadas de demanda eléctrica. Lo anterior pone de manifiesto la necesidad de revisar permanentemente que los incentivos a la eficiencia sean óptimos sociales y suficientes para la remuneración de las REC's.

Finalmente, es necesario revisar el sistema de valoración de activos a través de la flotación del capital de las empresas, ya que debido a distorsiones y asimetrías en las percepciones del mercado, los valores obtenidos han sido sostenidamente menores que aquellos exigidos por las empresas para la necesaria remuneración de sus activos.

III. ANÁLISIS DE LA LEGISLACIÓN Y REGLAMENTACIÓN ELÉCTRICA CHILENA, APLICADAS A LOS PEAJES DE DISTRIBUCIÓN

3.1 Introducción

El presente capítulo tiene como objetivo realizar un detallado análisis de la legislación y reglamentación vigentes actualmente en Chile, focalizando dicho análisis en aquellos puntos de relevancia para el sector de distribución y para la aplicación actual y futura de un esquema de peajes de distribución en Chile.

La primera etapa de análisis se encuentra basada en la aplicación de la “Ley General de Servicios Eléctricos (DFL 1)” [CNE82] y su respectivo reglamento [CNE197], publicados en los años 1982 y 1997 respectivamente. A través estos cuerpos legales es posible apreciar, en forma global, la estructura del mercado eléctrico chileno y, puntualmente, la normativa que rige al sector de distribución y explorar la metodología y alcances del “Valor Agregado de Distribución, en adelante, VAD)”, término clave en el análisis de un esquema de peajes de distribución.

Seguidamente, se realiza un análisis a las nuevas bases para el estudio del VAD del año 2000 [CNE100], las cuales implican un importante cambio respecto a la tipificación las áreas típicas de distribución establecidas por la Comisión Nacional de Energía, en adelante, CNE, en relación a las últimas dos fijaciones tarifarias.

Finalmente, se realiza un análisis del anteproyecto [CNE300] que pretende modificar la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL 1) de 1982, debido a las radicales modificaciones que esta nueva ley implicaría para el mercado eléctrico chileno. Puntualmente, la introducción de comercializadores o “brokers” al sector de distribución implica un importante cambio en el esquema actual de clientes regulados y libres que presenta la normativa vigente. Desde el punto de vista del cliente, el anteproyecto postula una baja en la potencia conectada para acceder al segmento de clientes libres y ser atendidos por un comercializador. Lo anterior, implica que la metodología y alcances de la tarifa de uso de las redes de la empresa distribuidora (peaje de distribución) adquieren una real importancia en el futuro luego de la posible aprobación de este nuevo cuerpo legal.

Respecto al análisis de la posible modificación a la legislación vigente, cabe señalar que ésta se encuentra actualmente en una etapa de anteproyecto, por lo cual se encuentra sujeto a modificaciones previas a su tramitación legislativa y eventual aprobación.

3.2 Aspectos relevantes de la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL1) de 1982 en el marco de la tarificación

El mercado eléctrico chileno ha sido pionero en Latinoamérica al eliminar la integración vertical de la cadena generación-transmisión-distribución e introducir competencia en el sector generación. El sector eléctrico es regulado desde el año 1982 a través de La Ley General de Servicios Eléctricos (DFL1), la cual define como actividad competitiva a la generación de energía eléctrica y como actividades monopólicas a la transmisión y distribución eléctricas, debido a sus características de economías de escala y de ámbito que presentan, respectivamente.

Respecto al segmento de distribución, las empresas que lo constituyen poseen una concesión de servicio público de electricidad sobre una determinada extensión geográfica, constituyéndose de este modo un monopolio regulado. Además, las empresas concesionarias de distribución tienen la obligatoriedad de otorgar suministro eléctrico a cualquier cliente dentro de su área de concesión que lo solicite (artículo 74° del DFL1), [CNE82].

3.2.1 Tipos de clientes

La legislación chilena reconoce la presencia de dos tipos de clientes finales, a saber, regulados y no regulados, según se describe a continuación (artículo 90° del DFL1), [CNE82]:

a) Clientes regulados

Son aquellos cuya potencia conectada es igual o inferior a 2.000 [kW] y se ubican dentro de una zona de concesión de servicio público de distribución.

b) Clientes libres

Son aquellos cuya potencia conectada es mayor a 2.000 [kW], o en su defecto, aquellos que, no calificando en la condición anterior, solicitan ciertos estándares especiales de calidad de servicio.

Los clientes regulados poseen una tarifa que es fijada periódicamente por la autoridad, según la evolución de los precios de las actividades de generación, transmisión y distribución. Dichos clientes se encuentran imposibilitados de negociar directamente su tarifa con alguna empresa que no sea la distribuidora local. Los clientes libres no se encuentran sujetos a fijación de tarifas y pueden negociar su suministro directamente con las empresas generadoras a través de contratos bilaterales.

3.2.2 Régimen de tarifas

Actualmente, la “Ley General de Servicios Eléctricos (DFL1) de 1982 establece las tarifas de energía para el cliente final, así como los precios de las transacciones de energía que realizan las diversas empresas dentro del mercado eléctrico nacional.

En primer término, los precios de venta de energía que rigen para las empresas generadoras se dividen en tres modalidades, dependiendo el tipo de transacción que se trate y el destino de la energía vendida (cliente regulado o libre). Respecto a la tarificación de la transmisión, ésta se realiza a través del pago de un peaje, por parte de la empresa generadora, a la empresa transmisora por el uso de sus redes, además del pago de un ingreso tarifario correspondiente a las diferencias entre los precios de inyección y retiro en las barras del sistema. Finalmente, la retribución de la distribución eléctrica se realiza a través del pago, por parte del cliente final, del “Valor agregado de distribución”, en adelante, VAD, a la empresa distribuidora (cliente regulado) (artículo 96° del DFL1), [CNE82].

3.2.2.1 Precios a nivel generación - transporte

Una empresa generadora puede vender energía según tres tipos de precios distintos, dependiendo si la venta se realiza a otra empresa generadora, a clientes

regulados o a clientes libres. Las siguientes son las modalidades de precios de venta para las empresas de generación:

a) Precios spot

Son aquellos que rigen las transacciones entre generadores. Son calculados de forma horaria a través del costo marginal instantáneo de potencia en horas de punta, el cual toma en cuenta la disponibilidad de operación de las unidades más económicas para suministrar la punta del sistema (artículo 262° del DFL1), [CNE197].

b) Precios de nudo

Son aquellos precios que rigen la venta de energía por parte de un generador a una empresa distribuidora para el abastecimiento de clientes regulados. Los precios de nudo son fijados por el regulador (CNE) semestralmente en los meses de abril y octubre de cada año (artículo 96° del DFL1), [CNE82] y se componen de un precio de energía y un precio de potencia en punta. El precio de energía se calcula a través de un promedio de los costos marginales trimestrales hasta cuatro años después de la fecha de la fijación.

c) Contratos libres

Los precios pactados entre los clientes libres y las empresas generadoras, son bilaterales y confidenciales, siendo el precio de venta de energía aquel establecido por las partes.

3.2.2.2 Precios a nivel de distribución

Los precios que cobran las empresas distribuidoras al cliente final regulado (a nivel de distribución), se componen de la suma del precio de nudo (precio a nivel generación – transmisión, establecido en el punto de conexión con las instalaciones de distribución, y el Valor Agregado por concepto de costos de Distribución (VAD), (artículo 96° del DFL1), [CNE82]. Adicionalmente, el esquema tarifario chileno agrega costos por concepto de uso de la red de subtransmisión, los

cuales son fijados cada cuatro años por la autoridad¹⁶. Para el caso de los clientes libres, el precio cobrado al cliente final por la generadora corresponde al acordado entre las partes que suscriben un contrato bilateral, el cual debería incluir un pago (peaje) para las empresas transmisora, subtransmisora y distribuidora por el concepto de uso de sus redes.

La tarificación de la distribución, definida ésta como una actividad monopólica, se realiza a partir de un determinado número de áreas de distribución típicas fijadas por la CNE, y a través de sendos estudios de costos encargados por cada empresa distribuidora (o un grupo de ellas) y la Comisión Nacional de Energía a empresas consultoras especializadas. Estos estudios son realizados estableciendo, en el área de concesión de cada empresa, una empresa modelo eficiente en su gestión y política de inversiones (artículo 107° del DFL1), [CNE82]. Esta metodología, denominada “Yardstick Competition” con empresa modelo, tiene como objeto estimular la eficiencia de las empresas del rubro al calcular una tarifa óptima correspondiente a las instalaciones adaptadas a la demanda de la empresa. A la vez, la metodología empleada en Chile sólo asegura la rentabilidad global del sector (entre 6% y 14% antes de impuestos), mientras la rentabilidad individual de cada empresa depende directamente de su performance respecto a la empresa modelo. Finalmente, esta metodología pretende entregar al usuario final una tarifa justa y estable en el tiempo, que refleje los verdaderos costos de una empresa eficiente, que realiza el suministro de energía.

Los resultados del VAD de cada área de distribución típica, sumados a los precios de nudo del sector generación conforman un conjunto de fórmulas tarifarias aplicables a los usuarios finales de la electricidad.

¹⁶ El esquema chileno reconoce como tensiones de transmisión al rango comprendido entre 500 y 110 kV, mientras que la distribución opera en tensiones menores o iguales a 23 kV. De este modo, la subtransmisión se ubica en la práctica y en forma difusa dentro del rango de tensiones de entre 110 y 23 kV, abarcando mayoritariamente las redes de 110 y 66 kV.

3.3 Tarificación de la distribución: El Valor Agregado de Distribución

El Valor Agregado de Distribución (VAD) es la metodología que estipula la Ley General de Servicios Eléctricos para calcular la remuneración de las empresas de distribución y cargar al usuario final en su cuenta un cobro por concepto de uso de la red de distribución.

Si bien el VAD rige, como una componente de la tarifa al usuario final, sólo para clientes regulados, resulta justo para el cliente libre que se le cobre una tarifa igual o similar. De lo contrario, existiría un subsidio de facto a una de las dos actividades. En el caso de que dicha diferencia sea importante para el segmento de cliente libres, este hecho puede dañar la competencia y crear significativas barreras de entrada a nuevos competidores.

Lo expresado en el párrafo anterior implica que el estudio detallado de las componentes y metodología de cálculo del VAD resultan esenciales para el establecimiento de una tarifa o peaje de distribución justa y eficiente en términos económicos.

3.3.1 Componentes del Valor Agregado de Distribución (VAD)

Tanto la Ley General de Servicios Eléctricos (artículo 106º, [CNE82]) como su reglamento (artículo 294º del DFL1), [CNE197] indican las componentes del valor agregado de distribución:

- Costos fijos por concepto de gastos de administración, facturación y atención al usuario, independientes de su consumo;
- Pérdidas medias (estándares) de distribución en potencia y energía;
- Costos estándares de inversión, mantención y operación asociados con la distribución, por unidad de potencia suministrada¹⁷. Los costos anuales de

¹⁷ Tanto los costos de inversión, operación y mantenimiento, como los costos fijos, deben expresarse en moneda nacional al 31 de diciembre del año calendario inmediatamente anterior al año de estudio del VAD.

inversión se calculan considerando el Valor Nuevo de Reemplazo, en adelante VNR, en instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil y una tasa de actualización igual al 10 % real anual.

Los costos anteriores se acompañan de fórmulas de indexación que expresan dichos costos en función de diversos índices de variación de los precios de los principales componentes, de modo de establecer la evolución de los cargos a través de su período de vigencia. A continuación se adjunta una breve descripción de estas componentes, las cuales serán desglosados en mayor detalle en el capítulo IV.

3.3.1.1 Costos fijos de atención al cliente

La lectura de las componentes anteriores indica, en primera instancia, la presencia de una partida de costos fijos, asociados a la presencia de un cliente y no a su consumo particular. Los gastos que incurre la distribuidora por concepto de administración, facturación y atención al usuario se expresan entonces en pesos por cliente [\$/Cliente] y, básicamente, se calculan prorrateando los costos asociados a los conceptos anteriores por el número total de clientes (esquema de costos medios).

En términos gruesos, los costos fijos que se incluyen por este concepto son [CNE100]:

- Costos varios de atención al cliente que no sean costos de lectura de medidores ni facturación. Estos costos generalmente se componen de una porción de las remuneraciones del personal dedicado a la atención comercial.
- Costo de lectura de medidores, separado por tipo de medidor (medidor simple de energía, de energía y demanda contratada y de energía y demanda horaria).
- Costos de facturación y cobranza, que incluyen, por ejemplo, reparto de facturas y boletas, reparto postal, insumos de boletas y recaudación externa e interna.

Muchas de las actividades mencionadas son externalizadas por parte de la empresa distribuidora. Sin embargo, los costos asociados a esta externalización deben ser considerados en el VAD. Para una correcta evaluación de esta posibilidad de subcontratación, es necesario realizar una comparación de la valoración económica de

los costos de subcontratación v/s la realización de la actividad por parte de la propia empresa.

3.3.1.2 Pérdidas de distribución

El consumidor final debe cancelar un porcentaje extra de los costos de distribución por concepto de pérdidas de la red de distribución. Puntualmente, dentro de este concepto se consideran las pérdidas técnicas de la red (pérdidas ohmicas de conductores, pérdidas en transformadores, fusibles, etc.) y las pérdidas por concepto de incobrables (robos, hurtos, cuentas no cobradas, etc.).

Las pérdidas de potencia y energía se expresan a través de factores de expansión de pérdidas, los cuales consideran la razón entre la potencia total ingresada a los sistemas de alta y media tensión de distribución y la potencia total efectivamente cobrada al cliente final. Los datos anteriores se obtienen a partir de un balance de potencia y energía de la empresa distribuidora.

3.3.1.3 Costos estándares de inversión, operación y mantenimiento

Representan la componente más relevante del VAD, ya que reflejan los costos asociados a la inversión y la explotación de las redes de distribución. Básicamente, los costos considerados son [CNE100]:

- Costos de instalaciones de distribución de alta (AT) y baja (BT) tensión.
- Costos de instalaciones muebles e inmuebles, asignados a alta (AT) y baja (BT) tensión de distribución.
- Costos de operación y mantenimiento de alta (AT) y baja (BT) tensión de distribución.

Para el caso de las instalaciones, tanto de distribución como muebles e inmuebles, se calcula una anualidad que considera una vida útil de 30 años¹⁸ y una tasa de actualización de un 10 %. Los costos de operación y mantenimiento son calculados anualmente. Como indica la definición del DFL1, una vez sumados los costos anteriores, tanto para AT como BT, éstos se dividen por la potencia total de punta [MW] que circula por ambos segmentos de red (AT y BT), obteniéndose de este modo un costo anual medio por unidad de potencia [\$/kW - año].

Resulta importante destacar que todas las componentes del VAD deben calcularse de acuerdo al cumplimiento de los estándares de calidad de servicio impuestos por el reglamento del DFL1 (artículo 294° del reglamento del DFL1), [CNE197].

3.3.2 Procedimiento de cálculo del Valor Agregado de Distribución

Con el objeto de reflejar las particularidades de cada empresa distribuidora o sector de distribución, la CNE establece ciertas áreas de distribución típicas, sobre las cuales se deben calcular las componentes del VAD separadamente. Cada empresa debe formar parte de una de estas áreas típicas, ya sea en forma completa o dividida en sectores que corresponden a cada área típica. Para establecer dichas áreas típicas, el regulador se basa en índices tales como la densidad y ubicación del consumo, ruralidad y tamaño de las empresas concesionarias (artículo 295° reglamento del DFL1, [CNE197].

A partir de las áreas de distribución típicas, es necesario establecer una empresa modelo para cada una de ellas, sobre la base de las cuales son calculados los componentes del VAD. La CNE encarga un estudio para estimar los costos asociados a la empresa modelo (descritos en 3.3.1.) a una o más empresas consultoras. Deben

¹⁸ Una vida útil de 30 años es un valor razonable para instalaciones de distribución en todo el mundo, por citar ejemplos, en Colombia ésta varía dependiendo del tipo de instalación (25 años para instalaciones de distribución, 15 años para equipos como transformadores y protecciones y 50 años para bienes muebles e inmuebles).

realizarse tantos estudios de costos como áreas típicas existan. Paralelamente, las empresas distribuidoras encargan un estudio con idénticas características a otras empresas consultoras de prestigio. Dicho estudio puede encargarse en forma de agrupación de empresas distribuidoras o individualmente y debe considerarse una empresa modelo establecida en el mismo lugar en que se establecen las empresas modelo de los estudios de la comisión. En el caso de los estudios encargados por las empresas, la CNE posee la facultad de revisar éstos y requerir cualquier explicación pertinente, de modo de intentar evitar la asimetría de información entre el regulador y la empresa. Sin embargo, en caso de no existir acuerdo respecto a estas explicaciones, prevalece el criterio de la empresa sobre el del regulador.

Para cada área típica, la CNE calcula el promedio ponderado de los valores resultantes de los estudios de VAD, con una ponderación de un tercio para el estudio de la empresa y dos tercios para aquél elaborado por el consultor elegido por la Comisión (artículo 107° DFL1), [CNE82]. A partir de los valores agregados ponderados y los precios de nudo correspondientes, la CNE elabora un conjunto de tarifas al usuario final, utilizando los correspondientes factores de coincidencia, de sectorialización de costos y los índices de evolución de precios correspondientes.

A partir de las tarifas calculadas por la CNE, cada empresa informa a esta última los ingresos que habrían percibido el año anterior a la fijación tarifaria como resultado de la aplicación de las nuevas tarifas calculadas. Seguidamente, la CNE, de acuerdo a los ingresos y a los costos de explotación informados por las empresas, calcula la tasa de rentabilidad económica agregada de la industria, sumando ingresos y costos de todas las empresas concesionarias (artículo 108° del DFL1), [CNE82]. Si la tasa de rentabilidad agregada antes de impuestos se encuentra dentro de la banda del 6% al 14%, tanto los valores agregados como las tarifas resultantes son aceptados. De lo contrario, los valores agregados son ajustados para obtener una tasa de rentabilidad dentro de la banda. Las tarifas resultantes son válidas para los próximos 4 años luego de promulgadas, de acuerdo a las fórmulas de indexación propuestas.

3.3.2.1 Características de la empresa modelo

Tanto los consultores elegidos por la Comisión, como aquellos elegidos por las empresas, deben confeccionar una empresa modelo para cada área de

distribución. El reglamento del DFL1 entrega las indicaciones necesarias acerca de la naturaleza de la empresa modelo. Los supuestos por los cuales se rige la empresa modelo son los siguientes (artículo 296° reglamento del DFL1), [CNE197]:

a) Calidad de servicio

La empresa modelo cumple con los estándares de calidad de servicio exigidos por el reglamento.

b) Instalaciones adaptadas a la demanda

Las instalaciones de la empresa modelo se encuentran adaptadas a la demanda en el momento del estudio y a su proyección de crecimiento.

c) Eficiencia

La empresa modelo es eficiente en términos de su política de inversiones y en su gestión.

d) La empresa modelo opera en el país.

Uno de los puntos relevantes de acuerdo a los supuestos anteriores guarda relación con un concepto usado en la mayoría de los países: un sistema adaptado a la demanda. Ello implica que el consultor debe dimensionar la empresa modelo de acuerdo a las condiciones actuales de demanda, sin perjuicio de que las instalaciones reales de la empresa puedan no corresponder a las estrictamente necesarias y suficientes para abastecer dicha demanda, incluyendo una holgura que permita satisfacer el crecimiento esperado del consumo en los cuatro años siguientes a la fijación de tarifas. La señal a los consumidores que resulta según este procedimiento es que estos últimos deben pagar por las instalaciones necesarias para satisfacer su demanda actual, sin subsidiar con su pago las inversiones futuras de la distribuidora.

Los términos de eficiencia de instalaciones y gestión son muy amplios. Básicamente, la empresa modelo debe usar la tecnología necesaria para cumplir con los estándares de calidad de suministro en un marco de eficiencia en términos del tipo de instalaciones y costos asociados. Para ello debe contar con un esquema

organizacional adecuado, instalaciones de distribución suficientes para dar el servicio adecuado y la dotación de personal necesaria para cumplir con sus funciones.

3.3.2.2 Valorización de instalaciones: concepto de VNR

La Ley General de Servicios Eléctricos indica que todas las instalaciones de distribución y muebles e inmuebles, deben ser valoradas a valor nuevo de reemplazo (VNR). Al respecto, el reglamento de dicha ley establece la definición del término VNR como: “el costo de renovar todas las obras, instalaciones y bienes físicos destinados a dar el servicio de distribución en las respectivas zonas de distribución” (artículo 312º, reglamento del DFL1) [CNE197].

El concepto de VNR incluye todos los costos que incurriría la empresa distribuidora al establecer o construir sus instalaciones al momento de la fijación de tarifas. En términos simples, corresponde al costo total de “establecer la empresa desde el comienzo”. De este modo, el VNR no sólo comprende los costos del material o equipamiento propiamente tal, sino que comprende otros costos como los de ingeniería, bodegaje, puesta en servicio e intereses intercalarios.

Los costos que componen el VNR se entregan en la siguiente tabla, que además indica la metodología de cálculo de cada componente (artículo 312º, reglamento del DFL1) [CNE197]) y [CNE100]:

Tabla 3.1: Componentes del VNR

Componente del VNR	Metodología de cálculo
Bienes físicos	Valor actual del bien físico
Costos de ingeniería	Porcentaje sobre el valor del bien físico
Costos asociados a servidumbres	Costos de la servidumbre debidamente cancelada (si hubiere)
Intereses Intercalarios	Porcentaje sobre el valor del bien físico
Gastos generales	Porcentaje sobre el valor del bien físico
Costos asociados a Derechos Municipales	Costo del Derecho Municipal efectivamente cancelado (si hubiere)
Bienes intangibles	Conjunto para toda la empresa
Capital de explotación	Porcentaje de las entradas de explotación totales de la empresa

Se excluyen del VNR las concesiones gratuitas que haya concedido el Estado a la empresa distribuidora y las concesiones obtenidas mediante licitación. Además, la valorización de los bienes físicos no incluye la depreciación e intereses bancarios asociados.

Los bienes intangibles se calculan como un total para toda la empresa, no a partir de cada ítem. Los bienes intangibles no pueden ser superiores a un 2% del valor de los bienes físicos (artículo 312°, reglamento del DFL1) [CNE197]. Respecto al capital de explotación, éste es igual a un doceavo (8,33 %) de las entradas de explotación de la empresa como un todo. Las entradas de explotación corresponden al total percibido por la empresa distribuidora de la aplicación de las tarifas calculadas,

más otras entradas como ejecución, retiro y desconexión de empalmes y arriendo de equipos de medida.

El VNR de las instalaciones de distribución es calculado por cada empresa según las instrucciones determinadas por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, en adelante, SEC. El procedimiento de cálculo del VNR de cada empresa se realiza cada cuatro años, durante el año anterior al año en que se fijan las tarifas y calcula el VAD (artículo 314º, reglamento del DFL1) [CNE197].

Para efectos de determinar el VNR de cada empresa, debe realizarse un estudio de precios unitarios, que incluye todos los ítems de costos correspondientes a las instalaciones, a la atención de clientes, y la mantención y operación de la empresa modelo [Moli98]. Cabe señalar, que el estudio de precios unitarios para cada empresa toma en cuenta los precios que la empresa real puede obtener en el mercado, considerando su poder comprador y las economías de escala que presenta.

Acerca de la interpretación del VNR, este tipo de valoración de instalaciones se encuentra ligado al concepto económico de costo de oportunidad, definido éste como el costo alternativo que tendrían los inversionistas al construir la red de distribución nuevamente, sin contar con restricciones de costos hundidos [Rudn97]. Respecto a la tecnología que deben presentar las instalaciones que componen el VNR, la autoridad ha expuesto que estas últimas deben ser valorizadas a la tecnología normal vigente al estudio de empresas modelo. La aclaración anterior evita que las empresas se beneficien de tecnologías de punta que tienen un costo mayor que aquellas suficientes para otorgar el servicio de distribución bajo los estándares de calidad estipulados.

3.3.2.3 Costos de explotación

Los costos de explotación de cada empresa corresponden a aquellos costos incurridos al realizar la actividad de distribución propiamente tal, y son informados por cada empresa a la SEC anualmente, mediante un informe auditado de dichos costos correspondientes al año anterior al informe.

Los costos de explotación que reconoce el reglamento del DFL 1 son los siguientes (artículo 316° reglamento del DFL1), [CNE197]:

- El costo de las compras de energía y potencia a las empresas generadoras a precio de nudo (para clientes regulados)
- Costos de operación del sistema de distribución
- Costos de mantenimiento, conservación y de administración generales
- Costos por concepto de gravámenes, contribuciones, seguros y asesoramiento técnico
- Otros costos de explotación

No pueden incluirse como costos de explotación la depreciación, déficit de ganancia de ejercicios anteriores ni costos financieros como impuestos, contribuciones por dividendos de acciones, servicio de intereses, amortización de préstamos, bonos y otros documentos.

Las partidas correspondientes a los costos de explotación se ubican en distintos ítems dentro del cálculo del VAD. Los costos de operación y mantenimiento forman parte de los costos de inversión, operación y mantenimiento (punto 3.3.1.3), principal componente del VAD. Los costos de administración generales son parte de los costos fijos por concepto de atención al cliente.

3.3.3 Relación entre el VAD y los costos marginales

El espíritu de la legislación es aquel de reflejar, a través del VAD, el costo marginal que significa el hecho de suministrar un [kW] o [kWh] adicional. Sin embargo, lo que realiza el regulador en la práctica es calcular los costos medios de cada una de las empresas, en el entendido de que lo que se realiza en el proceso es calcular los costos totales anuales de distribución AT y BT [\$/año], dividiéndolos posteriormente por la potencia coincidente [kW], para la totalidad del área típica (también en AT y BT). De este modo, lo que se calcula es el costo medio de atención a los clientes de AT y BT [\$/kW -año].

Diversos autores [Moli98], [Rudn97], han reconocido que, en ausencia de grandes economías de ámbito o excesiva densidad de consumos, los costos medios de distribución pueden igualarse a los costos marginales de esta actividad. Al separar correctamente las áreas típicas es posible evitar de cierta forma el caso de las economías de ámbito, por lo cual, el regulador entrega al consumidor una señal de costos marginales del servicio de distribución, los cuales se suman a los costos marginales de generación a través de los precios de nudo para entregar un cobro que refleja una tarificación marginalista de la energía.

En tal sentido, surge la interrogante acerca de cuán bien interpretan los costos medios a los costos marginales, para entregar una tarifa justa al usuario. Ello en el caso de que existan grandes diferencias entre los estudios de VAD de las empresas y la CNE, donde la señal de costos medios se observa bastante difusa.

3.4 Alcances a las bases para el cálculo del VAD, válidas para el proceso tarifario del año 2000

En el año 2000 correspondió la fijación de tarifas al cliente regulado, válidas para los siguientes 4 años, lo cual implica el cálculo del VAD para cada una de las áreas típicas de distribución. Para estos efectos, la Comisión Nacional de Energía dio a conocer en mayo de 2000 un documento, “Definición de Áreas de Distribución Típicas y Bases para el Cálculo de las Componentes del VAD” [CNE100].

La importancia de estas bases del cálculo del VAD radica principalmente en un cambio importante en la metodología de definición de áreas típicas de distribución, respecto a las fijaciones tarifarias de 1992 y 1996. Se introduce una importante mejora metodológica al establecer las áreas típicas, la cual incide en la estructura y valor de las tarifas al usuario final, así como a una eventual estructura de peajes de distribución que se base en los costos reflejados en el VAD.

3.4.1 Definición de áreas típicas de distribución

Para la fijación de tarifas de 1996, la CNE dispuso, para el cálculo del VAD, la existencia de cinco áreas típicas de distribución. Estas áreas típicas

representan las distintas características demográficas y de urbanidad - ruralidad de la red de distribución. Puntualmente, las áreas típicas escogidas tradicionalmente eran:

a) Área 1S

Red exclusivamente subterránea debido a la exigencia de una ordenanza municipal o decreto alcaldicio vigente que obliga a la construcción de redes subterráneas en ciertas áreas específicas.

b) Área 1^a

Red aérea de tipo urbano densamente poblado (población mayor a 70.000 habitantes)

c) Área 2^a

Red aérea de tipo urbano con densidad de población media

d) Área 3^a

Red aérea de tipo urbano – rural con baja densidad de población

e) Área 4^a

Red aérea de tipo rural con muy baja densidad de población

El concepto que subyace a esta determinación de áreas típicas guarda relación, en primer término, con la diferencia de costos existente entre los distintos tipos de red. A saber, la red de tipo subterránea es 5 a 7 veces más cara que la red aérea, y ésta última es más cara en lugares rurales que en lugares urbanos debido al mayor largo de los alimentadores rurales. Además, estas áreas típicas pretenden reflejar la diversidad de densidades de consumo existentes para cada empresa distribuidora.

Hasta el año 1996, la CNE elegía la zona de concesión de una o varias empresas reales para establecer la empresa modelo¹⁹. La empresa real se subdividía en sectores que correspondían a cada uno de los tipos de áreas típicas.

La ventaja de esta metodología radica en que se reflejan los costos de forma más real de acuerdo al tipo de consumo, su ubicación geográfica y el tipo de red a analizar. Sin embargo, el hecho de que cada empresa distribuidora realizara el estudio de costos de la empresa modelo según una sola empresa real analizada (para el caso de la fijación tarifaria de 1996, por ejemplo), implica que las posibles diferencias de consumos y economías de escala en los costos de cada empresa en particular podían no quedar adecuadamente reflejadas. De este modo, una gran empresa distribuidora que posee compras de materiales y equipos en mayor volumen que la empresa real elegida (CONAFE en 1996), puede obtener ciertos descuentos en los precios finales, los cuales no son necesariamente captados por la metodología de tarificación. Contrariamente, para una empresa más pequeña que la empresa modelo, puede darse la situación inversa.

3.4.1.1 Nuevas áreas típicas de distribución del año 2000

La CNE ha estructurado, para la fijación de tarifas del año 2000, una nueva metodología de áreas típicas de distribución. Esta nueva metodología establece un área de distribución completa para toda la zona de concesión de cada empresa, sin establecer diferencias entre sectores de una empresa. Posteriormente, a través de factores de sectorialización de costos, el VAD es ajustado para reflejar las características de cada comuna o zona de facturación.

Para establecer las nuevas áreas de distribución, el regulador se basó en los datos de VNR fijados por la SEC para cada empresa el año 1999²⁰, los costos de

¹⁹ Para la fijación tarifaria de 1996, la empresa real elegida fue “CONAFE”, la cual posee diversidad de tipo de instalaciones, las cuales fueron repartidas en las cinco áreas típicas. Para fijaciones tarifarias anteriores (1988 y 1992), se utilizaron varias empresas reales para representar las distintas áreas típicas.

explotación de 1998, compras y ventas de energía para cada empresa en 1999 y parámetros físicos de cada empresa, infamados por éstas también en 1999 [CNE100].

A partir de la información mencionada, la Comisión estimó el VAD de cada una de las empresas concesionarias en alta (AT) y baja (BT) tensión de distribución. A partir de ello, se realizaron sendos modelos econométricos de regresión lineal para los costos de AT y BT. Dichos modelos relacionaban en forma logarítmica los costos totales (VAD estimado) de cada empresa con el momento de carga de sus consumos [CNE100]. El momento de carga se define como la multiplicación de la potencia demandada [MW] (separada para AT y BT) por los clientes de la empresa y el largo de la red de distribución actual [km], también en AT y BT. En el siguiente gráfico puede apreciarse el resultado de este procedimiento para el caso de la distribución en baja tensión BT:

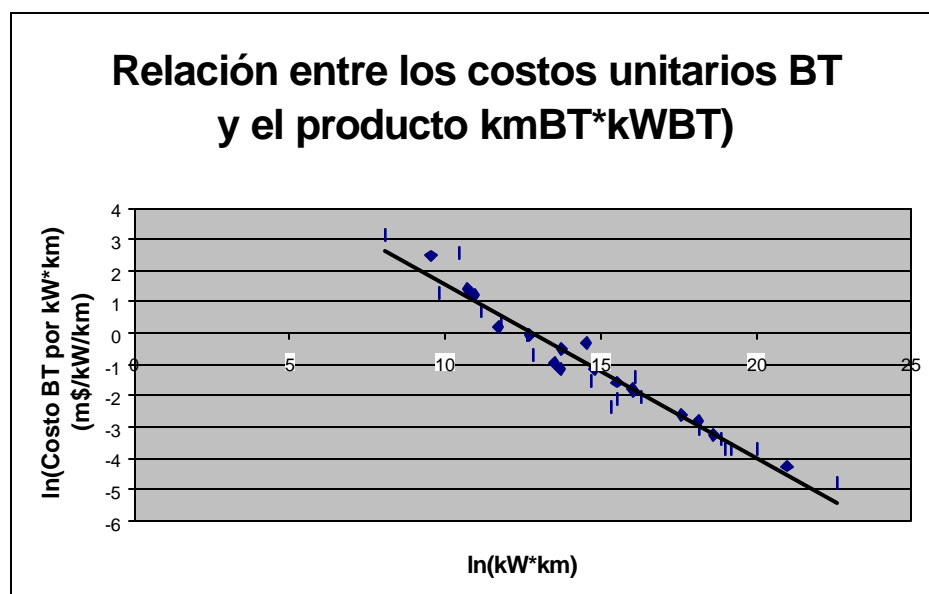


Figura 3.1: $\ln(\text{Costos unitarios BT})$ v/s $\ln(\text{momento de carga BT})$

²⁰ Según el artículo 118^a del DFL1, el VNR de las instalaciones totales de cada empresa se recalcula cada cuatro años, en el año anterior al de la fijación de tarifas.

A partir de los resultados de la regresión, se determinó el número definitivo de áreas típicas, para lo cual se consideró un criterio tal que los costos (VAD) promedio de cada área tengan una desviación estándar igual o inferior al 10%. A partir de las empresas que conforman cada área típica, la Comisión elige una empresa real representativa, según la cual se establecen las respectivas empresas modelo. De acuerdo al criterio anterior, en la siguiente tabla se muestran las áreas típicas elegidas, las empresas concesionarias que las componen y las empresas elegidas para establecer la empresa modelo:

Tabla 3.2: Áreas típicas de distribución para el año 2000 y empresas distribuidoras que las componen.

Area Típica	Empresas Concesionarias	Empresa de Referencia
Area 1	Chilectra	Chilectra
Area 2	Río Maipo, CGE, Emelat, Puente Alto, Elecda, Conafe y Eliqsa	CGE
Area 3	Emelari, Chilquinta, Coop. Curicó, Colina, Edelmag, Luzandes Pirque, Til-Til, Emec y Endecsa	Emec
Area 4	Emelectric, Saesa, Edelayesen y Elecoop	Emelectric
Area 5	Frontel, Emelca, Luzlinares, Coopelan, Litoral, Luzparral, Socoepe, Creo, Cooprel y Codiner	Emelca
Area 6	Copelec, Emelat y Coelcha	Copelec

Cabe señalar que los estudios de los consultores, tanto los designados por la CNE como por las empresas, son válidos para todas las empresas que componen el área típica, pero se realizan suponiendo una empresa modelo sólo para la empresa de referencia. Como puede observarse de la tabla anterior, la mayor empresa

distribuidora de Chile, CHILECTRA, constituye un área típica por si sola. Lo anterior se debe, entre otros motivos, a que presenta una densidad de clientes mayor a las otras empresas (su zona de concesión se ubica en Santiago), además de poseer mayores economías de escala en sus costos y menores costos marginales. Las siguientes empresas van llenando la tabla de acuerdo a sus costos unitarios respectivos.

Cabe destacar que el hecho de que el VAD sea único para toda la empresa modelo, implica que se han sumado la totalidad de los costos, incluyendo, por ejemplo, redes aéreas y subterráneas. Posteriormente, al fijar las tarifas a los consumidores finales, este efecto se corrige mediante factores de sectorialización de costos. Sin embargo, estos factores, generalmente comunales, podrían no reflejar en forma precisa la situación actual de la red de distribución. Ello puede llevar a que usuarios de comunas con redes eminentemente aéreas estén subsidiando a aquellos consumidores que utilizan en su mayoría redes subterráneas. Del mismo modo, una situación similar podría ocasionarse con aquellos clientes rurales dentro de una zona de concesión eminentemente urbana, ya que la tarifa de los consumidores urbanos podría subsidiar a aquellos clientes alejados, cuya red de distribución es más larga y, por ende, más costosa.

El éxito de esta nueva metodología se basa, en forma importante, en la veracidad y exactitud del estudio de VNR de cada empresa, de modo que los costos unitarios de las instalaciones reflejen en forma fiel las características de cada concesionaria.

3.4.2 Otros aspectos relevantes de las bases para el estudio de VAD del año 2000

A continuación se enuncian otros aspectos relevantes acerca de las bases para el cálculo del VAD del año 2000. Se resaltarán aquellos aspectos que podrían impactar en un eventual estudio de los peajes de distribución a partir del VAD.

3.4.2.1 Separación en zonas de facturación

Las bases del estudio de VAD del año 2000 permiten a los consultores calcular los costos de la red de distribución mediante zonas de facturación, debido a

que la zona de concesión completa presenta demasiadas diferencias de densidad de clientes, tipo de red y naturaleza de los consumos. El regulador le entrega al consultor la libertad de elegir las zonas de facturación adecuadas, previa justificación económico – geográfica [CNE100].

Generalmente, las zonas de facturación usadas son comunas o, en mayor medida, unidades más pequeñas tales como celdas de cierta longitud (por ejemplo, 500*500 [m] o 300*300 [m]). Los consultores se encuentran facultados para optimizar las redes de cierta cantidad de zonas de facturación, extrapolar luego los resultados a las restantes zonas de facturación [CNE100].

El tema de las zonas de facturación no es menor. A menor tamaño de las zonas de concesión elegidas por el consultor, mayor precisión posee el estudio. De este modo, diferencias en las zonas de facturación elegidas por los diferentes consultores pueden ocasionar diferencias en los costos finales arrojados por los diversos estudios, tanto para el caso de estudios en la misma área típica, como para estudios de áreas típicas distintas. Es por lo anterior que este tipo de decisiones influye en las tarifas a los usuarios finales y, eventualmente, en los peajes de acceso cobrados por las empresas distribuidoras, en el caso de que ellos se basen de alguna forma el VAD.

3.4.2.2 Dimensionamiento de las instalaciones de distribución

Las redes de distribución dimensionadas por el consultor deben estar adaptadas a la demanda de los clientes actuales y proyectados de la empresa. Lo anterior implica que, para cada zona de facturación elegida, el consultor debe pronosticar la evolución de la demanda de energía y del número de clientes, tanto para la alta (AT) como para la baja (BT) tensión de distribución, para un horizonte de 15 años [CNE100]. La red diseñada adaptada a la demanda debe ser óptima en su dimensionamiento y costos, lo cual implica que ésta no necesariamente coincide con las instalaciones de la empresa real, las cuales son normalmente construidas con cierto grado de holgura para permitir el crecimiento de la demanda [Moli98]. Es decir, sin perjuicio de que la red de distribución ex – post no sea óptima, la red de distribución modelo debe serlo ex – ante y de acuerdo a la tecnología disponible.

Tanto para las redes de baja como media tensión, el consultor debe: “Encontrar la alternativa de capacidad y período de reemplazo más eficiente de las redes de distribución, a partir de un conjunto discreto de alternativas de dimensionamiento técnicamente factibles” [CNE100]. Para lograr este objetivo, es necesario considerar la demanda inicial de los consumos por zona de facturación, su proyección en el horizonte de análisis, los costos en pérdidas, los costos de los bienes físicos, de instalación y retiro de las redes y el valor residual de éstas. El objetivo anterior supone la búsqueda de la trayectoria óptima de inversión a través del tiempo con menor costo total presente, suponiendo una vida útil de las instalaciones de 25 años, el cumplimiento de los estándares de calidad de servicio exigidos por el reglamento del DFL1, las opciones técnicas y económicas existentes y la tasa de actualización de un 10%.

Un punto muy importante de mencionar es el hecho de que se deben dimensionar las redes de AT y BT como aéreas en todas aquellas zonas en las cuales actualmente la empresa real posee este tipo de redes [CNE100]. Del mismo modo, las redes son diseñadas como subterráneas sólo en aquellos lugares en los cuales las redes de la empresa real son subterráneas. La señal que entrega el regulador al respecto es la de remunerar las redes según su estado actual, sin entregar un incentivo para la subterranización de las redes, lo cual representa mayores costos. De este modo, el costo de subterranizar las redes depende de la evaluación y decisión que realice al respecto la propia empresa o de alguna exigencia municipal futura. En el caso cambiar redes aéreas a subterráneas, dicha inversión será remunerada a la distribuidora a través de las tarifas de la próxima fijación.

3.4.2.2.1 Determinación de la potencia de diseño para el dimensionamiento de la red BT

Debido a que la inversión en redes de distribución depende de la potencia máxima transitada [Moli98], es necesario que se obtenga dicha potencia máxima o potencia de diseño de la red a través de la asignación de los consumos de energía de cada zona de facturación y su respectiva evolución en el horizonte de análisis. Dicha evolución en el tiempo permite diseñar las holguras apropiadas de la red de la empresa modelo. Para realizar lo anterior, en el caso de la red de BT, es necesario

contar con una precisa estimación de dos factores esenciales: el factor de carga y el factor de diversidad del consumo.

El factor de carga de una zona de facturación se define como la razón entre la demanda (potencia) media y la demanda (potencia) máxima de éste. El factor de diversidad de la zona de facturación se relaciona con el hecho de que las demandas máximas individuales de los clientes no ocurren en el mismo instante de tiempo, por lo que corresponde a la razón entre la suma de las demandas máximas individuales (potencia) de un grupo de clientes y la potencia máxima efectivamente demandada por dicha agrupación. A partir de los factores anteriores y de los consumos de energía de la zona de facturación, se obtiene la potencia de diseño de ésta, según las siguientes fórmulas:

$$P_{\text{diseño}_{BT}} = \frac{P_{BT_C}}{fdiv_{BT}} \quad [\text{MW}] \quad (3.1)$$

$$P_{BT_C} = \left[\frac{E_{\text{anual}_{BT}}}{8760 \times f_{\text{carga}_{BT}}} \right] \quad [\text{MW}] \quad (3.2)$$

$$fdiv_{BT} = \frac{\sum kVA_{\text{conectada}} \times f_{\text{dda}_{\text{clientes}_{BT}}}}{\sum kVA_{\text{Trafos}} \times f_{\text{dda}_{\text{Trafos}}}} \quad (3.3)$$

Donde:

- $P_{\text{diseño}_{BT}}$: potencia de diseño [MW] de la zona de facturación en BT.
- P_{BT_C} : potencia total [MW] de la zona de facturación no coincidente, equivalente a la suma de la potencia (energía) conectada de todos los clientes de

la zona de facturación (en el caso de tarifa BT1, capacidad del limitador de potencia)²¹.

- f_{divBT} : factor de diversidad de la zona de facturación.
- E_{anual_BT} : energía anual consumida por la zona de facturación [kWh].
- f_{carga_BT} : factor de carga de la zona de facturación en BT.
- $kVA_{conectada}$: suma de la potencia aparente [kVA] conectada o instalada a los clientes de la zona de facturación (en el caso de tarifa BT1, capacidad del limitador de potencia).
- kVA_{Trafos} : suma de la potencia aparente [kVA] instalada en transformadores de distribución de la compañía en la zona de facturación.
- $F_{dda_clientes_BT}$: factor de demanda de los clientes de la zona de facturación.
- F_{dda_Trafos} : factor de demanda de los transformadores de distribución de la zona de facturación.

Para efectos del cálculo del factor de diversidad, el factor de demanda de los clientes se define como la razón entre la demanda máxima del cliente y su potencia conectada. La misma relación se aplica para el factor de demanda de los transformadores de distribución, el cual se calcula como la razón entre la demanda máxima de dicho transformador y su potencia instalada [kVA].

La correcta estimación de los factores enunciados es muy relevante, ya que ello determina la potencia de diseño de las redes, lo que a su vez determina la cantidad y costo de las instalaciones asociadas.

²¹ Para los clientes con opción tarifaria BT1, la cual es de tipo residencial, sólo existe medición de energía consumida y no de potencia, de acuerdo al sistema de tipificación de clientes y tarifas vigente. (Decreto 300)

3.4.2.2.2 Dimensionamiento de las subestaciones de distribución

A partir de los datos obtenidos en la etapa anterior, respecto a la potencia de diseño de cada zona de facturación, es necesario dimensionar la capacidad de los transformadores de distribución de cada zona de facturación de la compañía, en adelante, T/D, asociados. Al respecto, las bases del estudio de VAD del año 2000 indican que: “Mediante una evaluación económica, el consultor deberá determinar la capacidad o combinación de capacidades de transformación más eficientes de diseño, para los transformadores de distribución secundaria, a través de la alternativa de menor costo presente” [CNE100].

A través de la potencia de diseño de cada zona de facturación, deben elegirse aquellas alternativas de transformadores de distribución que son capaces de suministrar dicha potencia y la posterior evolución de ésta dentro de los siguientes cuatro años. Para cada alternativa, de acuerdo al número y potencia de los transformadores que ella considera y al número de clientes de la zona de facturación, se establecen los correspondientes factores de diversidad y de demanda. A cada alternativa de transformación se le agrega una red de baja tensión (BT) que cubre la zona de facturación y cuya dimensión depende de la capacidad y ubicación de el o los transformadores de distribución que considere tal alternativa. La topología de la red de BT asociada a cada alternativa de transformación es aquella que minimiza las pérdidas [CNE100].

Finalmente, a partir de las distintas alternativas de transformación y red de BT asociada, se elige aquella alternativa de menor costo total presente. Es decir, la elección de una alternativa de transformación debe ser acorde con el menor costo presente de éste, más la red de BT asociada a la adopción de tal capacidad de transformación.

3.4.2.2.3 Dimensionamiento de las redes de alta tensión (AT)

El dato de entrada para el dimensionamiento de la red de alta tensión (AT) corresponde a la potencia y ubicación geográfica de la totalidad de los transformadores de distribución de la compañía (T/D), dimensionados para cada zona de facturación en la etapa anterior, y la potencia y ubicación geográfica de los

transformadores propiedad de particulares, en adelante, T/P, los cuales se conectan directamente a la red de AT.

Para efectos de establecer la topología de los alimentadores, se define un área de operación de éstos a partir de una distribución homogénea de los momentos de carga [MW*km] de los consumos a abastecer, es decir, los T/D y T/P. Según el área de operación, la topología del alimentador es aquella que minimiza las pérdidas [CNE100].

Respecto a la optimización de los conductores de AT, ésta se realiza evaluando aquellas alternativas que son capaces de satisfacer la demanda y su evolución en el tiempo, encontrando la trayectoria óptima de inversión y reemplazo en el tiempo, que considere las holguras necesarias de la red, eligiendo así la alternativa de menor costo total presente.

Acerca de la tensión de los alimentadores, el consultor debe evaluar la alternativa de elevar la tensión en aquellos alimentadores de AT cuando esto sea conveniente, debido a la reducción de pérdidas (por ejemplo, de 12 [kV] a 23 [kV]). Sin embargo, este cambio debe ser completo, y generalmente, al cambiar la tensión de los alimentadores, se deben cambiar también los transformadores de poder de las subestaciones primarias de distribución asociados. Ello implica que, en aquellos alimentadores de tipo urbano, la elevación de tensión puede llevar a costos comparativos muy altos respecto de la alternativa existente. Sin embargo, para alimentadores rurales de gran longitud y mayores pérdidas, la alternativa de mayor tensión, considerando el cambio de transformadores de poder, puede ser económicamente óptima.

3.4.2.3 Dimensionamiento de la mantención y operación

El dimensionamiento de la mantención y la operación de la empresa distribuidora y sus costos asociados, se realiza a partir de las instalaciones de distribución de la empresa modelo adaptadas a la demanda. Se deben dimensionar los tópicos de recursos humanos, instalaciones, equipamiento, materiales y repuestos. Asociado a lo anterior, se establecen los costos de remuneraciones, equipamiento, materiales y repuestos que han sido dimensionados.

Cabe señalar que el dimensionamiento de la mantención y operación depende de los estándares de calidad de suministro exigidos. Además, el consultor debe evaluar la conveniencia económica y técnica de separar las actividades en BT y AT o, de lo contrario, aprovechar posibles economías de escala y/o sinergías al compartir los recursos de cada uno de estos segmentos.

Uno de los desafíos de este punto es el tema de la subcontratación de las actividades de operación y mantenimiento. El consultor puede elegir entre las alternativas de subcontratación v/s personal propio. En tal sentido, una empresa distribuidora podría intentar justificar la utilización de personal propio para realizar tareas que sería más económico subcontratar, con el objetivo de remunerar el personal propio que actualmente realiza dichas tareas. El desafío consiste entonces en encontrar la alternativa más eficiente para la empresa modelo dadas las actividades y restricciones a reconocer.

3.4.2.4 Dimensionamiento de la organización

El consultor debe realizar un completo estudio de la organización de la empresa modelo, para atender a los clientes regulados de la empresa real y satisfacer las normas de calidad de servicio imperantes, tanto respecto a la calidad del servicio mismo, como la calidad de atención al cliente.

Para ello, se deben estudiar los procesos, actividades y funciones mínimas que debe desarrollar la empresa modelo, considerando las actividades comerciales, técnicas y administrativas.

3.4.2.5 Dimensionamiento de las instalaciones muebles e inmuebles

De acuerdo al dimensionamiento de la organización, el consultor debe dimensionar las instalaciones muebles e inmuebles asociadas. Las instalaciones que se incluyen en este ítem son los terrenos, edificaciones, vehículos, equipos

computacionales, equipos de laboratorio, equipos de bodega y maestranza, equipos de oficina y equipos de comunicaciones²².

El dimensionamiento de las instalaciones muebles e inmuebles es relevante a la hora de establecer una metodología de cobro de peajes de distribución a partir del valor del VAD. Ello se debe a que muchas instalaciones de este tipo se utilizan para la atención de clientes y otros, como terrenos y edificios, se comparten entre actividades de explotación de la red de distribución y a la atención a clientes. Es por ello que resulta relevante una precisa separación o una adecuada prorrata de estas instalaciones, de acuerdo a las tareas a las cuales son asignadas.

3.5 Análisis y repercusiones del nuevo anteproyecto de Ley General de Servicios Eléctricos

Si bien la Ley General de Servicios Eléctricos de 1982 ha mantenido un marco de estabilidad en el sector eléctrico por casi 20 años, actualmente en Chile existe un amplio consenso acerca de que dicho marco legal necesita profundos cambios, principalmente con el objetivo de estimular la eficiencia y competitividad del mercado eléctrico y eliminar las condiciones de integración vertical actualmente existentes. Es por lo anterior, que en octubre de 2000 se ha dado a conocer a la opinión pública un anteproyecto de modificación del DFL1 [CNE300], el cual se encuentra actualmente en etapa de discusión pública, previa tramitación legislativa. Si bien es posible que el proyecto final presente modificaciones respecto al anteproyecto, tanto el espíritu de esta proposición como sus principales conceptos parecen estar ya definidos, para el caso de las actividades de distribución y comercialización.

En términos generales, los objetivos centrales de este proyecto son [CNE300]:

- a) Disponibilidad de la energía

²² Para más detalle acerca de las partidas de instalaciones muebles e inmuebles, referirse al capítulo IV.

Se busca garantizar una disponibilidad de energía eléctrica que en términos de calidad y continuidad de servicio, se adecue a los requerimientos del consumidor, a costos compatibles con su disposición a pagar por este servicio.

b) Equilibrio entre actividades reguladas y competitivas

Se pretende lograr un equilibrio entre actividades reguladas (transmisión y distribución) y competitivas (generación y comercialización), generando de este modo incentivos de inversión a las empresas, que sean compatibles con las necesidades de desarrollo del país y mecanismos de control cuyos costos sean menores a sus beneficios.

c) Preponderancia de la influencia del mercado como ente regulador

Con este anteproyecto se pretende mantener el principio básico de que sea el mercado quién induzca a los agentes a tomar las decisiones adecuadas cuando sea posible y, de lo contrario, establecer mecanismos de regulación guiados por principios económicos que estimulen la eficiencia del sector.

d) Limitar las condiciones actuales de integración vertical.

Con el objeto de llevar a cabo estos objetivos, los principales cambios que propone este nuevo marco legal para el sector son:

a) En relación a los mercados:

- i) Estimular la realización de contratos bilaterales, los cuales definen los precios a través del mercado y determinan el despacho.
- ii) Establecer un operador independiente del sistema, encargado de los despachos y de los ajustes en tiempo real de éste.
- iii) Introducción del comercializador como agente encargado de suministrar la energía a los clientes no regulados.
- iv) Ampliación del rango aceptado para acogerse a cliente libre o no regulado.

- v) Creación de un mercado de servicios auxiliares a través del operador del sistema y de la bolsa de energía.

En relación a los segmentos no competitivos de la industria:

- i) Introducción de restricciones y condiciones a la propiedad de los sistemas de transmisión, reforzando el acceso abierto a los segmentos competitivos.
- ii) Modificaciones en el sistema de tarificación de la transmisión
- iii) Establecimiento de un procedimiento que facilite la regulación de la expansión del sistema de transmisión
- iv) Modificación del sistema de tarificación de la distribución.

Aparte de los principales cambios mencionados, se incluyen además modificaciones a las garantías de calidad y continuidad del servicio, como revisión periódica de dichas normas, establecimiento de contratos de suministro que aclaren las responsabilidades de las partes y establecimiento de niveles máximos de falla y multas asociadas.

3.5.1 Cambios en la tipificación de los clientes

Con el fin de introducir la comercialización como un segmento no regulado, estimulando así la competitividad en las tarifas finales, este proyecto de modificación a la ley actual impone cambios en las potencias mínimas con las cuales un usuario puede convertirse en un cliente libre.

Se establecen tres tipos de clientes, enumerados y detallados a continuación (artículo 89º, [CNE300]):

- a) Clientes no regulados:

Son aquellos cuya demanda máxima sea mayor o igual a 200 [kW]²³ y menor a 2000 [kW]. Estos clientes son atendidos exclusivamente por las empresas comercializadoras.

b) Clientes regulados:

Son aquellos que poseen una demanda máxima inferior a 200 [kW] y son atendidos, a tarifa regulada, por la distribuidora local. Sin embargo, estos clientes podrán optar a ser no regulados según las condiciones establecidas por un futuro reglamento de esta ley, del cual aún no se tiene información.

c) Grandes consumidores:

Son aquellos clientes con una potencia máxima consumida mayor a 2000 [kW]. Este tipo de clientes pueden establecer contratos bilaterales directo con cualquier empresa del sector, es decir, generadores, transmisores, distribuidores o comercializadores.

Respecto al actual marco legal, la mayor diferencia se establece con aquellos usuarios con potencia máxima entre 200 y 2000 [kW], los cuales son actualmente atendidos por la distribuidora local a tarifa regulada y pasarían a ser atendidos exclusivamente por empresas comercializadoras a tarifa sujeta a competencia. Respecto a los Grandes Consumidores, su tipificación es parecida a la actual, con la diferencia de que bajo esta nueva ley pueden establecer contratos no sólo con un generador o la distribuidora local, sino que también pueden ser atendidos por empresas comercializadoras.

El nuevo gran mercado que se genera a partir de los clientes entre 200 y 2000 [kW] es atractivo para las empresas comercializadoras, las que entrarán en competencia por la atención de estos usuarios. El potencial de este mercado, integrado normalmente por clientes industriales y comerciales, realza la importancia

²³ Si bien este proyecto establece el límite en 200 [kW], deja abierta la posibilidad de modificación de esta cota por parte de una Comisión Resolutiva de la CNE no antes de cinco años después de la publicación de la nueva ley.

de que exista un sistema de peajes de distribución acorde con el espíritu competitivo de esta nueva ley, en tanto genere incentivos para la introducción de nuevos comercializadores, remunerere en forma equitativa a la empresa distribuidora local por el uso de sus redes y sea eficiente en términos sociales.

3.5.2 Cambios generales en el mercado y en el sector generación

Básicamente, este anteproyecto propone el funcionamiento paralelo de dos tipos de mercados en el sector. Por una parte, el mercado de venta de energía debería estar dominado por contratos bilaterales de mediano y largo plazo entre los diversos agentes. Por otra parte, existe un mercado de corto plazo creado para calzar la oferta y demanda en forma diaria e interdiaria, el cuál es administrado por una Bolsa de Energía. En este mercado, se transarían las disponibilidades de oferta y excesos de demanda para ajustar, en forma transparente, los compromisos de mediano y largo plazo de generadores, comercializadores, distribuidores y grandes consumidores.

Siguiendo un esquema parecido al de California, la operación del sistema es coordinada por el Operador del Sistema, en adelante, OSIS. Este organismo debe velar por la compatibilidad técnica del despacho preliminar y de las inyecciones y retiros que determina la Bolsa de Energía, modificando estas decisiones en casos de congestión en la transmisión.

3.5.2.1 Régimen de precios a nivel de generación

Al igual que en la actual legislación, los precios de nudo regirán las transacciones entre las empresas generadoras y las empresas distribuidoras para el abastecimiento de clientes regulados. Los precios de nudo serán fijados, al igual que en la actualidad, semestralmente. Sin embargo, la metodología de cálculo de los precios de nudo será drásticamente diferente. En lugar de la metodología actual que utiliza un modelo para establecer los costos marginales proyectados en un horizonte de 4 años, este nuevo proyecto de ley establece el cálculo de dicho precio a través de los precios de los suministros libres, pactados bilateralmente entre las partes [CNE300]).

Además de lo anterior, no se advierte ninguna apreciación acerca de la distribución espacial de los precios de nudo en las barras del sistema, tema que debería ser abordado por el reglamento de esta ley vía alguna metodología como los factores de penalización (actualmente en uso).

3.5.3 Cambios en el sector transmisión

Uno de los mayores cambios guarda relación con la prohibición de la integración vertical, es decir, la unión de empresas de generación y transmisión y/o de distribución por parte de un mismo Holding. Este anteproyecto limita la participación accionaria individual de empresas que operan en cualquier otro segmento del sector eléctrico en la empresa transmisora en un 8% y, en forma global, en un 40% de la propiedad de esta última (artículo 95°, [CNE300]).

Actualmente, existe consenso en la importancia de estas medidas, sin embargo, más allá de limitar la propiedad de las empresas transmisoras, lo relevante es un eficiente y transparente esquema de libre acceso y tarificación de la actividad, previniendo así situaciones ventajosas para algún agente.

Básicamente, el esquema de tarificación del sector transmisión propuesto impone una separación de la forma de pago de los principales componentes. Por una parte, los costos de inversión son pagados en función del uso comercial de las líneas y, por otra parte, los costos de operación y mantenimiento son pagados según el uso físico de la red. Además, la red de transmisión es dividida en sistema troncal y sistemas adicionales (tramos menores y tramos de inyección), con un tratamiento de tarificación distinto. Respecto a los agentes que pagarían por el sistema de transmisión, el nuevo anteproyecto considerará pagos de parte de los generadores y de parte de los consumidores (a través de las empresas distribuidoras locales, comercializadoras o directamente a los grandes clientes), sin conocerse actualmente la metodología mediante la cual serán calculados de dichos cobros.

3.5.4 Introducción del comercializador

Uno de los puntos más relevantes de este nuevo proyecto de ley radica en la introducción de las empresas comercializadoras, las cuales, como se mencionó,

competirán entre sí para atender al segmento de clientes entre 200 y 2000 [kW] y competirán entre sí y con otros agentes por el segmento de cliente mayores a 2000 [kW]. Según el anteproyecto, “los comercializadores son personas jurídicas que, accediendo a redes de transporte y distribución, tienen como función la venta de energía a los clientes libres. Son sociedades anónimas de giro exclusivo que deben poseer un capital propio y mantener niveles de índices financieros que permitan respaldar su operación.” (artículo 90º, [CNE300]).

Al igual que en otros lugares del mundo (por ejemplo, el Reino Unido, Colombia, España y el estado de California en los EE.UU.), el comercializador es un “broker”, es decir, una empresa que, por una parte, compra la energía mediante contratos bilaterales con los generadores y por otra parte, la vende al usuario final a tarifa sujeta a competencia, pagando los respectivos peajes por el uso de los sistemas de transmisión y distribución.

Las empresas comercializadoras son responsables ante su cliente de la calidad y seguridad del suministro ofrecido y se hacen cargo de las compensaciones por incumplimiento de dichas condiciones. Estos tópicos deben ser detallados en los contratos de compra y venta de energía. Este punto es de relevancia a la hora de establecer, por ejemplo, las compensaciones por causa de racionamiento que deben efectuar los agentes al cliente. Ello respecto a las responsabilidades que les cabe a generadores y comercializadores al respecto.

Acerca de los propietarios de empresas comercializadoras, el proyecto de nueva legislación indica que las empresas distribuidoras pueden participar en la propiedad de empresas comercializadoras independientes. Lo anterior implica que, a través de la posesión total o parcial de una empresa comercializadora, la empresa distribuidora puede entrar a competir por aquellos clientes con un rango de potencia de entre 200 y 2000 [kW], dentro de su zona de concesión o fuera de ella (dentro de zonas de concesión de otras distribuidoras locales). Este punto resulta muy relevante, debido a que las actuales empresas de distribución ven con preocupación la posibilidad de perder a los clientes en este rango de potencia, que actualmente suministraban como usuarios regulados. En la práctica, bajo el nuevo marco legal, las empresas distribuidoras deberán competir por dichos clientes, a través de la

posesión de una comercializadora independiente. Respecto a este punto, resulta extremadamente relevante resolver el incentivo perverso de la distribuidora de favorecer, mediante acceso o tarifas, a la comercializadora de su propiedad, tema que será analizado posteriormente en este trabajo.

3.5.5 Cambios en el sector distribución

Aparte de la introducción del comercializador y de los cambios en la tipificación de clientes, el sector de distribución aparece con menos cambios que los sectores de transmisión y generación. Básicamente, la empresa distribuidora, dentro de su zona de concesión, continúa con la obligatoriedad de servicio y, en el caso de clientes regulados, ejerce la actividad de comercialización con todas las responsabilidades de calidad de suministro válidas para estos agentes.

Bajo el nuevo esquema, las empresas distribuidoras “deben disponer permanentemente de contratos de compra de energía para abastecer a los consumidores regulados, durante el año en curso y para los dos siguientes” (artículo 114º, [CNE300]). La señal de asegurar suministro a los clientes regulados también se contempla actualmente, evitando el caso de que no exista un contrato de venta de energía entre la distribuidora y la generadora. Las compras de energía de la empresa distribuidora, deben ser adjudicadas vía licitación pública abierta a empresas generadoras y comercializadoras y se tarifican a precio de nudo.

3.5.5.1 Mecanismos para evitar tratos discriminatorios a los comercializadores

Dado que la empresa distribuidora local puede tener participación en una empresa comercializadora, es necesario fijar las reglas de operación en forma clara, de modo de evitar tratos discriminatorios. Al respecto, el anteproyecto aclara que: “las empresas distribuidoras deberán en toda circunstancia asegurar trato equitativo y libre de toda discriminación en las condiciones de precio y calidad de servicio a cualquier comercializador que efectúe o quiera efectuar suministro a clientes no regulados en el área de concesión de la distribuidora, y a sus clientes” (artículo 119º, [CNE300]).

Sin embargo, más allá de las palabras, es necesario que se ejerza un control permanente y eficaz para evitar este tipo de incentivos perversos. Respecto al tema, existirían tres puntos en los cuales alguna comercializadora podría verse afectada por la actuación desleal de la empresa distribuidora local:

- A través de las tarifas de peaje cobradas por la empresa distribuidora, en especial, en cuanto a las prorratas de estos costos, según los usuarios de la red. Podrían darse casos en los cuales la red se prorratara entre diversos comercializadores externos, el comercializador dependiente de la distribuidora y la distribuidora propiamente tal. En tales casos, prorratas inexactas o cobros excesivos pueden ocasionar daños a la competencia, afectar al usuario e incluso, ocasionar barreras de entrada a nuevos comercializadores o expulsar comercializadores en actividad²⁴.
- A través del acceso a la red de distribución y al acceso a los clientes libres.
- A través de la calidad de servicio al usuario que depende del buen estado y operación de la red. Una mala calidad de servicio por parte de la distribuidora daña la imagen del comercializador y puede ocasionar el pago de multas por parte de este último.

Cualquier consumidor o empresa comercializadora podrá efectuar los reclamos pertinentes, los cuales serán revisados por la CNE. En caso de demostrarse conductas discriminatorias de este tipo, la Comisión establecerá las multas correspondientes, que pueden llegar hasta la caducidad de la concesión de la distribuidora. De acuerdo a la experiencia en Chile durante la crisis de abastecimiento eléctrico de 1998, respecto de las multas por racionamiento (que propiciaron cambios en la actual legislación, artículo 99, Bis), es de importancia que los montos de las multas sean relevantes según el tamaño de la empresa, de modo que el costo para la distribuidora de ser descubierto en este tipo de prácticas, sea suficiente como para desincentivar a las mismas.

²⁴ Ver análisis del capítulo I acerca de las imperfecciones de mercado.

Otro punto relevante es el hecho de que las empresas distribuidoras locales deben hacer públicos sus registros de clientes en el rango de 200 y 2000 [kW] (artículo 121º, [CNE300]). Podría darse el caso de que la distribuidora local entregara listas parciales de clientes a la opinión pública, guardando algunos de ellos para la comercializadora de su propiedad. Este tratamiento discriminatorio es muy difícil de evitar, sólo es posible efectuar una fuerte auditoría de clientes a las empresas distribuidoras.

3.5.5.2 Cambios en el esquema actual de tarificación del sector distribución

Bajo el nuevo esquema propuesto por el anteproyecto, los usuarios regulados recibirán un cobro que se compone del precio de compra de la energía a precio de nudo a los generadores o comercializadores, más los peajes de transmisión y subtransmisión y más el Valor Agregado de Distribución (VAD) a través de fórmulas que combinan estos valores (artículo 157º, [CNE300]).

El mayor cambio en el sector guarda relación con el VAD, ya que éste no se recalculará cada cuatro años como se realiza actualmente, sino que la CNE revisará el VAD original cada cuatro años, para efectos de reflejar nuevos cambios tecnológicos, cambios en los estándares de calidad de servicio, nuevas economías o deseconomías de escala, cambios en la productividad de la industria y modificaciones en la tasa del costo de capital (actualmente de 10%) (artículo 158º, [CNE300]).

Respecto al punto anterior, el mayor cambio que implica este nuevo procedimiento es el hecho de que la empresa distribuidora no participa en la elaboración de su propio estudio de VAD, con lo cual la transferencia de sus costos al cliente dependerá exclusivamente del estudio efectuado por el regulador. El tema no es menor, ya que, tradicionalmente, los estudios elaborados por las empresas y por la CNE presentan variadas diferencias de acuerdo a los diferentes incentivos de las partes. Bajo este nuevo prisma, las empresas distribuidoras pierden peso en la fijación de las tarifas y poder de negociación con el regulador.

Respecto a la estructura del VAD, no se presentan modificaciones sustanciales. Sin embargo, es muy probable que se realice una modificación en la tasa de capital de los activos de inversión, los cuales serían precisados por el futuro

reglamento. Sin embargo, puede adelantarse de lo que expresa el proyecto respecto al sector transmisión, que la tasa de costo de capital ya no sería fija en 10%. Por el contrario, para la actividad de transmisión²⁵, la ley indica que dicha tasa vendría dada por la siguiente fórmula (artículo 107º, [CNE300]):

$$R = \bar{r} + \mathbf{h} \quad (3.4)$$

Donde:

- R : tasa de costo de capital para las inversiones de transmisión.
- \bar{r} : tasa interna de retorno promedio ofrecida por el Banco Central de Chile para sus instrumentos reajustables en moneda nacional de plazo igual o mayor a ocho años.
- \mathbf{h} : premio al riesgo aún no establecido.

Actualmente, el término \bar{r} , que equivale a la tasa de descuento promedio libre de riesgo, se sitúa en torno al 6% para los instrumentos mencionados²⁶. De este modo, el valor final depende del premio por riesgo (η) que establezca la autoridad, el cual dependerá de los valores promedio de riesgo de las empresas del sector distribución.

Respecto al mismo tema, la metodología de cálculo del premio al riesgo podría basarse en la teoría del CAPM, tal como se realiza en el Reino Unido, donde se calcula el coeficiente β para la industria a través del análisis de datos históricos²⁷. Cabe mencionar que en el caso del Reino Unido, por un tema de riesgo del país, tanto

²⁵ Si bien el anteproyecto sólo establece dicha tasa para el caso de la transmisión, se entrega su análisis para una probable homologación a la actividad de distribución.

²⁶ Fuente: Diario El Mercurio, noviembre de 2000.

²⁷ Para un mayor detalle, ver capítulo II en el análisis del sistema Inglés.

la tasa de descuento (\bar{r}) como el premio al riesgo son significativamente menores, llegando a un valor de R de un 6,5%²⁸.

El tema de la tasa de descuento es de mucha relevancia, ya que una variación de un punto porcentual en este término implica una reducción de utilidades enorme para una empresa distribuidora. Sin embargo, el concepto de que la tasa esté fijada de acuerdo a los índices actuales del mercado financiero y no arbitrariamente en un 10% implica una mayor precisión y ajuste de mercado para las partes, además de que este término puede evolucionar en el tiempo de acuerdo a condiciones financieras de las empresas de distribución y del país. Sin embargo, la introducción de una tasa de descuento variable a las inversiones de la empresa distribuidora implica un aumento del riesgo del negocio, ya que no sería posible asegurar el actual 10% de descuento a las inversiones.

3.6 Comentarios y conclusiones

A continuación se argumentan los principales comentarios acerca de la legislación eléctrica chilena respecto, el primer término, al sistema de distribución y su tarificación y, en segundo término, acerca de la influencia de estos conceptos en la estructura y posible tarificación de un esquema de peajes de distribución. Para mayor claridad, los comentarios y conclusiones se han separado por tema, de acuerdo a los puntos analizados a través de este capítulo.

3.6.1 Acerca del Valor Agregado de distribución

El espíritu de la legislación chilena respecto a la tarificación de la distribución se centra en intentar reflejar los costos marginales del suministro a un consumidor final, es decir, reflejar el costo de suministrar a un nuevo usuario 1 [kW] y 1 [kWh] adicional. Las restricciones y características físicas de la red de distribución imponen que la mayoría de los costos asociados con su inversión, operación y mantenimiento, dependan directamente de la potencia [kW] demandada por el usuario y no de la energía [kWh] demandada por éste, la cual sólo agrega costos de pérdidas. En este contexto, de acuerdo a lo expresado por diversos autores

²⁸ Fuente: OFFER,1999.

[Moli98], [Rudn97] y [Rudn99] y en ausencia de economías de ámbito y de situaciones de alta densidad de consumos, los costos marginales son muy similares a los costos medios. De este modo, para cada área típica, el regulador calcula el costo total, dividiéndolo por la potencia en la punta de distribución. Así, lo que entrega el VAD es un costo medio por unidad de potencia [\$/kW-año], coincidente con la punta del sistema de distribución y para un período de tiempo (un año). Respecto de la potencia utilizada, ésta corresponde a la máxima del sistema de distribución ya que todas las instalaciones deben estar dimensionadas para soportar la máxima potencia que ingresa al sistema de distribución anualmente. Otros costos no asociables al consumo, son expresados por unidad de clientes [\$/Cliente], tales como los costos fijos (lectura de medidores, facturación y cobranza y otros). A partir de estos costos medios, se establecen fórmulas tarifarias de acuerdo a la tensión y tipo de medidor que utiliza el usuario.

Uno de los puntos más discutidos de la metodología Yardstick utilizada en Chile guarda relación con la asimetría de intereses entre el regulador y la empresa de distribución. Mientras el primero busca tarifas justas y eficientes desde el punto de vista social, el segundo busca la maximización de sus utilidades. Estas diferencias han generado importantes desavenencias y polémica, en especial, en las fijaciones tarifarias de los años 1992 y 1996, donde, para el caso del año 1992, se generaron diferencias de más de un 100% entre los estudios de VAD de las empresas y aquellos encargados por la CNE [Moli98]. Al respecto, a través de ciertos puntos como las exigencias de calidad de suministro y el reconocimiento de las redes subterráneas, es posible acercar las diferencias hacia un acuerdo. En sí, la ponderación de los estudios del regulador y la empresa es bastante arbitraria y, para algunas empresas más pequeñas, resulta más económico no realizar el estudio y aceptar las tarifas emanadas de la autoridad. Para el caso de la nueva fijación tarifaria del año 2000, no se han rebajado significativamente estas grandes diferencias entre los estudios de la Comisión y aquellos encargados por las empresas, tal como puede verse en el siguiente cuadro y gráficos asociados:

Tabla 3.3: Diferencias en los estudios de VAD AT entre las empresas y el regulador [CNE200], fijación tarifaria del año 2000

Área típica	VAD AT, estudio CNE [\$/kW-año]	VAD AT, estudio empresas [\$/kW-año]	Variación porcentual (%)
Área 1	14.621	23.890	63.4 %
Área 2	26.623	31.479	18.2 %
Área 3	40.538	67.795	62.3 %
Área 4	56.524	75.626	33.8 %
Área 5	59.700	92.346	54.7 %
Área 6	112.175	No entregó estudio	

Tabla 3.4: Diferencias en los estudios de VAD BT entre las empresas y el regulador, fijación tarifaria del año 2000

Área típica	VAD BT, estudio CNE [\$/kW-año]	VAD BT, estudio empresas [\$/kW-año]	Variación porcentual (%)
Área 1	43.200	46.649	7.9 %
Área 2	79.392	67.001	- 15.6 %
Área 3	66.098	92.387	39.8 %
Área 4	79.610	141.645	77.9 %
Área 5	140.728	159.918	13.6 %
Área 6	106.848	No entregó estudio	

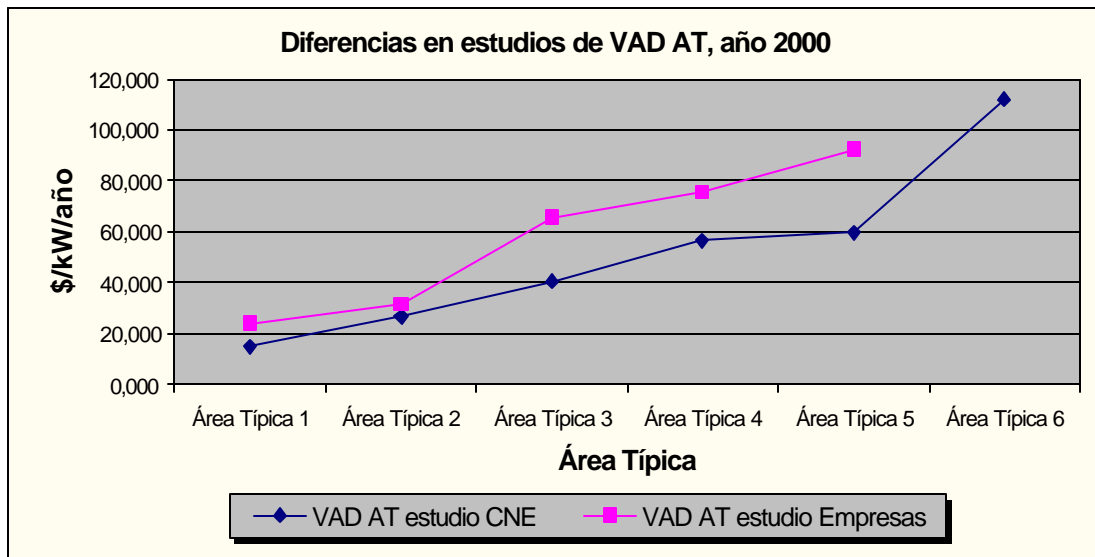


Figura 3.2: Diferencias en los valores de VAD AT, empresas v/s regulador

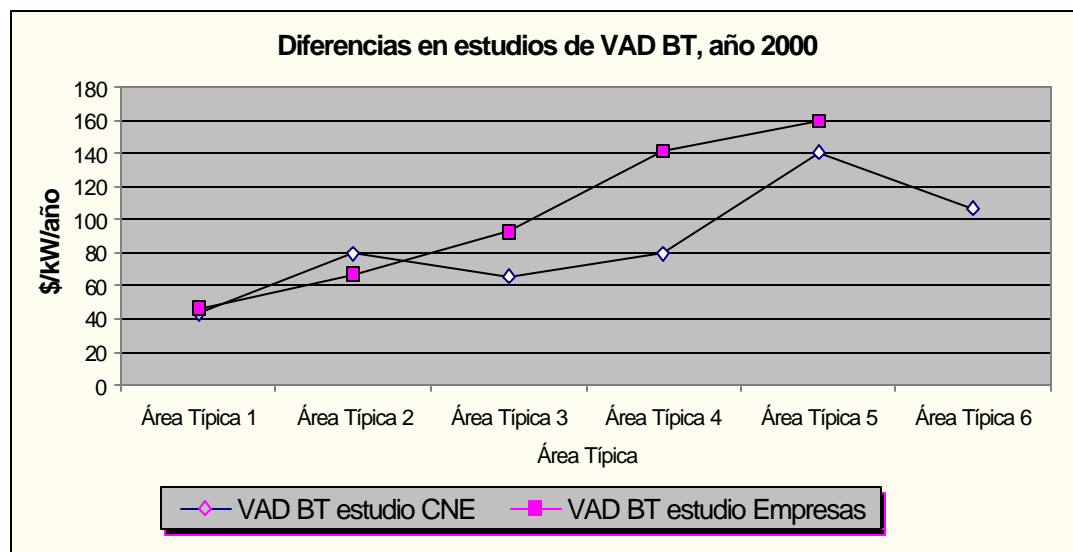


Figura 3.3: Diferencias en los valores de VAD BT, empresas v/s regulador

Como puede apreciarse en la tabla y gráficos anteriores, en general, se aprecian más diferencias en el caso de AT. Ello podría deberse a que las exigencias de calidad de servicio impuestas por las nuevas bases apuntan en mayor medida a AT. Dichas exigencias, sin ser ambiguas, dejan bastante abierta la decisión al consultor, fomentando las diferencias entre los estudios. Puede apreciarse también que los

estudios de las empresas son, en general, mayores que aquellos realizados por encargo del regulador, corroborando la hipótesis de la asimetría de intereses.

Ambos gráficos anteriores muestran que el concepto emanado de la confección de áreas típicas de la CNE para las bases del año 2000 acerca de las economías de escala diferentes que enfrentan las empresas respecto a los costos de distribución, es correcto y puede notarse claramente el aumento de costos unitarios según el tamaño de las empresas (y de su zona de concesión), sobre todo, en AT. Puede verse también que los costos unitarios de CHILECTRA (área típica 1) son notablemente menores que aquellos de las restantes empresas debido, en primer término, a las economías de escala en la inversión y operación de las redes que implican su alta densidad de consumos y su baja cantidad de clientes rurales y, en segundo término, debido al poder negociador de precios de compra que le permite obtener costos unitarios menores que el resto de las empresas en sus insumos.

Uno de los puntos importantes de señalar es el hecho de que las instalaciones de la empresa modelo establecida por el consultor no siempre guardan relación con las instalaciones actuales de la empresa real, en el sentido que estas últimas dependen del crecimiento del consumo del pasado y de decisiones históricas de la misma empresa. En la medida que el estudio de VAD sea capaz de captar con mayor precisión la optimalidad de un esquema de empresa modelo, las tarifas al consumidor final resultantes se alejan de aquellos valores de costos correlacionados con las decisiones históricas de la empresa real (sean ellas adecuadas o no), entregando de este modo señales de eficiencia para las inversiones futuras de las empresas distribuidoras y tarifas equitativas al consumidor.

Finalmente, respecto al VAD como metodología general de tarificación de distribución, puede notarse que los costos reflejados no incluyen explícitamente la dimensión espacial de la red para atender a un consumidor final. Es decir, para un cliente de BT por ejemplo, su costo viene dado por el hecho de usar la red de AT y la de BT, mediante un cargo unitario por su consumo de potencia. Ello implica que, a igual consumo, un cliente que se utiliza muchos kilómetros de red paga lo mismo que un cliente que utiliza menos red para su suministro si se ubican en la misma zona de

facturación²⁹. Si bien en términos globales, la empresa puede percibir la tarificación adecuada y los clientes una tarifa justa, en términos micro, la distribución espacial de los clientes no se ve reflejada en su cobro de manera exacta (sólo a través de los factores de sectorialización de costos). El tema anterior puede influir en el tratamiento de los peajes de distribución, donde grandes clientes remuneran el costo de la red.

3.6.2 Acerca del las bases del VAD actuales y futuras

Diversas opiniones señalan que la metodología de Yardstick Competition con comparación con empresa modelo empleada en Chile descansa fuertemente en la eficacia y precisión que se tenga para estimar los costos de esta última [Moli98], [Rudn97]. Pensando en una estructura de peajes de distribución basada en esta metodología, puede concluirse que el impacto en la estimación de los costos de la empresa modelo en el peaje de distribución es sustancial. Es en este punto donde debe hacerse hincapié en minimizar la asimetría de información que tiene el regulador v/s aquella que maneja la propia empresa. Para ello resulta importante que las bases para los estudios del VAD futuras sean precisas y específicas en puntos tales como:

a) Valorización de las instalaciones

En relación a la valorización de las instalaciones (VNR), se requiere precisión en estudios de precios unitarios, estudio de nuevas tecnologías más eficientes y valorización de instalaciones muebles e inmuebles. En tal sentido, el regulador debe fijar en forma precisa la tecnología a la cual son valorizadas las instalaciones, ya que de ello depende fuertemente el plazo real de recuperación de las inversiones del sector, más allá de los 30 años fijados por ley. De valorarse las instalaciones con la tecnología de punta, es necesario rebajar el período de amortización de dichos activos.

b) Dimensionamiento de la red de distribución

²⁹ Excepto aquellos casos contemplados explícitamente en el decreto 300, según los cuales, existe un recargo según el momento de carga [kW*km] de un consumidor ubicado muy lejos de la subestación de poder.

En relación al dimensionamiento de la red de distribución, se requiere precisión en la configuración de zonas de facturación (esperablemente, que todos los estudios de consultores deban considerar las mismas zonas de facturación), en los criterios de distribución espacial de la red y en los criterios de elección de alternativas óptimas de red, los cuales actualmente se encuentran bastante libres al consultor.

c) Costos de operación y mantenimiento

En relación a los costos de operación y mantenimiento, se requiere un estudio acabado acerca de ejecución de tareas dentro de la empresa v/s subcontratación.

d) Calidad de servicio

En relación a la calidad de suministro exigida, ella debe recoger con claridad la normativa incluida en el reglamento del DFL1 [CNE197], evitando así que la calidad de servicio quede abierta a la decisión del consultor del estudio de VAD. Ello permite mayor uniformidad en el dimensionamiento de las instalaciones involucradas en la calidad de suministro y de los costos asociados.

Las actuales bases para el cálculo del VAD imponen la obligación de calcular los costos unitarios separadamente para usuarios de AT y BT. Ello resulta equitativo para aquellos usuarios que se conectan directamente a la red AT, mediante un transformador particular (T/P), los cuales, no deberían pagar las instalaciones de BT y transformadores T/D asociados. En términos globales, el dimensionamiento de la red AT debe tomar en cuenta, tal como hoy lo realiza, la ubicación geográfica de los transformadores T/P, de modo que la red de alimentadores AT tenga incorporadas las distancias necesarias para entregar servicio a sus clientes de AT. Este tema es relevante dado que, al ser la potencia para ser cliente libre superior a 200 [kW]³⁰, serán generalmente los clientes particulares aquellos que cancelen por concepto de peajes en distribución AT. Al respecto, una eficiente política de dimensionamiento y ubicación geográfica de transformadores de distribución (T/D) de la empresa modelo,

³⁰ De acuerdo al nuevo anteproyecto de modificación al DFL1 [CNE300].

redunda en una red AT sin grandes capacidades ociosas y cada vez más óptima respecto a la trayectoria física de los alimentadores.

Respecto al tema de la potencia de diseño de la red, tal como se mencionó, una adecuada estimación de los factores de diseño, tales como el factor de carga, de demanda y de utilización, redunda en una red eficiente y sin capacidades ociosas y holguras innecesarias, acercándose de este modo a la empresa modelo.

3.6.3 Acerca de las áreas típicas de distribución y zonas de facturación

Las modificaciones en las áreas típicas de distribución introducidas por las bases del año 2000, muestran que se han podido captar de mejor forma las condiciones de economías de escala (tal como pudo apreciarse en los gráficos anteriores), mas no se han logrado rebajar en forma importante las diferencias entre los estudios de la Comisión y los de las empresas, sobre todo, en el caso de la alta tensión (AT). En los siguientes gráficos puede apreciarse la evolución de las diferencias porcentuales entre los estudios de la CNE y las empresas para AT y BT, desde el año 1988 hasta el año 2000. Dado el distinto tratamiento que dan las bases del 2000 a las áreas típicas, se ha considerado como área de densidad alta al área típica 1 de las bases del año 2000 (ver sección 3.4.1.1.). Del mismo modo, se han considerado como de densidad media y baja las áreas de distribución 3 y 5 de las bases del año 2000, respectivamente.

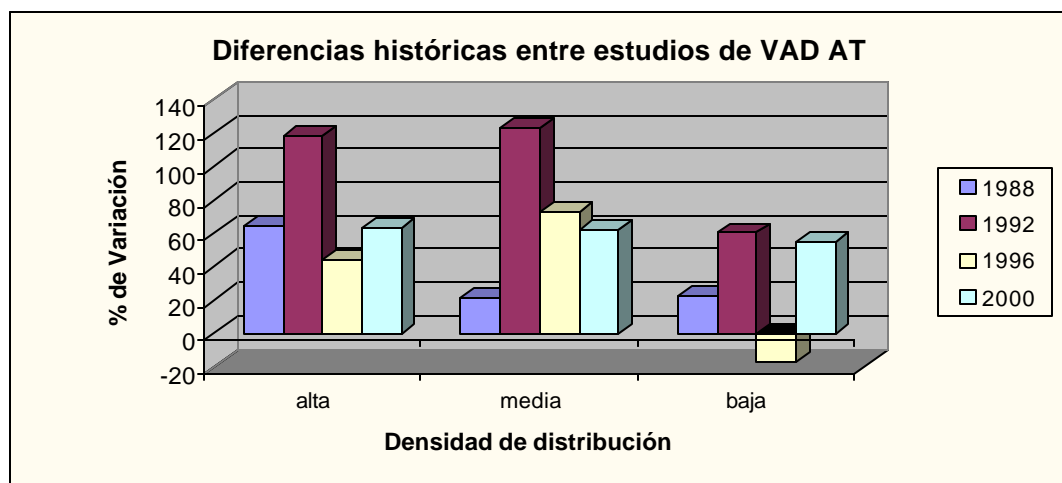


Figura 3.4: Evolución histórica de los estudios de VAD AT

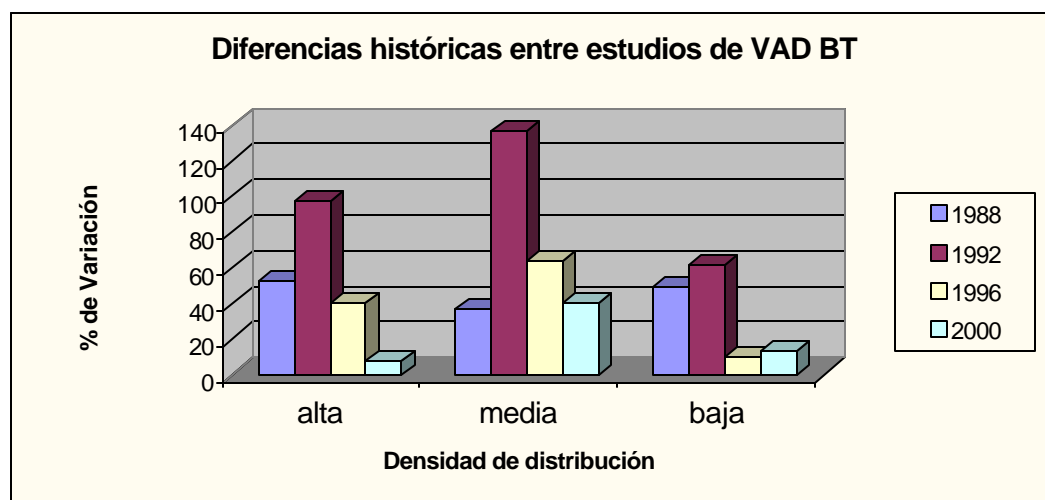


Figura 3.5: Evolución histórica de los estudios de VAD BT

La metodología de áreas típicas de distribución incorporada en el proceso de VAD del año 2000, es consistente con una mejor representación de las economías de escala. Sin embargo, el éxito de este tipo de metodología descansa fuertemente en una correcta estimación, posterior a la fijación del VAD por empresa, de los factores de sectorialización de costos. Una deficiente asignación de estos factores implica subsidios cruzados entre los diferentes tipos de clientes, pudiendo darse el caso de que usuarios de redes aéreas paguen las redes subterráneas (5 a 7 veces más caras) que utilizan otros usuarios, o que usuarios de redes urbanas subsidien a usuarios de redes rurales.

El hecho de utilizar como área típica de distribución a la zona de concesión completa de la empresa implica la necesidad de establecer áreas más pequeñas (zonas de facturación) para diseñar las redes de BT. Las actuales bases dejan a elección del consultor la extensión geográfica de dichas zonas, lo cual incita el hecho de que se produzcan diferencias entre los estudios. Las futuras bases de estudio del VAD deberían ofrecer mayor coherencia en este aspecto y delimitar la dimensión geográfica del área de la zona de facturación, de modo de evitar estas diferencias. Además, debido a que las redes urbanas pueden ser tan diferentes según las características demográficas y geográficas, se recomienda el dimensionamiento de zonas de facturación pequeñas como módulos de red BT, tal como se mencionó en la sección 3.4.2.1.

3.6.4 Acerca de la valorización de instalaciones

Para un correcto dimensionamiento de la empresa modelo, resulta muy relevante la precisión del estudio de VNR, el cual, debe lograr captar en sus precios unitarios las economías de escala y poder de compra de las empresas. En tal sentido, cobra nuevamente relevancia el tema de la asimetría de información entre el regulador y la empresa, la cual informa sus precios, debidamente auditados. Es necesario fortalecer el control del regulador sobre el estudio de VNR, debido a la gran influencia que tiene en el costo final, sobre todo, de las redes de distribución. En tal sentido, es necesario precisar y definir adecuadamente aquellos equipos imprescindibles para lograr la calidad de servicio adecuada y sus costos asociados, mediante la eficiente auditoría del estudio de VNR de las empresas.

El concepto de VNR es adecuado al otorgar una señal de costos de oportunidad en la medida de que no sean considerados los costos hundidos de la empresa real. En tal sentido, el valor de reemplazo debería ser significativamente distinto al costo histórico de las instalaciones, debido a los cambios de precios relativos y absolutos acaecidos desde la compra histórica de los bienes, debido también a cambios en la estructura de los diseños y tecnologías involucradas y finalmente, a los cambios en tarifas públicas tales como los derechos municipales³¹ [Rudn97]. El objetivo, por lo tanto, es el de evaluar el costo de reposición adecuado de las instalaciones, para lo cual el regulador debe ser cuidadoso en no rentar instalaciones costosas pero obsoletas o, por el contrario, instalaciones con excesiva tecnología, que resulten en mayores costos que aquellas suficientes para otorgar el servicio con la calidad adecuada.

Al suponer una vida útil de 30 años para las instalaciones de la red de distribución y ajustar una tasa de rentabilidad de entre un 6% y un 14%, en la práctica, el regulador impone un piso tecnológico mínimo [Rudn97]. De este modo, a partir de la valoración del VNR, las empresas deberían optar por tecnologías que

³¹ Los derechos municipales son cobrados por las municipalidades cuando la red de distribución produce una ocupación transitoria de bienes nacionales de uso público, como ocurre en el caso de las redes subterráneas.

prometan tasas de retorno mayores o iguales que la tasa de rentabilidad económica, asegurándose así un mejoramiento continuo en la calidad del servicio a los clientes, de acuerdo a un piso mínimo que debe ser impuesto por el regulador en forma eficiente.

3.6.5 Acerca de la inversión en tecnología

Tradicionalmente, existe la interrogante acerca de la evaluación de la eficiencia de las inversiones tecnológicas realizadas por la empresa distribuidora, en relación con la tecnología actual existente al momento de fijar las tarifas, con respecto a la alternativa de la eficiencia de las inversiones en relación a la tecnología que podría haber en el futuro [Moli98]. En tal sentido, surge el concepto de eficiencia ex - ante, como aquella que depende de las expectativas sobre los eventos futuros y de eficiencia ex – post, como aquella decisión realizada en el pasado en condiciones de incertidumbre, la cual puede o no ser la óptima en el presente [Rudn97]. Aquella decisión relevante, en el caso de la distribución eléctrica, es ex – ante, debido a que, considerando las proyecciones sobre eventos futuros, lo único que el regulador puede controlar, de acuerdo a la información que maneja, es que la decisión tomada en el presente sea la más eficiente ex – ante, lo cual no garantiza que lo sea ex – post. Lo anterior es comparable a la decisión de la empresa real, la cual es realizada sobre la base de la información disponible en el momento de tomar la decisión y no una vez que se conoce la eficiencia real de tal inversión. La relevancia de lo expuesto radica en que las inversiones de las empresas deben ser evaluadas sobre la oferta tecnológica disponible en el momento de la decisión y no sobre la tecnología que, en ese momento, era futura y que hoy es catalogada como eficiente o ineficiente.

Respecto a la cantidad de equipamiento específico de las empresas de distribución, no utilizables para otro propósito, ellos son considerados como costos hundidos. En tal sentido, estos costos no deben ser remunerados por el regulador al representar, a través del VNR, el costo de oportunidad de las inversiones, ya que de lo contrario, se generan ineficiencias en términos sociales y mayores tarifas al remunerar inversiones no necesariamente óptimas para el desarrollo de la actividad de acuerdo a las normas imperantes.

Paralelo a lo anterior, es necesario que los estudios de VAD capten a cabalidad el concepto de empresa modelo. Ello, con el objetivo de no remunerar instalaciones de la empresa real sobredimensionadas o que utilizan tecnología de punta más cara que la necesaria para otorgar el servicio de distribución. La solución a este problema radica en que la autoridad incentive la precisión necesaria para dimensionar las instalaciones y equipos adaptados a la demanda.

3.6.6 Acerca de la relación entre el VAD y los peajes de distribución

Con el objetivo de desarrollar un esquema de peajes de distribución equitativo para los participantes y eficiente en términos sociales, la tarifa por uso de las redes de distribución debe estar relacionada con el cobro a los usuarios adscritos a la tarifa regulada. De este modo, el peaje de distribución debe relacionarse con el Valor Agregado de Distribución. De lo contrario, podrían darse imperfecciones de mercado tales como subsidios cruzados entre actividades reguladas y competitivas y barreras de entrada a la comercialización.

Siguiendo la argumentación anterior, si el peaje de distribución no está relacionado con el cargo al cliente regulado (uniforme, dependiente en monto sólo del consumo del cliente), podrían darse situaciones de “descreme” del mercado de clientes libres, donde las empresas comercializadoras busquen suministrar sólo los buenos clientes, es decir, aquellos de alto consumo y que exijan un menor pago de peaje de distribución. Por ejemplo, si el peaje no fuese uniforme en costos (tal como lo es el VAD) para cada cliente, el comercializador buscaría atender a aquellos clientes que se encuentren próximos geográficamente a la subestación primaria de distribución, ya que el peaje involucraría menos instalaciones.

Para efectos de utilizar el VAD como base del cobro de los peajes, es necesario, en primera instancia, desglosar dicho cobro en aquellas actividades que corresponden a la inversión, operación, mantención y gestión de las redes propiamente tales. Una vez realizado lo anterior, es necesario extraer todos los costos por concepto de atención al cliente, debido a que estos costos deben ser asumidos por la empresa que suministra al cliente libre (actualmente, el generador, a futuro, el comercializador). De este modo, a partir del desglose del VAD, es posible obtener aquellos costos incurridos en un peaje de distribución.

De utilizar el VAD para establecer los peajes de distribución, es necesario considerar que estos últimos serán dependientes de una empresa modelo evaluada por los consultores pertinentes. De este modo, todo el análisis del VAD efectuado anteriormente tienen directa incidencia en los peajes de distribución. Todas las virtudes y problemas que genera este método de tarificación se verán reflejadas en los peajes, con las consecuencias en las señales de mercado entre empresas y tarifas al usuario que ello implica.

3.6.7 Acerca del nuevo anteproyecto de modificación al DFL1

El análisis del sector de distribución en el anteproyecto de modificación del DFL1 tiene como punto central la introducción del comercializador como agente que compra energía y la vende a clientes libres. El hecho de que el segmento de clientes libres con consumos entre 200 y 2.000 [kW] sea atendido sólo por empresas comercializadoras, supone la pérdida de clientes cautivos (regulados) por parte de las empresas distribuidoras, las cuales deben competir, a través de la propiedad accionaria de una empresa comercializadora, por dichos clientes.

Bajo este nuevo esquema, adquieren importancia las normas y multas que prevengan la adopción de políticas desleales por parte de las empresas distribuidoras al, eventualmente, tener éstas incentivos perversos de favorecer a las empresas comercializadoras de su propiedad.

El proyectado cambio de legislación puede variar en forma importante la percepción de riesgo para las empresas distribuidoras. Si bien ellas serán capaces de abastecer un mayor segmento de clientes, atendiendo consumidores libres fuera de su área de concesión a través de una empresa comercializadora, perderán un importante rango de clientes cautivos a tarifa regulada. Es por ello que resalta la importancia de la percepción de este cambio por parte de las empresas, en el sentido de considerar esta situación como una amenaza o una nueva oportunidad de ampliar su negocio.

Respecto al VAD, el mayor cambio implica que cada cuatro años se revisarán los valores de VAD actuales, sin realizar las empresas y la CNE nuevos estudios. Este cambio implica un aumento de poder para el regulador en desmedro de las empresas, las cuales perderán la facultad de realizar sus propios estudios.

IV. MODELO DE PEAJES DE DISTRIBUCIÓN EN CHILE BASADO EN EL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN (VAD)

4.1 Introducción

Dadas las actuales características de la legislación chilena y las futuras perspectivas que entrega el nuevo Anteproyecto que modifica el actual DFL1, el Valor Agregado de Distribución (VAD) continuará siendo la metodología empleada por el regulador en Chile para tarificar los sistemas de distribución. Es por ello que en el presente capítulo se establece un modelo de peajes de distribución basado en dicha metodología, que respeta las condiciones impuestas en esta materia por la Ley General de Servicios Eléctricos y su respectivo Reglamento. Además, el modelo presentado incorpora conceptos emanados del mencionado anteproyecto, logrando así una formulación con perspectivas futuras reales de aplicación y un marco conceptual adecuado a la actual realidad.

La primera parte de este capítulo entrega una revisión de los principales conceptos del cálculo del VAD, válidos para la fijación tarifaria del año 2000, así como una visión más detallada de las partidas que lo componen. La siguiente etapa comprende la comparación del esquema del VAD con el modelo de peajes según prorrata de costos, presentado en el capítulo I.

Una de las secciones más relevantes guarda relación con la modelación propiamente tal y, más específicamente, con el desglose de las partidas del VAD. El objetivo de ello es asignar correctamente aquellos costos que deben ser incurridos por la empresa distribuidora y por lo tanto, incluidos en el peaje de distribución, de aquellos costos que deben ser asignados a la empresa comercializadora.

Una vez establecido el modelo de peajes según el VAD, se realiza una sensibilidad en los resultados obtenidos respecto a aquellas partidas del VAD que presentan situaciones variables o discutibles, en el sentido de que resulta complicado definir si serán asignadas a la empresa distribuidora o a la comercializadora.

Para efectos de dimensionar el impacto de las distintas opciones y sensibilidades de las partidas del VAD que pueden ser aplicadas, se evaluarán los resultados del modelo principalmente sobre la base de dos aspectos:

- Sensibilidad en el valor final del peaje de distribución según VAD por área típica
- Sensibilidad en un posible esquema de tarifas finales al cliente libre atendido por una empresa comercializadora

4.2 Metodología de cálculo del VAD y desglose en las principales partidas que lo componen

Tanto el procedimiento como el cálculo del VAD propiamente tal son procesos bastante complejos y detallados, que requieren tanto conceptos técnicos de la actividad de distribución como conceptos de modelación económica. En general, el VAD es válido para las empresas concesionarias de distribución para efectos de calcular las tarifas a sus clientes regulados. Para poder utilizar esta metodología en el caso de clientes libres, es necesario realizar un detallado desglose de sus componentes para identificar aquellas partidas de costos que deben ser incurridas exclusivamente por la empresa distribuidora, aquellas que son asignadas exclusivamente a la empresa comercializadora, y aquellas que, por su naturaleza, son utilizadas por ambas actividades y deben ser por ende prorrateadas entre éstas. A continuación se detallan todas las componentes del VAD como metodología de tarificación de la distribución.

4.2.1 Componentes del Valor Agregado de Distribución

Tanto la Ley General de Servicios Eléctricos, (artículo 106°, [CNE82]) como su reglamento (artículo 294°, [CNE197]) indican las componentes del valor agregado de distribución, tal como fue expresado en la sección 3.3.1. Dichas componentes abarcan costos fijos por concepto de gastos de administración, facturación y atención al usuario, independientes de su consumo, pérdidas medias de distribución en potencia y energía y, finalmente, costos estándares de inversión, mantención y operación asociados con la distribución, por unidad de potencia suministrada

4.2.2 Costos fijos de atención al cliente

Los costos fijos corresponden a aquellos costos incurridos por la empresa distribuidora (en el caso de clientes regulados) para efectos de la atención al cliente y no dependen de la potencia suministrada por la red, sino de la cantidad de clientes según su tipo de medidor. En tal sentido, el consultor dimensiona los siguientes costos que conforman los costos totales fijos de atención al cliente [CNE100]:

$$CEXAC = CEXAV + CEXLM + CEXFC \quad (4.1)$$

Donde:

- $CEXAC$: costo total fijo anual de atención al cliente [MM\$ -año].
- $CEXAV$: costo anual de atención a clientes [MM\$ -año], que no sean costos de lectura de medidores ni de facturación y cobranza.
- $CEXLM$: costo total anual [MM\$ -año] por concepto de lectura de medidores
- $CEXFC$: costo total anual [MM\$ -año] por concepto de facturación y cobranza

A partir de la cantidad de clientes de cada zona de concesión según tipo de medidor, el consultor debe evaluar los siguientes costos unitarios (todos en [\$/Cliente-año]):

$$k_{av} = \frac{CEXAV}{NC}, \quad k_{fc} = \frac{CEXFC}{NC} \quad (4.2)$$

$$k_e = \frac{CEXME}{NCME}, \quad k_d = \frac{CEXMD}{NCMD}, \quad k_h = \frac{CEXMH}{NCMH}$$

Donde:

- $CEXME$: costo total anual [MM\$ -año] de lectura de medidor simple de energía.
- $CEXMD$: costo total anual [MM\$ -año] de lectura de medidor de energía con medidor de demanda máxima.

- *CEXMH*: costo total anual [MM\$ -año] de lectura de medidor de energía con demanda horaria.
- *NC*: número total de clientes de la zona de concesión
- *NCME*: número de clientes con medidor simple de energía
- *NCMD*: número de clientes con medidor de energía y demanda máxima
- *NCMH*: número de clientes con medidor de energía y demanda horaria

Finalmente, a partir de los costos unitarios, el consultor calcula los costos totales fijos unitarios por concepto de atención al cliente según el tipo de medidor del cliente:

$$CFE = kav + ke + kfc \text{ , [$/cliente-año]} \quad (4.3)$$

$$CFD = kav + kd + kfc \text{ , [$/cliente-año]}$$

$$CFH = kav + kh + kfc \text{ , [$/cliente-año]}$$

Típicamente, los costos de lectura de medidores corresponden a una subcontratación de actividades. Los costos de facturación y cobranza incluyen reparto de boletas, reparto de facturas, reparto postal, insumos de boletas, etc. Respecto a los costos varios de atención al cliente, éstos incluyen normalmente alguna parte o la totalidad de las remuneraciones destinadas a la atención comercial.

4.2.3 Balance de Potencia y Energía y pérdidas medias

Para efectos de calcular los costos medios de distribución para cada empresa modelo de cada área típica, el consultor debe realizar un balance de potencia y energía según los datos de las empresas reales. Según dicho balance, se obtienen los datos de potencia de AT y BT necesarios para obtener el costo medio de la actividad, así como las pérdidas medias correspondientes estos dos tipos de red.

Como resultado de este balance, deben obtenerse los valores de energía y potencia cobrables a los consumidores de AT y BT, es decir, a partir de los valores de potencia

y energía ingresados el año anterior a la realización del estudio de VAD, deben estimarse las reducciones por concepto de pérdidas de distribución e incobrables, logrando así el objetivo mencionado. Los valores de potencia deben expresarse en coincidencia con la punta del sistema de distribución.

A partir de los resultados del balance de potencia y energía, las pérdidas de distribución son representadas en el VAD a través de factores de expansión de pérdidas en AT y BT. Dichos factores incluyen las pérdidas de distribución (líneas AT y BT, transformadores AT/BT, empalmes y medidores) y las pérdidas por incobrables (robos, hurtos, cuentas impagas, etc.). La siguiente tabla muestra los factores a calcular exigidos por la autoridad y su forma de cálculo a través de las partidas codificadas del balance de potencia y energía:

Tabla 4.1 Factores de expansión de pérdidas

Factor	Significado
PMPAD	Pérdidas de potencia AT coincidentes con la punta de distribución
PMPAG	Pérdidas de potencia AT coincidentes con la punta del SIC
PMEA	Pérdidas de energía en AT
PMPBD	Pérdidas de potencia BT coincidentes con la punta de distribución
PMPBG	Pérdidas de potencia BT coincidentes con la punta del SIC
PMEB	Pérdidas de energía en BT

4.2.4 Costos de Inversión

Los costos de inversión representan, dada la fuerte componente de costos de capital de la actividad de distribución, la porción más importante del VAD. Se componen de los costos de instalaciones muebles e inmuebles y los costos de instalaciones de distribución. Dentro de esta subdivisión, destaca obviamente el valor

de las instalaciones de distribución, con cerca de un 95 % del valor total de los costos de inversión.

Los costos de inversión se calculan por separado para baja y alta tensión de distribución (AT y BT), de acuerdo al dimensionamiento efectuado por el consultor de las instalaciones de distribución y bienes muebles e inmuebles (adaptadas a la demanda) de la empresa modelo por cada área típica, necesarias para suministrar el servicio de distribución según la demanda actual y proyectada y los estándares actuales de calidad de servicio. Dichas instalaciones, dimensionadas según los conceptos anteriores, son valorizadas según su valor nuevo de reemplazo (VNR), obteniéndose luego un costo de inversión anual aplicando una tasa de descuento de un 10% y una vida útil de 30 años.

4.2.4.1 Costos de inversión en instalaciones de distribución

Los costos de instalaciones de distribución se dividen en tres ítems principales: líneas de AT, líneas de BT y subestaciones de distribución (transformadores AT/BT). Todos ellos se subdividen a su vez en instalaciones aéreas y subterráneas. Las siguientes tres tablas detallan las componentes de costo de cada una de estas instalaciones de distribución [CNE100].

Para el caso de las redes aéreas (tanto AT como BT), se consideran costos por concepto de los [km] de líneas, postes estructuras, equipos eléctricos, tomas a tierra y otros. Para el caso de la red AT subterránea, se consideran costos por concepto de los [km] de líneas, cámaras, canalizaciones, equipos eléctricos, tomas a tierra y otros.

De las componentes anteriores destacan, para el caso de la red aérea AT, los km. de red, las estructuras y los equipos eléctricos (fusibles, desconectores, reconectores, condensadores, etc.). Para el caso de la red subterránea AT, destacan los km. de red y, en mayor medida, las canalizaciones, que representan grandes costos debido a que la red debe ser enterrada. En las redes de BT no existe gran equipamiento (sólo fusibles), por lo que la mayor incidencia en los costos de instalaciones aéreas viene dada por los km. de red y, en menor medida, por los postes (en baja tensión existe gran cantidad de postación adicional respecto a la alta tensión).

Para el caso de las líneas BT subterráneas, la mayor incidencia en costos viene dada por la canalización de las redes y, en menor medida, por los km. de red y por las cámaras.

Para el caso de los costos de las subestaciones de distribución aéreas (transformadores AT/BT), se consideran transformadores, estructuras y equipos eléctricos. En lugar de estructuras, para el caso de los transformadores subterráneos, se agregan bóvedas. Claramente, la mayor incidencia en estos costos está en el costo de los transformadores de distribución.

4.2.4.2 Costos de instalaciones muebles e inmuebles

Las instalaciones muebles e inmuebles representan aquel equipamiento que necesita la empresa modelo para realizar su servicio y que no son instalaciones de distribución propiamente tal. Principalmente, corresponden a instalaciones requeridas para la gestión comercial de clientes y para la mantención y operación de las redes.

Los costos por instalaciones muebles e inmuebles se componen de: empalmes, medidores, terrenos, edificios, vehículos, equipos de laboratorio, equipos de computación, equipos de maestranza y bodega, equipos de comunicaciones y equipos de oficina [CNE100].

De los ítems anteriores, aquellos con mayor relevancia son los equipos de computación, equipos de comunicación y los edificios. Los equipos de computación para una empresa distribuidora comprenden equipos para la administración, atención del cliente y para el control de las redes. Los equipos de comunicación comprenden equipos telecomandados y, en general, instrumentación que asegura la calidad de servicio adecuada. Finalmente, respecto a los edificios, existen de atención comercial, administrativos, bodegas y de control de la red.

4.2.5 Costos de bienes intangibles

De acuerdo a la reglamentación del DFL1, los bienes intangibles corresponden al 2% de los bienes físicos (artículo 312°, [CNE197]), por lo que se calculan como dicho porcentaje de la suma de los costos de inversión (instalaciones de distribución más instalaciones muebles e inmuebles).

4.2.6 Capital de explotación

El capital de explotación corresponde, de acuerdo al reglamento del DFL1, a un doceavo de las entradas de explotación de la empresa real (artículo 312º, [CNE197]). A su vez, dichas entradas de explotación se definen como el total percibido por la empresa distribuidora de la aplicación de las tarifas calculadas, más otras entradas como por ejemplo, arriendo de equipos de medida.

4.2.7 Costos de operación y mantenimiento

Los costos de operación y mantención son, junto con los costos de inversión, aquellos más relevantes en el valor final del VAD. A partir de las instalaciones de distribución dimensionadas por el consultor, eficientes y adaptadas a la demanda, debe realizarse un estudio de los costos originados por la operación y mantenimiento de dichas redes. En términos generales, los costos de operación y mantenimiento, en adelante, COyM, constan de costos asociados a recursos humanos, instalaciones, equipamiento, materiales y repuestos necesarios para operar y mantener las redes de distribución de acuerdo a la calidad especificada. Dichos costos se asocian a los siguientes ítems: distribución AT (aérea y subterránea), distribución BT (aérea y subterránea), subestaciones AT/BT (aérea y subterránea) y atención de clientes AT y BT.

El consultor debe evaluar la conveniencia de subcontratar estas actividades o, en su defecto, realizarlas internamente por parte de la empresa. Además, se debe evaluar la conveniencia de separar las actividades del COyM en AT y BT o, en su defecto, aprovechar las economías de escala o sinergías de realizar ambas actividades en forma conjunta [CNE100].

Los resultados de cada ítem de COyM dimensionado por el consultor dependen fuertemente del mix de actividades de personal propio y subcontratadas que se elijan. Generalmente, las remuneraciones de personal propio y los pagos por servicios a terceros son las partidas con mayor valor. Desde el punto de vista de las actividades a las cuales son asignados los COyM, generalmente aquellas de mayor relevancia son las de distribución BT y AT, en tal orden de importancia.

4.2.8 Valores Agregados resultantes

A partir de los datos explicados anteriormente, el consultor calcula los valores agregados resultantes, para cada área típica y separados en las siguientes componentes:

- a) Costos fijos de atención al cliente según tipo de medidor.

Corresponden a los valores de CFE, CFD y CFH, calculados según lo descrito en 4.2.2. y expresados en [\$/cliente].

- b) Factores de expansión de pérdidas.

Los factores de expansión de pérdidas reflejan las pérdidas relacionadas a la eficiencia técnica de las redes de cada empresa distribuidora (pérdidas de distribución) más las pérdidas por incobrables. Los factores a entregar por parte del consultor vienen dados por la tabla (4.1). Cabe señalar que los factores de expansión de pérdidas no se expresan directamente como un ítem de costos, sino que, al ser calculadas las tarifas al usuario final, se expresan como un multiplicador de los costos de inversión, operación y mantención.

- c) Costos de inversión, operación y mantenimiento por unidad de potencia.

Este ítem se obtiene por medio de la suma de los costos que lo componen: inversión en distribución, bienes muebles e inmuebles, intangibles, capital de explotación y los COyM. Los costos de inversión, operación y mantenimiento se calculan por separado para redes AT y BT, lo cual significa que todos los clientes de baja (alta) tensión pagan, en forma unitaria a su potencia o energía consumida (para el caso de la tarifa BT1, que no considera medición de potencia), los mismos costos según el área típica donde se ubican. Posteriormente, al introducir las fórmulas tarifarias para los clientes finales, por medio de los factores de sectorialización de costos, cada usuario paga una tarifa de acuerdo a las características comunales (sectoriales) de la red de distribución que lo abastece.

La glosa de estos costos incluye la anualidad (tasa 10%, 30 años de vida útil) de los costos de inversión en redes de distribución, en bienes muebles e

inmuebles, en bienes intangibles y en capital de trabajo, expresados en [\$/año]. Además, se incluyen los costos anuales por concepto de operación y mantenimiento, también en [\$/año]. Todos los costos son propios de cada área típica y se entregan por separado para AT y BT [CNE100].

Con el objeto de obtener el costo medio de distribución, los costos anteriores son divididos por la potencia total [MW] coincidente con la punta de distribución de la empresa modelo, término que se obtiene a través del balance de potencia. Lo expresado anteriormente, se puede resumir a través de las siguientes fórmulas:

$$C_M^{AT} = \frac{[frc \times (C_{dist}^{AT} + C_{MeI}^{AT} + C_{BI}^{AT} + C_{CT}^{AT}) + C_{COyM}^{AT}]}{MW_{AT}} \quad (4.4)$$

$$C_M^{BT} = \frac{[frc \times (C_{dist}^{BT} + C_{MeI}^{BT} + C_{BI}^{BT} + C_{CT}^{BT}) + C_{COyM}^{BT}]}{MW_{BT}} \quad (4.5)$$

Donde:

- C_M^{AT} y C_M^{BT} : costo medio de inversión, operación y mantenimiento en AT y BT, respectivamente, en [\$/kW-año].
- C_{dist}^{AT} y C_{dist}^{BT} : costo total de instalaciones de distribución en AT y BT, respectivamente, en [MM\$].
- C_{MeI}^{AT} y C_{MeI}^{BT} : costo total de instalaciones muebles e inmuebles en AT y BT, respectivamente, en [MM\$].
- C_{BI}^{AT} y C_{BI}^{BT} : costo total de bienes intangibles en AT y BT, respectivamente, en [MM\$].
- C_{CT}^{AT} y C_{CT}^{BT} : costo total por concepto de capital de trabajo en AT y BT, respectivamente, en [MM\$].

- C_{COyM}^{AT} y C_{COyM}^{BT} : costo total anual de operación y mantención en AT y BT, respectivamente, en [MM\$-año].
- frc : factor de recuperación del capital. Equivale al factor de la anualidad correspondiente con una tasa de descuento de 10% y una vida útil de 30 años. Su valor es de: $frc = 0,1068$.
- MW_{AT} y MW_{BT} : potencia total del área típica coincidente con la punta de la distribución en AT y BT, en [MW], respectivamente (desde los códigos C2 y F2 del balance de potencia, tabla 4.1)

4.2.9 Resumen de Valores Agregados, fijación tarifaria año 2000

A partir de las fórmulas y conceptos de VAD entregados por los consultores, de acuerdo a lo expuesto en 4.2.8, se calculan los valores agregados resultantes, promediando con pesos de un tercio y dos tercios los estudios de los consultores de las empresas y la CNE, respectivamente³². La siguiente tabla muestra los valores agregados resultantes, por área típica, para la fijación tarifaria del año 2000, según las áreas típicas expuestas en la tabla 3.3.2 del capítulo III.

³² De acuerdo al artículo 107 del DFL1 de 1982 [DFL1, sept 1982].

Tabla 4.2: Valores Agregados Ponderados, Fijación Tarifaria año 2000

Área Típica	Costos de inversión + COyM		Costos fijos atención cliente		
	AT [\$/kWh- año]	BT [\$/kWh- año]	CFE [\$/Cliente- año]	CFD [\$/Cliente- año]	CFH [\$/Cliente- año]
Área 1	17.711	44.350	4.455	6.638	7.881
Área 2	28.242	75.262	8.170	10.868	11.843
Área 3	48.957	74.861	11.117	15.227	16.141
Área 4	62.891	100.288	6.337	12.329	15.941
Área 5	70.582	147.125	7.555	14.809	19.369
Área 6	112.175	106.848	9.960	12.157	13.415

Tabla 4.3: Factores de expansión de pérdidas, Fijación Tarifaria año 2000

Área Típica	PMPAG	PMEA	PMPBG	PMEB
Área 1	1,0135	1,0088	1,0261	1,0348
Área 2	1,0179	1,0141	1,0367	1,0325
Área 3	1,0279	1,0222	1,0366	1,0341
Área 4	1,0129	1,0106	1,0678	1,0565
Área 5	1,0169	1,0155	1,0595	1,0763
Área 6	1,0466	1,0381	1,0457	1,0609

El análisis de los datos de VAD ponderado, junto con las diferencias entre áreas típicas y estudios de consultores de empresas y de la Comisión, puede encontrarse en las conclusiones y comentarios del capítulo III (sección 3.6).

4.3 Relación teórica entre el VAD y el modelo según prorrata de costos

En el capítulo I, se establecen ciertos modelos microeconómicos de tarifas de acceso a la distribución, alternativos al modelo teórico propuesto. En particular, se analizó el modelo de asignación según prorrata de costos (capítulo I, sección 6.1), el cual es asimilable a un modelo de peajes de distribución que utilice el VAD como estructura principal de asignación de costos..

4.3.1 Breve reseña del modelo de asignación según prorrata de costos

De acuerdo a lo enunciado en la sección 1.6.1 del primer capítulo, el modelo asigna los costos de la red de distribución a prorrata de alguna medida de utilización de esta última, la cual en el caso de la distribución eléctrica, corresponde a la potencia de punta transitada. De acuerdo a la estructura de costos base del capítulo I (ecuación 1.1), se obtiene un término unitario para la tarifa de acceso a la red, bajo el cual se paga por los costos marginales de ésta (según la potencia transitada por cada entidad que utiliza la red) y por los costos fijos de la red de distribución, a prorrata de la potencia transitada. La ecuación (1.23) enunciaba dicho pago:

$$a = c_0 + \frac{K_0}{Q_t} \quad (4.6)$$

Donde:

- a : tarifa unitaria de acceso (peaje) a la red de distribución, en [\$/kW]
- c_0 = costo marginal (por kW), por concepto de uso de la red de distribución, en [\$/kW]
- K_0 = costo fijo de la red de distribución, en [\$]

- Q : potencia total transitada por la red de distribución [kW], en la punta de éste sistema.

En síntesis, la fórmula 4.7 no expresa si el peaje se calcula para la empresa completa o para algún tramo en específico de la red. Si se emplea para la empresa completa, podría incurrirse en una suerte de aproximación, pero sin embargo, la empresa logra rentar el total de su red, cubriendo la totalidad de los costos fijos y variables, tal como se demostró en la sección 1.6.1 del capítulo I, ecuación (1.26). En el caso de calcularse el peaje por tramo de la red, se tiene la dificultad de asignar los costos marginales y fijos de cada tramo, prorrateándolos a los usuarios. Además, posteriormente, es necesario calzar los costos por tramo con los costos totales de la empresa distribuidora.

4.3.2. El Valor Agregado de Distribución como asignación de prorrata de costos

La estructura del Valor Agregado de Distribución, tanto en alta como en baja tensión de distribución, consiste básicamente en el cálculo de los costos medios de inversión, operación y mantenimiento, dependientes del nivel de potencia consumido, y de los costos fijos de atención al cliente, expresados en un monto anual (mensual) a pagar por cliente según tipo de medidor. Por de pronto, se obviarán los factores de expansión de pérdidas, que intervienen en la cuenta del usuario final³³.

De acuerdo al modelo según prorrata de costos, para un cliente de alta tensión (AT) regulado, el pago por concepto de utilización de las instalaciones de distribución (sólo por concepto de distribución, excluidas la generación y transmisión) de la empresa local, viene dado por la siguiente expresión:

³³ Los factores de expansión de pérdidas aparecen como multiplicadores del VAD en el cálculo del cargo correspondiente a cada opción tarifaria del cliente final [Doc tarifas, octubre 2000].

$$C_{AT} = c_M^{AT} \times q_{AT} + C_i$$

$$C_{AT} = \left(\frac{C_M^{AT}}{Q_t^{AT}} \right) \times q_{AT} + C_i \quad (4.7)$$

Donde:

- C_{AT} : costo total por concepto de uso del sistema de distribución para un cliente AT, en [\$]
- c_M^{AT} : costo marginal de inversión³⁴, operación y mantenimiento en AT, en [\$/kW]
- q_{AT} : potencia máxima transitada por el cliente AT, en [kW]³⁵
- C_i : costo fijo por atención al cliente según tipo de medidor “i”, en [\$]
- C_M^{AT} : costo total de inversión, operación y mantenimiento en AT de la empresa distribuidora, en [MM\$]
- Q_t^{AT} : potencia total cobrable a los clientes AT por la empresa distribuidora, [MW].

Para el caso de un cliente en BT, el pago por uso de la red de distribución implica un cobro por utilización de la red de AT y por la red de BT, por lo que, siguiendo la misma idea anterior, la expresión del costo de distribución es la siguiente:

³⁴ En este ejercicio, se han homologado los costos medios con los costos marginales.

³⁵ Puede considerarse que se trata de la potencia total AT coincidente con la punta del sistema de distribución.

$$\begin{aligned}
 C_{BT} &= (c_M^{AT} + c_M^{BT}) \times q_{BT} + C_i \\
 C_{AT} &= \left(\frac{C_M^{AT} + C_M^{BT}}{Q_t^{BT}} \right) \times q_{BT} + C_i
 \end{aligned} \tag{4.8}$$

Donde:

- C_{BT} : costo total por concepto de uso del sistema de distribución para un cliente BT, en [\$]
- c_M^{BT} : costo marginal de inversión, operación y mantenimiento en BT, en [\$/kW]
- q_{BT} : potencia transitada por el cliente BT, en [kW]
- C_M^{BT} : costo total de inversión, operación y mantenimiento en BT de la empresa distribuidora, en [MM\$]
- Q_t^{BT} : potencia total cobrable a los clientes BT por la empresa distribuidora, [MW].

Al comparar las ecuaciones (4.7) y (4.8) con la estructura de la tarifa de acceso del modelo según prorrata de costos de la ecuación (4.6), puede notarse una gran similitud conceptual. La gran diferencia entre ambas tarifas guarda relación con la naturaleza del costo variable cobrado. Mientras en el caso del modelo de asignación por prorrata de costos, se trata de un costo marginal por unidad de potencia, en el caso del VAD se trata de costos medios por unidad de potencia.

La diferencia expresada en el párrafo anterior podría zanjarse bajo el supuesto mencionado en el capítulo III, en el sentido de que, en ausencia de grandes economías de ámbito y excluyendo muy altas densidades de consumo, puede considerarse, para efectos de la distribución eléctrica, que los costos marginales son equivalentes a los costos medios.

4.3.3. Consideraciones acerca la asignación de los costos medios

La naturaleza de la actividad de distribución entrega costos que dependen directamente de la potencia transitada por las redes y costos que dependen directamente de la cantidad de clientes de la empresa distribuidora. En tal sentido, los costos representados en el VAD podrían clasificarse en uno de estos ámbitos según su dependencia³⁶:

a) Costos de inversión en redes de distribución

Dependen directamente de la potencia de diseño de las redes.

b) Costos de inversión en bienes muebles e inmuebles

La mayor parte de este tipo de costos depende básicamente del tamaño de la empresa y sus clientes, por ejemplo edificios, terrenos, equipos de oficina y equipos de computación. Una parte significativamente menor depende de la potencia y el tamaño de la red, como vehículos y equipos de laboratorio, maestranza, bodega y comunicaciones.

c) Costos de inversión en bienes intangibles y capital de trabajo

Resulta impreciso adjudicarles alguna dependencia, pero deberían depender en mayor medida de la cantidad de clientes de la empresa.

d) Costos de operación y mantenimiento

Dependen en mayor medida, de la potencia de la red, la cual determina las características técnicas para la inversión y ejecución de la mantención y la operación. Sin embargo, pueden presentar un carácter mixto debido a que la cantidad de los materiales y del personal depende también de la cantidad de clientes.

e) Costos fijos de atención al cliente:

³⁶ La siguiente clasificación atiende a la dependencia de los costos y no a la forma en que han sido estructuradas las fórmulas del VAD.

Dependen, tal como lo indica la estructura de cálculo presentada en la sección 4.2.2, de la cantidad de clientes que la empresa distribuidora posea por tipo de medidor.

Según esta clasificación, la ecuación (4.7) podría reformularse, desglosando los costos en variables y fijos. De este modo, si \mathbf{a}^i y \mathbf{b}^i ($\mathbf{a}^i + \mathbf{b}^i = 1$) representan los pesos por los cuales se reparten los costos mencionados entre dependientes y no dependientes de la potencia, puede identificarse una porción de costos variables y otra porción de costos fijos, respectivamente. Siguiendo el esquema del modelo de prorrata de costos, los costos fijos totales se prorratan según la potencia consumida por el cliente respecto a la potencia total. Así, la ecuación 4.7 puede escribirse de la siguiente manera³⁷:

$$C_{AT} = \left[frc \times \left(c_{dist}^{AT} + \mathbf{a}^1 c_{Mel}^{AT} + \mathbf{a}^2 \left(c_{BI}^{AT} + c_{CT}^{AT} \right) \right) + \mathbf{a}^3 c_{COyM}^{AT} \right] \times q_{AT} \\ + \left[frc \times \left(\mathbf{b}^1 C_{Mel}^{AT} + \mathbf{b}^2 \left(C_{BI}^{AT} + C_{CT}^{AT} \right) \right) \right] \times \frac{q_{AT}}{MW_{AT}} + C_i \quad (4.9)$$

En el caso de ser válido el supuesto que homologa los costos marginales con los costos medios, la ecuación (4.9) se convierte en la siguiente:

$$C_{AT} = \frac{\left[frc \times \left(C_{dist}^{AT} + \mathbf{a}^1 C_{Mel}^{AT} + \mathbf{a}^2 \left(C_{BI}^{AT} + C_{CT}^{AT} \right) \right) + \mathbf{a}^3 C_{COyM}^{AT} \right]}{MW_{AT}} \times q_{AT} \\ + \left[frc \times \left(\mathbf{b}^1 C_{Mel}^{AT} + \mathbf{b}^2 \left(C_{BI}^{AT} + C_{CT}^{AT} \right) \right) \right] \times \frac{q_{AT}}{MW_{AT}} + C_i \quad (4.10)$$

Factorizando y reagrupando términos, todos las ponderaciones (pesos) se suman y se obtiene la siguiente ecuación que es equivalente con (4.7)³⁸:

³⁷ Cuando los costos se expresan en minúsculas, implican costos marginales [\$/kW], mientras que si se expresan en mayúscula, implican costos totales [\$].

³⁸ El ejercicio anterior puede realizarse de la misma forma para el caso de la res de BT.

$$C_{AT} = \frac{[frc \times (C_{dist}^{AT} + C_{MeI}^{AT} + C_{BI}^{AT} + C_{CT}^{AT}) + C_{COyM}^{AT}]}{MW_{AT}} \times q_{AT} + C_i$$

$$C_{AT} = \left(\frac{C_M^{AT}}{Q_t^{AT}} \right) \times q_{AT} + C_i \quad (4.11)$$

El ejercicio anterior demuestra que, independiente de la naturaleza de los costos de distribución respecto a su dependencia a la potencia o a la cantidad de clientes, bajo el supuesto de homologación de costos marginales con costos medios, el VAD es conceptualmente equivalente al modelo de asignación según prorrata de costos.

4.4 Formulación práctica del modelo de peajes de distribución basado en el VAD

De acuerdo con las nuevas propuestas regulatorias del sector eléctrico chileno, recogidas del nuevo anteproyecto de ley DFL1, resulta importante definir el esquema de peajes de distribución basado en el VAD, de forma que éste sea acorde con la entrada de los comercializadores al sector, los cuales, se posesionarían, en forma competitiva, en el segmento de clientes con consumo mayor a 200 [kW]. Para ello se propone un modelo que utiliza el VAD como herramienta de estimación de los costos variables y fijos de las empresas distribuidoras, lo cual, tal como se argumentó en la sección anterior, equivale a utilizar un modelo de asignación según prorrata de costos.

Al poseer todas las empresas de distribución en Chile una tarifa a clientes regulados basada en el VAD, es posible desglosar dicha metodología, separar sus componentes entre aquellas que sean apropiadas de incluir en un peaje de distribución y aquellas que son parte de la atención comercial del cliente. De este modo, para un escenario de separación de actividades en competitivas y reguladas, se obtiene un peaje regulado de distribución destinado a remunerar la actividad monopólica de la distribución (el negocio de los “cables”), más un cargo no regulado que efectúa el comercializador por concepto de atención al cliente, que remunera la actividad de comercialización en forma competitiva.

Las ventajas de utilizar el VAD como metodología para establecer el peaje de distribución cobrado por las empresas distribuidoras son las siguientes:

a) Coherencia regulatoria

El VAD como metodología de peajes es coherente con la actual legislación chilena en materia de tarificación de la distribución para clientes regulados y, de acuerdo a las perspectivas de cambios en el DFL1, también lo será en el futuro.

b) Coherencia teórica

Si bien el VAD se utiliza globalmente para tarificar la empresa modelo completa de acuerdo a los costos medios, es también coherente en términos teóricos con el modelo de asignación según prorrata de costos³⁹, ampliamente utilizado internacionalmente.

c) Costos según empresa modelo

Al ser el VAD basado en una empresa modelo, utilizarlo para tarificar los peajes implica incentivar a la eficiencia de la empresa distribuidora, aún cuando el cliente no sea efectivamente atendido por ella.

d) Características particulares de cada empresa

A través de los VAD de las diferentes áreas típicas, es posible estimar un peaje de distribución que capte, bajo ciertas restricciones, homologaciones y condiciones de economías de escala, las particularidades de cada empresa distribuidora⁴⁰.

³⁹ Dicha coherencia se basa en la homologación de costos medios como costos marginales de distribución, tema analizado en la sección anterior

⁴⁰ Sin embargo, el éxito de esta ventaja depende estrictamente de la precisión propia del VAD para diferenciar los costos y tipo de red de cada empresa a través de la construcción de la empresa modelo. De este modo, el cumplimiento de este objetivo es exógeno al modelo de peajes propiamente tal.

4.4.1 Supuestos del modelo

La metodología de peajes de distribución según el VAD se basa en los siguientes supuestos:

a) Aplicación a Chile

El modelo se aplica en Chile, a empresas de distribución chilenas y amparado en la actual legislación y reglamentación vigentes, más aquellos conceptos probablemente aplicados en futuras modificaciones legales.

b) Separación de actividades

Existe una separación de actividades en competitivas (comercialización) y reguladas (distribución) para el segmento de clientes libres⁴¹, mientras que los clientes regulados sólo pueden ser atendidos por la empresa distribuidora.

c) VAD de la última fijación tarifaria

Para efectos de modelar el VAD, se utilizarán los valores de la fijación tarifaria del año 2000, según las áreas típicas y empresas modelo allí especificadas y las características de dimensionamiento de la empresa modelo que allí se autorizan. El detalle de dichos conceptos se encuentra en la referencia [CNE100] y en el capítulo III del presente trabajo.

4.4.2. Esquema de separación de actividades y asignación de costos

El primer paso para la elaboración del modelo corresponde a identificar aquellas partidas de costo que son asignadas al peaje de distribución y aquellas que son parte del cargo competitivo cobrado por el comercializador.

Básicamente, los costos son asignados a las actividades de distribución o comercialización de acuerdo a la función que cumplen respecto al cliente final. En

⁴¹ Alternativamente, puede suponerse el caso de clientes libres que autoriza el actual DFL1, los cuales consumen más de 2 MW y pueden ser atendidos por las empresas generadoras

forma global, aquellos costos incurridos en la atención comercial del cliente son de responsabilidad de la empresa comercializadora (incluyendo costos de inversión y de explotación). Además, todos los costos de inversión y explotación de los empalmes y medidores son asignados a la comercializadora⁴². Por otra parte, todos aquellos costos que involucren la inversión y explotación de las redes de distribución son de responsabilidad de la empresa distribuidora, por lo que forman parte del peaje respectivo. A continuación se analizan las partidas del VAD en forma separada y son asignadas al segmento correspondiente.

4.4.2.1 Costos fijos de atención al cliente

En el caso de separación de actividades en comercialización y distribución, los costos de atención al cliente, que implican lectura de medidores, facturación y remuneración de personal destinado a la atención del cliente, son asumidos íntegramente por la empresa comercializadora, ya que no implican directamente el uso de las redes de distribución. La asignación anterior es coherente con la separación aplicada en el Reino Unido, donde las actividades mencionadas son efectivamente realizadas por el comercializador, excepto el caso de la lectura de medidores, ítem que era adjudicado inicialmente a las empresas distribuidoras, pero ya existe información que indica que será reasignado en la actividad de comercialización [OFF299]. Además, la asignación de estos costos a la empresa comercializadora es coherente con aquella expuesta por la tesis de Felipe Reyes [Reye00].

En términos prácticos, los costos unitarios que aparecen en la ecuación (4.3), es decir, CFE, CFD y CFH, no forman parte del peaje de distribución. Estos costos dejarían de ser regulados por el VAD como en el caso de los clientes regulados, y serían cobrados por la comercializadora en forma competitiva.

⁴² Cabe señalar que los costos de inversión y mantenimiento de los empalmes y medidores no se enmarcan dentro del VAD actualmente

4.4.2.2 Costos por pérdidas medias de distribución

Las pérdidas técnicas dependen exclusivamente de la eficiencia de las redes del distribuidor, por lo que integran el peaje de distribución. Las pérdidas por concepto de incobrables representan alrededor de un 5% de las pérdidas totales en AT y de un 4% en BT. Las cuentas impagas deberían ser cobradas al la empresa comercializadora, mientras el hurto de energía debería ser responsabilidad de la distribuidora.

4.4.2.3 Costos de inversión en instalaciones de distribución

Todos los costos por este concepto son atribuidos a la empresa distribuidora, debido a que prestan un servicio de transporte de la energía hasta el cliente final y constituyen el grueso del negocio de la empresa distribuidora.

4.4.2.4. Costos de inversión en bienes muebles e inmuebles

Las instalaciones muebles e inmuebles, en general, prestan servicios a la empresa como un todo y resulta complicado adjudicarlas a actividades de distribución y/o comercialización. Resulta claro que es necesario estimar una prorrata de cada ítem de costos en bienes muebles e inmuebles para adjudicar cada uno de ellos a las distintas actividades. Lo anterior llevaría a la existencia de costos de inversión en bienes muebles e inmuebles, en adelante CMeI, de tipo regulado (distribuidora) y no regulado (comercializadora).

Se realizó la separación de estos costos en base a un estudio de los CMeI de empresas distribuidoras reales típicas que operan en Chile, integrando información parcial de empresas de todas las áreas típicas. Se especificaron tres actividades a las cuales se asignaron los CMeI. A saber, dichas actividades son la suma de variadas sub-actividades a las cuales se asignan los CMeI por parte de las empresas reales típicas estudiadas. Las tres actividades consideradas fueron: actividades a rentar por peaje de distribución, actividades de gestión comercial, atribuibles al comercializador y otras actividades (las cuales pueden incorporar, por ejemplo, CMeI atribuibles a redes de sub-transmisión, no incluidas en el VAD).

Los bienes muebles e inmuebles más significativos para una empresa distribuidora típica en Chile son los equipos computacionales y los equipos de comunicación, seguido por los edificios y los terrenos. Al respecto, el alto valor unitario y la cantidad de equipos de computación específicos para la administración y operación de la red implican su alto porcentaje respecto al total. Los equipos de comunicaciones, como los equipos telecomandados, son significativos debido a su alto costo y amplio uso en las redes de AT. Respecto a los edificios y sus terrenos asociados, destacan los de atención comercial, administrativos, de control de la red y bodegas. La siguiente tabla muestra los porcentajes en los cuales se reparte el valor de los ítems de bienes muebles e inmuebles en las actividades consideradas:

Tabla 4.4: Asignación de bienes muebles e inmuebles de empresa real

Ítem de CmeI empresa real	Distribución (%)	Comercialización (%)	Otros (%)
Terrenos	40,5%	33,0%	26,4%
Edificios	43,1%	42,0%	14,9%
Vehículos	33,1%	2,7%	64,2%
Equipos de laboratorio	63,9%	0,7%	35,3%
Equipos de Computación	28,9%	19,7%	51,4%
Equipos de Maestranza y Bodega	43,9%	0,3%	55,8%
Equipos de Comunicaciones	32,5%	19,7%	47,8%
Equipos de Oficina	48,6%	27,6%	23,8%
Total Empresa	36,9%	21,1%	40,9%

La tabla anterior indica que, alrededor de un 40% de los bienes muebles e inmuebles puede ser atribuido a actividades no consideradas para efecto de separar los ítems necesarios para el peaje de distribución. Destacan de la tabla anterior los equipos computacionales, utilizados en toda la empresa. La misma situación se observa en los equipos de comunicaciones. Tanto los equipos de bodegaje como de laboratorio no se asignan a la atención del cliente. Finalmente, un importante porcentaje de los edificios y terrenos es asignado a actividades de atención a clientes, tales como centros de llamado y locales de pago de servicios de distribución.

Tomando sólo en cuenta a la distribución eléctrica (sin considerar el ítem “otros”), de la tabla anterior se obtiene la siguiente distribución de los CmeI:

Tabla 4.5: Asignación de bienes muebles e inmuebles a actividades de distribución

Ítem de CmeI, sólo distribución eléctrica	Distribución (%)	Comercialización (%)
Terrenos	55,1%	44,9%
Edificios	50,6%	49,4%
Vehículos	92,5%	7,5%
Equipos de laboratorio	98,9%	1,1%
Equipos de Computación	59,5%	40,5%
Equipos de Maestranza y Bodega	99,4%	0,6%
Equipos de Comunicaciones	62,3%	37,7%
Equipos de Oficina	63,7%	36,3%
Total Empresa	62,5%	37,5%

En conclusión, según el estudio para empresas reales típicas realizado, un 62% de los bienes muebles e inmuebles es considerado adjudicable dentro del peaje de distribución, mientras el 38% restante es considerado como atribuible a la actividad de atención al cliente.

4.4.2.5 Costos por bienes intangibles y capital de trabajo

Ambos ítems representan costos difíciles de asignar para efectos de peaje o atención comercial. Ambas partidas pueden asociarse a la distribución, sobre todo para el caso del capital de trabajo, asociado en mayor medida con la operación de las redes. En ausencia de claridad regulatoria acerca de la asignación de estas partidas, se utilizarán los porcentajes que son vigentes actualmente en el Reino Unido: 90% de estos costos son asignados al peaje de distribución y el 10% restante a la comercialización [OFF499].

4.4.2.6 Costos de operación y mantenimiento

Los costos de operación y mantenimiento se dividen en remuneración de personal propio, servicios contratados a terceros, materiales y equipos y otros COyM. El valor final de cada uno de estos ítems depende fundamentalmente del mix de actividades realizadas con personal propio y subcontratadas, que resulte óptimo para la empresa modelo de acuerdo a la minimización de sus costos.

A partir del formato presentado en la tabla 4.6, la siguiente tabla indica los porcentajes de cada sub-actividad respecto al valor total del COyM. Nuevamente, los datos corresponden a un estudio de los COyM de empresas reales típicas operando en Chile, a partir de información parcial de diversas empresas que componen las áreas típicas.

Tabla 4.6: Asignación de COyM a actividades de distribución

Actividad	Remuneración personal propio (%)	Servicios contratados a terceros (%)	Materiales y Equipos (%)	Otros CoyM (%)
Distribución AT	11,5 %	21,6 %	1,7 %	8,0 %
Distribución BT	10,6 %	33,1 %	1,1 %	7,6 %
Subestaciones de Distribución	2,7 %	0,1 %	0,1 %	1,9 %
Atención de clientes AT	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0%
Atención de clientes BT	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0%
Total Empresa	24,8%	54,8%	2,9%	17,5%

Puede apreciarse que el grueso del COyM es asignado a actividades adjudicables dentro de los peajes de distribución, especialmente en el caso de redes de distribución de AT y BT. Destaca la importante cantidad de recursos destinados a la remuneración de servicios contratados a terceros (55%).

Bajo el punto de vista de los porcentajes que entrega la tabla anterior, la totalidad del costos por concepto de operación y mantenimiento es asignada a los peajes de distribución. Sin embargo, puede darse la situación el la cual un consultor del proceso de VAD cargue ciertas partidas de COyM a actividades adscritas al peaje de distribución para el caso de clientes regulados y, sin embargo, ellas constituyan más bien una actividad que, en el caso de separación de actividades, sean realizadas por la empresa comercializadora. Tal es el caso, por ejemplo, del mantenimiento de los medidores, actividad sobre la cual deberá pronunciarse la autoridad acerca de quién la

realiza⁴³. Pueden además existir otras actividades de operación y mantenimiento de menor relevancia que sean adjudicadas a la gestión de clientes, como mantención de oficinas comerciales.

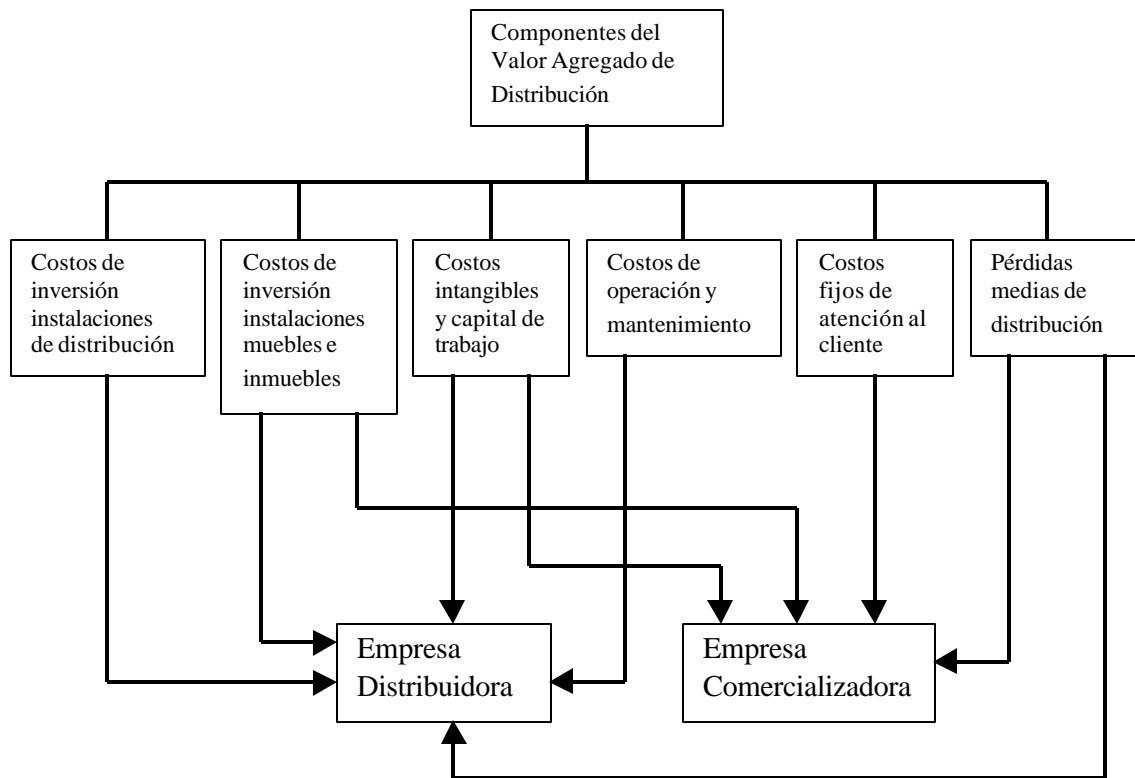
Pese a la incertidumbre que aún existe respecto a la asignación de los COyM, se utilizará, como caso base, aquel emanado de la tabla 4.6, es decir, considerando el 100% de los COyM adjudicados a la actividad de distribución. Sin embargo, al sensibilizar el modelo, se modificará este porcentaje, introduciendo así la posibilidad de que actividades como el mantenimiento de medidores sean asignadas al comercializador y, por ende, eliminadas del peaje de distribución.

4.4.3. Resumen y resultados para el caso base

De acuerdo al análisis de las secciones anteriores, se entrega a continuación un diagrama que ejemplifica, en forma esquemática, cómo se distribuyen los costos que integran el Valor Agregado de Distribución, en el esquema de separación de actividades propuesto. Cabe destacar que, en dicho diagrama, no se incluyen los costos de inversión, mantención y operación de los medidores, ya que actualmente no forman parte del VAD.

⁴³ No es posible advertir desde el anteproyecto de modificación al DFL1, quién realizará tal actividad. A modo de ejemplo, en el Reino Unido, la mantención de medidores es ejecutada por la empresa distribuidora.

Figura 4.1: Diagrama de división de costos en distribución y comercialización



A partir de todas las partidas analizadas y recogiendo los resultados de la sección 4.4.2 (resumidas en el diagrama anterior), se adjunta a continuación un resumen de los costos que componen el VAD, asignados a distribución o comercialización, junto con los porcentajes respectivos. Los resultados anteriores equivalen al caso base del estudio para BT y AT.

Tabla 4.7: Resumen asignación de actividades

Ítem de costos	Peaje de distribución (%)	Comercialización (%)
Costos fijos de atención al cliente	0 %	100 %
Costos por pérdidas medias de distribución	100 %	0 %
Costos de inversión en inst. de distribución	100 %	0 %
Costos de inversión en inst. muebles e inmuebles	62 %	38 %
Costos por bienes intangibles	90 %	10 %
Capital de trabajo	90 %	10 %
Costos de operación y mantenimiento	100 %	0 %

A partir de los porcentajes de la tabla anterior y el peso de las componentes anteriores en el VAD, se configura el caso base, el cual representa una empresa distribuidora ficticia ubicada en Chile. Se adjuntan a continuación dos tablas que muestran, en la primera columna, las partidas que componen los costos típicos de inversión, operación y mantenimiento del VAD, junto con los porcentajes de cada una de ellas respecto de la empresa ficticia elaborada. En la segunda columna, se aplican los porcentajes de la tabla 4.12, obteniéndose el porcentaje de cada ítem en el peaje y el porcentaje total de éste respecto al VAD total. La primera tabla muestra los resultados para AT, y la segunda para BT.

Tabla 4.8: Porcentajes de cada ítem del VAD y del peaje en AT

Ítem de costos en AT	Porcentaje sobre el VAD (%)	Porcentaje al peaje de distribución (%)
Anualidad inst. distribución	36,1 %	36,1 %
Anualidad inst. muebles e inmuebles	1,4 %	0,9 %
Anualidad bienes intangibles	0,8 %	0,7 %
Anualidad capital de explotación	3,4 %	3,1 %
COyM anual	58,3 %	58,3 %
Total	100,0 %	99,1 %

Tabla 4.9: Porcentajes de cada ítem del VAD y del peaje en BT

Ítem de costos en BT	Porcentaje sobre el VAD (%)	Porcentaje al peaje de distribución (%)
Anualidad inst. distribución	36,3 %	36,3 %
Anualidad inst. muebles e inmuebles	1,5 %	1,0 %
Anualidad bienes intangibles	0,8 %	0,7 %
Anualidad capital de explotación	3,5 %	3,2 %
COyM anual	57,9 %	57,9 %
Total	100,0 %	99,0 %

Puede apreciarse que, en el caso de la alta tensión, el peaje de distribución que conforma el caso base, tiene un valor de un 99,1% de los costos de inversión, operación y mantenimiento del VAD, según la empresa distribuidora típica establecida. Ello se debe a la escasa ponderación de los bienes muebles e inmuebles, bienes intangibles y capital de trabajo respecto a los costos de inversión en distribución y los COyM. La conformación de porcentajes en BT es muy similar al caso anterior, salvo por una ligera variación en el peso relativo de los COyM.

Como conclusión, puede decirse que, dados los supuestos de esta sección, el peaje de distribución (caso base), asciende, tanto para AT como para BT, a cerca de un 99% de los costos de inversión, operación y mantenimiento del VAD, para una empresa distribuidora típica operando en Chile. Ello sin considerar los costos de atención del cliente y los factores de expansión de pérdidas.

4.5 Sensibilidad del modelo e impacto en los peajes de distribución

Los resultados para el caso base, que muestran un 99% de los costos del VAD asignados al peaje de distribución, se basan en información parcial de diversas empresas distribuidoras, por lo cual los valores podrían sufrir modificaciones, según las características propias de cada área típica y los criterios que establezca el regulador. Es por ello que, en esta sección, se introducen ciertas modificaciones y sensibilizaciones en aquellas partidas especialmente sensibles a futuros cambios regulatorios respecto de las componentes finales del peaje de distribución. Dichas modificaciones se evaluarán, en primera instancia, respecto a los resultados de peaje del caso base, establecido en 4.4.3. En segunda instancia, se evaluarán las sensibilidades que ocasionarían las mismas partidas en un esquema teórico de tarifas al cliente final no regulado.

4.5.1 Partidas sensibles a modificaciones

Las partidas de costos que podrían presentar modificaciones respecto a su introducción en los peajes de distribución y al caso base, son los costos de instalaciones muebles e inmuebles y los costos de operación y mantenimiento (COyM). Debido a la utilización de recursos compartidos entre actividades sujetas a peaje (reguladas) y actividades de comercialización (competitivas), estas partidas

podrían sufrir modificaciones respecto a los porcentajes presentados en el caso base como un ejercicio teórico.

Para efectos de la sensibilidad del modelo se modificaron las siguientes partidas y en la siguiente forma:

a) Costos de inversión en bienes muebles e inmuebles:

El estudio presentado en el caso base arrojó un 62% de los CMeI asignado como costo incluido en el peaje de distribución y un 38% asignado a la comercialización. Dicho porcentaje se sensibilizará a un 50%, 70% y 80%.

b) Costos de operación y mantención:

El análisis de empresas modelo arrojó que el 100% de los COyM son asignados al peaje. Debido a la posibilidad de incorporar parte de estos costos a la comercialización, se sensibilizó el porcentaje anterior a un 95%, 90% y 85%.

c) Tasa de descuento de las inversiones:

Los cambios del nuevo anteproyecto de modificación al DFL1 indican que probablemente se modificará la tasa de descuento a las inversiones de distribución fija de un 10%, por una tasa variable siguiendo un esquema tipo CAPM⁴⁴[CNE300]. En este contexto futuro, la tasa de descuento sería propia de cada empresa y dependería de su propia calificación de riesgo. Es por lo anterior que se introduce el efecto de una sensibilización de la tasa de descuento, modificándola a 9,75%, 9,5%, 10,25% y 10,5%.

De las tres sensibilidades antes mencionadas, aquella que modifica la tasa de descuento es exógena a las partidas del VAD consideradas en el peaje de distribución. Sin embargo, dado el tipo de industria de la distribución eléctrica, intensiva en capital, una modificación de menos de un punto porcentual en la tasa de

⁴⁴ CAPM: (Capital Asset Pricing Model), modelo financiero de valorización, por el cual la tasa de descuento de las inversiones viene dada por la suma de la tasa libre de riesgo más un premio por el riesgo intrínseco de cada empresa.

descuento puede ocasionar grandes disminuciones en las utilidades de las empresas. Es por ello que se ha introducido esta sensibilidad y evaluado su impacto en el esquema de peajes propuesto.

4.5.2 Resultados: impacto en el peaje de distribución

Al aplicar las sensibilidades en las partidas mencionadas es posible medir su impacto en el valor del peaje de distribución. Para efectos de este análisis, se supondrá que los costos de inversión, operación y mantenimiento, constituyen la totalidad del peaje de distribución, prescindiendo de los factores de expansión de pérdidas, los cuales se incorporan en el cálculo de las tarifas finales. Además, el análisis presentado, al basarse en una empresa distribuidora típica ficticia, operando en Chile, se homologa a todas las áreas típicas de distribución.

Los siguientes dos gráficos muestran los resultados en términos de la variación del peaje de distribución del caso base según las sensibilidades propuestas. Los resultados se entregan en términos monetarios [\$/kW-año].

Figura 4.2: Sensibilidad en el peaje de distribución AT

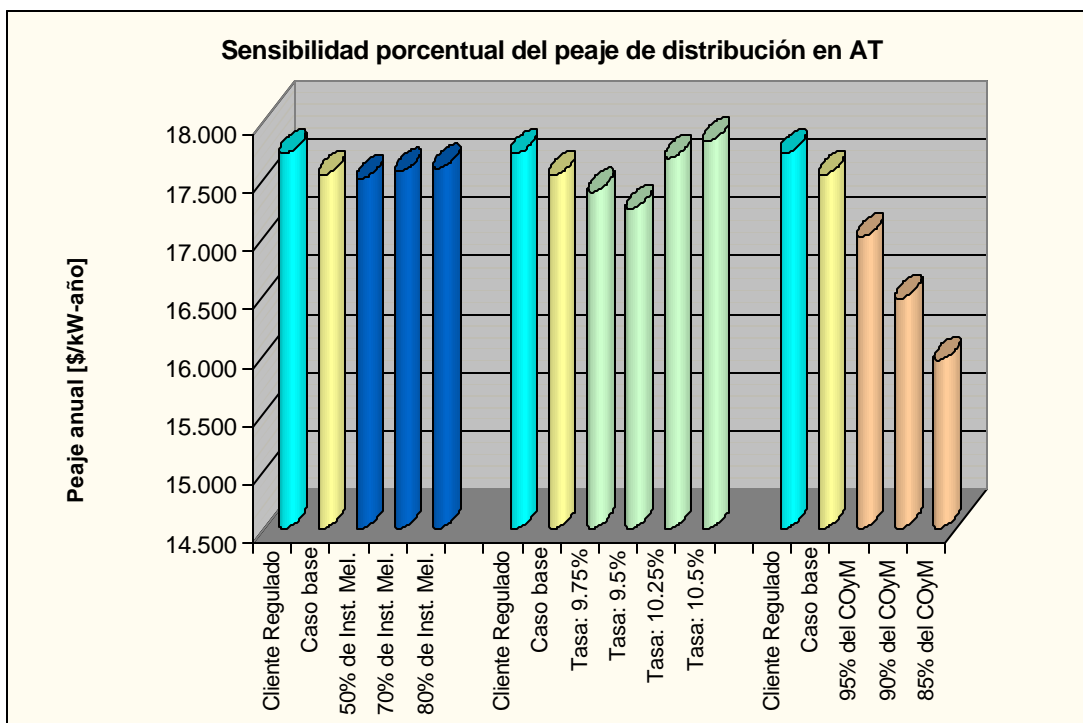
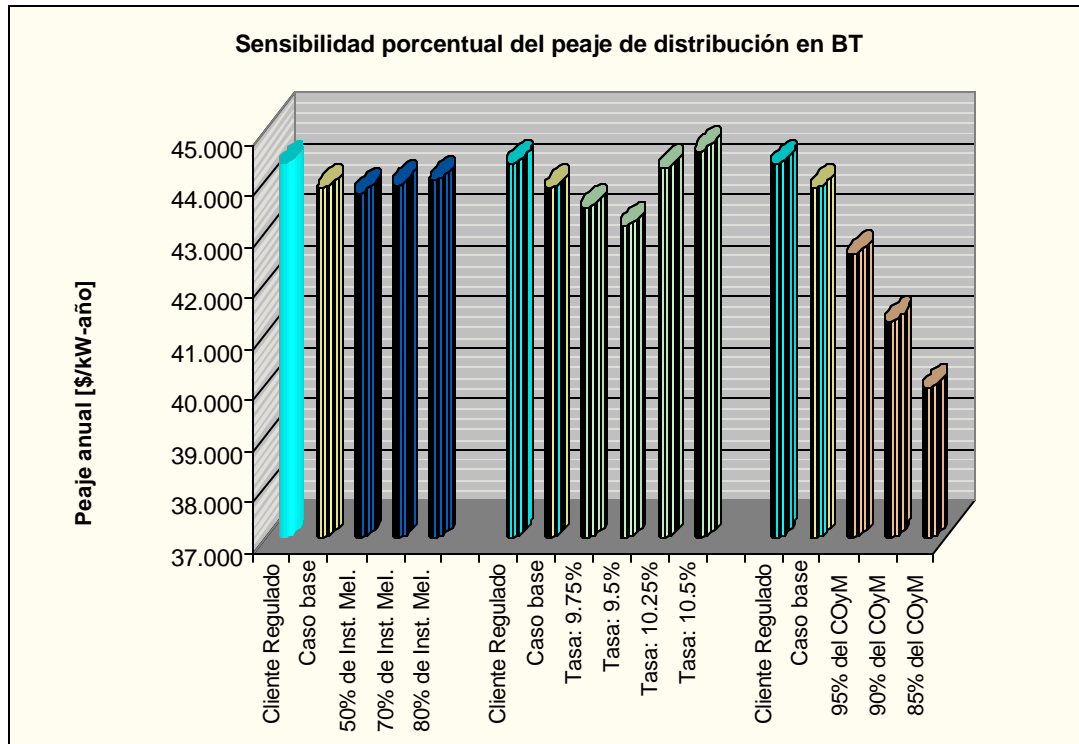
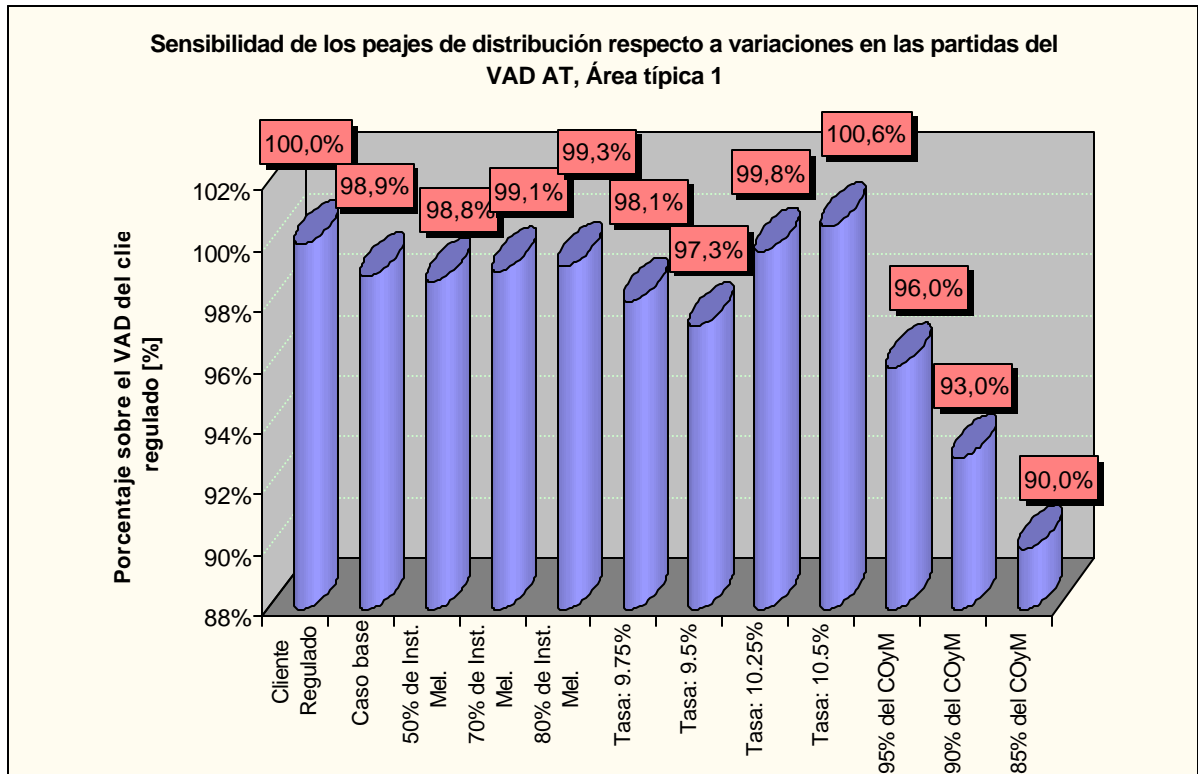


Figura 4.3 Sensibilidad en el peaje de distribución BT



Respecto del impacto en el peaje de distribución, los CMeI, debido a su poco peso en el total del peaje, provocan sólo pequeñas perturbaciones en el resultado final de éste. En el caso de las variaciones en la tasa de descuento, se perciben mayores diferencias, debido al importante peso de la anualidad de las inversiones en el área de la distribución. Finalmente, los costos de operación y mantenimiento son el ítem más sensible a las variaciones del porcentaje incluido en el peaje. Si bien son las inversiones el ítem preponderante de los costos, la anualidad de éstas es casi diez veces menor, dado el largo tiempo de vida útil del equipamiento necesario (30 años). Ello implica que, para la fijación del peaje de distribución, es muy relevante un adecuado dimensionamiento de los costos de explotación de la red. Para efectos de ilustrar las diferencias porcentuales provocadas por la sensibilidad, se adjunta el siguiente gráfico que muestra las diferencias en términos porcentuales. Los porcentajes se calculan en base la reducción del peaje respecto al VAD del cliente regulado (costos de inversión, operación y mantenimiento).

Figura 4.4: Sensibilidad porcentual en el peaje de distribución



Del gráfico anterior, puede demostrarse que los bienes muebles e inmuebles influyen sólo en la banda del 1% de variación del peaje de distribución. La modificación en la tasa de descuento provoca una disminución lineal en el VAD, donde cada 0,25 puntos porcentuales de variación en la tasa, provoca variaciones cercanas a un 1% del peaje. Finalmente, respecto a la sensibilidad de los COyM, cada 5% de éste que se deja de considerar en el peaje de distribución, provoca una disminución del VAD de alrededor de un 3 a 3,5% respecto al cliente regulado. Finalmente, cabe destacar que la disminución del COyM a un 85% de su valor ocasiona una baja de un 10% en el peaje de distribución. Se concluye, por tanto, que la definición de los COyM y de la tasa de descuento constituyen los principales factores que determinan el valor del peaje de distribución para una empresa distribuidora en Chile.

4.6 Sensibilidad e impacto en las tarifas al cliente libre

Una vez estudiado el impacto en los peajes de distribución de las sensibilidades propuestas en la sección anterior, se analiza el impacto de éstas últimas en un posible esquema de tarifas finales al cliente libre. Bajo el actual marco legal [CNE82], un cliente libre posee dicha facultad si presenta una potencia conectada mayor a 2000 [kW]. De aprobarse el nuevo cuerpo legal [CNE300], aquellos clientes con una potencia conectada mayor a 200 [kW], pueden acceder a tarifas libres.

El objetivo de esta sección es estimar el efecto del monto del peaje de distribución, calculado a partir del modelo según VAD explicado, en la tarifa total pagada por el cliente libre a la empresa comercializadora, incorporando a la vez el efecto del ejercicio de sensibilidad presentado en la sección anterior. Para ello se considerará que el cliente libre posee un a potencia conectada mayor a 200 [kW].

Las tarifas a los nuevos (y antiguos) clientes libres no serán reguladas por la autoridad, y no existe actualmente algún indicio de la estructura tarifaria que utilizarían, en tal escenario, las empresas comercializadoras. Ante esta situación, la metodología adoptada en el presente capítulo para evaluar el impacto del valor del peaje de distribución en las tarifas al usuario final, es suponer que la estructura de dichas tarifas será similar a la aplicada por las empresas distribuidoras a sus clientes regulados con consumo mayor a 200 [kW] en la actualidad.

4.6.1 Supuestos del análisis

Para efectos de incorporar el impacto de los peajes de distribución en el esquema propuesto de tarifas finales, se han utilizado los siguientes supuestos:

a) Estructura tarifaria

Las empresas comercializadoras aplican una estructura tarifaria a sus clientes libres que es similar a la utilizada actualmente las empresas distribuidoras para atender a sus clientes regulados, incorporadas en el decreto tarifario N° 300 de 1997 [CNE297].

b) Probables opciones tarifarias utilizadas por el segmento de clientes analizado

Dada la potencia mínima para entrar al segmento de clientes libres (200 [kW]), se ha supuesto que las opciones tarifarias que manejarían dichos clientes son: BT3 y BT4 en baja tensión de distribución (BT) y AT3 y AT4 en alta tensión de distribución (AT).

c) Aplicación de datos de la fijación tarifaria del año 2000

Para efectos de incorporar todos los datos que involucra cada opción tarifaria en cada área típica, se utilizan los valores propuestos por la autoridad (CNE) en el documento de octubre del año 2000: “Ponderación de Valores Agregados de Distribución y Tarifas Básicas Preliminares” [CNE200].

d) Precios a nivel generación - transmisión

Para efectos de comparar los resultados por área típica, se ha supuesto que todas las empresas distribuidoras utilizan un precio a nivel de generación - transmisión homogéneo. En la práctica, las empresas distribuidoras utilizan precios de nudo que son propios de cada subestación, incorporando las pérdidas en las redes de transmisión (factores de penalización) y de subtransmisión (recargos por transformación). Sin embargo, el objetivo del presente trabajo es comparar los resultados a nivel de empresas distribuidoras, por lo que se ha realizado el supuesto mencionado. El precio de nudo de energía y potencia utilizado es aquel calculado en la fijación de precios de nudo de abril de 2000 [CNE400].

En el anexo N° 2 se detallan las fórmulas para obtener las opciones tarifarias utilizadas, así como los valores de sus principales componentes de acuerdo a lo dispuesto por la CNE para el año 2000 [CNE200].

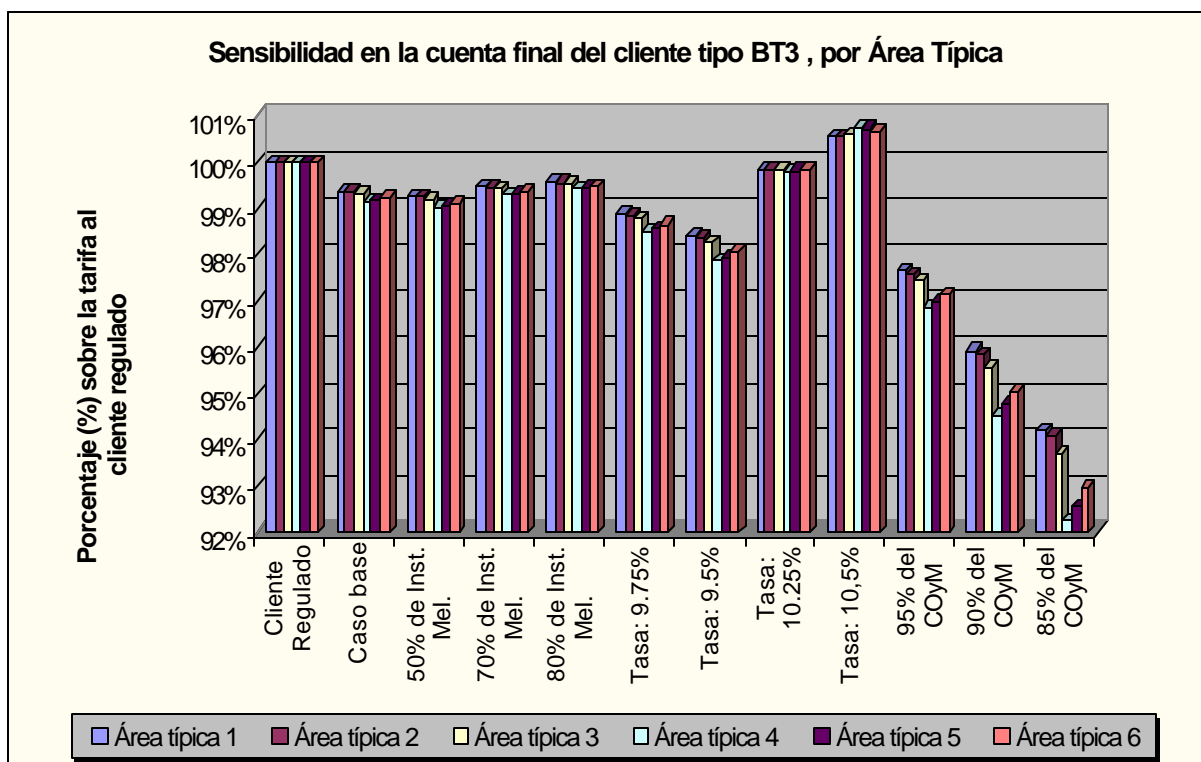
4.6.2 Impacto de los peajes de distribución en la tarifa de los clientes libres tipo BT3

Las opciones de tarifa BT3 y AT3, son para clientes con demanda máxima leída. Es decir, se aplica a clientes con medidor simple de energía y demanda máxima leída [CNE297]. La tarifa se compone de un cargo fijo por cliente [\$/cliente], un cargo por energía consumida [\$/kWh-mes] y de un cargo por potencia máxima [\$/kW-mes]. El cargo por potencia tiene dos opciones, dependiendo de las

características de consumo del usuario. Si se considera que el cliente consume en la punta, se le cobra un cargo por potencia presente en punta (pp). De lo contrario, el cliente recibe un cargo de potencia parcialmente presente en punta (ppp). Para efectos de este trabajo y por simplicidad, se estudió la tarifa BT3 pp. (presente en punta).

El siguiente gráfico muestra la sensibilidad en la tarifa final al cliente libre tipo BT3 pp., respecto de las variaciones en las partidas del peaje de distribución, para cada una de las áreas típicas de distribución y en forma porcentual respecto a la tarifa al cliente regulado.

Figura 4.5. Sensibilidad en la tarifa final al cliente libre tipo BT3 pp.



Del gráfico puede observarse que, en términos de la tarifa al cliente libre, la sensibilidad en los bienes muebles e inmuebles es mínima, menor al 0,5% respecto al cliente regulado. Una tasa de descuento de un 9,5 % rebaja las tarifas entre un 1% y un 1,5% respecto del cliente regulado y las rebajas en el CoyM ocasionan importantes

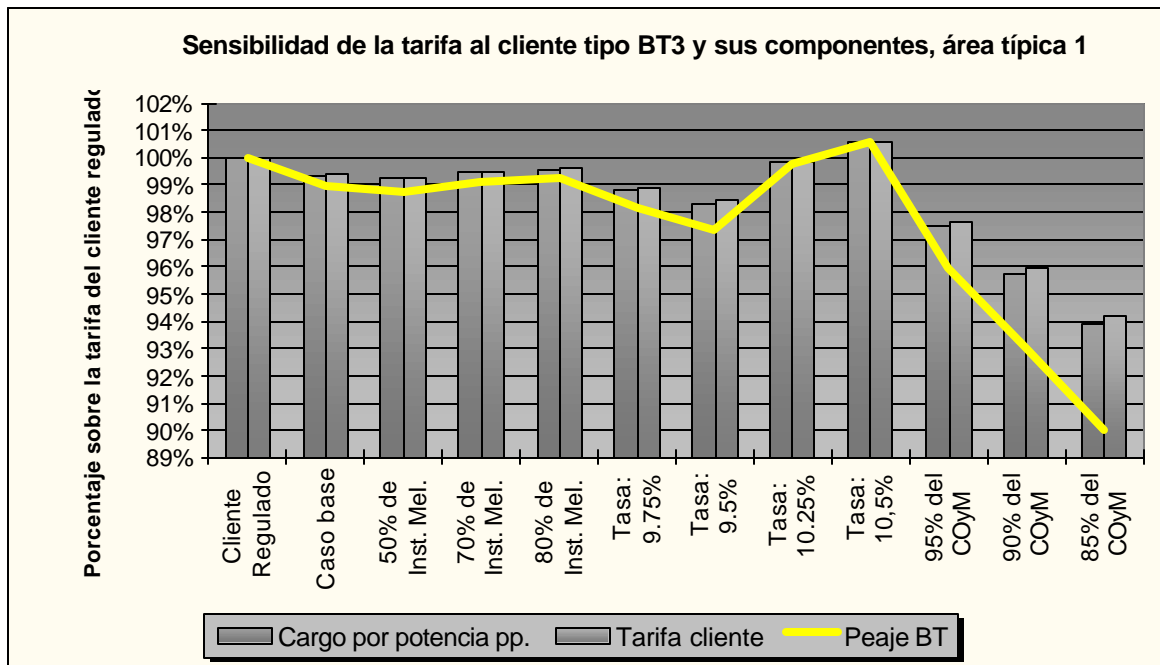
disminuciones en la tarifa final, que llegan a casi un 5% para el caso de utilizar un 85% del COyM en el peaje de distribución.

No todas las áreas típicas se comportan de igual forma ante las modificaciones en el peaje. Ello se debe a la incidencia de los índices propios de cada área típica, como los factores de coincidencia y de sectorialización de costos. En términos generales, los cargos por potencia involucran la suma del precio de nudo de potencia (cargo por concepto de generación – transmisión) con el cargo por distribución (peaje), multiplicados ambos por los respectivos factores de coincidencia con la punta de generación y distribución. Las diferencias entre estos factores por área típica y empresa, implican que el cargo por distribución tenga mayor o menor peso respecto del total de la tarifa. De este modo, la sensibilidad de cada área típica depende del peso que posea el peaje de distribución respecto de la tarifa final (que incluye generación y distribución).

Debido a las razones expuestas en el párrafo anterior, el gráfico muestra que las áreas típicas 1 y 2 (las más importantes distribuidoras como CHILECTRA y CGE, entre otras) poseen menor sensibilidad a los cambios que las restantes, debido a que presentan factores de sectorialización de costos y de coincidencia menores en términos relativos, con el consiguiente mayor peso de los precios de generación respecto de la tarifa final. Además, debido a los menores valores del peaje de distribución de estas áreas típicas, los cuales reflejan mayor densidad de consumos e importantes economías de escala en los costos, el peso del precio de generación-transmisión es mayor en términos porcentuales.

El siguiente gráfico muestra la evolución de la tarifa al cliente final, comparada con el peaje de distribución AT y con el cargo por potencia de punta de la tarifa BT3, para el área típica 1, respecto a las sensibilidades propuestas. Los resultados se entregan en términos porcentuales respecto al valor de la tarifa del cliente regulado BT3, la cual considera el cobro completo del VAD.

Figura 4.6. Evolución comparativa del cargo al cliente libre tipo BT3 pp.



Como puede apreciarse en el gráfico, el cargo por potencia, que se compone del precio de nudo de potencia más el cargo por uso del sistema de distribución, es más sensible que la tarifa al cliente, ya que esta última incorpora además el precio de nudo de energía, lo cual reduce el peso relativo del costo de la distribución. A su vez, el VAD resulta ser aún más sensible que los anteriores.

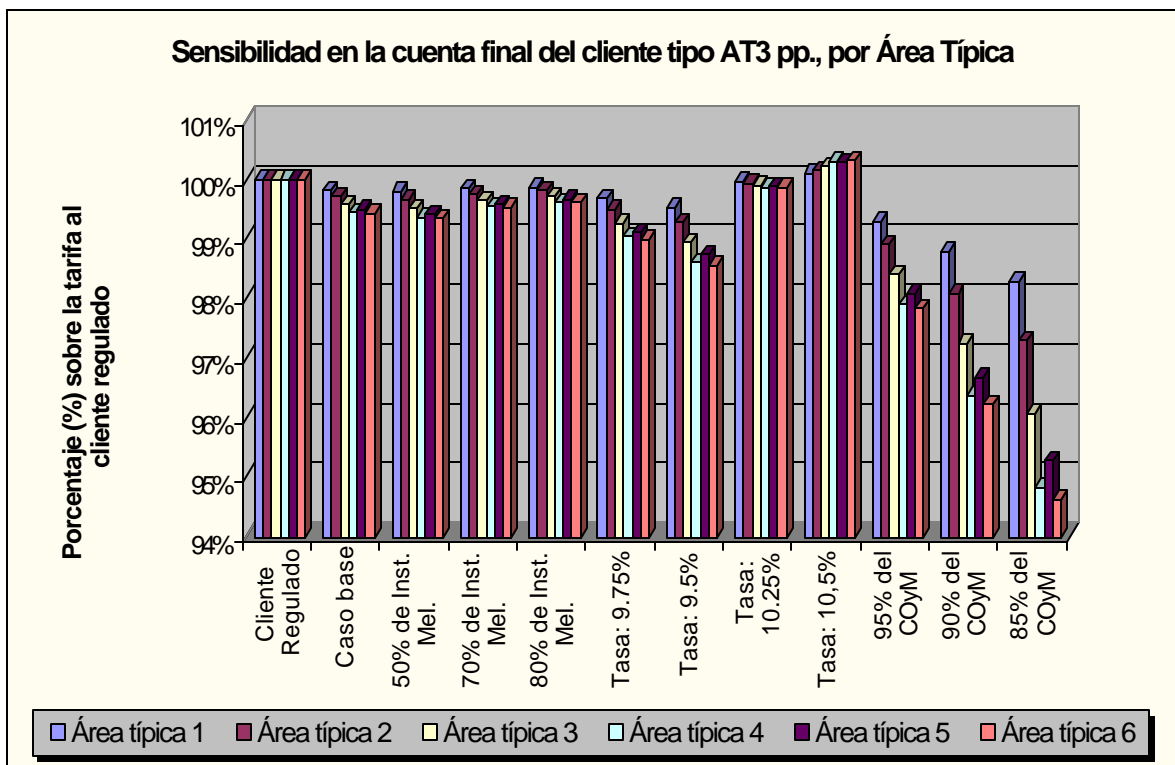
La atenuación del precio de generación en las tarifas finales implica que, para una baja del peaje de un 9% respecto al cliente regulado, en el caso de la utilización de un 85% del COyM, la tarifa final sólo desciende un 5% respecto al cliente regulado. Es decir, para el caso de un cliente libre con una estructura tarifaria tipo BT3, cualquier variación del peaje de distribución impactaría en la tarifa del cliente final atenuada en cerca de un 50% de dicha modificación.

4.6.3 Impacto de los peajes de distribución en la tarifa de los clientes libres tipo AT3

La opción tarifaria AT3 presenta las mismas características que la tarifa BT3, pero la utilizan clientes conectados a la alta tensión de distribución (AT, sobre 400 [V]). Nuevamente, se ha estudiado la tarifa AT3 presente en punta (pp).

El siguiente gráfico apunta a la evolución porcentual de la tarifa del consumidor final tipo AT3 por área típica, respecto de las sensibilidades propuestas.

Figura 4.7: Sensibilidad en la tarifa final al cliente libre tipo AT3 pp

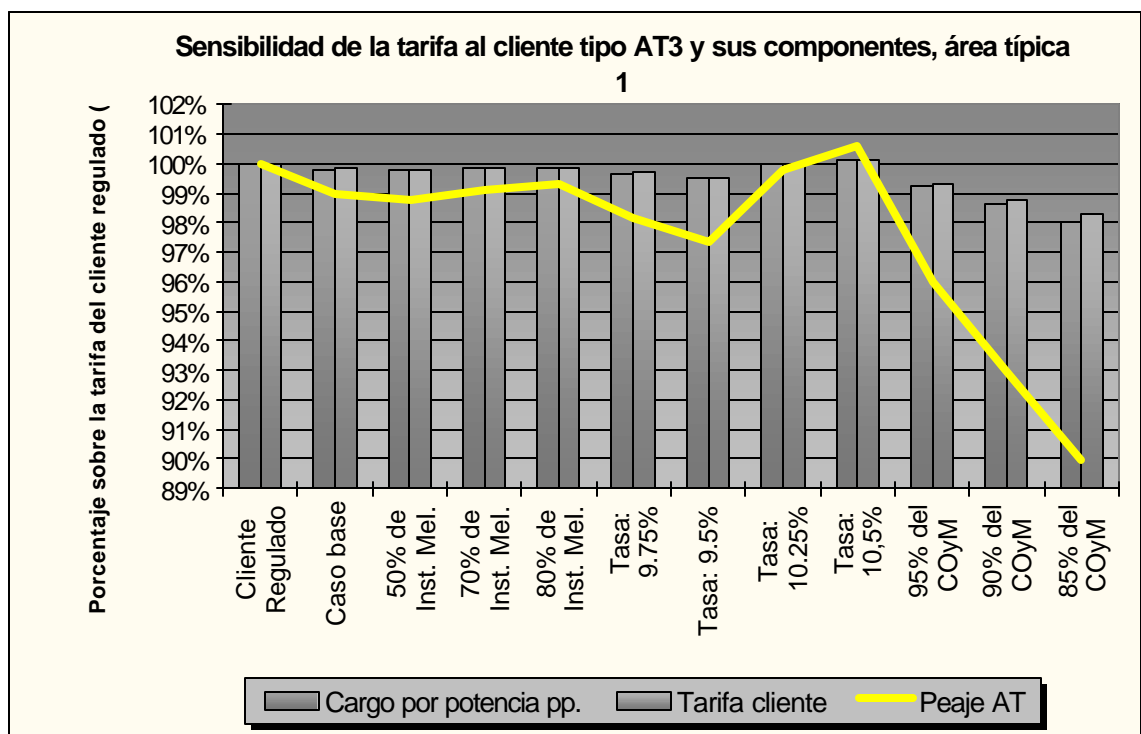


En las tarifas AT, al no incorporarse el VAD de BT, el peso de los precios a nivel de generación es mucho más importante, lo que incide en una menor sensibilidad respecto a los cambios en el peaje de distribución. Como ejemplo de ello, el gráfico muestra que para el caso del área típica 1, las tarifas no bajan más allá de un 1% respecto del caso base, incluso al considerar sólo el 85% del COyM. Al

comparar esta situación con el caso de BT, en tal situación la tarifa baja un 4% (figura 4.5).

Nuevamente, pueden apreciarse las diferencias entre las distintas áreas típicas, siendo las áreas típicas 1 y 2, aquellas menos sensibles debido al importante peso del precio de nudo. En este caso, la diferencia se produce además debido a la incidencia del factor de coincidencia en la alta tensión de las demandas presentes en la punta de la distribución (FDDPA)⁴⁵, el cual es mucho mayor para las áreas típicas 3, 4, 5 y 6, con el consecuente aumento en el peso de peaje sobre el precio de generación. El siguiente gráfico muestra la diferencia en la evolución porcentual de la tarifa final respecto al cargo por potencia y al peaje de AT.

Figura 4.8. Evolución comparativa del cargo al cliente tipo AT3 pp



⁴⁵ Para mayor detalle acerca de los factores de coincidencia, consultar anexo N° 2

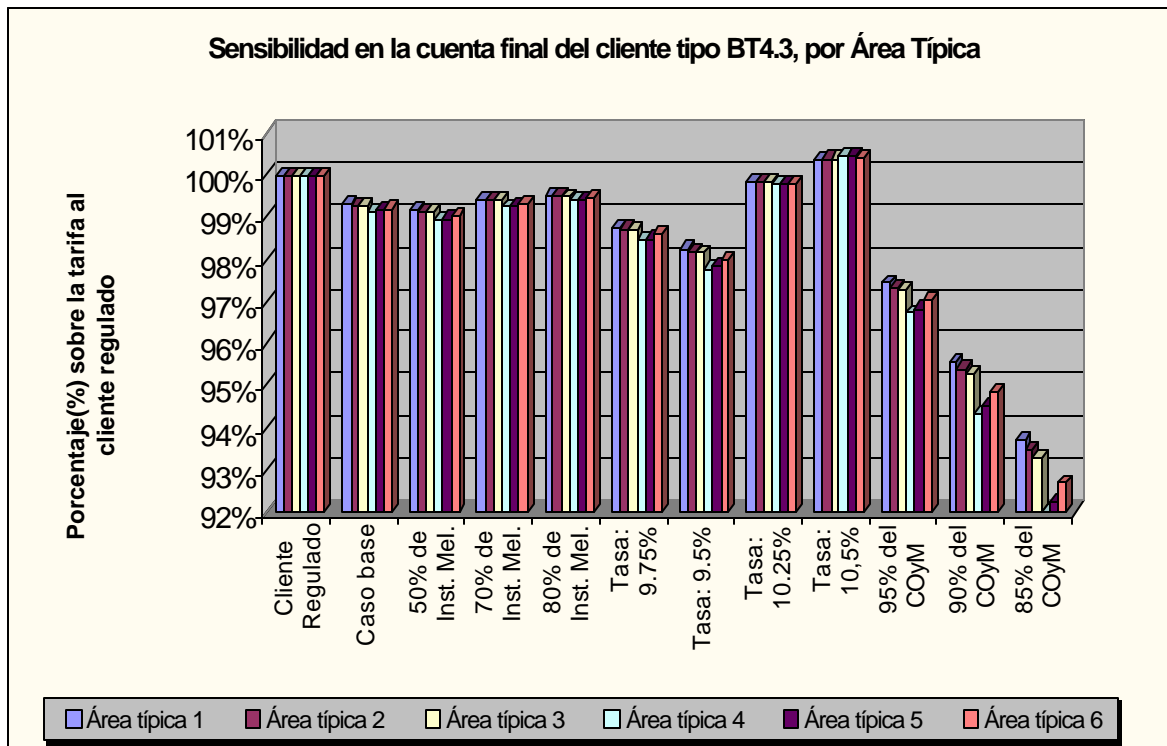
Puede notarse que, tanto la tarifa al cliente como el cargo por potencia pp, tienen muy poca sensibilidad respecto a cambios en el VAD, para el caso del área típica 1, lo cual es análogo a las otras áreas típicas. Mientras el peaje de distribución se mueve según variaciones de hasta un 9% respecto del caso del cliente regulado, tanto el cargo por potencia pp. como la tarifa final, lo hacen sólo en la banda del 2%. Además, la sensibilidad del cargo por potencia pp. es muy similar a la tarifa final, lo cual implica que el peso relativo del precio de generación resulta bastante mayor que en el caso de BT.

4.6.4. Impacto de los peajes de distribución en la tarifa de los clientes libres tipo BT4

Las tarifas BT4 y AT4 son aquellas utilizadas generalmente por los más grandes consumidores regulados, ya que permiten tarifificar el consumo de potencia en forma horaria. Existen tres modalidades de tarifas BT4 y AT4: la primera supone un contrato de potencia máxima, la segunda un contrato de potencia máxima y potencia leída en la punta, y la tercera considera la medición de potencia máxima suministrada y máxima en horas de punta. Todas la modalidades incluyen cargos fijos [\$/cliente] y por energía [\$/kWh]. La primera modalidad, BT4.1 (AT4.1), supone dos cobros por potencia que se suman a la cuenta final del cliente: por potencia máxima contratada y máxima contratada en horario de punta. En la segunda, BT4.2 (AT4.2), se suman los cobros por potencia máxima contratada y leída en horas de punta. Finalmente, para la tercera opción, BT4.3 (AT4.3), se suman cobros por potencia máxima suministrada y leída en horarios de punta. Por simplicidad, en este estudio sólo se consideraron las tarifas BT4.3 y AT4.3, debido a que son las que más reflejan la situación de un gran consumidor, que sólo paga por la potencia leída y no por potencia contratada.

El siguiente gráfico muestra la evolución de la tarifa al cliente en términos porcentuales respecto del cliente regulado, para todas las áreas típicas y para las sensibilidades propuestas.

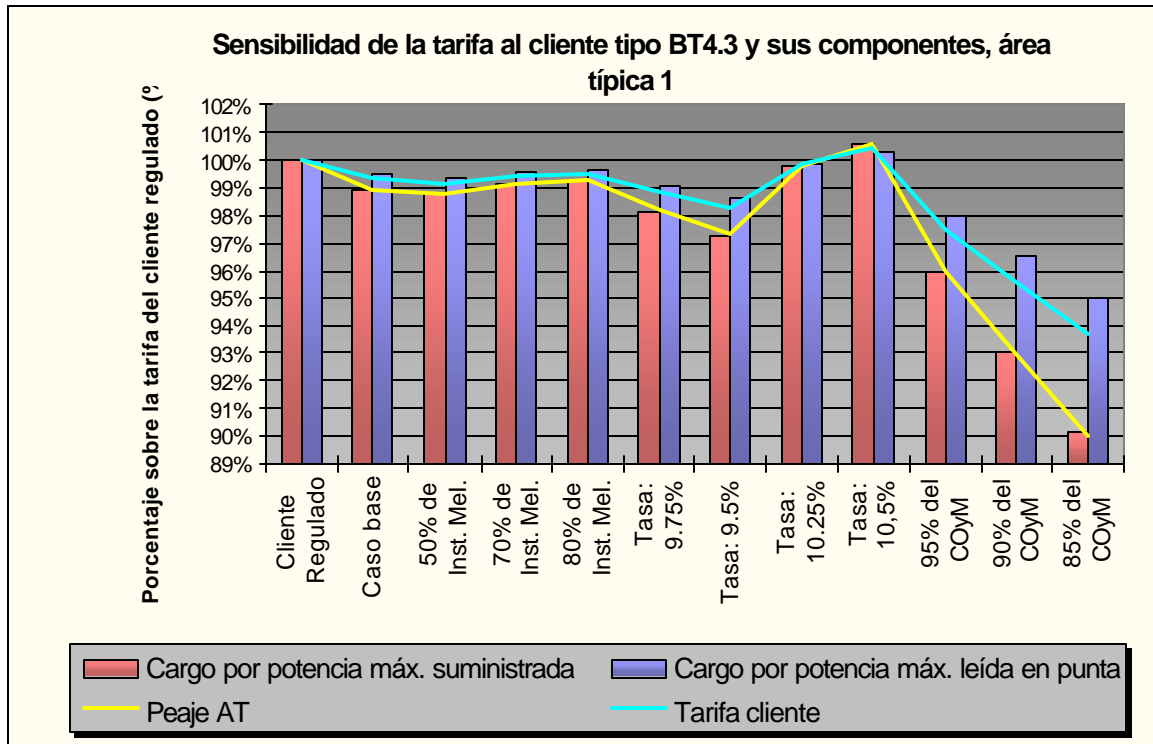
Figura 4.9 Sensibilidad en la tarifa final al cliente libre tipo BT4.3 pp



El término de potencia máxima suministrada, al no incorporar el precio de nudo (ver estructura tarifaria en el anexo N° 2), no agrega diferencias entre las áreas típicas, las cuales se dan por cuenta del cargo por potencia máxima leída. Nuevamente, merced a los factores de coincidencia de BT y al más bajo valor del VAD para las áreas típicas 1, 2 y 3, las diferencias en las tarifas respecto a los movimientos en el peaje son mayores en las áreas típicas 4, 5 y 6.

Puntualmente, sólo algunas áreas típicas, como la 4 y 5, presentan una mayor sensibilidad a los cambios propuestos. En el caso del área típica 4, ello se debe principalmente a un alto factor de coincidencia con la punta del sistema de distribución en BT (FDPPB). En el caso del área típica 5, además del concepto anterior, se trata del peaje más alto y, por lo tanto, del mayor peso relativo respecto al precio de generación. El siguiente gráfico muestra la comparación entre la tarifa, los cargos de potencia y sus componentes para la tarifa BT4.3, para el área típica 1:

Figura 4.10. Evolución comparativa del cargo al cliente tipo BT4.3



Como ya se señaló, el cargo por potencia máxima suministrada, de acuerdo a los supuestos de este estudio y al no incorporar el precio de generación, presenta la misma evolución porcentual del VAD en AT. Ligado a lo anterior, puede notarse además que la tarifa al usuario final presenta una sensibilidad atenuada respecto al cargo por potencia máxima suministrada, la cual se debe a la presencia de los precios a nivel generación que incorporan los cargos por potencia leída y por energía.

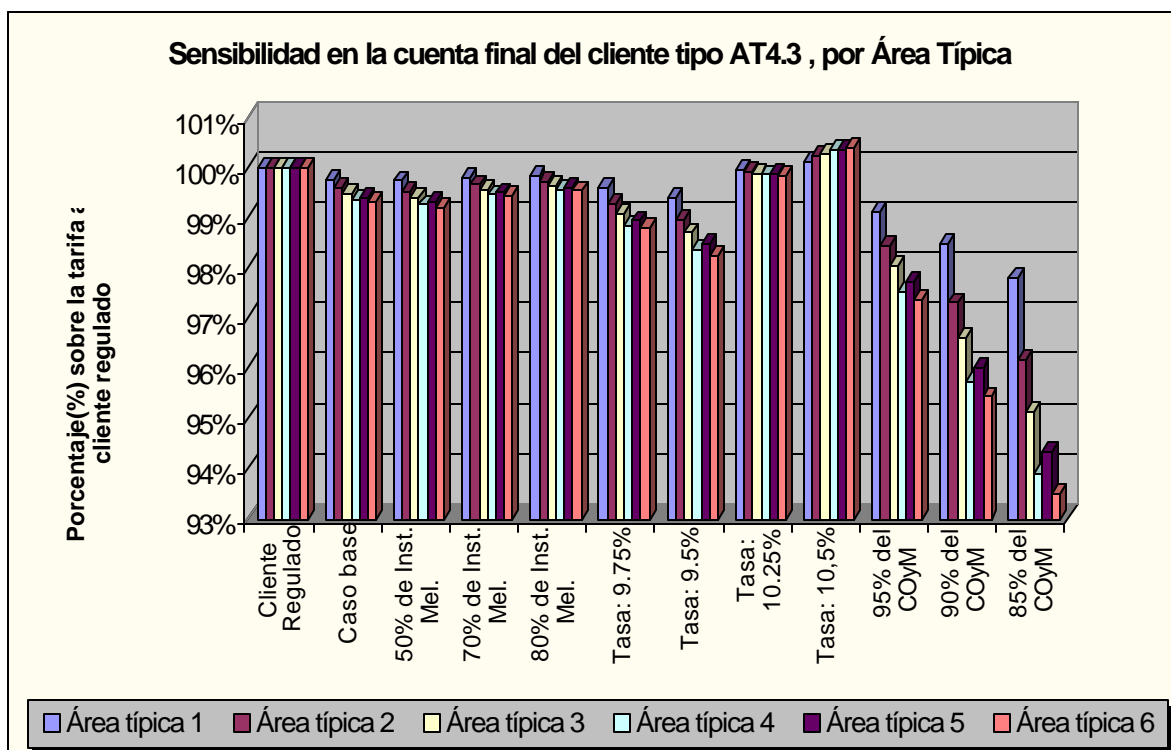
4.6.5. Impacto de los peajes de distribución en la tarifa de los clientes libres tipo AT4

La opción tarifaria en alta tensión AT4, presenta las mismas características de estructura y de medición de potencia al usuario que la tarifa en baja tensión BT4. Es decir, considera tres opciones, AT4.1, AT4.2 y AT4.3, que representan cobros de potencia contratada en la primera, de potencia máxima contratada y máxima leída en la punta en la segunda y de potencia máxima

suministrada y máxima leída en la punta para la tercera. Nuevamente, se ha considerado para efectos del análisis sólo la sensibilidad de la tarifa AT4.3.

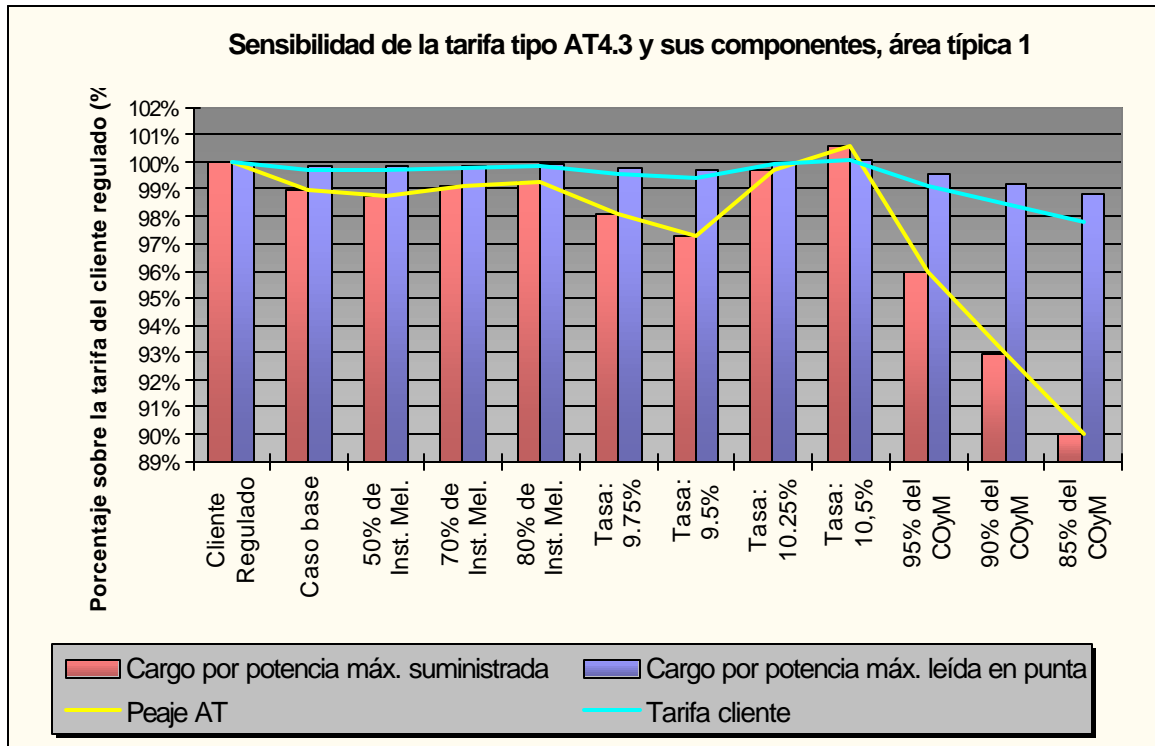
En el siguiente gráfico se aprecia la sensibilidad de la cuenta al usuario final adscrito a la tarifa AT4.3, porcentualmente respecto a la tarifa al usuario regulado:

Figura 4.11: Sensibilidad en la tarifa final al cliente libre tipo AT4.3



Puede apreciarse una importante diferencia respecto a la sensibilidad de las áreas típicas 1 y 2 respecto a las áreas típicas 3, 4 y 5. Dicha diferencia es producida, en primera instancia, por el menor peso del peaje respecto al precio de generación para las áreas típicas donde el VAD es sustancialmente menor. Además se incluye el efecto del factor de coincidencia de la red AT con la punta de la distribución (FDPPA), el cual es menor para las áreas típicas 1 y 2, disminuyendo el peso relativo del peaje de distribución. A continuación se adjunta el gráfico de la evolución de la tarifa AT4.3 respecto a sus componentes, para las sensibilidades propuestas.

Figura 4.12: Evolución comparativa de l cargo al cliente tipo AT4.3



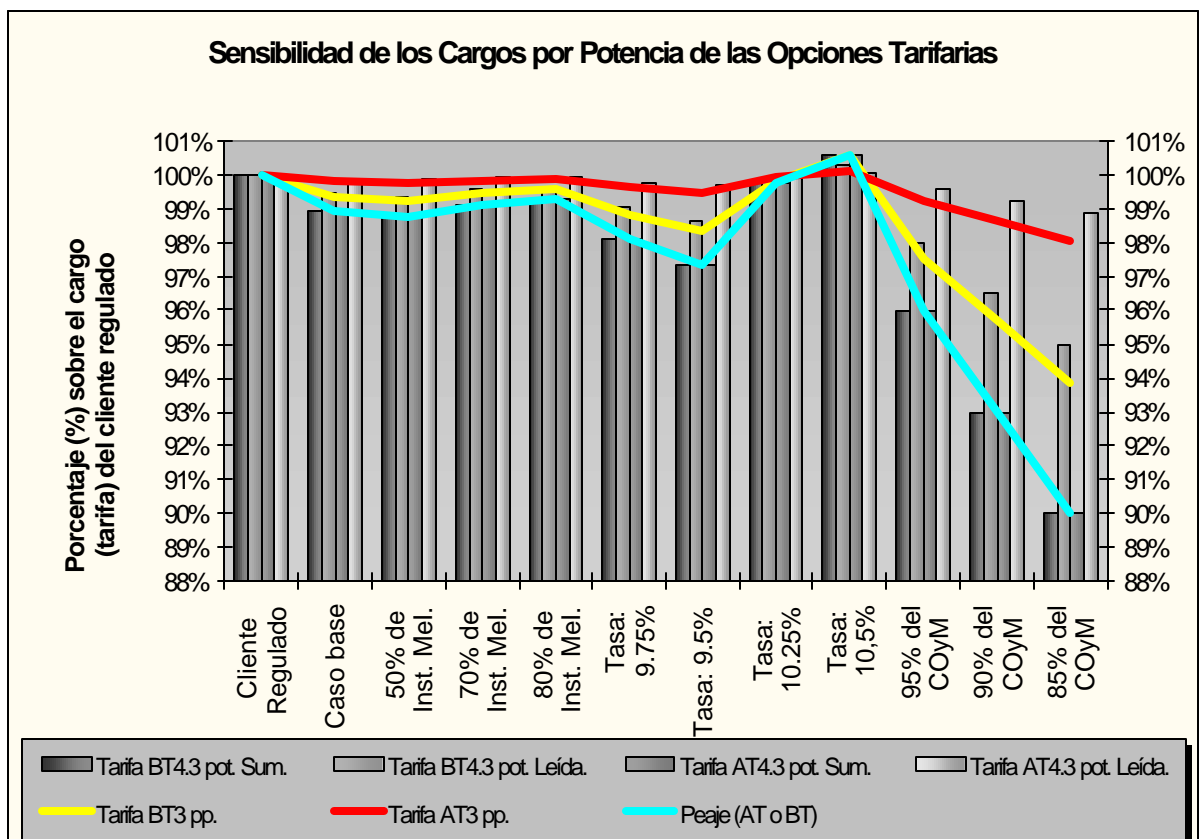
Respecto a la tarifa final, puede notarse que su sensibilidad es parecida a la del cargo por potencia máxima leída, pero menor que ésta. Ello se debe a la influencia del cargo por potencia suministrada, el cual se mueve de acuerdo al peaje, más sensible a las modificaciones propuestas. Puede notarse que, bajo cualquiera de las variaciones propuestas en el peaje, tanto la tarifa final como el cargo por potencia máxima leída en punta, no varían más allá de la banda de un 1% respecto del cliente regulado, corroborando la baja sensibilidad de las tarifas de AT propuesta anteriormente.

4.6.6 Análisis global de la respuesta de las tarifas a los clientes libres ante cambios en el peaje de distribución

Luego de estudiar la respuesta de las tarifas al cliente libre según el esquema propuesto, a las sensibilidades del peaje de distribución, se presenta en esta sección una visión global y comparativa de los resultados, además de un resumen de los principales índices que determinan dicho comportamiento. Para visualizar este

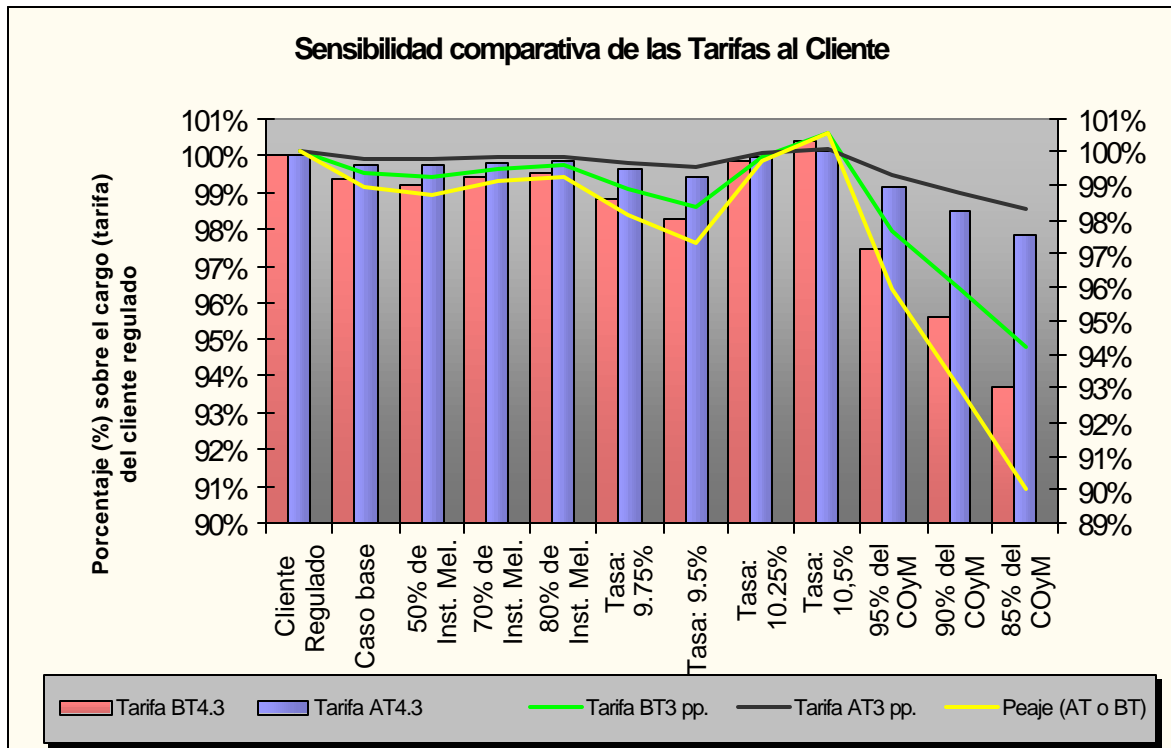
objetivo, en el siguiente gráfico se puede observar la evolución porcentual de los cargos por potencia para el cliente libre según el tipo de consumo de éstos (por lo tanto, de la opción tarifaria a la que fueron asimilados). Los porcentajes fueron calculados respecto del valor del cargo de la misma opción tarifaria para el caso de los clientes regulados. Las sensibilidades son aquellas ya presentadas en las secciones anteriores.

Figura 4.13. Evolución comparativa de los cargos por potencia y del peaje



Acerca de los cargos por potencia máxima de las opciones tarifarias BT4 y AT4, puede notarse la mayor sensibilidad de la tarifa de baja tensión, debido a que, en tal caso, el peaje de distribución posee un peso relativo mayor que en AT respecto del precio de generación. La misma conclusión puede observarse en el caso de las tarifas BT3 y AT3, las cuales son, en general, más sensibles que las tarifas BT4 y AT4 respecto a los peajes de distribución. El siguiente gráfico comparativo entrega resultados análogos al anterior, pero respecto a las tarifas finales del cliente.

Figura 4.14. Evolución comparativa de las tarifas por tipo de cliente



La variación de los bienes muebles e inmuebles afecta, para todas las tarifas, rebajando máximo en un 1% el valor final de éstas. La rebaja de la tasa de descuento en 0,5 puntos porcentuales (tasa de 9,5%), produce menos de un 0.5% de disminución de la tarifa AT y alrededor de un 1% de disminución en BT. Finalmente, la variación del COyM impacta, para el caso más extremo, con una reducción de un 1% en la tarifa AT y de un 4% en la tarifa BT, situación en la cuál se considera un 85% del COyM. Es interesante señalar que una rebaja en un 5% en los COyM considerados impacta en las tarifas finales de mayor forma que para el caso de una reducción de medio punto porcentual de la tasa de remuneración de los activos.

En términos globales, destaca la escasa sensibilidad de las tarifas AT, las cuales, respecto de cualquier tipo de modificación en sus componentes, nunca bajan más allá de un 1% respecto del caso base. Dado que la mayoría de los peajes de distribución se deberían contratar para el caso de los clientes de AT (debido al perfil de carga y potencia conectada del segmento de clientes libres), el estudio anterior

implica que, más allá de las partidas que pueden ser o no consideradas, existe una señal muy estable en los cargos de peaje de distribución en AT para el cliente libre. Ello en base a una metodología de peajes según el VAD, de acuerdo a los supuestos considerados y según el actual esquema tarifario aplicable a los clientes regulados.

4.7 Resumen y Conclusiones

Se ha realizado un estudio completo de las posibilidades de contar con un esquema de peajes de distribución que permita una correcta separación de las actividades de comercialización y distribución en Chile. Para ello se ha utilizado la metodología actual de tarificación de la actividad de distribución para los clientes regulados del país, el Valor Agregado de Distribución (VAD), la cual parece ser la misma que se continuará utilizando en el futuro.

En primera instancia, pudo concluirse que una metodología de peajes según el VAD es coherente con el modelo de peajes según prorrata de costos, siempre que sea válida la homologación de costos marginales a costos medios de distribución, lo cual, en teoría, depende de que no se den características muy exageradas en la densidad de los consumos. En el caso de existir grandes economías de ámbito o extremas densidades de consumo, ambos modelos no son homologables y el costo medio pasa a ser una aproximación gruesa de los costos marginales, pudiendo subestimar o sobrestimar de este modo los reales costos de la actividad de distribución.

Se realizó un análisis de las partidas del VAD, definiendo aquellas que son adjudicables como peaje de distribución y aquellas que pertenecen a los costos del comercializador en un escenario de separación de actividades. En tal sentido, se concluyó que son parte de los costos adjudicables al comercializador los costos fijos de atención al cliente y, eventualmente, parte de los costos de los bienes muebles e inmuebles, incobrables y capital de trabajo. Por otro lado, estableciendo el caso base sobre el cual se realizó el trabajo posterior, se identificaron como costos a integrar en el peaje de distribución el 100% de los costos de las instalaciones de distribución, el 60% de los costos de bienes muebles e inmuebles, el 90% del capital de trabajo y bienes intangibles y el 100% de los COyM. Al respecto, las cifras anteriores emanan de una estimación realizada a partir de datos parciales observables en empresas

distribuidoras operando en Chile. Finalmente, se calculó que utilizando el caso base mencionado, el peaje de distribución típico equivale al 99% de los costos de inversión, operación y mantención, principal componente del VAD.

Se sensibilizaron ciertas partidas del peaje debido a las diferencias que no es posible captar entre las distribuidoras y a posibles cambios en los criterios de asignación de costos entre distribución y comercialización. Los bienes muebles e inmuebles, debido a su escaso peso en el VAD, sólo causaron fluctuaciones dentro de un 1% respecto al caso base del peaje de distribución. Respecto a los COyM, puede concluirse que el ajuste del porcentaje es vital para estructurar adecuadamente los peajes, ya que es el ítem con mayor influencia sobre éste, llegando a bajar el peaje en un 10% al considerar un 15% menos de COyM. Finalmente, una baja de un punto porcentual en la tasa de descuento ocasiona variaciones de alrededor de un 4% en el peaje de distribución.

Se analizó el impacto en las sensibilidades del peaje propuestas, en función de las tarifas al cliente libre. Para ello se propuso, para aquellos clientes con consumos de entre 200 y 2000 [kW], un esquema de tarifas equivalente al adoptado actualmente para los clientes regulados, pero que incorpora el peaje de distribución. En tal contexto, se analizaron dos opciones tarifarias para clientes en BT, BT3 y BT4.3 y dos opciones tarifarias en AT, AT3 y AT4.3.

Puede concluirse que las opciones tarifarias en BT son mucho más sensibles a las variaciones en el peaje de distribución, debido al mayor valor relativo de éste último respecto al precio de generación. Las tarifas en AT no sufrieron importantes modificaciones al sensibilizar el peaje, sólo variaron en torno al 1%. Las tarifas en BT fluctuaron hasta un 9% en los casos más extremos. Además, puede concluirse que las tarifas finales aparecen con una sensibilidad fuertemente atenuada respecto a la variación del peaje, debido a la incorporación del precio a nivel de generación – transmisión de potencia y energía.

Respecto al mismo análisis, pudo apreciarse una importante diferencia en el comportamiento de las distintas áreas típicas respecto a las variaciones en el peaje. En concreto, las áreas típicas 1 y 2, que engloban a las dos principales distribuidoras del país, presentaron una apreciable menor sensibilidad que el resto de las áreas

típicas. Al respecto, una de las razones que explican este comportamiento es el menor valor del peaje (VAD) de estas empresas debido a que poseen instalaciones urbanas más densas de menores costos unitarios. Al ser menor el valor del peaje, es menor su peso respecto al precio de nudo de generación, haciendo que la sensibilidad disminuya. Paralelamente, se estudió que las diferencias también dependen fuertemente de los coeficientes de sectorialización de costos de las empresas y de los factores de coincidencia, especialmente los de AT respecto a la demanda en punta de la distribución y fuera de ésta.

V. MODELO DE PEAJES DE DISTRIBUCIÓN EN CHILE BASADO EN LA APLICACIÓN DEL MODELO DE ASIGNACIÓN DE COSTOS SEGÚN PRORRATA DE UTILIDADES

5.1 Introducción

En el primer capítulo se describe teóricamente el modelo de tarifas de acceso de asignación de costos según prorrata de utilidades, aplicado en el Reino Unido por la Oficina de Telecomunicaciones (OFTEL). Este modelo se definió microeconómicamente como uno basado en el uso de la red involucrada, equitativo para los participantes y económicamente óptimo en términos de la asignación de costos fijos que propone. Además, posee la importante ventaja de ser de simple aplicación y no involucrar la estimación de las características de la función de demanda (elasticidad directa y cruzada), tarea ardua e imprecisa. Las ventajas mencionadas motivan el análisis presentado en este capítulo, donde se adapta este modelo teórico a las características de la distribución eléctrica en Chile.

La aplicación de este modelo microeconómico a los peajes de distribución en Chile se basa en la adopción de una serie de supuestos que permiten la adaptación de las condiciones técnicas de la red de distribución a la forma en la cual se han asociado los costos de distribución en Chile. Puntualmente, la única forma de estimar los costos de las empresas distribuidoras actualmente en Chile, en base a información pública, es a través del Valor Agregado de Distribución (VAD) de cada área típica.

Asimismo, el modelo OFTEL original exige una estimación de utilidades, la cual se realiza generalmente a partir del análisis regresivo de datos históricos. Para este trabajo, se utilizará una prorrata de utilidades basada en la proporción de ventas de energía de las empresas distribuidoras chilenas para el año 2000, separadas en clientes libres y clientes regulados. Para tales efectos, el modelo se establecerá tomando en cuenta la estructura de clientes libres propuesta por el nuevo anteproyecto de modificación al DFL1 [CNE300], es decir, considerando como clientes libres aquellos con un consumo mayor a los 200 [kW].

La estructura del capítulo comienza con una revisión conceptual del modelo OFTEL, de acuerdo a lo ya presentado en el primer capítulo. Seguidamente, se estudian los supuestos que permiten adaptar este modelo a la situación de los peajes de distribución en Chile. Concretamente, se estudian los supuestos que permiten la utilización del VAD como mecanismo de estimación de los costos marginales y fijos de la actividad de distribución. Además, se detalla la forma en la cual es realizada la prorrata de utilidades, tomando en cuenta las diferencias en las ventas y en la energía física consumida por clientes libres y regulados.

Una vez detallados los supuestos, se realiza la modelación propiamente tal, cuyo resultado presenta los cargos por concepto de peajes de distribución para cada una de las áreas típicas consideradas en la fijación de tarifas del año 2000, de acuerdo al modelo OFTEL.

Finalmente, se adjunta una sensibilización de los cargos por peaje de distribución calculados para cada área típica de Chile según el modelo OFTEL. Dicha sensibilización se realiza respecto de los mismos ítems presentados en el modelo según VAD, capítulo IV.

5.2 Revisión conceptual del modelo OFTEL

5.2.1 Formulación microeconómica del modelo

La aplicación del modelo de tarifas de acceso de la OFTEL se basa en una estructura de costos similar a aquella propuesta en el primer capítulo, donde la firma monopólica presenta costos marginales y fijos asociados con la inversión y la explotación de la red, mientras que el segmento competitivo presenta sólo costos marginales adicionales al pago del peaje, asociados a la gestión comercial de los clientes. De este modo, la estructura de costos es equivalente a la expresada en (1.2):

$$\text{Monopolista: } C_0 = c_0 Q_t + K_0 \quad (5.1)$$

$$\text{Monopolista adicional para sus clientes libres: } C_1 = c_1 q_1$$

$$\text{Firma competitiva para sus clientes libres: } C_2 = c_2 q_2$$

En tal contexto, el modelo OFTEL propone una tarifa unitaria de acceso a la red, según la cual, cualquier empresa que compita en el segmento de clientes libres (inclusive el monopolista), debe pagar peaje por los costos marginales y por los costos fijos asociados a la red, a prorrata de las utilidades variables de cada una de las entidades que utilizan físicamente dicha red. Es decir, cada competidor del segmento libre paga una cierta contribución por unidad transitada por la red, la cual es proporcional a las ganancias que obtendría el monopolista por la utilización de dicha unidad [Laf96]. De este modo, la tarifa unitaria de acceso viene dada por:

$$a = c_0 + \frac{K_0}{q_1} \times \left[\frac{\mathbf{p}_0^v}{\mathbf{p}_0^v + \mathbf{p}_1^v + \mathbf{p}_2^v} \right] \quad (5.2)$$

Donde:

- a : tarifa unitaria de acceso a la red del monopolista
- c_0 : costo marginal de inversión y explotación de la red del monopolista
- K_0 : costo fijo de la operación de las redes del monopolista
- q_1 : cantidad de unidades de producto que transita el segmento competitivo por la red del monopolista
- \mathbf{p}_0^v : utilidad variable del monopolista en el segmento regulado
- \mathbf{p}_1^v : utilidad variable del monopolista en el segmento competitivo
- \mathbf{p}_2^v : utilidad variable de la (las) empresa(s) del segmento competitivo

Para el caso de la distribución eléctrica, es la potencia de punta transitada por la red aquella variable de la cual dependen los costos marginales de ésta (la energía transitada sólo agrega costos asociados a pérdidas) [Rud97]. De esta forma, q_1 viene dado por la potencia máxima transitada en horas de punta por parte de las empresas que compiten, junto con el monopolista, por el segmento de clientes libres.

Las utilidades variables \mathbf{p}_0^v , \mathbf{p}_1^v y \mathbf{p}_2^v , representan la utilidad del monopolista en el segmento regulado, de este último en el segmento libre y de la o las firmas competitivas en el segmento competitivo, respectivamente y sin considerar los costos fijos. Tomando los precios de venta al cliente final como p_0 , p_1 y p_2 , las utilidades antes descritas vienen dadas por la diferencia entre el precio de venta y los costos marginales totales que enfrenta cada entidad, según las siguientes expresiones:

$$\mathbf{p}_0^v = (p_0 - c_0)q_0 \quad (5.3)$$

$$\mathbf{p}_1^v = (p_1 - c_1 - c_0)q_1$$

$$\mathbf{p}_2^v = (p_2 - c_2 - c_0)q_2$$

Las expresiones anteriores indican que \mathbf{p}_2^v depende a su vez de la tarifa de acceso, ya que $p_2 - c_2 = a$. Lo anterior implica que la obtención de “a” a partir de la fórmula (5.2) implica la ejecución de un proceso de estimación sucesivo, partiendo desde un punto fijo. En la práctica, ello se traduce en que la obtención de la tarifa de acceso se realiza a través de datos históricos y sucesivas estimaciones [Laf96].

En caso de que el monopolista posea su cartera balanceada, es decir, la suma total de las utilidades variables cubre la totalidad de los costos fijos ($\mathbf{p}_0^v + \mathbf{p}_1^v + \mathbf{p}_2^v = K_0$), la fórmula (5.2) se convierte en la expresión de la regla ECPR ($a = p_1 - c_1$), explicada en detalle en el primer capítulo. Lo anterior implica que el precio que ofrece el monopolista en forma externa para el uso por parte de terceros de sus redes, equivale al precio interno de transferencia, que resulta de separar las actividades de dicha empresa en actividades que cobran precios equivalentes al costo marginal de realizarlas.

5.2.2 **Ámbito de aplicación del modelo**

La aplicación de un modelo como el propuesto por la OFTEL, al igual que la totalidad de los modelos enunciados en el capítulo I y aquél enunciado en el capítulo IV, depende de una severa separación contable entre las actividades realizadas por el monopolista, en particular, aquellas realizadas en forma competitiva de aquellas realizadas en forma regulada. De lo contrario, puede darse el caso de una

importante reubicación de recursos, situación que puede favorecer al monopolista en desmedro de sus competidores.

Siguiendo el argumento anterior, el caso más típico corresponde al incentivo perverso que posee el monopolista de bajar el valor de p_0^v a expensas de subir el valor de p_1^v en idéntica cantidad. Este traspaso interno no implica ninguna variación en la utilidad total del monopolista ($p_0^v + p_1^v$). Sin embargo, de acuerdo a la fórmula (5.2), la distorsión interna de costos ocasiona un aumento en la tarifa de acceso para los competidores del monopolista, sin ocasionar un costo adicional para éste. Este tipo de problemas genera importantes barreras de entrada a nuevos competidores, lo cual incluso puede ocasionar la pérdida completa de competitividad del segmento libre.

La metodología propuesta por la OFTEL debe enmarcarse dentro de cierto contexto regulatorio que permita el cálculo del precio regulado p_0 por parte del organismo regulador y que incluya un cálculo o una fuerte fiscalización de los costos presentados por las empresas participantes (c_0 , c_1 , c_2 y K_0). Concretamente, para el caso de la telefonía en el Reino Unido, los precios al cliente regulado (p_0) se fijan de acuerdo a un esquema tipo “Price Cap”.

5.2.3 EL modelo OFTEL bajo un esquema regulatorio tipo “Price Cap”

Existen básicamente dos tipos de esquemas de regulación de tarifas vía “Price Cap”, a saber, en forma global y en forma parcial. Sólo en el caso parcial es posible obtener la tarifa de acceso a través del modelo OFTEL y de la fórmula (5.2).

En el caso del Price Cap global, la tarifa de acceso a la red es considerada como un bien final y es incluida en el cálculo de los precios finales. Ello se logra de acuerdo a la siguiente expresión, donde se fuerza que exista un techo (\bar{p}) en la suma de los precios involucrados:

$$b_0 p_0 + b_1 p_1 + b_2 p_2 + b_3 a \leq \bar{p} \quad (5.4)$$

En este caso, los pesos equivalentes de cada precio (b_0 , b_1 , b_2 y b_3) son determinados exógenamente por el regulador y resultan proporcionales a las

cantidades transitadas por la red, también estimadas por el regulador. Fijado el techo para la suma de los precios, cada empresa selecciona su propia estructura de precios individuales tipo Ramsey (maximizan su utilidad sujetos al cumplimiento de la restricción impuesta por el Price Cap de la ecuación (5.4)[Laf96]).

Bajo un esquema de “Price Cap” parcial, la tarifa de acceso a la red no se enmarca dentro de los precios fijados, por lo que:

$$\mathbf{b}_0 p_0 + \mathbf{b}_1 p_1 + \mathbf{b}_2 p_2 \leq \bar{p} \quad (5.5)$$

En esta variante, “a” puede ser calculado bajo cualquier método como aquellos mostrados en el primer capítulo. En el caso del modelo OFTEL, a partir de los precios p_0 , p_1 y p_2 (calculados por el regulador) y de los costos c_0 , c_1 , c_2 y K_0 equivalentes al año anterior o estimados, es posible calcular las utilidades variables de los segmentos y la tarifa “a”.

Tradicionalmente, ha existido una ardua discusión comparativa entre los esquemas de Price Cap parcial y global. Los defensores del esquema global sostienen que sólo a través de éste esquema es posible lograr una estructura de precios Ramsey óptima, mientras que el esquema parcial lleva, a largo plazo, a que las tarifas de acceso y precios del segmento competitivo suban, con la consecuente baja en la tarifa del segmento regulado. Es decir, los defensores del esquema global sostienen que el no incluir a la tarifa de acceso dentro del Cap, produce un subsidio de facto a la actividad no competitiva en desmedro de la regulada. Mientras tanto, los defensores del Price Cap parcial argumentan que el mercado competitivo se adecua de mejor manera a un precio que depende del costo de oportunidad del uso de la red, en lugar de que éste sea determinado exógenamente a través del techo impuesto por el Cap.

5.3 Modelación teórica y supuestos que permiten la utilización del modelo OFTEL en el esquema regulatorio chileno de la distribución

Para efectos de adaptar el modelo OFTEL a la realidad chilena, es necesario realizar una serie de supuestos y homologaciones que permitan estimar adecuadamente los costos de las empresas distribuidoras y las utilidades variables requeridas por la fórmula (5.2).

5.3.1 Supuestos generales para la aplicación del modelo

Básicamente, la aplicación de un modelo de este tipo, en forma teórica, se ciñe a los mismos supuestos establecidos en el primer capítulo (sección 1.2.1).

a) Empresas participantes

Las redes de distribución son de propiedad completa del monopolista. Dicha empresa utiliza las mismas redes para abastecer a sus clientes regulados y a sus clientes libres. La o las empresas del borde competitivo deben usar la red del monopolista para establecer su servicio de distribución eléctrica al cliente libre.

b) Bien homogéneo

Ambas empresas (monopólica y competitivas) suministran un bien homogéneo (commodity) a sus clientes, tanto regulados como libres, que en el caso de la distribución eléctrica corresponde a la unidad de potencia: 1 [kW]. La o las empresas competitivas necesitan una unidad de acceso a la red (1 [kW]) para proporcionar una unidad de producto final (1 [kW]) a sus clientes finales.

c) Asimetría de información

El regulador conoce las estructuras de costo de las empresas o, en calcula los costos de las empresas participantes de acuerdo a un proceso, en el cual no existe asimetría de información entre el regulador y las empresas.

d) Empresas competidoras

La o las empresas competitivas son tomadoras de precios, en el sentido de que la tarifa de acceso a la red de M no depende de alguna negociación entre ambas entidades.

5.3.2 Supuestos particulares para la aplicación del modelo en la realidad chilena

Los supuestos anteriores, generales para la aplicación del modelo, se complementan con aquellos supuestos que permiten adaptar el modelo a la realidad del sector de distribución eléctrica en Chile.

Este trabajo incorpora, adicionalmente, una serie de supuestos extra a la concepción teórica del modelo, debido a la no disponibilidad de información pública acerca de la estructura de costos o de clientes de las empresas distribuidoras en Chile. Es por ello que, tomado este trabajo como un ejercicio teórico de análisis de la implementación de modelos de peaje de distribución en Chile, se realizaron una serie de estimaciones, homologaciones y supuestos que permiten encontrar una señal acerca de la forma de tarificar dichos peajes. Cabe señalar, sin embargo, que de utilizarse en la práctica este modelo por parte del regulador, no sería necesario incurrir en este tipo de supuestos, siempre que exista una adecuada transparencia por parte de las empresas al entregar la información que necesita la autoridad, eliminando o disminuyendo así la asimetría de información empresa – regulador.

5.3.2.1 Homologación de costos a través del VAD

Dada la no disponibilidad pública de los costos reales de las empresas distribuidoras en Chile, la más precisa fuente de información al respecto la constituye el Valor Agregado de Distribución (VAD), válido para cada una de las seis áreas típicas descritas en el capítulo III (fijación tarifaria del año 2000).

El hecho de utilizar el VAD como estimación de los costos implica que, en lugar de costos marginales de las empresas reales, se utilizan los costos medios de empresas modelo. Es decir, el modelo OFTEL propuesto ya incorpora todos los conceptos de eficiencia de la empresa modelo que incluye el proceso de cálculo del VAD, además de la homologación de costos medios por costos marginales.

La evaluación del modelo OFTEL exige la división de costos en variables (los cuales originan los costos marginales) y fijos. Sin embargo, el VAD no posee este tipo de división en los mismos términos, ya que representa un ejercicio de costos

medios. Para realizar la adaptación de costos, se tomaron en cuenta los mismos argumentos expuestos en el capítulo 4, sección 4.3.3. En resumen, en ellos se explica que, de acuerdo al origen y a la dependencia de los costos, ellos pueden asignarse como variables (dependientes de la potencia máxima de la red) o fijos (independientes de la potencia de la red). Los resultados de dicha dependencia y asignación pueden verse en la siguiente tabla.

Tabla 5.1. Dependencia y asignación de los costos del VAD en el modelo OFTEL

Ítem de costo	Dependencia de la potencia de la red (s/n)	Asignación
Inversión en redes de distribución	Si	Costo variables
Inversión en bienes muebles e inmuebles	No	Costo fijo
Inversión en bienes intangibles	Impreciso	Proporcional, entre costo fijo y costo variable
Capital de trabajo	Impreciso	Proporcional, entre costo fijo y costo variable
Operación y mantención	Si, en su mayoría	Proporcional, entre costo fijo y costo variable, con preponderancia de este último tipo
Fijos de atención al cliente	No	No incluidos en el peaje de distribución (asignados al comercializador)

A partir de los resultados del análisis de dependencia de costos, las siguientes ecuaciones muestran cómo se componen los costos variables y fijos a introducir en el modelo OFTEL, a partir de los costos del VAD.

$$Costo_marg. = \frac{[frc \times (C_{dist} + a^1 C_{MeI} + a^2 (C_{BI} + C_{CT})) + a^3 C_{COyM}]}{Q_i} \quad (5.6)$$

$$Costo_fijo = frc \times [(1 - a^1) \times C_{MeI} + (1 - a^2)(C_{BI} + C_{CT})] + (1 - a^3) C_{COyM} \quad (5.7)$$

Donde:

- *Costo marg.*: costo marginal reconocido a la empresa distribuidora para efectos del peaje de distribución, en [\$/kW-año] (el costo marginal se obtiene al dividir el costo variable por la potencia, ya que se han asumido los costos medios como marginales)
- *Costo fijo*: costo fijo reconocido a la empresa distribuidora para efectos del peaje de distribución, en [\$/kW-año]
- C_{dist} : costo total en instalaciones de distribución, en [MM\$]
- C_{MeI} : costo total en instalaciones muebles e inmuebles, en [MM\$]
- C_{BI} : costo total en bienes intangibles, en [MM\$]
- C_{CT} : costo total por concepto de capital de trabajo, en [MM\$]
- C_{COyM} : costo total anual en operación y mantención, en [MM\$-año]
- *frc*: factor de recuperación del capital. Equivale al factor de la anualidad correspondiente a una tasa de descuento de 10% y una vida útil de 30 años. Su valor es de: $frc = 0,1068$.
- Q_i : potencia total ingresada a la distribuidora del área típica, coincidente con la punta de la distribución, [MW]
- a^1 , a^2 y a^3 : ponderadores (%)

De acuerdo a las fórmulas anteriores, la suma de ambas categorías engloba la totalidad de los costos de inversión, operación y mantenimiento del VAD. Dado que se deben considerar sólo los costos pertinentes para el peaje de distribución (es decir, correspondientes a la empresa distribuidora), se homologa la distribución impuesta en el capítulo 4, respecto de aquellos costos que deben ser atribuidos a la empresa comercializadora en lugar de la empresa distribuidora⁴⁶. Vale decir, se utilizan los valores de la tabla 4.7.

5.3.2.2 Supuestos para la estimación de las utilidades variables

Si bien la información de las utilidades totales de las empresas distribuidoras es de carácter público, no es posible conocer en forma pública el detalle o la división de éstas según las actividades o negocios que las conforman. En particular, no es posible conocer públicamente las utilidades que provienen de los segmentos de clientes libres y regulados. Paralelo a lo anterior, el objetivo de este estudio es analizar el modelo bajo un contexto similar a lo impuesto por la nueva modificación al DFL1 de 1982. Ello implica que la utilidad actual por concepto de clientes libres no es válida debido a que ésta sólo considera como clientes no regulados a aquellos con una potencia conectada mayor o igual a 2000 [kW] (artículo 90°, [CNE82]). Por el contrario, dicha modificación considera la cota para acceder a suministro libre los 200 [kW].

Se ha optado, para efectos de este trabajo, por reflejar las utilidades variables de la ecuación (5.2) a través del peso de cada tipo de cliente respecto de las ventas totales de las empresas sólo por concepto de tarifas a clientes regulados y libres. Para ello se han utilizado los siguientes supuestos adicionales:

- a) homologación de utilidades por ventas

En términos proporcionales, la utilidad variable de las empresas participantes (p_0^v , p_1^v y p_2^v), se comporta de forma análoga a las ventas (ingresos)

⁴⁶ Cabe recordar que el VAD es la metodología utilizada para estimar los costos de una empresa modelo que atiende a clientes regulados, por lo que incorpora ítems de costo que, en caso de separación de actividades, deben ser adjudicados a la empresa comercializadora.

actuales de las empresas distribuidoras por concepto de atención a clientes regulados y libres⁴⁷. Es decir, la proporción de las utilidades provenientes de clientes libres y regulados de una empresa distribuidora es análoga a la proporción de los ingresos provenientes de las ventas a estos segmentos.

b) Única empresa comercializadora

Dado que, actualmente, es imposible conocer la utilidad variable (p_2^v) de los comercializadores (aún no existen bajo la legislación vigente), se supondrá que el segmento completo de cliente libres, para cada área típica de distribución, es abastecido por una única empresa comercializadora. Dicha empresa, sin pérdida de generalidad, puede ser considerada como la empresa distribuidora local o cualquier otra empresa comercializadora. De este modo, esta empresa concentra la totalidad de los clientes con potencia conectada superior a 200 [kW].

De acuerdo al segundo supuesto, no existe la diferenciación de la utilidad propuesta por la expresión (5.2), y puede considerarse a " p_L^v " como la utilidad completa del segmento de clientes libres y a " p_R^v " como la utilidad del segmento regulado. Más aún, de acuerdo al primer supuesto, sean " I_L " e " I_R " los ingresos (ventas) de las empresas distribuidoras por concepto de atención de clientes libres y regulados respectivamente, se verifica que: $p_L^v = I_L$ y $p_R^v = I_R$. Entonces, la ecuación (5.2), modificada de acuerdo a los supuestos ya expresados es la siguiente:

$$a = c_0 + \frac{K_0}{q_1} \times \left[\frac{I_L}{I_L + I_R} \right] \quad (5.8)$$

El hecho de considerar que la proporción de las utilidades de los segmentos regulados y libres es análoga a la proporción de los ingresos de estos segmentos, supone implícitamente una similitud en los costos unitarios de ambos tipos de cliente. En particular, los costos de explotación para cada opción tarifaria son distintos, ya que dependen del tipo de medidor utilizado y del eventual consumo

⁴⁷ Los ingresos considerados incluyen los cobros por potencia, energía, pérdidas y costos de atención al cliente que incorporan las tarifas al cliente final.

en punta del usuario. Sin embargo, estos tópicos se encuentran incluidos posteriormente en el proceso tarifario, donde las tarifas al usuario final captan dichas diferencias.

5.3.2.3 Supuestos para la estimación de las potencias

La expresión (5.2) incluye como uno de sus términos a la cantidad de producto necesario (en este caso, la potencia de punta) para abastecer a los clientes libres del monopolista (q_1). Dados los supuestos de la sección anterior, q_1 se transforma en q_L , es decir, la potencia destinada a abastecer a los clientes libres. Además, q_R es la potencia destinada a abastecer a los clientes regulados. Dichas potencias corresponden a las coincidentes con la punta del sistema de distribución.

Si bien no fue posible obtener en forma pública la potencia total de cada empresa para la punta del sistema de distribución, sí fue posible obtener la energía total ingresada al sistema de distribución en cada año, ya que esta información se encuentra disponible, incluso, en las memorias de accionistas de las empresas. De este modo, a través de una estimación de los factores de carga de cada una de las empresas, es posible estimar el término q_L .

El factor de carga de un consumo relaciona su potencia media con su potencia máxima, por lo que, por construcción, es menor que 1. La potencia media puede expresarse a través de la energía total del consumo, dividida por la cantidad de horas consideradas. Lo anterior puede expresarse de la siguiente forma:

$$f_{carga} = \frac{P_{MEDI A}}{P_{MAX}} = \frac{\frac{E_{TOTAL}}{t}}{P_{MAX}} \quad (5.9)$$

Donde:

- f_{carga} : factor de carga de un consumo
- $P_{MEDI A}$: potencia media, en [MW]

- P_{MAX} : potencia máxima coincidente con la punta del sistema de distribución, en [MW]
- E_{TOTAL} : energía total anual que entra al sistema de distribución por unidad de tiempo, en [gWh]
- t : tiempo considerado en [hrs], para un año equivale a 8760 [hrs].

De acuerdo a la expresión anterior, q_L puede expresarse en términos de la energía total anual que entra al sistema de distribución y el factor de carga, de acuerdo a la siguiente expresión:

$$q_L = \frac{E_{TOTAL}}{8760 \times f_{c \text{ arg } a}} \quad (5.10)$$

De la fórmula anterior, la energía corresponde al total ingresado al sistema de distribución en el año, descontadas las pérdidas e incobrables.

5.3.3 Expresión final del modelo OFTEL a aplicar

Dada la totalidad de los supuestos expuestos en los puntos anteriores, se adjunta a continuación la forma de llegar a la expresión final utilizada para el modelo OFTEL. A partir de la expresión (5.2) y de acuerdo a los supuestos de la sección 5.3.2.3., la expresión de la fórmula OFTEL para la tarifa de acceso a las redes de distribución se transforma en:

$$a = \frac{C_{\text{var.}}}{q_t} + \left(\frac{C_{\text{fijo}}}{q_1} \right) \times \left(\frac{I_L}{I_L + I_R} \right) \quad (5.11)$$

Definiendo a “ E_{LIBRE} ” como la energía anual que entra al sistema de distribución y que es consumida por los clientes libres e insertando la fórmula (5.10) para la potencia q_1 , se obtiene la siguiente expresión:

$$a = \frac{C_{\text{var.}}}{q_t} + \left[\frac{C_{\text{fijo}}}{\left(\frac{E_{\text{LIBRE}}}{8760 \times f_c} \right)} \right] \times \left(\frac{I_L}{I_L + I_R} \right) \quad (5.12)$$

Para efectos sólo formales, se define a “ η ” como el porcentaje de la energía total que es utilizado por los clientes libres, por lo que $E_{\text{LIBRE}} = E_{\text{TOTAL}} \times \eta$. Reagrupando términos, se obtiene la expresión final para la tarifa de acceso (peaje) de distribución según el modelo OFTEL adaptado para estos efectos:

$$a = \frac{C_{\text{var.}}}{q_t} + \frac{8760 \times C_{\text{fijo}} \times f_c}{E_{\text{TOTAL}}} \times \left(\frac{I_L}{I_L + I_R} \right) \times \frac{1}{h} \quad (5.13)$$

5.4 Obtención y estimación de parámetros

5.4.1 Costos variables y fijos por área típica

Los valores del VAD fueron tomados de la tabla 4.3, para cada área típica de distribución. Debido a la poca relevancia de los clientes libres de las empresas distribuidoras que componen el área típica 6 (sistemas autoabastecidos, aislados o pequeñas cooperativas eléctricas), será omitida la simulación de ésta, concentrándose este trabajo en las 5 áreas restantes, mucho más representativas de la realidad de este tipo de negocio.

Los valores iniciales del VAD de la tabla 4.3. fueron filtrados, de modo de aislar, de acuerdo a lo expuesto en el cuarto capítulo, aquellos costos de responsabilidad de los comercializadores, de acuerdo a los resultados de la tabla 4.7.

A partir de los costos asignados a la empresa distribuidora (aproximadamente el 99% del VAD), se realizó la división en costos variables y fijos. De acuerdo al razonamiento indicado en la tabla 5.1, se establecieron los siguientes porcentajes de repartición de los costos del VAD por concepto de costos marginales y fijos:

Tabla 5.2. Asignación de Costos variables y fijos a partir de los costos del VAD

Ítem de costos	Costo variable (%)	Costo fijo (%)
Inversión en redes de distribución	100 %	0 %
Inversión en bienes muebles e inmuebles	35,9 %	66,1 %
Inversión en bienes intangibles	0 %	100 %
Capital de trabajo	50 %	50 %
Operación y mantención	76,2 %	23,8 %
Fijos de atención al cliente	0 %	0 %

Los costos de inversión en instalaciones de distribución, principal componente del VAD, son asignados completamente a los costos variables ya que la capacidad (potencia) de la red de distribución determina el grosor de los conductores y el equipamiento necesario para suministrar el servicio de distribución.

Para efectos de detallar la procedencia de los porcentajes que aparecen en la tabla anterior, para el caso de los bienes muebles e inmuebles y de los COyM, se adjuntan a continuación las siguientes tablas que grafican el detalle de los ítems de costo que conforman ambos conceptos:

Tabla 5.3. Detalle de asignación de Costos por bienes muebles e inmuebles

Ítem de costos	Costo variable (%)	Costo fijo (%)
Terrenos	0 %	100 %
Edificios	0 %	100 %
Vehículos	0 %	100 %
Equipos de Laboratorio	100 %	0 %
Equipos de Computación	50 %	50 %
Equipos de M. Y Bodega	100 %	0 %
Equipos de Comunicaciones	50 %	50 %
Equipos de Oficina	0 %	100 %

Tabla 5.4. Detalle de asignación de los COyM

Ítem de costos	Costo variable (%)	Costo fijo (%)
Remuneración de personal propio	75 %	25 %
Servicios contratados a terceros	75 %	25 %
Materiales y equipos	50 %	50 %
Otros COyM	75 %	25 %

A partir de los valores de los porcentajes de la tabla 5.2, y de los valores del VAD, se obtuvieron los valores de AVNR+COyM (anualidad del VNR, más los

costos de operación y mantenimiento anuales), que originan los posteriores costos marginales y los costos fijos para cada área típica de distribución. Dichos datos se obtienen, tanto para la baja tensión (BT), como para la alta tensión de distribución (AT).

5.4.2 Estimación de ingresos por concepto de distribución

Para lograr el objetivo de estimar $I_L/(I_L+I_R)$, se debe obtener la proporción de las ventas totales de las empresas distribuidoras que corresponde a la atención de clientes libres. Para efectos de este estudio, se consideró para cada opción tarifaria, la proporción de las ventas que corresponde a los clientes con una potencia conectada mayor a 200 [kW], lo cual implica conocer las ventas de los potenciales clientes libres (actualmente regulados), más los actuales clientes libres con consumos mayores a 2000 [kW].

Se estudió la proporción de las ventas de cada opción tarifaria que correspondería a los potenciales clientes libres, para empresas distribuidoras típicas chilenas. La siguiente tabla muestra los resultados de este estudio, los cuales son aplicados para cada área típica.

Tabla 5.5. Ventas a potenciales clientes libres por opción tarifaria, año 2000

Opción tarifaria	Venta a potenciales clientes libres (%)	Venta a clientes regulados (%)
BT1	0 %	100 %
BT2 y BT3	0 %	100 %
BT4.1 y BT4.2	0 %	100 %
BT4.3	15,3 %	84,7 %
AT2	0 %	100 %

AT3 p.p. ⁴⁸	26,5 %	73,5 %
AT3 p.p. ⁴⁹	52,1 %	47,9 %
AT4.1	0 %	100 %
AT4.2	100 %	0 %
AT4.3	100 %	0 %

La tabla muestra que son muy pocos los clientes de baja tensión (BT), los cuales pueden acceder a la calificación de cliente libre, bajo la posible nueva legislación. En tanto, un importante porcentaje de los usuarios de AT puede acceder a ser cliente libre, especialmente en la opción tarifaria regulada que tradicionalmente presenta las mayores potencias contratadas, como es la opción AT4, con medición de energía y potencia horaria. Por supuesto, la totalidad de los actuales clientes libres mantiene esta tipificación bajo el nuevo marco legal.

Puede añadirse como supuesto adicional del modelo, el hecho de que los porcentajes de la tabla 5.5 se repliquen para todas las áreas típicas, debido a que la información emanada de dicha tabla representa un promedio observable en un conjunto de empresas distribuidoras. Sin embargo, en caso de que el regulador utilizara esta metodología, deberá obtener los datos de cada empresa distribuidora.

A partir de los datos de la tabla 5.5, se obtuvieron los porcentajes de los ingresos totales que corresponden a los potenciales clientes libres, para el caso de cada opción tarifaria y para cada una de las áreas típicas y separado en AT y BT. A continuación se adjunta una tabla resumen que entrega los porcentajes finales obtenidos a partir de los resultados por área típica (sumando todas las opciones

⁴⁸ p.p.p., abreviación para “parcialmente presente en punta”

⁴⁹ p.p., abreviación para “presente en punta”

tarifarias). Mientras tanto, en el anexo C, pueden verse las tablas detalladas para cada área típica con los porcentajes por tipo de tarifa.

Tabla 5.6. Porcentajes de ventas a potenciales clientes libres por área típica, AT y BT, año 2000

Área típica	Porcentaje de las ventas totales a clientes libres (%)	Porcentaje de las ventas totales AT a clientes libres (%)	Porcentaje de las ventas totales BT a clientes libres (%)
Área 1	52,5 %	89,4 %	0,5 %
Área 2	37,9 %	87,4 %	0,3 %
Área 3	35,1 %	90,6 %	0,4 %
Área 4	30,8 %	80,6 %	0,3 %
Área 5	27,0 %	80,3 %	0,3 %

La tabla 5.6 muestra las importantes diferencias existentes entre las diversas áreas típicas: aquellas que poseen una componente mayoritaria de redes urbanas y una importante cantidad de clientes de tipo industrial, poseen un mayor porcentaje de potenciales clientes libres, lo cual explica las diferencias de los porcentajes presentados en la primera columna. En particular, al comparar el 52 % del área típica que corresponde a Santiago con el 27 % del área típica 5 que corresponde a sectores como Linares, Parral, o la décima región, es posible apreciar la importante diferencia de potenciales clientes libres y de densificación de los consumos.

Otro punto a destacar guarda relación con el pequeño porcentaje de potenciales clientes libres en baja tensión (BT), el cual no pasa del 0,5 % del total de ventas en BT. Ello se explica por la baja potencia conectada de los clientes BT, la cual, en casos muy excepcionales, pasa de los 200 [kW] necesarios para entrar a la categoría de clientes libres. Normalmente, aquellos clientes con consumos por sobre

la banda de 200 [kW], debido al menor precio de la energía en AT respecto a BT, y a su mayor poder adquisitivo, prefieren adquirir un transformador propio de distribución, lo cual, en el largo plazo, implica importantes ahorros respecto a ser cliente de BT⁵⁰.

5.4.3 Estimación del consumo de energía y de h

La estimación de η (fórmula 5.13) se realiza de forma similar a la estimación realizada para los porcentajes de venta por opción tarifaria para los potenciales clientes libres (sección 5.4.2). Para ello, se utilizan los mismos porcentajes que entrega la tabla 5.5, que muestran la partición entre clientes libres y regulados. Además, se utilizan los porcentajes de consumo de energía por cada opción tarifaria y para cada área típica, de la misma forma en que se realizó para el caso de las ventas.

La siguiente tabla (tabla 5.7) entrega un resumen de los porcentajes globales del área típica y para AT y BT (η ; η_{AT} y η_{BT}), que corresponden a los clientes libres para cada área típica. Nuevamente, las tablas que muestran el detalle de cada opción tarifaria en cada área típica, pueden verse en el anexo C.

⁵⁰ Las tarifas de BT son mucho mayores a las AT, ya que implican el uso de redes AT y BT y de los transformadores de distribución AT/BT. Mientras tanto, la tarifa AT sólo incluye el uso de las redes AT. Además, el uso de redes AT solamente, implica menores pérdidas de distribución.

Tabla 5.7. Porcentajes de consumo de energía de los potenciales clientes libres por área típica, AT y BT, año 2000

Área típica	η = Porcentaje de las ventas totales a clientes libres (%)	η_{AT} = Porcentaje de las ventas totales AT a clientes libres (%)	η_{BT} = Porcentaje de las ventas totales BT a clientes libres (%)
Área 1	44,9 %	86,6 %	0,4 %
Área 2	40,1 %	85,5 %	0,3 %
Área 3	47,2 %	93,2 %	0,3 %
Área 4	18,5 %	73,8 %	0,2 %
Área 5	38,0 %	82,9 %	0,3 %

Tanto la tabla 5.7 como las tablas del anexo C, muestran una estructura parecida al caso de las ventas, en el sentido de que el porcentaje de consumo de energía de los potenciales clientes libres disminuye con la ruralización del área típica y la menor presencia de grandes clientes industriales.

Cada empresa distribuidora en Chile, posee su propia estructura de costos y su propia densificación y tipo de consumo de sus clientes, lo cual implica que la metodología de tarificación debe ser capaz de captar, en la mayor medida posible, estas diferencias, en beneficio de los propios consumidores. En tal sentido, el modelo presentado aporta el hecho de incluir dos tipos de diferencias entre las empresas distribuidoras: por un lado, incluye las diferencias implícitas en la tarifa del VAD, y por otra parte, incluye las diferencias propias de la estructura de los consumos (por opción tarifaria) de cada distribuidora, respecto del consumo de energía y la valorización de sus ventas.

Los porcentajes de la tabla 5.7 fueron aplicados a la energía total que fue inyectada al sistema de distribución en el año 1999 (los cuales son los datos base para el proceso tarifario del año 2000), para cada una de las empresas de referencia a las empresas modelo del proceso de VAD. Los datos de energía total para los potenciales clientes libres finalmente obtenidos, se encuentran en la siguiente tabla, la que incluye los datos en AT, BT y totales. La información de la energía inyectada al sistema de distribución de aquellas empresas base para cada área típica proviene de las memorias de accionistas de dichas empresas.

Tabla 5.8. Energía total inyectada al sistema de distribución por área típica, año 1999⁵¹

Área Típica	Energía total inyectada [GWh]	Energía total clientes libres [GWh]	Energía total clientes libres AT [GWh]	Energía total clientes libres BT [GWh]
Área 1	7.312.000	3.284.000	3.268.000	16.000
Área 2	2.499.000	1.001.000	997.000	4.000
Área 3	581.000	274.000	273.000	1.000
Área 4	511.000	95.000	94.000	1.000
Área 5	357.000	136.000	135.000	1.000

La energía para los clientes libres de BT es muy pequeña, debido a la poca cantidad de clientes con opción de ser un cliente libre. A partir de los valores de la tabla 5.8, construidos a partir de los valores de η ; η_{AT} y η_{BT} de la tabla 5.7, es

⁵¹ Valores que se obtienen de los porcentajes de la tabla 5.8 se encuentran redondeados en 1000 [GWh].

posible obtener los valores finales de la fórmula (5.14). Para ello, sólo resta la estimación de los factores de carga adecuados.

5.4.4 Estimación de los factores de carga

Para efectos de la estimación de los factores de carga, se utilizó la información contenida en las memorias de accionistas de las diferentes empresas de referencia de cada área típica. Es decir, se utilizó el factor de carga real de las ventas de energía en AT y BT, para el año 1999 y para las empresas de referencia por área típica.

5.5 Resultados para el caso base

Los resultados del caso base por área típica se obtienen aplicando la fórmula (5.13) y los datos de las tablas 5.6, 5.7 y 5.8.

5.5.1 Peajes en AT según modelo OFTEL, caso base

La siguiente tabla (tabla 5.9) muestra los valores de los peajes obtenidos, para el caso de la alta tensión de distribución (AT). Los valores se expresan en [\$/kW-año], al igual que el VAD de cada área típica. Para efectos comparativos, se han incluido también los valores finales del VAD de la fijación tarifaria del año 2000. Además, se incluye el desglose del peaje AT según el modelo OFTEL, es decir, el costo marginal (medio) total [\$/kW-año] y el costo fijo por unidad de potencia, también en [\$/kW-año]. Las expresiones de estos datos son las siguientes:

$$\text{Costo marginal (medio)}_{AT} = \frac{C_{\text{var.}}}{q_t}$$

$$\text{Costo fijo unitario}_{AT} = \left(\frac{C_{\text{fijo}}}{q_1} \right) \times \left(\frac{I_L}{I_L + I_R} \right) \quad (5.14)$$

De las expresiones anteriores, puede notarse que, de acuerdo a la expresión general del peaje según el presente modelo (fórmula 5.11), la suma del costo marginal (medio) total y de los costos fijos unitarios, equivale al total de dicho peaje de distribución

Tabla 5.9. Peajes finales AT por área típica (caso base) según modelo OFTEL, v/s
VAD AT por área típica del año 2000

Área Típica	Peaje OFTEL AT (caso base) [\$/kW-año]	VAD AT, año 2000 [\$/kW-año]	Costo marginal total OFTEL AT [\$/kW-año]	Costo fijo unitario OFTEL AT [\$/kW-año]
Área 1	20.890,37	17.711,00	14.293,80	6.596,58
Área 2	34.260,35	28.242,00	22.792,92	11.467,43
Área 3	56.998,09	48.957,00	39.511,12	17.486,97
Área 4	101.680,28	62.891,00	50.756,66	50.923,62
Área 5	84.721,32	70.582,00	56.963,73	27.757,58

De la tabla 5.9 es posible extraer diversas conclusiones. En primer lugar, para el caso de AT, el peaje de distribución según el modelo OFTEL resulta ser, para todas las áreas típicas, mayor que el Valor Agregado de Distribución. Ello implica que los usuarios potencialmente libres deben pagar una tarifa levemente mayor que los usuarios regulados. Básicamente, y de acuerdo a la estructura del peaje de distribución elegida (fórmula 5.13), esto se debe a que los costos fijos unitarios, al ser ponderados por las utilidades (ingresos en este caso) que generan los potenciales clientes libres, resultan mayores que su valor no ponderado. En otras palabras, la utilidad que le reporta a la empresa distribuidora el suministrar a sus clientes libres, es mayor que aquella que le reporta suministrar a sus clientes regulados en AT, lo cual lleva a que los primeros paguen una tarifa mayor, respecto a los últimos. Entonces, para mantener el balance en la cartera de la empresa distribuidora, los usuarios regulados deberían ver disminuida su tarifa en forma inversa en la que la ha

aumentado los peajes de distribución para los clientes regulados⁵². En conclusión y de acuerdo a la modelación realizada, las empresas distribuidoras valoran sus redes de distribución de AT en forma desigual para cada tipo de cliente, reportándole los usuarios libres un mayor costo de oportunidad respecto de los usuarios regulados, como consecuencia de los mayores ingresos comparativos que generan.

Como segundo punto, puede notarse que las diferencias entre el peaje OFTEL y el VAD de distribución son propias de cada área típica, lo cual implica que, aparte de las diferencias generadas por los costos de distribución, el modelo agrega diferencias entre las áreas típicas que tienen como fundamento las diversas estructuras de tipo de consumo de energía y las diferencias en el valor relativo asignado a sus redes de AT por cada tipo de consumidor. Para efectos de ilustrar estas diferencias, la siguiente tabla (tabla 5.10) muestra la variación porcentual del peaje OFTEL respecto del VAD por área típica. Además, se adjunta la diferencia porcentual entre el costo fijo unitario y el costo fijo que se obtendría sin efectuar la ponderación de éstos por los ingresos⁵³, el cual equivale a restar los costos marginales del VAD.

⁵² En síntesis, si los costos fijos unitarios para los clientes libres son ponderados por las utilidades (ingresos), según: $(I_L / I_L + I_R)$, los mismos costos, para los clientes regulados, deberían ser ponderados por $(I_R / I_L + I_R)$ para no ocasionar un desbalance en los ingresos de la empresa distribuidora.

⁵³ En términos simples, si se restan los costos marginales (en [\$/kW]) del valor del VAD (también en [\$/kW]), se obtienen los costos fijos unitarios sin ponderar, ya que, por construcción del

$$\text{modelo, } \left(\frac{C_{\text{m arg .}}}{q_1} \right) + \left(\frac{C_{\text{fijo}}}{q_1} \right) = \text{VAD}$$

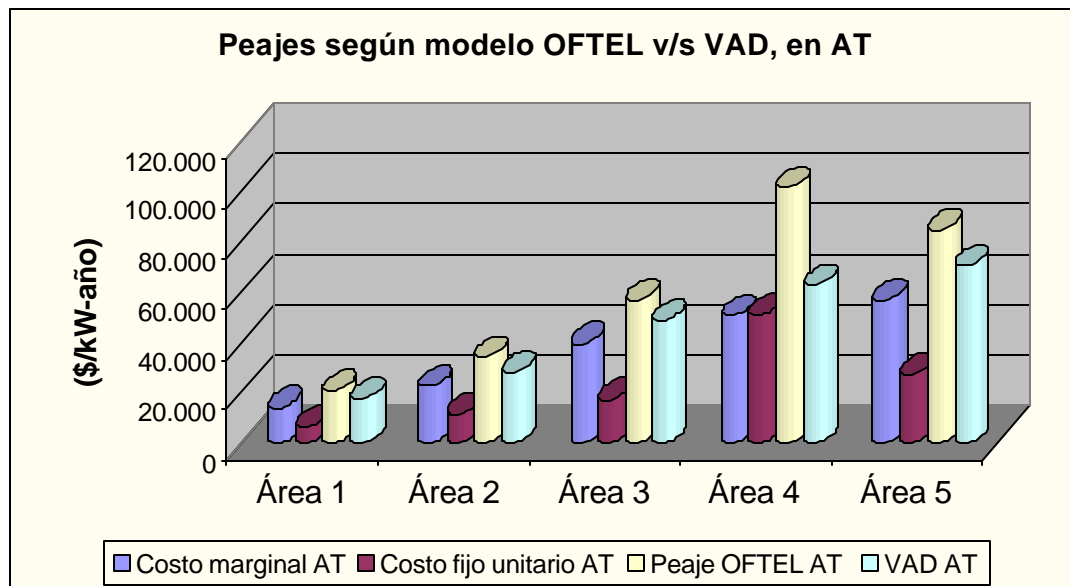
Tabla 5.10. Diferencias porcentuales entre el peaje OFTEL y el VAD, por área típica, para el caso de AT

Área Típica	Diferencia porcentual entre el peaje OFTEL y el VAD (%)	Diferencia porcentual entre el costo fijo ponderado y el VAD-costo marginal (%)
Área 1	18,0 %	93,0 %
Área 2	21,3 %	110,4 %
Área 3	16,4 %	85,1 %
Área 4	61,7 %	319,7 %
Área 5	20,1 %	103,8 %

Tal como se observa en la tabla precedente, las diferencias son importantes en el caso de los costos fijos para el peaje a los clientes libres. En este caso, los costos fijos ponderados llegan a doblar a los costos fijos sin ponderar (VAD menos costo marginal), como consecuencia del mayor valor del numerador de los términos que intervienen en la fórmula 5.14.

A continuación se adjunta un gráfico que muestra los valores apreciables en la tabla 5.9. Puntualmente, el gráfico incluye, por área típica, el peaje OFTEL de AT y sus componentes (costo marginal más costo fijo unitario). Además, como comparación, se incluye el VAD de distribución AT por área típica.

Figura 5.1. Peaje OFTEL por área típica y sus componentes, AT



Las más importantes diferencias se aprecian para el caso del área típica 4, las cuales se generan debido a que, tal como puede verse en las tablas 5.6 y 5.7, el porcentaje asignado a la energía consumida por los clientes libres (η) es menor que el porcentaje asignado a las ventas, para el área típica 4. Entonces, en virtud de la fórmula (5.13), aumenta la ponderación de los costos fijos. De este modo, puede notarse que son las diferencias entre los porcentajes emanados de las tablas 5.6 y 5.7, aquellos que determinan la ponderación relativa de los costos fijos y que, por ende, determinan que las diferencias del peaje respecto al VAD sean, para cada área típica, de tan diversa magnitud.

5.5.2 Peajes en BT según modelo OFTEL, caso base

Para el caso de BT, puede verse a continuación la tabla que muestra los peajes para el caso base obtenidos de acuerdo a la modelación propuesta, comparados con el VAD por área típica. La estructura de la tabla es similar al caso de AT (tabla 5.9).

Tabla 5.11. Peajes finales BT por área típica (caso base) según modelo OFTEL, v/s VAD BT por área típica del año 2000

Área Típica	Peaje OFTEL BT (caso base) [\$/kW-año]	VAD BT, año 2000 [\$/kW-año]	Costo marginal total OFTEL BT [\$/kW-año]	Costo fijo unitario OFTEL BT [\$/kW-año]
Área 1	44.349,60	44.350,00	35.840,95	8.508,65
Área 2	73.724,74	75.262,00	60.822,14	12.902,61
Área 3	78.920,5	74.861,00	60.498,07	18.422,42
Área 4	100.975,33	100.288,00	81.046,62	19.928,72
Área 5	149.377,89	147.125,00	118.897,41	30.480,49

Puede notarse de que, en términos generales, los valores del peaje OFTEL para el caso de BT son muy similares al Valor Agregado de Distribución. Estas diferencias observadas, contrariamente al caso de AT, implican que, para el caso de BT, el cobro que se realiza por concepto del uso de las redes de este tipo a los usuarios regulados, es similar al cobro establecido a los clientes libres por el uso de las mismas. Es decir, para el caso de las redes de BT, la utilidad para el distribuidor de utilizar las redes para clientes libres es, en términos generales, la misma que en el caso del uso por parte de los clientes regulados, de acuerdo a la modelación presentada.

La explicación para estas diferencias entre el modelo OFTEL y el VAD, radica en que, tanto los porcentajes de consumo de energía, como de ventas para los clientes libres en BT, son muy pequeños y similares. Ello implica que no se generen grandes desbalances entre el numerador y el denominador de la fórmula (5.13), llevando a que el ponderador de los costos fijos sea cercano a uno. La siguiente tabla muestra los mismos valores que la tabla 5.10, pero para el caso de BT, es decir, la

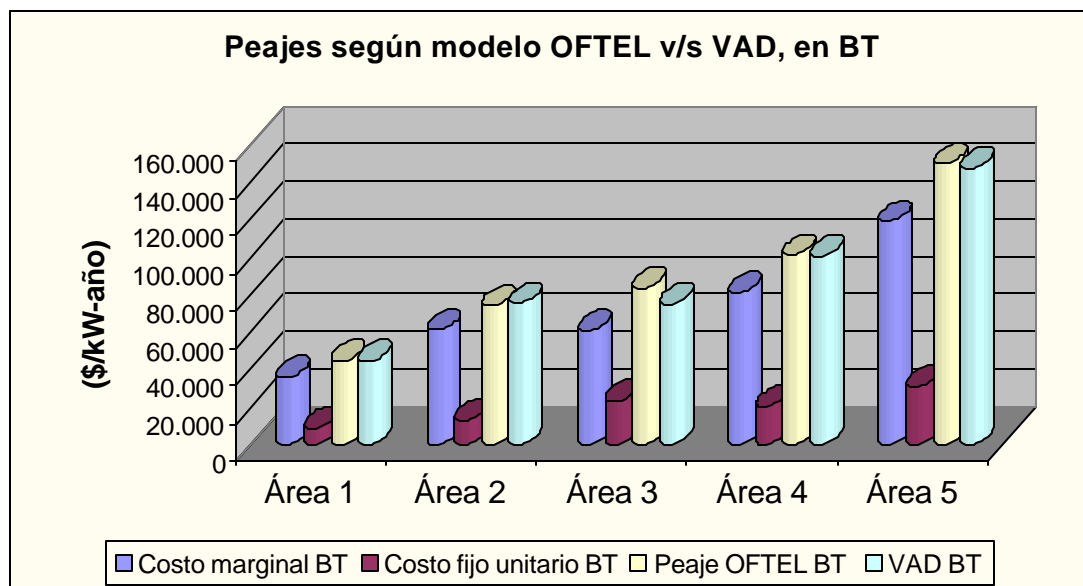
diferencia porcentual entre el peaje OFTEL y el VAD, más la diferencia entre el costo fijo ponderado y la resta del VAD y los costos marginales:

Tabla 5.12. Diferencias porcentuales entre el peaje OFTEL y el VAD, por área típica, para el caso de BT

Área Típica	Diferencia porcentual entre el peaje OFTEL y el VAD (%)	Diferencia porcentual entre el costo fijo ponderado y el VAD-costo marginal (%)
Área 1	-0,1 %	-0,1 %
Área 2	-10,6 %	-2,1 %
Área 3	58,4 %	11,2 %
Área 4	3,6 %	0,7 %
Área 5	8,0 %	1,5 %

Los resultados por área típica resultan ser bastante parejos, en el sentido de que las diferencias porcentuales que se establecen respecto al VAD son, en la mayoría de los casos, cercanas al 10 o 15%. Sin embargo, en las áreas típicas 1 y 2, puede notarse que la diferencia registrada es en el sentido inverso, es decir, el peaje OFTEL es inferior al VAD. Ello se debe a que dichas área típicas poseen los índices más importantes de consumo por parte de clientes industriales (como porcentaje del total de clientes), lo que se traduce en un mayor porcentaje de energía consumida por los clientes libres que el resto de las áreas típicas, tal como se observa en la tabla 5.7. De este modo, si bien se producen también mayores porcentajes de ventas a clientes libres, el aumento en la energía consumida por éstos es, en términos relativos, más importante. A continuación se adjunta la gráfica de los valores obtenidos para el caso de BT:

Figura 5.2. Peaje OFTEL por área típica y sus componentes, BT



Puede notarse que, en el caso de BT, los costos fijos resultan ser menos relevantes respecto del peaje final que en el caso de AT⁵⁴. Ello se debe a que las redes de BT son más intensivas en capital que las de AT. Normalmente, las redes de baja tensión necesitan postación extra a la red de alta tensión existente y comprenden además la inversión en transformadores de distribución y conductores de mayor grosor. Es decir, porcentualmente, el costo de inversión es mayor en el caso de BT que en AT, lo cual se traduce en mayores costos marginales .

5.5.3. Índice de sensibilidad de costos fijos y su influencia en el peaje final

El análisis de las diferencias apreciadas entre las diversas áreas típicas se basa en la confección de un índice explicativo, llamado índice de sensibilidad de costos fijos, el cual es propio para cada área típica de distribución. Básicamente, al observar la fórmula del modelo OFTEL utilizada (fórmula 5.14), puede notarse que la ponderación

⁵⁴ Este efecto tiene como consecuencia que los peajes en AT sean mucho más volátiles que los de BT, ya que la ponderación por las utilidades actúa sólo sobre los costos fijos, tal como lo expresa la fórmula 5.14.

de los costos fijos depende de la razón de ventas ($I_L / (I_L + I_R)$), de la energía consumida por los clientes libres (energía total por η) y del factor de carga. Del resultado de este ponderador dependen los costos fijos y, por ende, el peaje final. El índice de sensibilidad de costos fijos (μ), viene entonces dado por el ponderador de los costos fijos en la fórmula (5.13)⁵⁵:

$$m = \frac{8760 \times f_c \times q_t}{E_{TOTAL}} \times \left(\frac{I_L}{I_L + I_R} \right) \times \frac{1}{h} \quad (5.15)$$

De la interacción de los factores que determinan el valor de μ para cada área típica es posible explicar de forma más clara las diferencias entre el peaje OFTEL y el VAD, entre los peajes de las diversas áreas típicas y entre AT y BT. La siguiente tabla muestra el valor de μ para cada área típica, en AT y BT.

Tabla 5.13. Índice de costos fijos (μ) en AT y BT, por área típica

Área Típica	Índice de Costos Fijos en AT	Índice de Costos Fijos en BT
Área 1	1,99	1,04
Área 2	2,18	0,93
Área 3	1,92	1,64
Área 4	4,35	1,07
Área 5	2,11	1,12

Para el caso de AT, el factor tiene un valor cercano a dos, lo cual implica que los costos fijos unitarios se duplican respecto al valor de los costos fijos sin ponderar. Ello ocasiona un aumento del peaje AT respecto del VAD. Por

⁵⁵ En otras palabras, y de acuerdo también a la fórmula (5.14), el índice de costos fijos puede obtenerse dividiendo el costo fijo unitario, por la resta del VAD con los costos marginales (esta resta equivale a los costos fijos directamente emanados del VAD, sin ponderar).

otra parte, puede notarse que en el caso del área típica 4, el índice de costos fijos cuadruplica al costo fijo sin ponderar, ocasionando el fuerte aumento del peaje. Para el caso de BT, el índice de costos fijos es, excepto para el caso del área típica 3, cercano a uno, lo que determina los peajes similares al VAD que se obtuvieron.

Para un análisis más detallado, es posible subdividir el índice de costos fijos (μ) en dos componentes: El índice de ventas (μ_V) y el índice de potencias (μ_P), cuyas expresiones y valores pueden verse a continuación:

$$m_p = \frac{8760 \times f_c \times q_t}{E_{TOTAL}} \times \frac{1}{h} \quad (5.16)$$

$$m_v = \left(\frac{I_L}{I_L + I_R} \right) \quad (5.18)$$

Por lo que:

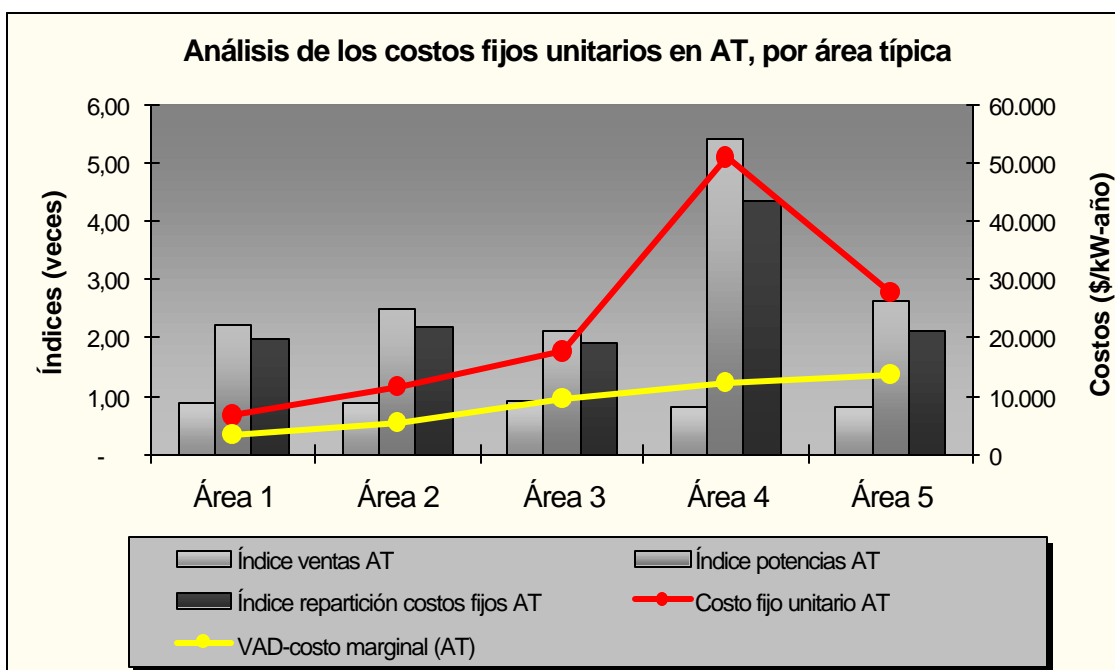
$$m_p \times m_v = m \quad (5.19)$$

Tabla 5.14. Índices de potencia y ventas por área típica, AT y BT

Área Típica	Índice de potencia AT (μ_P^{AT})	Índice de ventas AT (μ_V^{AT})	Índice de potencia BT (μ_P^{BT})	Índice de ventas BT (μ_V^{BT})
Área 1	2,22	0,89	223,36	0,005
Área 2	2,50	0,87	367,71	0,003
Área 3	2,12	0,91	381,11	0,004
Área 4	5,40	0,81	436,04	0,002
Área 5	2,63	0,80	346,90	0,003

Para efectos de analizar el caso de AT, se presenta a continuación un gráfico con los principales índices (μ , μ_P y μ_V), que tienden a explicar las diferencias entre las áreas típicas y entre el costo fijo ponderado y el costo fijo sin ponderar (este último, equivalente al VAD, menos los costos marginales).

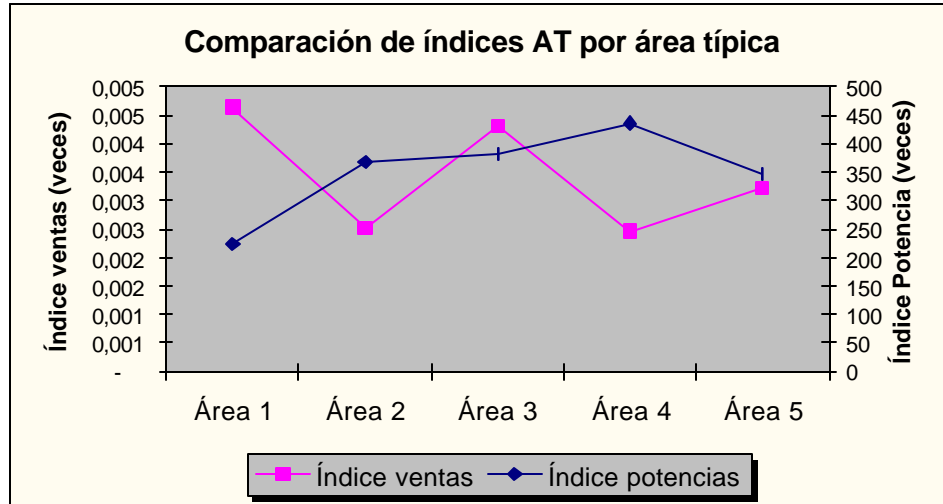
Figura 5.3. Índices de costo fijo y costos fijos relevantes, AT



El gráfico muestra que, mientras el índice de ventas (μ_V), mantiene un comportamiento muy parejo para cada área típica en AT, es el índice de potencias (μ_P), el cual presenta variaciones importantes entre las áreas típicas, provocando que las diferencias en el índice μ y, por ende, en los costos fijos ponderados.

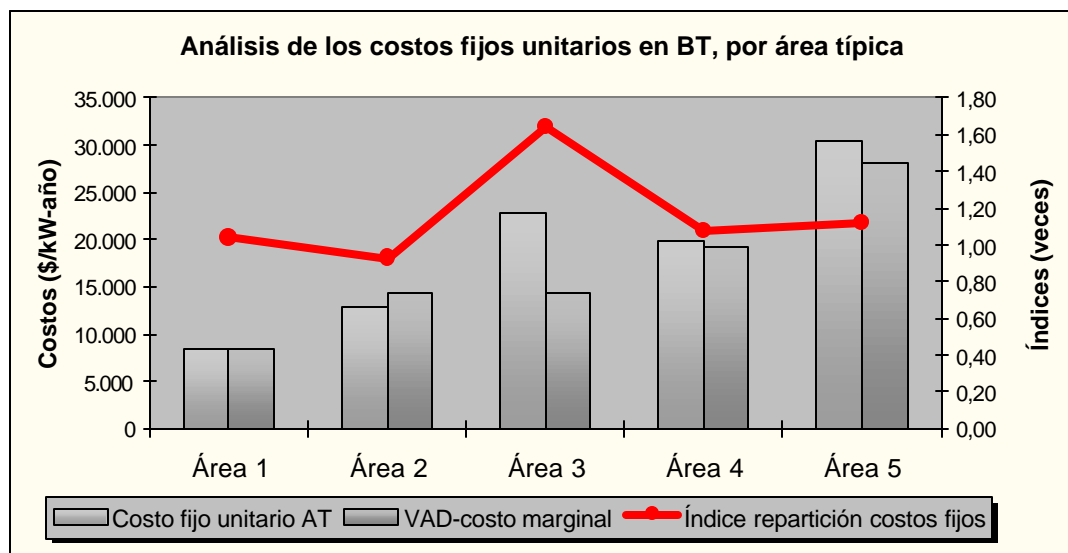
Para el caso de BT, la distinta dimensión de los índices, impide tener toda la información en un solo gráfico. A continuación pueden verse las diferencias entre los índices μ_P y μ_V por área típica.

Figura 5.4. Índices μ_P y μ_V por área típica, BT



Tal como puede apreciarse, en el caso de BT, es el índice μ_V el cual presenta mayor volatilidad respecto a las diversas áreas típicas, mientras que μ_P es más estable. A continuación se presentan los costos fijos ponderados y sin ponderar, junto con el índice μ , en BT.

Figura 5.5. Índices μ y costos fijos relevantes por área típica, BT



Puede notarse la relativa estabilidad del índice μ y su cercanía a la unidad, lo cual ocasiona costos fijos ponderados similares al costo fijo sin ponderar, excepto para el caso del área típica 3.

Cabe finalmente resaltar, a través de los gráficos 5.3 y 5.5, la presencia de importantes economías de escala en los costos para cada empresa distribuidora, reflejados en el comportamiento de cada área típica. Concretamente, puede notarse que, a medida que crece la densidad de consumo de las empresas distribuidoras y decrece la ruralidad de las redes de distribución, las empresas distribuidoras son de mayor tamaño relativo, en cuanto a la cantidad de clientes y al tamaño de sus redes.

5.6. Sensibilidad de los resultados

Los resultados para el caso base se realizaron adaptando la fórmula básica del modelo OFTEL a la realidad de la distribución eléctrica, por medio del uso de diversas estimaciones de parámetros eléctricos (energías, factores de carga), homologación de costos (costos medios por costos marginales, costos de la empresa modelo) y de porcentajes atribuibles a los clientes libres respecto del universo total (porcentajes de ventas y de consumo de energía). En la presente sección se sensibilizan los resultados respecto de ciertos puntos clave que pueden determinar variaciones al caso base. A continuación se exponen aquellos tópicos sujetos a sensibilización:

a) Costos de bienes muebles e inmuebles

Tal como en el capítulo IV, se utilizó en el caso base un 60% del costo de bienes muebles e inmuebles para efectos del peaje de distribución, de acuerdo (sección 4.5.1.) Dicho porcentaje se sensibilizó a valores de un 50% y un 70%.

b) Tasa de descuento de las inversiones

Debido a la posibilidad de que la nueva legislación incorpore una tasa de recuperación de las inversiones variable, se han realizado sensibilidades respecto del actual valor de un 10% anual. Concretamente, se realizó el estudio para tasas de un 9,5%, 9,75%, 10,25% y 10,5%.

c) Costos de operación y mantenimiento

El caso base considera un 100% de los costos de operación y mantenimiento adjudicables al peaje de distribución. La posibilidad de que parte de estos costos sean asignados al comercializador, permiten aventurar una sensibilidad que asigne estos costos en un 95%, 90% y 85% a la empresa distribuidora.

d) Costos de operación y mantenimiento adjudicados al costo fijo

EL porcentaje de los costos de operación y mantenimiento que es asignado a los costos fijos incide en forma importante en la tarifa final, ya que son estos últimos costos aquellos que son ponderados (fórmula 5.13) por las utilidades de cada segmento. Es por ello que se sensibilizaron los datos de la tabla 5.4, cargando un 5% y un 10% más de los COyM al costo fijo, así como un 5% y un 10% menos.

5.6.1. Sensibilización de los costos de bienes muebles e inmuebles

La siguiente tabla muestra el valor de los peajes que utilizan un 50% y un 70% de los costos de bienes muebles e inmuebles. Los resultados se entregan para AT y BT, como porcentaje del valor del peaje del caso base (tablas 5.9 y 5.11).

Tabla 5.15. Sensibilidad de los peajes a los costos de instalaciones muebles e inmuebles⁵⁶

Área Típica	AT, 50% de los B. M e I	AT, 70% de los B. M e I	BT, 50% de los B. M e I	BT, 70% de los B. M e I
Área 1	99,56%	100,24%	99,82%	100,18%
Área 2	99,75%	100,25%	99,83%	100,17%
Área 3	99,77%	100,23%	99,78%	100,22%
Área 4	99,67%	100,33%	99,82%	100,18%
Área 5	99,76%	100,34%	99,81%	100,19%

⁵⁶ Los valores se entregan como porcentaje del peaje del caso base

En primer lugar, puede notarse que AT es más sensible que BT a las modificaciones en los costos de instalaciones muebles e inmuebles. Ello se debe a que AT es más sensible a los cambios en los costos fijos, de acuerdo al mayor valor del ponderador μ (tabla 5.13) respecto a BT. En segundo lugar, puede concluirse que el peaje es, al igual que en el caso del modelo según VAD, muy poco volátil respecto de las variaciones de los costos de bienes muebles e inmuebles, debido a la poca relevancia de éstos en el total del peaje final.

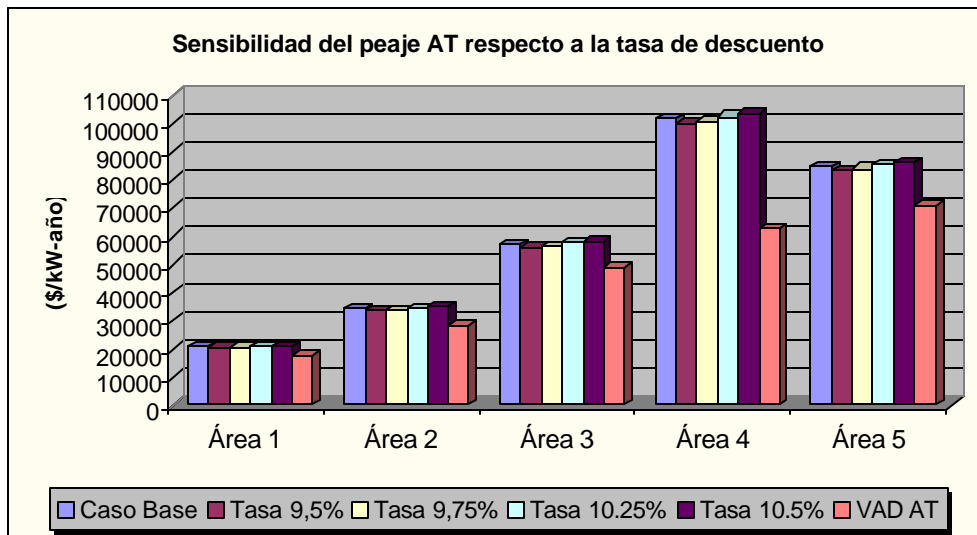
5.6.2. Sensibilización de la tasa de descuento de las inversiones

La siguiente tabla muestra los peajes OFTEL en AT, considerando tasas de descuento de 9,5%, 9,75%, 10,25% y 10,5%, como porcentaje del peaje obtenido en el caso base, también en AT.

Tabla 5.16. Sensibilidad de los peajes a la tasa de descuento, en AT

Área Típica	AT, tasa 9,5%	AT, tasa 9,75%	AT, tasa 10,25%	AT, tasa 10,5%
Área 1	98,30%	99,10%	100,85%	101,69%
Área 2	99,25%	99,03%	100,92%	101,92%
Área 3	99,42%	98,51%	100,68%	101,49%
Área 4	99,12%	98,89%	101,27%	102,18%
Área 5	99,28%	99,08%	100,91%	100,76%

Figura 5.6. Sensibilidad a la tasa de descuento en AT

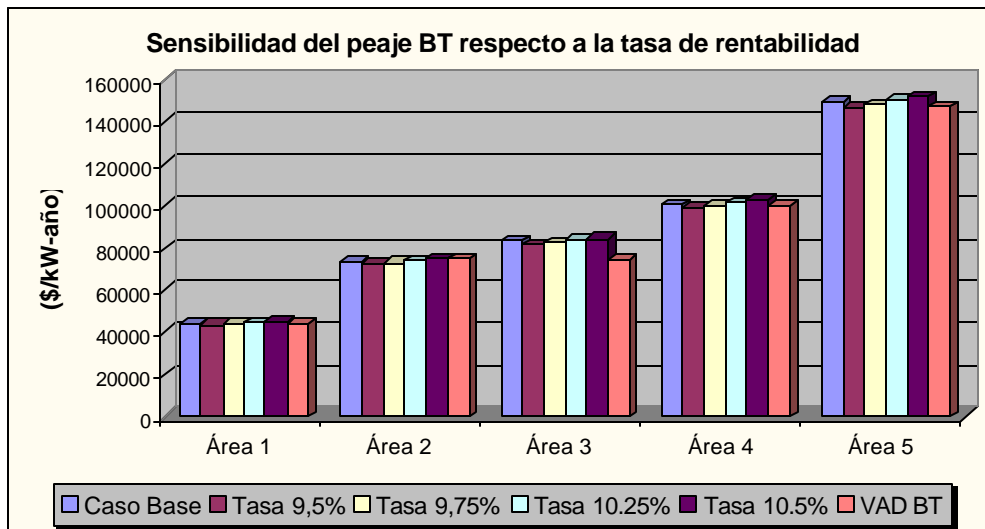


Para el caso de AT, una variación de 0,5 puntos porcentuales de la tasa de descuento, produce una variabilidad de un 2% en el peaje, para todas las áreas típicas, lo cual implica que una precisa fijación de la tasa de descuento por parte de la autoridad es un importante tópico que permite conocer la estabilidad del peaje en el tiempo, lo cual constituye una importante señal para las nuevas inversiones de las empresas distribuidoras.

Tabla 5.17. Sensibilidad de los peajes a la tasa de descuento, en BT

Área Típica	BT, tasa 9,5%	BT, tasa 9,75%	BT, tasa 10,25%	BT, tasa 10,5%
Área 1	99,56%	99,82%	100,18%	100,18%
Área 2	99,75%	99,83%	100,17%	100,17%
Área 3	99,77%	99,78%	100,22%	100,22%
Área 4	99,67%	99,82%	100,18%	100,18%
Área 5	99,76%	99,81%	100,19%	100,19%

Figura 5.7. Sensibilidad a la tasa de descuento en BT



Por un lado, el peaje en BT es menos sensible a los cambios, según los índices μ estudiados. Por otra parte, el efecto anterior se ve compensado por una mayor ponderación de los costos de inversión en BT respecto a los restantes costos del peaje, tal como ya fue expuesto. La combinación de estos dos efectos proporciona variaciones similares a las observadas en AT.

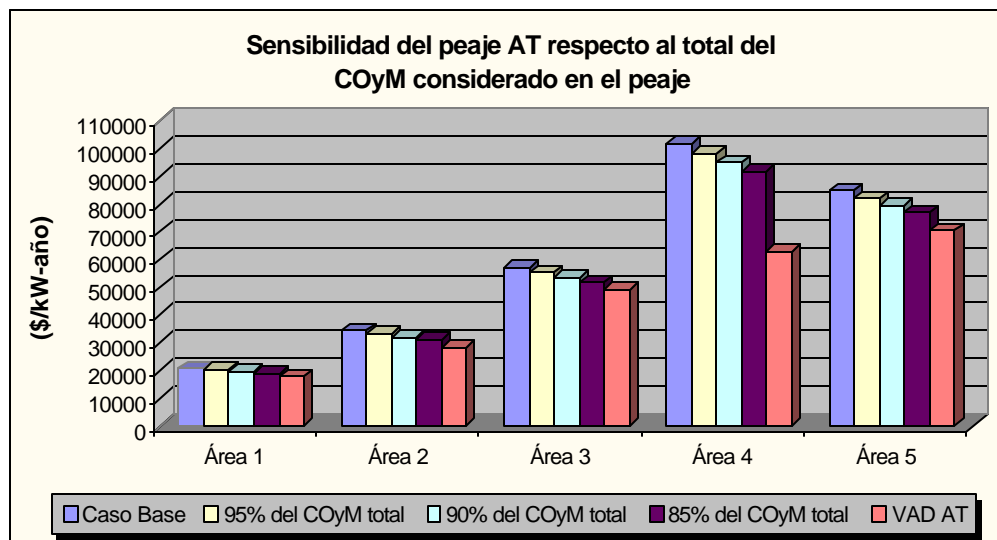
5.6.3. Sensibilización de los costos de operación y mantenimiento totales considerados en el peaje

A continuación se presentan los efectos de las variaciones en los COyM totales considerados en el peaje, para el caso de AT y luego para BT.

Tabla 5.18. Sensibilidad de los peajes a los costos de operación y mantenimiento totales, en AT

Área Típica	AT, 95% de CoyM	AT, 90% de COyM	AT, 85% de CoyM
Área 1	96,56 %	93,73 %	90,60 %
Área 2	96,85 %	93,69 %	90,54 %
Área 3	96,88 %	93,75 %	90,63 %
Área 4	96,68 %	93,36 %	90,04 %
Área 5	96,85 %	93,71 %	90,56 %

Figura 5.8. Sensibilidad a los COyM totales, AT

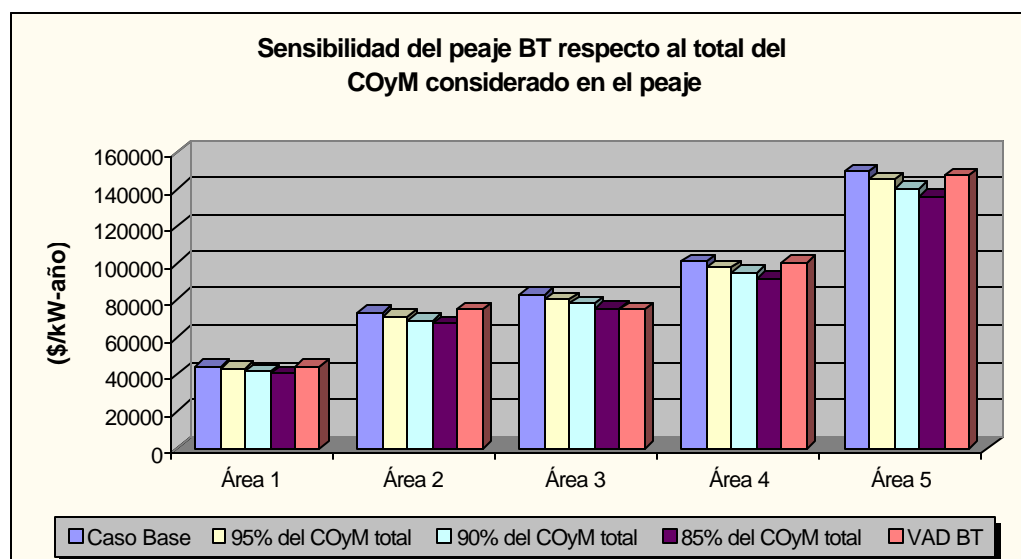


Tal como se expresa en las tablas y gráficos, cada 5% de los COyM que son rebajados en AT, ocasionan una baja de entre un 2,5% y un 3% en los peajes, lo cual implica que, tal como en el caso del modelo según VAD, la estimación de la cantidad de COyM que incorpora el peaje es de mucha relevancia.

Tabla 5.19. Sensibilidad de los peajes a los costos de operación y mantenimiento totales, en BT

Área Típica	AT, 95% de CoyM	AT, 90% de CoyM	AT, 85% de CoyM
Área 1	97,04 %	94,07 %	91,11 %
Área 2	97,05 %	94,11 %	91,16 %
Área 3	96,95 %	93,91 %	90,86 %
Área 4	97,03 %	94,06 %	91,09 %
Área 5	97,02 %	94,05 %	91,07 %

Figura 5.9. Sensibilidad a los COyM totales, BT



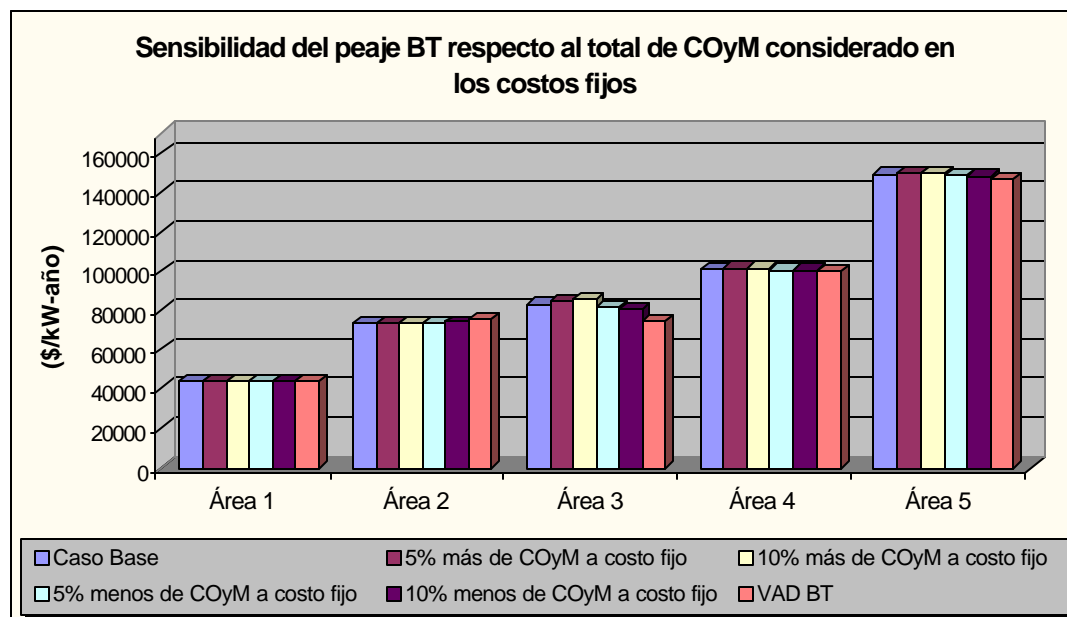
De la tabla y figura anteriores puede apreciarse que el modelo es muy sensible a la correcta repartición de los COyM en costos variables y fijos. Concretamente, la variación del COyM considerado como costo fijo es multiplicada, de acuerdo a la fórmula (5.16), directamente por el índice de sensibilidad de los costos fijos (μ). De este modo, al ser éste, en el caso de AT, cercano a 2, implica que el costo fijo normalmente duplica las variaciones en la estimación del COyM, lo cual incide fuertemente en el peaje. La situación es aún más dramática en el caso del área típica 4, donde el costo fijo cuadruplica las variaciones en los porcentajes de COyM asignados a dicha partida.

Llama la atención que una utilización de un 10% menos del COyM en el costo fijo permite, en la mayoría de los casos, bajar los peajes hasta valores similares al VAD de los clientes regulados. Es decir, el aumento de los peajes que resultó de ponderar los costos fijos por las utilidades relativas de los segmentos en AT, se ve compensado por el hecho de considerar un 10% más de los COyM como costo variable. Lo anterior pone de manifiesto que los resultados del método dependen fuertemente de la asignación de los costos de operación y mantenimiento, debido a su importante peso relativo en la anualidad a remunerar.

Tabla 5.21. Sensibilidad de los peajes a los costos de operación y mantenimiento asignados al costo fijo, BT

Área Típica	5 % menos de CoyM a costo fijo	10 % menos de CoyM a costo fijo	5 % más de CoyM a costo fijo	10 % más de CoyM a costo fijo
Área 1	99,89 %	99,78 %	100,11 %	101,22 %
Área 2	100,22 %	100,44 %	99,78 %	99,56 %
Área 3	98,30 %	96,60 %	101,70 %	103,40 %
Área 4	99,78 %	99,56 %	100,22 %	100,44 %
Área 5	99,65 %	99,30 %	100,35 %	100,76 %

Figura 5.11. Sensibilidad a los COyM asignados al costo fijo, BT



Puede notarse la escasa sensibilidad de los peajes BT respecto de los costos fijos. Ello se debe a que, al ser los valores de μ cercanos a uno, las variaciones en el costo fijo, por más que sean importantes, no impactan en forma consecuente con el peaje.

Cabe también destacar el caso del área típica 2, donde μ es negativo, lo cual cambia el sentido de la sensibilidad del peaje. Es decir, a mayor porcentaje de costos fijos considerados, menor es el peaje de distribución. Esto implica que los casos de factores μ de distinto signo impactan en forma importante en la forma en la cual el peaje reacciona a los cambios en los valores relativos de sus costos.

5.7 Conclusiones

La adaptación realizada en este trabajo de un modelo microeconómico de tarifas de acceso a la distribución eléctrica, supuso la adopción de diversos supuestos y la realización de diversas estimaciones de parámetros, lo cual implica que el ejercicio mostrado es una alternativa cualitativa aproximada para estimar peajes de distribución en la realidad chilena, tomando en cuenta las particularidades de los segmentos de clientes regulados y libres. En tal sentido, el modelo presentado

incluye los conceptos básicos de eficiencia del VAD, agregando conceptos de separación de mercados en libres y regulados y una repartición de los costos fijos de la red que es acorde con la valorización de cada segmento para la empresa monopólica. En tal contexto, el modelo propuesto introduce un peaje de distribución equivalente al costo de oportunidad interno para la empresa monopólica de utilizar sus redes, de acuerdo al beneficio (utilidad) que éstas le entregan según su uso para cada tipo de cliente.

En estricto rigor académico, el modelo OFTEL se establece sobre la base de los costos reales de la empresa monopólica, donde a partir de un esquema tipo “Price Cap”, se fuerza a ésta a lograr ciertos estándares de eficiencia y una rebaja de las tarifas a través del tiempo. Dada la actual realidad chilena, es claro que cualquier modelo de peajes debe basarse en los costos emanados del VAD, con el objeto de mantener la concordancia con la tarifa a los clientes libres. En tal contexto, el modelo propuesto en este trabajo reemplaza la optimización en el tiempo de la tarifa y el techo que impone el “Price Cap”, por el concepto de la empresa modelo eficiente en sus costos y en su gestión. Lo anterior implica que, tanto los costos de distribución considerados, como el dimensionamiento y expansión de la red de distribución, incorporan señales de eficiencia y el piso tecnológico adecuado para traspasar dichos costos al cliente libre a través del peaje.

La ventaja del modelo presentado radica en incorporar dos fases de tarificación y optimización. En la primera, a través del VAD, se apunta a la optimalidad de la red y de sus costos, según el VNR de las instalaciones, el dimensionamiento de la red y su disposición geográfica como empresa modelo y el concepto de redes adaptadas a la demanda. En una segunda fase, aquella descrita en este capítulo, el esfuerzo se dirige a separar los mercados libres y regulados, ajustando las tarifas de peaje a la utilidad que presenta para la empresa monopólica el hecho de utilizar sus redes para alimentar a los clientes libres a través de una empresa comercializadora. Se presenta entonces un modelo que capta el costo de oportunidad

asumido por la empresa monopólica al permitir el uso de sus redes para la atención de clientes libres⁵⁷.

En términos de la aplicabilidad del modelo, ésta descansa fuertemente en la información entregada por las empresas al regulador. Ello porque se agrega a la información emanada del VAD, aquella que guarda relación con la estructura de ventas y consumos de los clientes. En tal sentido, existen incentivos perversos, tales como el traspaso de costos sujetos a competencia a costos regulados y la posibilidad de aumentar el peaje de distribución al subir la prorrata de los clientes libres⁵⁸. Tales asimetrías de información e incentivos perversos pueden provocar fuertes barreras de entrada a la competencia en el sector de comercialización.

Ligado a lo expuesto en el párrafo anterior, los resultados de este estudio se encuentran basados en diversos supuestos, los cuales no tendría que enfrentar el regulador al establecer los peajes, ya que dispondría de vasta información de las empresas. Por el contrario, debido a la no disponibilidad pública de dicha información, este estudio incluyó diversos datos que fueron estimados y/o homologados. Sin embargo, en cuanto a las señales globales vertidas, las conclusiones y la distinta valorización de las redes según tipo de clientes, pueden extraerse conceptos de utilidad para el regulador y para las empresas.

Como conclusión de los resultados numéricos, el caso de AT presenta una mayor volatilidad de los peajes, los cuales fueron finalmente mayores al VAD, como consecuencia de la mayor valoración de utilidades que representan los clientes libres para el monopolista, con respecto a los clientes regulados. Pudo apreciarse además una importante diferencia entre las áreas típicas, motivada por la diferente

⁵⁷ Cabe recordar que, en el caso de que la cartera del monopolista se encuentra balanceada, el modelo es coherente con la regla ECPR, que busca la obtención del costo de oportunidad que incurre el monopolista al cobrar un peaje por el uso de sus redes.

⁵⁸ De acuerdo a que el peaje depende de $(I_L / (I_L + I_R))$, con lo que al aumentar artificialmente I_L o bajando q_L , se logra, por parte del monopolista, un aumento en el peaje de distribución.

estructura de consumo y de valoración de las redes que existe entre las diferentes empresas de distribución. En tal sentido, lo anterior recomendaría que un modelo de este tipo se realizara por separado para cada empresa distribuidora, manteniendo así las diferentes características técnico - económicas de cada una de ellas.

Los resultados para BT arrojan diferentes conclusiones debido a la escasa participación de clientes libres en tales tensiones de distribución. Los valores del peaje, muy parecidos al VAD, mostraron poca volatilidad de las tarifas y escasas diferencias entre las áreas típicas (aislando las diferencias propias del VAD). Además, los porcentajes de consumo de clientes libres en BT son tan pequeños, que cualquier variación no permanente de éstos implica una estabilidad muy precaria de los peajes para el período de fijación de tarifas cada cuatro años. Los argumentos anteriores indican que el modelo, tal como se presenta, entrega señales económicas a los agentes (empresas comercializadoras, distribuidoras y grandes clientes) acerca de la distinta valorización de las redes, las cuales son estables en el tiempo y palpables por el regulador, sólo para el caso de AT.

Los índices de sensibilidad de costos fijos mostraron las importantes diferencias entre áreas típicas y la mayor importancia de la prorrata de potencias respecto de la prorrata de las ventas. Para el caso de AT, los índices μ indicaron que los costos fijos ponderados doblaban, en promedio, a los mismos costos sin ponderar, con el coincidente aumento en el peaje por sobre el VAD.

Uno de los puntos centrales para la aplicabilidad del modelo lo constituye la separación de costos en variables y fijos. La separación mostrada puede ser afinada en forma importante, considerando las diferencias de cada empresa distribuidora. Para ello se recomienda una clasificación de cada ítem estricta para asignar los costos fijos y variables. Al respecto, se cuenta con la desventaja, en la distribución eléctrica, de existir una gran cantidad de costos mixtos, los cuales es difícil separar en variables o fijos, de acuerdo al servicio que prestan. Al respecto, la mayor precisión debe apuntar a los COyM, y en dos frentes distintos. En primer lugar, es necesario cuantificar en forma precisa aquellos costos de responsabilidad del comercializador, para no incluirlos en el peaje. Por otra parte, y en mayor medida que el punto anterior, es clave efectuar la separación de los COyM en costos fijos y

variables, lo cual es una tarea muy compleja por la naturaleza dispar de sus ítems y por la contratación de servicios realizados por empresas externas.

Finalmente, es necesario hacer una consideración de regulación muy relevante de este tipo de modelos, incluso para el caso del “Price Cap”. Tanto este último esquema como el modelo OFTEL, basan sus resultados en aquellos del pasado, por medio de las regresiones o series históricas de los costos involucrados. Ello implica que los errores o fallas en la optimización de costos de un año (o del período comprendido entre fijación de tarifas) pueden no revertirse en el año siguiente. Es decir, el hecho de basar las nuevas tarifas en los escenarios anteriores, implica que toda la ineficacia o eficiencia de la historia se va trasladando, período a período, a través del tiempo. El efecto anterior se reduce fuertemente al introducir facultades importantes al regulador en la fiscalización de los costos de las empresas distribuidoras, con el objeto de disminuir la asimetría de información y el incentivo perverso de la empresa de achacarse mayores costos que los existentes, para que éstos sean remunerados.

VI. CONCLUSIONES GENERALES Y COMPARACIÓN ENTRE LOS MODELOS DE PEAJE DE DISTRIBUCIÓN PRESENTADOS

A través del estudio microeconómico del caso de una firma monopólica y un borde competitivo, el cuál utiliza las redes de la primera para suministrar a sus clientes libres, se identificó un modelo teórico para la tarifa de acceso o uso o peaje, el cual es aplicable a un mercado como el de la distribución eléctrica. Dicho modelo es óptimo en términos de maximizar el beneficio social, sujeto a la obtención de utilidades no nulas para el monopolio y sus competidores. La tarifa de acceso así obtenida refleja el costo de oportunidad incurrido por el monopolista al permitir el uso de sus redes por parte de las empresas competidoras. De este modo, el peaje obtenido implica un cobro que es mayor al costo marginal de inversión y operación de la red de distribución, con el objeto de cubrir, a prorrata de la elasticidad de demanda de los usuarios, los costos fijos de dicha red.

Sin embargo, la estimación de las elasticidades de demanda en un mercado atomizado respecto al número de clientes, como lo es la distribución eléctrica, es un proceso complejo y variable en el tiempo, lo cual impacta en la estabilidad de largo plazo de los peajes. Por lo tanto, este modelo se justifica en términos de los conceptos de optimalidad económica y tipificación de los costos relevantes de tarificar que enuncia. Asimismo, el estudio de este modelo refleja en forma precisa los peligros de un peaje no óptimo en términos de su evolución en situaciones de imperfección de mercado, las cuales podrían provocar situaciones de barreras de entrada a los competidores. Además, el modelo permite enunciar el hecho de que el peaje de distribución cobrado por la empresa monopólica debe ser equivalente al costo de oportunidad interno de utilizar sus propias redes (es decir, debe reflejar la diferencia entre el precio de venta del monopolista a sus clientes libres y el costo marginal no incluido en el peaje de distribución. Dicho costo de oportunidad interno de la empresa monopólica, debe ser transferido a la empresa competitiva que utiliza sus redes, de modo de balancear la cartera del monopolista y estimular la competencia con miras a las tarifas al cliente final.

El análisis de las experiencias internacionales de tarificación de peajes en distribución consideró los casos de Colombia, España y el Reino Unido. En tal

sentido, la principal conclusión a extraer guarda relación con la concordancia que debe existir entre el esquema de cobro por peajes de distribución y el marco regulatorio general del sector eléctrico y en particular, de la tarificación de la distribución. Concretamente, en aquellos esquemas de mercado eléctrico que utilizan transacciones en una bolsa y oferta de precios de potencia (energía) por parte de los generadores, se tiende a un esquema de peajes de distribución que considera los costos propios cada empresa distribuidora, los cuales, a través de un estampillado, son agregados en la cuenta del cliente final junto con el cargo libre por concepto de costos del comercializador (casos de Inglaterra y Colombia). En dichos esquemas, cada empresa concesionaria de distribución es remunerada por sus propios costos, los cuales son reconocidos por el regulador, estableciéndose un precio techo o “Price Cap” en el tiempo, más una rebaja anual por concepto de mejoras en la eficiencia (RPI – X). El esquema de peajes aplicado en Colombia se basa en un estampillado de los costos a través de un cargo monómico de energía, el cual reconoce diferencias horarias para el caso de los clientes libres, las cuales buscan remunerar el consumo de punta. El esquema inglés se basa en un complejo proceso de obtención de los costos operativos y de capital de las empresas distribuidoras, mediante el cual, a través del uso de modelos regresivos y de comparación o “benchmarking”, se establece el precio máximo del peaje a cobrar por empresa distribuidora, de acuerdo a su estructura de costos. Ambos esquemas de tarificación en peajes en distribución basan su aplicación en una precisa estimación de los costos operativos y de inversión de cada empresa, sin incluir alguna señal espacial o de uso físico de la red de distribución.

Por otra parte, aquellos esquemas regulatorios basados en una tarificación marginalista de la generación, donde el despacho es determinado por el regulador a través del despeje del costo marginal del mercado, se tiende más bien a un esquema de tarificación de la distribución y de los peajes por zonas geográficas, estimando una red de distribución modelo, adaptada a la demanda y eficiente en su gestión y operación (casos de España y Chile). En este tipo de esquemas, la remuneración de la distribución vía peaje se realiza a través de un cargo que es similar al cobrado a los clientes regulados, el cual considera una empresa ficticia y no los costos reales de las empresas distribuidoras. Estos métodos pueden ponerse en práctica, ya sea a través de la obtención de una red óptima a largo plazo, adaptable a

la proyección de la demanda y su evolución geográfica en el tiempo (España), o a través del estudio de costos medios de una empresa modelo, también eficiente, pero separada en áreas típicas que capten las diferencias de densidad y economías de escala de cada zona de distribución (Chile).

Todos los métodos de tarificación de la distribución en mercados desregulados y con separación de actividades de comercialización y distribución, deben basarse en una estricta separación contable y de propiedad entre estas ambas actividades, de modo de evitar distorsiones en los costos asignados a cada actividad y tratos discriminatorios en el acceso y cobro de la red de distribución. En tal sentido, un esquema de tarificación que no privilegie tal separación, puede llevar en el mediano o largo plazo a fuertes distorsiones en el mercado, tales como subsidios cruzados entre clientes regulados y competitivos, alzas de tarifas y creación de barreras de entrada en el mercado competitivo.

De acuerdo a lo expresado en el primer capítulo, respecto de las posibles distorsiones en el mercado de comercialización, que se reflejan en caso de que la tarifa de acceso o peaje no sea acorde con el pago que realizan los clientes regulados del monopolista, es que se estudió en este trabajo un modelo de peajes de distribución basado en el Valor Agregado de Distribución, el cual es el método de tarificación de la distribución en Chile. Dicha metodología busca tarificar la actividad de distribución a través de los costos medios de suministro al usuario regulado, los cuales incluyen tanto la actividad de distribución como la de comercialización. En el caso de utilizar el VAD para tarificar el peaje de distribución, es necesario, en primer término, separar los costos asociados a ambas actividades.

La primera conclusión acerca del modelo de peajes según el VAD guarda entonces relación con una estricta auditoría en la separación de costos entre las actividades de distribución y comercialización. En tal sentido, en un escenario de separación de actividades en distribución y comercialización, este estudio propone asignar los costos fijos de atención al cliente (gestión comercial) en su totalidad al comercializador, así como un porcentaje de los costos en bienes muebles e inmuebles destinadas a la atención comercial de los clientes. Además, es necesario estudiar con

profundidad, y para cada empresa, el caso de los costos de operación y mantenimiento y los costos por concepto de capital de trabajo e intangibles. Pese a que normalmente, dichos costos deben ser asumidos por completo por la empresa distribuidora, es posible que, de acuerdo a la estructura del VAD calculado para cada concesionaria de distribución, sea necesario transferir parte de estos costos a la empresa comercializadora.

A través de la sensibilización de las principales partidas que componen el peaje de distribución según VAD, se puede concluir que los cargos al cliente en baja tensión de distribución (BT) son mucho más volátiles a cambios en la estructura del peaje, debido principalmente al mayor peso equivalente de los costos de distribución en la tarifa final y a la incidencia de los factores de coincidencia y de sectorialización de costos, propios de cada empresa distribuidora. Los cobros en alta tensión de distribución (AT), poseen una fuerte incidencia de los precios de generación-transmisión, por lo que el peso y, por ende, la volatilidad de los cargos al cliente, son sustancialmente menores.

La utilización de un modelo de peajes según el VAD impone al regulador la necesaria precisión y eficiencia de los estudios de Valores Agregados. A través del análisis realizado en este trabajo, queda de manifiesto la importancia de una eficiente asignación de áreas típicas de distribución, que sea capaz de captar las diferencias de densidad en los consumos y de economías de escala en los costos de las empresas distribuidoras. Además, es de mucha relevancia para los estudios de VAD una correcta estimación, por parte del regulador, del crecimiento de la demanda eléctrica, así como una eficiente determinación de los factores de coincidencia, de carga y de diversidad de los consumos. Dichos factores determinan en gran medida la adaptabilidad de la red de distribución a la demanda actual y futura. Finalmente, cabe señalar la relevancia que poseen los estudios de valorización de instalaciones, los cuales, a través del VNR, deben apuntar a reflejar las diferencias en el poder de compra de las empresas distribuidoras y, por ende, en los precios unitarios de sus insumos.

Para efectos de reflejar en forma más adecuada que el esquema de peajes según el VAD las diferencias en el costo de oportunidad de la empresa distribuidora

de utilizar sus redes para el paso de un comercializador, se ha formulado en este trabajo un modelo de peajes basado en la utilización del modelo OFTEL, el cual se basa en la estimación de las utilidades generadas a las empresas por la atención a distintos tipos de clientes. Si bien el modelo, el cual tiene la ventaja de no requerir la estimación de la función de demanda, fue planteado originalmente para recoger los costos reales de la empresa, más una mejora anual de eficiencia (esquema “Price Cap”), se ha realizado una adaptación al esquema de “Yardstick Competition” (utilizado actualmente en Chile) con utilización de áreas típicas de distribución y obligatoriedad de eficiencia a través de la creación de la empresa modelo.

El tema central en la aplicabilidad de este modelo lo constituye la separación de costos en variables y fijos, tarea que no realiza el VAD al estimar los costos medios de distribución. Este trabajo entrega una separación tentativa basada en la dependencia de los costos a la potencia de diseño de la red, la cual determina sus costos marginales. Los restantes costos son catalogados como fijos. Los resultados que arroja el modelo permiten inferir que dicha división de costos es de máxima importancia en los valores finales, ya que son los costos fijos aquellos que son multiplicados por las utilidades de cada segmento, generándose así los diferentes peajes para cada área típica.

Una de las ventajas del modelo presentado, es que logra captar en forma eficiente las diferencias entre las áreas típicas de distribución y, por lo tanto, entre las diferentes empresas distribuidoras. Tal objetivo se logra a través de la estimación de las utilidades que le genera a las empresas el hecho de atender a clientes regulados y libres. En tal contexto, los índices μ , que denotan el multiplicador de cada empresa respecto a sus costos fijos, aparecen como el gran generador de diferencias entre las diferentes empresas, además de las diferencias propias de costo, en términos de economías de escala y diferencia de densidad de consumo, las cuales deberían ser captadas en primera instancia por el VAD .

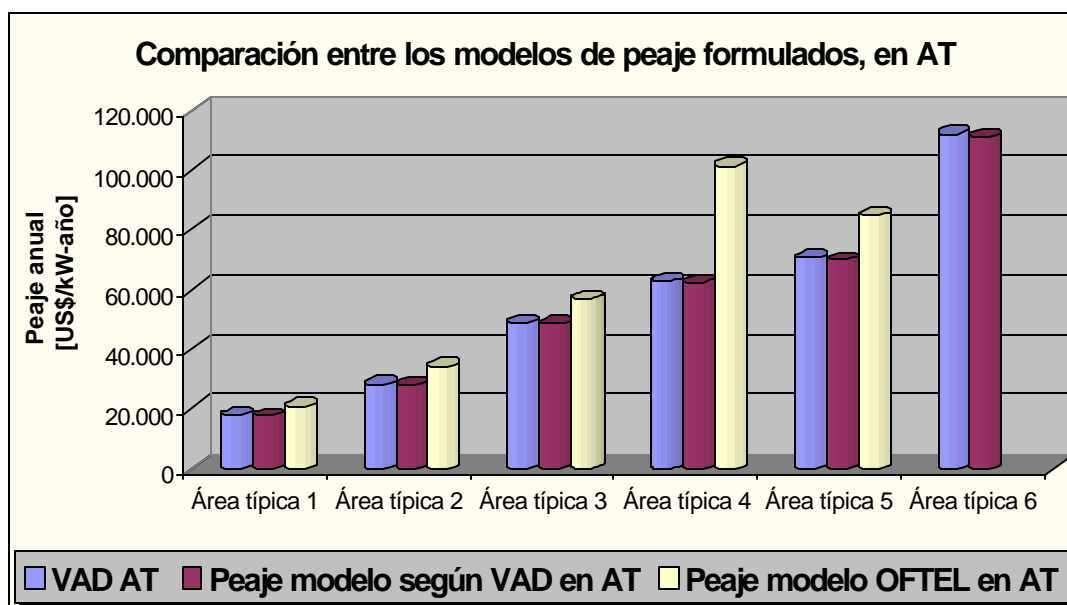
6.1 Comparación de los resultados arrojados por el modelo según VAD y el modelo OFTEL

A continuación se describen las diferencias arrojadas por ambos estudios, de modo de sugerir su eventual aplicabilidad al esquema de peajes de distribución en Chile.

6.1.1 Análisis cuantitativo

En términos cuantitativos, para el caso de AT, es el modelo OFTEL el que arroja peajes de distribución mayores, de acuerdo al análisis presentado. El siguiente gráfico muestra las diferencias entre los peajes por área típica presentados.

Figura 6.1: Comparación entre los modelos de peajes en AT, según VAD y OFTEL, caso base⁵⁹



El modelo de peajes según VAD, por construcción, presenta sólo diferencias mínimas con respecto a los Valores Agregados por área típica. Respecto

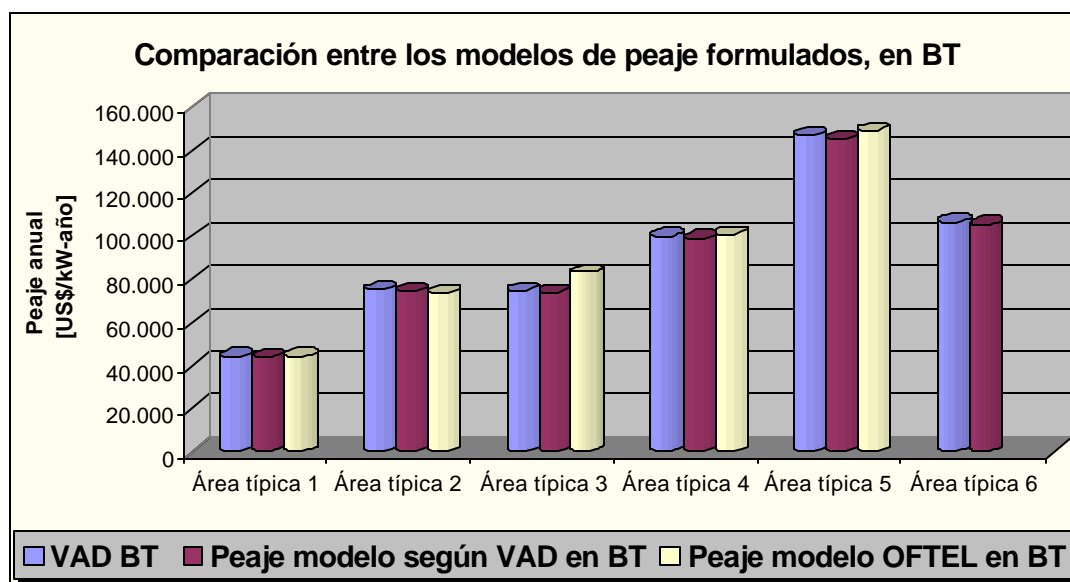
⁵⁹ Para el caso del modelo OFTEL, no se estudió el área típica 6.

al caso de AT, el modelo OFTEL ofrece resultados en general mayores que aquellos que resultan del VAD y del esquema de peajes según VAD. Esta diferencia se genera por la mayor utilidad comparativa que le genera a la empresa distribuidora el hecho de utilizar sus redes para efectos de la atención a los clientes libres

Como conclusión puede establecerse que, debido a la construcción del modelo según VAD, éste entrega una valorización de las redes de distribución que es simétrica para el caso de los clientes libres respecto de los clientes regulados. Por el contrario, el modelo OFTEL capta las diferencias en la valorización de sus redes para la empresa distribuidora, donde ésta última le otorga un valor relativo o costo de oportunidad mayor a sus redes para el uso por parte de clientes libres, que para los clientes regulados. Entonces, en términos simples, a igual energía entregada, el perfil de consumo y las tarifas finales que pueden ser captadas le entregan mayor utilidad a la empresa monopólica al abastecer a sus clientes libres que aquellos regulados, lo cual se transfiere necesariamente en un mayor peaje de distribución.

Para el caso de BT, se adjunta a continuación un gráfico similar al presentado en AT.

Figura 6.2: Comparación entre los modelos de peajes en BT, según VAD y OFTEL, caso base



Para el caso de BT, se observan valores similares al VAD en ambos modelos de peaje. Para el caso del modelo según VAD, ello se explica, al igual que en el caso de AT, por construcción del modelo. Sin embargo, para el caso del modelo OFTEL, las escasas diferencias se explican por la similar utilidad que implica para la empresa distribuidora el hecho de utilizar sus redes para alimentar clientes regulados y libres. En términos simples, para efectos del costo de oportunidad incurrido, la empresa distribuidora en BT es indiferente acerca del uso de sus redes para cualquier tipo de cliente.

Cabe señalar finalmente, que ambos modelos fueron construidos a partir de diversos supuestos, expuestos en detalle en los capítulos IV y V, para el caso del modelo según VAD y OFTEL, respectivamente. Es posible que la introducción de estos supuestos altere de cierta forma los números finales. Para corregir estas posibles distorsiones de los casos base considerados, se introdujeron diversas sensibilidades en aquellos parámetros clave. A través de estos ejercicios de sensibilidad, se concluyó que para el caso de ambos modelos de peaje, resulta central la adjudicación correcta de los costos de operación y mantenimiento a las actividades de distribución y comercialización. Más aún, en el modelo OFTEL resulta aún más relevante una eficiente repartición de estos costos como variables dependientes de la potencia transitada por la red) y fijos. Además de los COyM, resalta la influencia de la tasa de descuento de las inversiones, la cual determina fuertemente el peso del valor de las instalaciones de distribución en el peaje de distribución.

6.1.2 Análisis cualitativo

En términos cualitativos y respecto a la posibilidad práctica de aplicar alguno de estos dos modelos de peajes de distribución a la realidad del mercado chileno, cabe apuntar que el modelo OFTEL se presenta como una mejor alternativa a la hora de estimar los beneficios y costos de oportunidad de la empresa monopólica al utilizar sus redes para atender los distintos segmentos de clientes, que el modelo según VAD. Ello debido a la posibilidad de reflejar las utilidades relativas que genera cada segmento. Además, este modelo permite reflejar aún más diferencias en cada área típica, en forma adicional a aquellas aportadas por el esquema de costos

según empresas modelo. A través de una estimación más ajustada del índice de costos μ de acuerdo a la información que eventualmente manejaría el regulador, es posible lograr una exactitud aún mayor que la presentada, a partir de las diferencias en energía y ventas de cada empresa distribuidora.

El modelo de peajes OFTEL presentado en este trabajo, descansa sobre la base de una serie de supuestos, los cuales, teniendo en cuenta la información que tiene acceso el regulador y que no fue posible de obtener por el hecho de no constituir información pública, podrían ser en muchos casos perfeccionados, afinados e incluso eliminados, convergiendo así a un peaje mucho más exacto por área típica.

La modelación OFTEL se ajusta de mejor forma a un esquema en el cual se calculen los peajes y costos asociados en forma separada para cada empresa distribuidora, reflejando así la utilidad exacta de cada empresa por concepto de atención a cada tipo de clientes.

Cabe señalar por otra parte que, ambos modelos, según el VAD y OFTEL, pueden enmarcarse teóricamente en términos microeconómicos dentro de esquemas de tarificación actualmente en uso en el mundo. Al respecto, el modelo OFTEL presenta ventajas respecto a un modelo de asignación de costos como el VAD, ya que se genera a partir del uso físico que cada entidad participante realiza de la red de distribución.

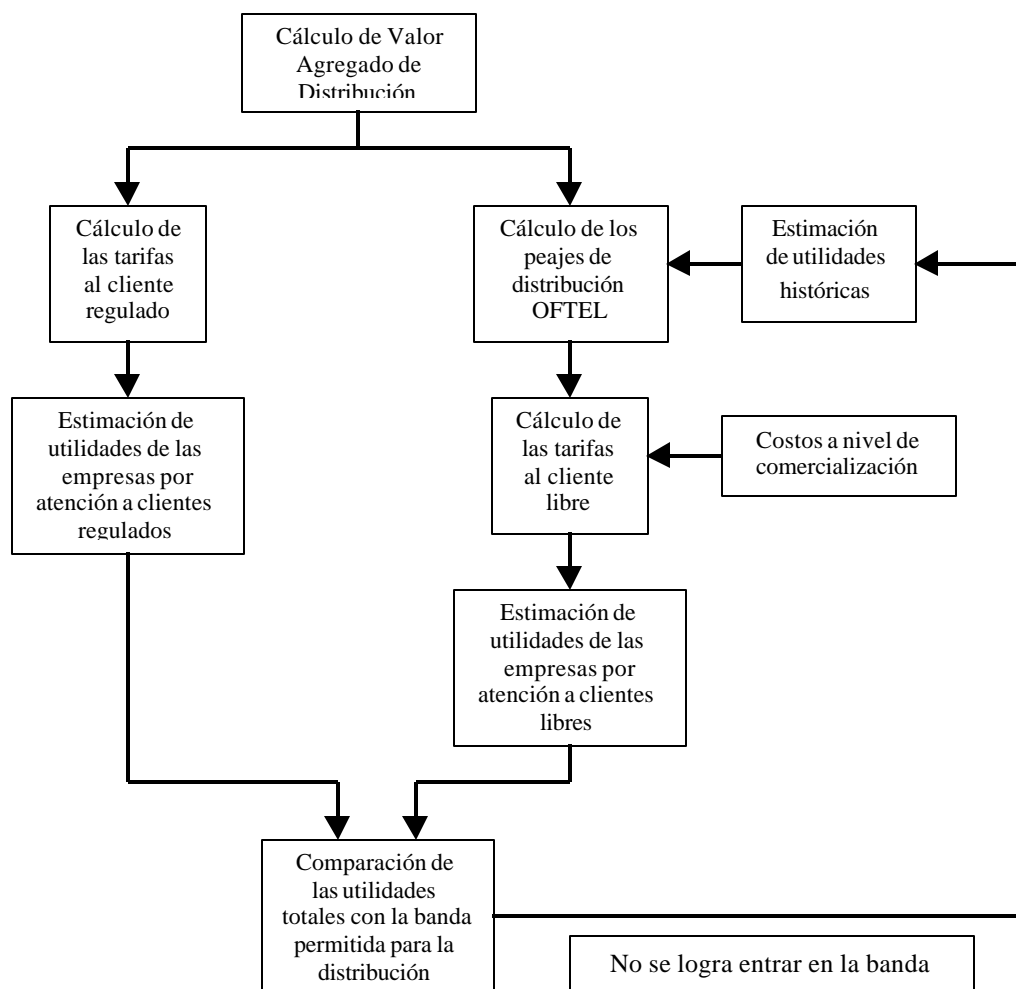
Una de las principales desventajas de un modelo de tarifas de acceso como el OFTEL, radica en el hecho de que los eventuales errores o distorsiones incurridos al regular los peajes, se ven reflejados en el futuro en forma cíclica. En términos simples, para explicar este fenómeno, puede considerarse que un error en la estimación de los peajes en el “año 0”, genera distorsiones en las utilidades de las empresas en el “año 1”, y por tanto, en el peaje de distribución respectivo. A su vez, dichas utilidades distorsionadas generan un nuevo peaje de distribución (el modelo OFTEL depende directamente de las utilidades de las empresas involucradas) para el “año 2”, y así cíclicamente. Esta dificultad del modelo impone una severa precisión acerca de los cálculos iniciales, ya que peajes erróneos reflejados en el futuro pueden inducir incluso eventualmente en la quiebra de alguna de las empresas participantes en el mercado.

Finalmente, acerca del modelo OFTEL, se concluye que su éxito depende en forma extraordinaria de la separación de los costos de distribución en variables y fijos. Como pudo observarse al sensibilizar los resultados del caso base, una errónea asignación de costos produce grandes diferencias en los peajes, las que se ven eventualmente amplificadas por la presencia de índices μ excesivamente mayores o menores a uno. En tal sentido, esta situación impone una seria dificultad al combinar el modelo OFTEL con los costos emanados del VAD, ya que éstos son de naturaleza media, sin reflejar la dependencia a la potencia de la red. Entonces, puede concluirse que, de utilizarse el modelo OFTEL en la realidad chilena, dicho uso debe forzosamente incorporar un detallado análisis de naturaleza de los costos por parte del regulador, para evitar posibles distorsiones para cada empresa y sus peajes. Al respecto, dicho análisis puede apoyarse, por ejemplo, en la metodología inglesa, la cual entrega una exhaustiva separación de costos en marginales y fijos, junto con abundante discusión acerca del tema.

Pese a todas las ventajas comparativas que ofrece el modelo OFTEL, el hecho de obtenerse peajes mayores o menores al Valor Agregado de Distribución, implica la necesaria modificación en las tarifas de la contraparte. Como ejemplo, el estudio presentado en el capítulo V mostró peajes en AT superiores al VAD para la totalidad de las áreas típicas. Para no sobrerrentar a la empresa distribuidora, es necesario entonces bajar la tarifa proporcionalmente a los usuarios regulados, de modo que la empresa distribuidora obtenga una rentabilidad acorde con sus inversiones y riesgo. Este hecho implica una gran dificultad al aplicar este esquema a la realidad chilena, a menos que la totalidad de los clientes pueda elegir comercializador y el precio se genere de este modo por las leyes propias del mercado competitivo.

Respecto al párrafo anterior, el modelo de peajes OFTEL debería ser entonces aplicado en un proceso iterativo, según el cual, a partir de valores iniciales de VAD y peajes, se ajusten sucesivamente las tarifas finales y las utilidades respectivas, hasta llegar a un punto de equilibrio donde no existan distorsiones entre las tarifas de los segmentos libres y regulados. Al respecto, el siguiente diagrama resume el proceso requerido:

Figura 6.3: Diagrama iterativo para la implementación del modelo OFTEL



Comparativamente con el modelo de peajes OFTEL, el modelo según el VAD ofrece una alternativa de tarificación de los peajes de distribución que resulta ser de fácil aplicación a partir del cálculo de los Valores Agregados. En tal sentido, el regulador sólo debe ser eficiente a la hora de separar en forma precisa y transparente, aquellos costos asociados a las actividades de distribución y comercialización. Así, el modelo resulta simétrico a las tarifas reguladas, además de rescatar todas las exigencias de la empresa modelo, entre las cuales se cuentan principalmente la adaptabilidad de la demanda, el dimensionamiento de instalaciones de distribución acordes, eficientes y a mínimo costo respecto de la actual tecnología, el incentivo a la

rebaja de pérdidas de distribución y el reconocimiento de los costos necesarios para trazar las redes acorde con las normas vigentes de calidad de suministro. Se concluye por tanto que, de utilizarse este modelo, la atención del regulador, en lugar de focalizarse en el esquema de peajes a aplicar, debe centrarse en establecer cada vez bases más sólidas para el cálculo del VAD, procurando en lo posible el establecimiento de áreas de distribución cada vez más acordes con las características reales de la red de distribución.

Como conclusión final de este trabajo, puede mencionarse que ambos modelos presentados poseen virtudes y desventajas, sin embargo, la aplicación del modelo OFTEL a la realidad chilena supondría efectuar cambios profundos en la tarificación de la distribución, modificando las tarifas a los usuarios regulados, lo cual podría generar grandes discusiones tanto sociales como políticas, debido a la exigencia de equidad, protección al consumidor y estabilidad en el tiempo que suponen la existencia de tarifas reguladas por el estado. En tal sentido, si el mercado futuro evolucionara hacia la presencia significativa de comercializadores en el mercado y si la regulación permitiera una sustancial rebaja o eliminación de la cota para acceder a tarifas libres, el modelo OFTEL ofrecería una interesante alternativa para tarificar los peajes de distribución en función del uso físico de la red y del costo de oportunidad incurrido por los participantes. Mientras dicha evolución del mercado, la cual podría tomar años o décadas, no se produzca, se recomienda la utilización de un modelo de peajes según el Valor Agregado de Distribución, el cual debería generar en principio una importante estabilidad en el tiempo de las tarifas, lo cual permitiría una retribución adecuada de la actividad de distribución y un incipiente desarrollo de la actividad competitiva de la comercialización.

BIBLIOGRAFIA

- [Arms91] ARMSTRONG, M. Y VICKERS, J. (1991) **Welfare effects of price discrimination by a regulated monopolist**. Rand Journal of Economics, vol 22, págs 571 - 580.
- [Arms96] ARMSTRONG, M., DOYLE, C. Y VICKERS, J. (1996) **The Access Pricing Problem: a Synthesis**. Journal of Industrial Economics, vol 44, págs 131-150.
- [Arms98] ARMSTRONG, M., Y VICKERS, J. (1998) **The Access Pricing Problem with Deregulation: a Note**. Journal of Industrial Economics, vol 46, págs 115-121.
- [Baum83] BAUMOL, W. (1983) **Some Subtle Pricing Issues in Railroad Regulation**. International Journal of Transport Economics, vol 10, págs. 341 - 355.
- [Bucc99] BUCCIROSSI, P., (1999) **Access to an Essencial Facility: Efficient Component Pricing Rule (ECPR) or Unrestricted Private Property Rights?**, Journal of Regulatory Economics, vol 16, págs 287 - 296.
- [CNE82] **Ley General de Servicios Eléctricos (DFL1)**. CNE (Comisión Nacional de Energía de Chile), 1982.
- [CNE197] **Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL1)**. CNE (Comisión Nacional de Energía de Chile), 1997.
- [CNE297] **Decreto tarifario 300, “Fija fórmulas tarifarias para las empresas eléctricas concesionarias de servicio público de distribución”**. CNE (Comisión Nacional de Energía de Chile), 1997.
- [CNE100] **Definición de áreas de distribución típicas y bases para el cálculo de los componentes del Valor Agregado de Distribución (VAD)**. CNE (Comisión Nacional de Energía de Chile), 2000.

- [CNE200] **Documento para la ponderación de los Valores Agregados de Distribución y tarifas básicas preliminares.** CNE (Comisión Nacional de Energía de Chile), 2000.
- [CNE300] **Anteproyecto de Ley General de Servicios Eléctricos.** CNE (Comisión Nacional de Energía de Chile), documento para la discusión pública.
- [CNE400] **Informe de precios de nudo para el SIC, octubre de 2000.** CNE (Comisión Nacional de Energía de Chile)
- [CNSE197] **Ley 54/1997, del 27 noviembre de 1997, que regula Sector Eléctrico.** CNSE (Comisión Nacional de Servicios Eléctricos de España), 1997.
- [CNSE297] **Real Decreto # 2017 del 26 de diciembre de 1997, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.** CNSE (Comisión Nacional de Servicios Eléctricos de España), 1997.
- [CNSE298] **Real Decreto # 2820 del 23 de diciembre de 1998, por el que se establecen las tarifas de acceso a las redes,** CNSE (Comisión Nacional de Servicios Eléctricos de España), 1998.
- [CNSE99] **Informe sobre la propuesta de orden Ministerial por la que se establece la retribución de la distribución de energía eléctrica.** CNSE (Comisión Nacional de Servicios Eléctricos de España), 1999.
- [CNSE198] **Propuesta de la CNSE de peajes y tarifas de acceso para el desarrollo del mercado eléctrico.** CNSE (Comisión Nacional de Servicios Eléctricos de España), 1998.
- [CNSE398] **Real decreto # 2821 del 26 de diciembre de 1998, por el que se fijan las tarifas eléctricas para 1999.** CNSE (Comisión Nacional de Servicios Eléctricos de España), 1999.

URL: [http:// www.cnse.es](http://www.cnse.es)

[CREG196] **Resolución # 112, por la cual se establecen las bases de los costos de prestación de servicio de las empresas distribuidoras.** CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia), 1996.

[CREG296] **Resolución # 133, por la cual se establecen los cargos de referencia por uso de los sistemas de distribución local.** CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia), 1996.

[CREG197] **Resolución # 099, por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local** CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia), 1997.

[CREG297] **Resolución # 199, por la cual se dictan disposiciones sobre el mercado competitivo de energía eléctrica.** CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia), 1997.

[CREG99] **Antecedentes del Sistema Eléctrico Colombiano,** CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia), 1999.

URL: [http:// www.creg.gov.co](http://www.creg.gov.co)

[Econ95] **ECONOMIDES, N.,(1995) Principles of Interconnection, a Response to Regulation of Access to Vertically-Integrated Natural Monopolies.** Stern School of Business, New York Universtiy.

[Gome99] **GÓMEZ, T., (1999), Regulación de la distribución de energía eléctrica en un marco de competencia. Esquemas basados en incentivos.** Universidad Pontificia Comillas, Madrid, julio de 1999.

[Laff94] **LAFFONT, J. y TIROLE, J. (1994) Access Pricing and Competition.** European Economic Review, vol 38, págs 1673 - 1710.

[Laff96] LAFFONT, J. y TIROLE, J. (1996) **Creating Competition Through Interconnection: Theory and Practice**. Journal of Regulatory Economics vol 10, págs 227 - 256.

[Moli98] MOLINA, P., **Tarificación Eléctrica chilena a nivel de Empresas de Distribución**, Tesis para optar al grado de Magister en Ciencias de la Ingeniería, Pontificia Universidad Católica de Chile, 1998.

[NGC99] **Antecedentes del sistema Eléctrico del Reino Unido**. NGC (National Grid Company) U.K., 1999.

URL: [http:// www.ngc.uk](http://www.ngc.uk)

[OFF98] **Reviews of Public Electricity Suppliers, 1998-2000, Price Controls and Competition, Consultation Paper**, OFFER (Office of Electricity Regulation, Reino Unido), 1998.

[OFF199] **Reviews of Public Electricity Suppliers, 1998 - 2000, Distribution Price Control Review, Consultation Paper**. OFFER (Office of Electricity Regulation, Reino Unido), 1999.

[OFF299] **Reviews of Public Electricity Suppliers, 1998 - 2000, Distribution Price Control Review, Draft Proposals**. OFFER (Office of Electricity Regulation, Reino Unido), 1999.

[OFF399] **Reviews of Public Electricity Suppliers, 1998 - 2000, Distribution Price Control Review, Final Proposals**. OFFER (Office of Electricity Regulation, Reino Unido), 1999.

[OFF499] **Separation of businesses: Proposals and consultation**. OFFER (Office of Electricity Regulation, Reino Unido), 1999.

URL: [http:// www.offer.co.uk](http://www.offer.co.uk)

[Reye00] REYES, F., **La función de Comercializador en el negocio eléctrico y su aplicación en Chile** Tesis para optar al grado de Ingeniero Civil de Industrias, Pontificia Universidad Católica de Chile, 2000.

- [Rudn97] RUDNICK, H, RAINIERI, R., **Tarificación de la Distribución en Chile – Regulación por Incentivos**, 1997.
- [Rudn99] RUDNICK, H., **El sector distribución**, Apuntes del curso “Mercados Eléctricos”, Escuela de Ingeniería, PUC,1999.
- [Vick95] VICKERS, J. (1995) **Competition and Regulation in Vertically Related Markets**. Review of Economic Studies, vol 62, págs 1 - 17.
- [Will79] WILLING, R. (1979) **The Theory of Network Access Pricing**. Issues in Public Utility Regulation (Michigan State University, Public Utilities Papers).

**ANEXO A: CUADRO COMPARATIVO DE LOS ESQUEMAS DE PEAJE DE DISTRIBUCIÓN DE
COLOMBIA, ESPAÑA, REINO UNIDO Y CHILE**

TÓPICO	COLOMBIA	ESPAÑA	REINO UNIDO	CHILE
Existencia de clientes libres	Potencia contratada > 0.5 MW	Energía contratada > 9 GWh / año	Todos los clientes son libres desde 1999	Potencia contratada > 2 MW ¹
Separación entre distribución y comercialización	Separados, generalmente, empresa distribuidora efectúa ambas actividades	Separados, pocos incentivos a la comercialización	Separados, 14 empresas (REC's) ejecutan ambas actividades	No existe comercializador. Generadora abastece clientes libres ²
Facultados para ejercer la comercialización	<ul style="list-style-type: none"> • Generadores • Distribuidores • Agentes independientes 	<ul style="list-style-type: none"> • Distribuidores • Agentes independientes 	<ul style="list-style-type: none"> • REC's • Generadores • Agentes independientes 	<ul style="list-style-type: none"> • Sólo el distribuidor al cliente regulado • Generador al cliente libre
Usuario Regulado paga a	Comercializador	Distribuidor	No hay usuario regulado	Distribuidor
Quién paga el peaje a la distribuidora	Comercializador, lo traspasa internamente al cliente	Comercializador, lo traspasa internamente al cliente	El cliente, en su cuenta cobrada por el comercializador	Generador, lo traspasa internamente al cliente
Procedimiento general de cálculo de peaje	Se calcula un peaje por separado para cada empresa distribuidora	Se calcula para toda la red nacional usando un modelo de red de referencia	Cálculo global para el país, usando complejos métodos de regresión	Cálculo del VAD de cada área típica sólo para los usuarios regulados

¹ Posibles cambios a la legislación vigente establecen el límite en los 200 [kW]

² Nueva legislación por aprobarse integra la figura del comercializador

TÓPICO	COLOMBIA	ESPAÑA	REINO UNIDO	CHILE
Composición de costos de la actividad de distribución	<ul style="list-style-type: none"> • Costos de capital • Costos de explotación <ul style="list-style-type: none"> - Administración - Operación y mantenimiento - Entes reguladores - Conexión 	<ul style="list-style-type: none"> • Costo de distribución <ul style="list-style-type: none"> - Inversión - Operación y mantenimiento - Pérdidas • Costos permanentes y de diversificación 	<ul style="list-style-type: none"> • Costos de operación <ul style="list-style-type: none"> - Ingeniería - Servicio cliente - Medidores - Corporativos • Costos capital <ul style="list-style-type: none"> - Dependientes de la carga - No dependientes de la carga 	<ul style="list-style-type: none"> • Costos de inversión • Costos de operación y mantenimiento • Pérdidas de potencia y energía
Metodología de cálculo del peaje de distribución	Según curvas de carga y potencias máxima, media y mínima, se establece un cargo por energía consumida	Cargo se compone de un factor que relaciona el consumo de energía y otro el consumo de potencia del cliente	Se calcula, según la REC que distribuye, un cargo fijo y otro por kWh consumido	No existe actualmente. De utilizarse el VAD, se establece un cargo fijo, otro por kWh consumido, más un cargo por potencia, según tipo de medidor utilizado
Separación en áreas de distribución	Sólo para efectos de comparar y corregir costos de cada distribuidora	Áreas integradas en el modelo de red de referencia, simplificando la representación completa del territorio nacional	Áreas integradas en el modelo de regresión y benchmarking, para calcular costos operativos y de capital de cada distribuidora	Tarifas reguladas son calculadas según áreas típicas de distribución y homologados a cada empresa distribuidora
Modelación de la red de distribución	Cada empresa aporta su modelo, que incluye: Flujos de energía Ventas de energía Pérdidas	Modelo de red de referencia global del país. Es una red ficticia, eficiente y con áreas estándares de distribución	Red modelada por el regulador para establecer las diferencias entre los costos de las empresas y para calcular flujos de potencia	Modelación de red para cada una de las áreas típicas, que considera empresa modelo eficiente en costos y dimensionamiento
Benchmarking	Efectuado internamente por el regulador para establecer el peaje por empresa	No se efectúa, ya que el peaje es calculado por zona según el modelo de red	Es la base para obtener los costos operativos y de capital de cada empresa	Se utiliza para clasificar cada empresa en su respectiva área típica

TÓPICO	COLOMBIA	ESPAÑA	REINO UNIDO	CHILE
Prorrata del peaje de distribución	Estampillado por energía consumida, respecto al total de la energía transitada por nivel de tensión	Factores de consumo de energía y potencia por cliente	Estampillado, según potencia y energía consumidas en el punto de retiro	Costos medios por potencia consumida respecto al total de la potencia del área típica
Valoración de activos de distribución	A costo de reposición	A costo de reposición	Por punto flotante, según patrimonio accionario corregido	VNR (Valor nuevo de reemplazo), método híbrido entre el costo de reposición y de sustitución
Tasa de retorno a los activos	9 %	9,46 %	Por CAPM, actualmente es de un 6.5 %	10%
Vigencia de los cargos	5 años	Período transitorio, sujeto a modificaciones	5 años	4 años
Señales de eficiencia	<ul style="list-style-type: none"> • Rebaja obligada en los niveles de pérdidas • Rebaja anual de un 1% del Cap (Techo) 	<ul style="list-style-type: none"> • Factor de eficiencia que relaciona incrementos de costo con incrementos de energía • Rebaja anual de cargos de 1% por eficiencia exigida a empresas • Exigencias periódicas de rebajas en pérdidas 	<ul style="list-style-type: none"> • Rebaja anual de precios máximos (Cap), en X % • Rebaja exigida en niveles de pérdidas • Control de las rebajas en costos operativos y de capital 	<ul style="list-style-type: none"> • Empresa modelo eficiente en operación y gestión • Empresas reales deben acercarse a empresa modelo para obtener utilidades • Rebajas de pérdidas guiadas por el concepto anterior

TÓPICO	COLOMBIA	ESPAÑA	REINO UNIDO	CHILE
Regulación de la calidad de servicio	<ul style="list-style-type: none"> • Exigencias reglamentarias • Multas 	<ul style="list-style-type: none"> • Incentivos al logro de estándares de calidad • Restricciones impuestas por la red de referencia <ul style="list-style-type: none"> - Tensión - Interrupciones • Multas y rebajas en la remuneración por no cumplimiento de estándares mínimos 	<ul style="list-style-type: none"> • Control de índices de seguridad, disponibilidad y confiabilidad • Incentivos de remuneración a logros en calidad de servicios 	<ul style="list-style-type: none"> • Normativa impuesta a las distribuidora • Multas
Discusión y problemas	<ul style="list-style-type: none"> • Simplicidad de los cargos perjudica exactitud 	<ul style="list-style-type: none"> • Red de referencia • Excesivo poder de ENDESA España (principal generador) • Sistema de prorrata de peajes 	<ul style="list-style-type: none"> • Asimetría de información entre el regulador y la empresa • Complejidad de análisis estadísticos y de regresión • Incentivos tienden a bajar costos operativos y no los de capital • Valoración de activos 	<ul style="list-style-type: none"> • Integración vertical generación –transmisión-distribución • Introducción de comercializadores • Aceptación futura del VAD como peaje de distribución

**ANEXO B: FÓRMULAS TARIFARIAS CHILENAS PARA LOS CLIENTES
REGULADOS TIPO BT3, BT4, AT3 Y AT4**

B.1 Fórmula tarifaria clientes tipo BT3

CARGO	UNIDAD	FORMULA
Fijo	\$/cliente	CFDS
Energía	\$/kWh	PEBT x PEAT x Pe
Potencia presente en punta	\$/kW/mes	FNPPB x PPBT x PPAT x Pp + FDPPB x CDBT
Potencia parcialmente presente en punta	\$/kW/mes	FNDPB x PPBT x PPAT x Pp + FDDPB x CDBT

B.2 Fórmula tarifaria clientes tipo BT4.3

CARGO	UNIDAD	FORMULA
Fijo	\$/cliente	CFHS
Energía	\$/kWh	PEBT x PEAT x Pe
Demanda máxima suministrada	\$/kW/mes	FDFPB x (CDBT - PMPBT x CDAT)
Demanda máxima leída en horas de punta	\$/kW/mes	FNPPB x PPBT x PPAT x Pp + FDPPB x CDBT - FDFPB x (CDBT-PMPBTx CDAT)

B.3 Fórmula tarifaria clientes tipo AT3

CARGO	UNIDAD	FORMULA
Fijo	\$/cliente	CFDS
Energía	\$/kWh	PEAT x Pe
Potencia presente en punta	\$/kW/mes	FNPPA x PPAT x Pp + FDPPA x CDAT
Potencia parcialmente presente en punta	\$/kW/mes	FNDPA x PPAT x Pp + FDDPA x CDAT

B.4 Fórmula tarifaria clientes tipo AT4.3

CARGO	UNIDAD	FORMULA
Fijo	\$/cliente	CFHS
Energía	\$/kWh	PEAT x Pe
Demanda máxima suministrada	\$/kW/mes	FDFPA x CDAT
Demanda máxima leída en horas de punta	\$/kW/mes	FNPPA x PPAT x Pp + FDPPA x CDAT - FDFPA x CDAT

B.5 Glosario y definición de términos

B.5.1 Precios a nivel generación (precios de nudo)

Pe: Precio de nudo de energía. Se expresa en \$/kWh.

Pp: Precio de nudo de potencia. Se expresa en \$/kW/mes.

B.5.2 Costos de distribución (VAD)

CD_{AT} : Costo de distribución en alta tensión. Se expresa en \$/kW/mes.

CD_{BT} : Costo de distribución en baja tensión. Se expresa en \$/kW/mes.

Los valores de CD_{AT} y CD_{BT} se calculan como sigue

$$CD_{AT} = FSTCD \times VAD_{AT} \times FCDMA$$

$$CD_{BT} = FSTCD \times (VAD_{AT} \times FCDMA \times PMPBT + VAD_{BT} \times FCDMB)$$

Donde:

VAD_{AT} : Valor Agregado de distribución ponderado de alta tensión

VAD_{BT} : Valor Agregado de distribución ponderado de baja tensión

$FCDMA$: Factor de coincidencia en alta tensión, de la demanda máxima de distribución presente en la demanda máxima en punta del sistema de generación

$FCDMB$: Factor de coincidencia en baja tensión, de la demanda máxima de distribución presente en la demanda máxima en punta del sistema de generación

$FSTCD$: Factor de sectorialización de costos de distribución, propios de cada zona de facturación.

B.5.3 Costos fijos de distribución

$CFDS$: Cargo fijo sectorizado para clientes con medidor de energía y medidor de demanda. Se expresa en \$/cliente

$CFHS$: Cargo fijo sectorizado para clientes con medidor de energía y medidor horario. Se expresa en \$/cliente

Los valores de CFDS y CFHS se calculan como sigue:

$$\text{CFDS} = \text{CFD} \times \text{FSTCF}$$

$$\text{CFHS} = \text{CFH} \times \text{FSTCF}$$

Donde:

CFD: Cargo fijo cliente con medidor de energía y medidor de demanda. Se expresa en \$/cliente

CFH: Cargo fijo con medidor de energía y medidor horario. Se expresa en \$/cliente

FSTCD : Factor de sectorialización de costos fijos de distribución, propios de cada zona de facturación.

B.5.4 Factores de expansión de pérdidas

PPAT : Factor de expansión de pérdidas de potencia en alta tensión, en horas de punta del sistema eléctrico.

PEAT : Factor de expansión de pérdidas de energía en alta tensión

PPBT : Factor de expansión de pérdidas de potencia en baja tensión, en horas de punta del sistema eléctrico.

PEBT : Factor de expansión de pérdidas de energía en baja tensión

B.5.5 Factores de coincidencia

FNPPB : Factor de coincidencia en baja tensión de las demandas presentes en la punta del sistema.

FDPPB : Factor de coincidencia en baja tensión de las demandas presentes en la punta del sistema de distribución.

FNDPB : Factor de coincidencia en baja tensión de las demandas parcialmente presentes en la punta del sistema.

- FDDPB : Factor de coincidencia en baja tensión de las demandas parcialmente presentes en la punta del sistema de distribución.
- FDFPB : Factor de coincidencia en baja tensión de las demandas consumidas fuera de las horas de punta.
- FNPPA : Factor de coincidencia en alta tensión de las demandas presentes en la punta del sistema.
- FDPPA : Factor de coincidencia en alta tensión de las demandas presentes en la punta del sistema de distribución.
- FNDPA : Factor de coincidencia en alta tensión de las demandas parcialmente presentes en la punta del sistema.
- FDDPA : Factor de coincidencia en alta tensión de las demandas parcialmente presentes en la punta del sistema de distribución.
- FDFFPA : Factor de coincidencia en alta tensión de las demandas consumidas fuera de las horas de punta.

**ANEXO C: TABLAS RESULTADO PARA MODELACIÓN DE PEAJES
SEGÚN LA REGLA OFTEL**

C.1 Tablas de distribución de ingresos por área típica

Tabla C.1. Distribución de ingresos, área típica 1

Opción Tarifaria	Porcentaje de las ventas totales (%)	Porcentaje de las ventas totales a clientes libres(%)
BT1	31,3 %	0 %
Otros BT	17,2 %	0,2 %
AT medida	9,8 %	3,1 %
AT horaria	12,5 %	12,4 %
Actuales libres	29,2 %	29,2 %
Total	100 %	52,5 %

Tabla C.2. Distribución de ingresos, área típica 2

Opción Tarifaria	Porcentaje de las ventas totales (%)	Porcentaje de las ventas totales a clientes libres(%)
BT1	45,6 %	0 %
Otros BT	11,3 %	0,1 %
AT medida	7,8 %	2,5 %
AT horaria	7,9 %	7,9 %
Actuales libres	27,4 %	27,4 %
Total	100 %	37,9 %

Tabla C.3. Distribución de ingresos, área típica 3

Opción Tarifaria	Porcentaje de las ventas totales (%)	Porcentaje de las ventas totales a clientes libres(%)
BT1	44,5 %	0 %
Otros BT	17,0 %	0,3 %
AT medida	4,9 %	1,5 %
AT horaria	22,9 %	22,6 %
Actuales libres	10,7 %	10,7 %
Total	100 %	35,1 %

Tabla C.4. Distribución de ingresos, área típica 4

Opción Tarifaria	Porcentaje de las ventas totales (%)	Porcentaje de las ventas totales a clientes libres(%)
BT1	49,8 %	0 %
Otros BT	12,1 %	0,1 %
AT medida	10,4 %	3,2 %
AT horaria	24,8 %	24,6 %
Actuales libres	2,9 %	2,9 %
Total	100 %	30,8 %

Tabla C.5. Distribución de ingresos, área típica 5

Opción Tarifaria	Porcentaje de las ventas totales (%)	Porcentaje de las ventas totales a clientes libres(%)
BT1	49,4 %	0 %
Otros BT	17,2 %	0,2 %
AT medida	9,3 %	2,9 %
AT horaria	18,8 %	18,6 %
Actuales libres	5,3 %	5,3 %
Total	100 %	27,0 %

C.1 Tablas de distribución de energía consumida

Tabla C.6. Distribución de energía consumida, área típica 1

Opción Tarifaria	Porcentaje de las ventas totales (%)	Porcentaje de las ventas totales a clientes libres(%)
BT1	31,3 %	0 %
Otros BT	17,2 %	0,2 %
AT medida	9,9 %	3,1 %
AT horaria	12,4 %	12,4 %
Actuales libres	29,2 %	29,2 %
Total	100 %	44,9 %

Tabla C.7. Distribución de energía consumida, área típica 2

Opción Tarifaria	Porcentaje de las ventas totales (%)	Porcentaje de las ventas totales a clientes libres(%)
BT1	41,3 %	0 %
Otros BT	11,9 %	0,1 %
AT medida	9,8 %	3,1 %
AT horaria	12,3 %	12,1 %
Actuales libres	24,7 %	24,8 %
Total	100 %	40,1 %

Tabla C.8. Distribución de energía consumida, área típica 3

Opción Tarifaria	Porcentaje de las ventas totales (%)	Porcentaje de las ventas totales a clientes libres(%)
BT1	38,8 %	0 %
Otros BT	10,7 %	0,1 %
AT medida	4,5 %	1,4 %
AT horaria	30,1 %	29,8 %
Actuales libres	15,9 %	15,9 %
Total	100 %	47,2 %

Tabla C.9. Distribución de energía consumida, área típica 4

Opción Tarifaria	Porcentaje de las ventas totales (%)	Porcentaje de las ventas totales a clientes libres(%)
BT1	60,9 %	0 %
Otros BT	14,2 %	0,2 %
AT medida	9,2 %	2,9 %
AT horaria	13,9 %	13,8 %
Actuales libres	1,8 %	1,8 %
Total	100 %	18,5 %

Tabla C.10. Distribución de energía consumida, área típica 5

Opción Tarifaria	Porcentaje de las ventas totales (%)	Porcentaje de las ventas totales a clientes libres(%)
BT1	41,4 %	0 %
Otros BT	12,9 %	0,2 %
AT medida	10,9 %	3,4 %
AT horaria	30,9 %	30,5 %
Actuales libres	3,9 %	3,9 %
Total	100 %	38,0 %

