

Alfredo Dammert
Raúl García Carpio
Fiorella Molinelli

REGULACIÓN Y SUPERVISIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO



**FONDO
EDITORIAL**

PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL PERÚ

REGULACIÓN Y SUPERVISIÓN
DEL SECTOR ELÉCTRICO

REGULACIÓN Y SUPERVISIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO

ALFREDO DAMMERT LIRA
RAÚL GARCÍA CARPIO
FIORELLA MOLINELLI ARISTONDO



FONDO
EDITORIAL

PONTIFICIA **UNIVERSIDAD CATÓLICA** DEL PERÚ

Regulación y supervisión del sector eléctrico

Alfredo Dammert Lira, Raúl García Carpio, Fiorella Molinelli Aristondo

© Alfredo Dammert Lira, Raúl García Carpio, Fiorella Molinelli Aristondo, 2008

De esta edición:

© Fondo Editorial de la Pontificia Universidad Católica del Perú, 2013

Av. Universitaria 1801, Lima 32, Perú

Teléfono: (51 1) 626-2650

Fax: (51 1) 626-2913

feditor@pucp.edu.pe

www.pucp.edu.pe/publicaciones

Diseño, diagramación, corrección de estilo
y cuidado de la edición: Fondo Editorial PUCP

Primera edición: octubre de 2008

Primera reimpresión: junio de 2010

Segunda reimpresión: marzo de 2013

Tiraje: 500 ejemplares

Prohibida la reproducción de este libro por cualquier medio, total o parcialmente, sin permiso expreso de los editores.

Hecho el Depósito Legal en la Biblioteca Nacional del Perú N° 2013-03072

ISBN: 978-9972-42-866-1

Registro del Proyecto Editorial: 31501361300171

Impreso en Tarea Asociación Gráfica Educativa
Pasaje María Auxiliadora 156, Lima 5, Perú

ÍNDICE

Lista de abreviaturas	13
Prefacio	17
CAPÍTULO 1	
PRINCIPIOS DE ORGANIZACIÓN INDUSTRIAL Y REGULACIÓN	21
1. Maximización del bienestar y fallas de mercado	21
La asignación eficiente de recursos	21
Las fallas de mercado	23
2. Poder de mercado: competencia perfecta, monopolio y oligopolio	26
Competencia perfecta	26
Poder de mercado: monopolio	27
Poder de mercado: oligopolio	32
Índice de Lerner y participación de mercado	34
Medidas de concentración de mercado: índice Herfindahl-Hirschman (HHI)	36
Medidas del ejercicio del poder de mercado	37
Efectos de las fusiones sobre el poder de mercado	40
Incorporación de análisis dinámicos	41
Otros desarrollos	41
3. Monopolio natural y métodos de regulación: aspectos generales	42
Monopolio natural	42
Métodos de regulación	45
4. «Peak Load Pricing»	49
5. Comentarios finales	54
Apéndice 1.1. Obtención del equilibrio de Cournot para un caso lineal	55
Apéndice 1.2. Relación entre el índice de Lerner y el «Mark-up»	59
Apéndice 1.3. Obtención de los precios Ramsey	61
Apéndice 1.4. Tarifas no lineales	63

CAPÍTULO 2	
ASPECTOS ESENCIALES DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA	67
1. Actividades involucradas en la provisión de electricidad	67
Generación	67
Transmisión	70
Operación del sistema	72
Distribución	73
2. Organización moderna del sector eléctrico	74
3. Modelos de organización del sector eléctrico	76
Monopolio verticalmente integrado	76
Comprador único	77
Sistema con competencia mayorista	79
Sistema con competencia minorista	81
Comentarios finales	83
CAPÍTULO 3	
GENERACIÓN ELÉCTRICA	85
1. Introducción: capacidad, energía, costos fijos y variables	85
Cálculo de los costos totales por MWh	86
Cálculo de los costos totales anuales	89
2. Eficiencia productiva: composición óptima del parque generador	92
Cálculo de la carga no servida	94
3. Características del mercado de generación eléctrica	96
4. Eficiencia asignativa: tarifas óptimas de generación	98
Precios óptimos	102
Aplicación a la firma regulada	108
5. Mercados de electricidad y mecanismos de regulación de la generación	110
Primera opción: sin pago por capacidad	111
Segunda opción: pago por capacidad	114
6. Ejemplo del cálculo del precio de electricidad con pago por capacidad	118
Equilibrio financiero	123
7. Manejo de riesgos	125
Contratos por diferencias	125
Mecanismos administrativos	129
8. Despacho económico	131
Sistemas térmicos	132
Sistemas hidrotérmicos	135
9. Ejercicio del poder de mercado y el rol de los contratos	139

Derivación del índice de Lerner con contratos bilaterales	140
Ejercicio del poder de mercado en los sistemas hidrotérmicos	142
Ejercicio del poder de mercado mediante decisiones de inversión	143
10. Comentarios finales	143
Apéndice 3.1. Costos medios y factor de planta	145
Apéndice 3.2. Despacho óptimo con costos cuadráticos y mínimos operativos	146
Apéndice 3.3. Obtención de la fórmula de anualidades	148
Apéndice 3.4. «Peak Load Pricing» con costo de racionamiento y oferta y demanda estocásticas	149
Apéndice 3.5. Ejemplo de equilibrio de mercado sin pago por capacidad	151
Apéndice 3.6. Mecanismos alternativos de pago por capacidad	153
Apéndice 3.7. Ejemplo del uso de un contrato por diferencias	157
Apéndice 3.8. Ejemplo del uso de un derecho financiero de transmisión	161
CAPÍTULO 4	
TRANSMISIÓN ELÉCTRICA	163
1. Fundamentos de la transmisión	163
2. Límites físicos de la transmisión	167
3. Congestión en las líneas de transmisión	168
4. Reparto del flujo de energía eléctrica en las líneas de transmisión	175
Influencia de los «loop flows»	175
Ejemplo de influencia de los «loop flows» en el despacho óptimo	177
5. Tarifas de transmisión sin congestión	183
Rol de los costos variables (pérdidas y congestión) en la optimización del despacho	185
Determinación de la tarifas y del peaje de transmisión	188
6. Tarifas de transmisión cuando hay congestión y pérdidas	190
7. Metodologías de asignación del peaje o cargo complementario	191
Esquema de precios Ramsey	192
Método estampilla o «postage stamp»	192
Método basado en el beneficio (generadores y usuarios)	193
Método basado en el uso del sistema	193
Esquemas de asignación del cargo complementario en países latinoamericanos	194
8. Planificación de la transmisión	196
9. Comentarios finales	199
Apéndice 4.1. Las leyes de Kirchhoff y de Ohm	200
Apéndice 4.2. Ejemplo de inversiones detrimenales en transmisión	203

Apéndice 4.3. Derivación formal de los precios marginales locales	204
Apéndice 4.4. Ejemplo de uso del principio de superposición en el despacho	207
Apéndice 4.5. Ejemplo de asignación del cargo complementario con el método de Bialek	210
CAPÍTULO 5	
DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA	213
1. Características	213
2. Costos de distribución	214
3. Métodos de regulación en distribución eléctrica	216
Regulación por tasa de retorno o costo de servicio	216
Regulación por «revenue cap» (ingreso máximo) y por «price cap» (precio máximo)	218
Regulación por «yardstick competition»	220
Regulación por empresa modelo eficiente	221
Aplicación de la regulación por empresa modelo eficiente en el Perú	223
Comparación de los métodos de regulación de la distribución	227
4. Comentarios finales	233
Apéndice 5.1. El modelo de «yardstick competition»	234
Apéndice 5.2. Determinación de los sectores de distribución típicos en el Perú	239
CAPÍTULO 6	
EXPERIENCIAS INTERNACIONALES EN EL DISEÑO DE MERCADOS Y REGULACIÓN	241
1. Introducción	241
2. La crisis eléctrica de California, año 2000	243
Lecciones de la crisis de California	250
3. La reforma en Inglaterra y Gales	251
La primera reforma	251
El nuevo modelo: NETA	256
4. El modelo de licitaciones en Brasil	258
5. La reforma del sector eléctrico peruano	263
Fijación de tarifas de generación	267
Fijación de tarifas de transmisión	269
Fijación de tarifas de distribución	270
Principales logros alcanzados	271
Modificaciones en la actividad de generación	274
Modificaciones en la actividad de transmisión	275
6. Caracterización de los procesos de reforma	276

7. El diseño de mercado estándar de la FERC	278
8. Comentarios finales	280
Apéndice 6.1. Procedimiento de fijación de precios de energía y potencia en el Perú	281
Apéndice 6.2. Indicadores de desempeño del sector eléctrico peruano (1994-2006)	285
CAPÍTULO 7	
SUPERVISIÓN DE LA CALIDAD EN EL SECTOR ELÉCTRICO PERUANO	287
1. Introducción	287
2. Ámbito de la supervisión de la calidad en el servicio eléctrico	288
Calidad técnica: calidad del producto	288
Calidad técnica: calidad del suministro	290
Calidad comercial	292
Alumbrado público	292
3. Determinación de los niveles óptimos de calidad	294
4. Supervisión de la calidad	296
5. Uso de muestreo en la determinación de la calidad alcanzada	303
6. Multas óptimas y multas disuasivas	304
7. Aplicaciones en el sector eléctrico	307
Determinación de multas por calidad del alumbrado público	307
Determinación de multas por fallas en la precisión de la medida de la energía	312
Determinación de multas por indisponibilidades y estado operativo de las unidades de generación	320
Determinación de multas por no brindar los niveles de calidad de suministro	326
8. Comentarios finales	329
Glosario	331
Índice de cuadros	337
Índice de gráficos	339
Índice analítico	363
Bibliografía	345

LISTA DE ABREVIATURAS

ANEEL	Agencia Nacional de Energía Eléctrica (Brasil)
ANDE	Administración Nacional de Electricidad (Paraguay)
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
BNDS	Banco Nacional de Desarrollo (Brasil)
BOOT	Build, Operate, Own and Transfer
BTU	British Thermal Unit
CAIDI	Customer Average Interruption Duration Index
CAIFI	Customer Average Interruption Frequency Index
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista S.A. (Argentina)
CNE	Comisión Nacional de Energía (Chile)
CAPM	Capital Asset Pricing Model
CEA	Centro de Economía Aplicada (Chile)
CEGB	Central Electricity Generating Board (Inglaterra y Gales)
CFD	Contract for Differences
CHESF	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (Brasil)
CIER	Comisión de Integración Energética Regional
CIES	Consortio de Investigación Económica y Social (Perú)
CISEPA	Centro de Investigaciones Sociológicas, Económicas, Políticas y Antropológicas (Perú)
CNPE	Consejo Nacional de Política Energética (Brasil)
COES	Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico (Perú)
COS	Cost of Service
CPUC	California Public Utilities Commission
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas (Colombia)
CTE	Comisión de Tarifas de Energía (Perú)
DGE	Dirección General de Electricidad (Perú)
DOCOES	Dirección de Operaciones del COES (Perú)
ECPR	Efficient Component Pricing Rule
EDF	Électricité de France (Francia)

Eletronorte	Centrais Eléctricas do Norte do Brasil S.A. (Brasil)
Eletrosul	Empresa do Sul do Brasil (Brasil) Eletrosul Centrais Eléctricas S.A. (Brasil)
ENRE	Ente Nacional Regulador de la Electricidad (Argentina)
EPRI	The Electric Power Research Institute (Estados Unidos)
ERCOT	Electric Reliability Council of Texas
FERC	Federal Energy Regulatory Commission (Estados Unidos)
FIEL	Fundación de Investigaciones Económicas Latinoamericanas (Argentina)
FOSE	Fondo de Compensación Social Eléctrica (Perú)
FTC	Federal Trade Commission (Estados Unidos)
FURNAS	Furnas Centrais Eléctricas S.A. (Brasil)
GART	Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (Perú)
GCE	Câmara de Gestão da Crise de Energia Eléctrica (Brasil)
IEA	International Energy Agency
IEEE	The Institute of Electrical and Electronics Engineers
INDECOPI	Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (Perú)
IPP	Independent Power Producers (Estados Unidos)
ISO	Independent System Operator
LCE	Ley de concesiones eléctricas (Perú)
LECG	Law & Economic Consulting Group
LMP	Locational Marginal Price
LOLP	Loss of Load Probability
MAE	Mercado Atacadista de Energia (Mercado Mayorista de Energía, Brasil)
MINEM	Ministerio de Energía y Minas (Perú)
MIT	Massachusetts Institute of Technology
MMC	Monopolies and Mergers Commission (Inglaterra y Gales)
MRFO	Margen de reserva firme objetivo (Perú)
NBER	National Bureau of Economic Research (Estados Unidos)
NERA	National Economic Research Associates
NERC	North American Electric Reliability Council (Estados Unidos)
NETA	New Electricity Trading Arrangements
NGC	National Grid Company (Inglaterra y Gales)
NGT	National Grid Transco (Inglaterra y Gales)
Nord Pool	The Nordic Power Exchange
NTCSE	Norma técnica de calidad de los servicios eléctricos (Perú)
NYPP	New York Power Pool
OECD	Organization for Economic Co-operation and Development
OFFER	Office of Electricity Regulation (Inglaterra y Gales)
ONS	Operador Nacional del Sistema Eléctrico (Brasil)

OSINERG	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (ahora OSINERGMIN, Perú)
OSINERGMIN	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Perú)
PBR	Performance-based Ratemaking
PIE	Productor independiente de energía eléctrica (Brasil)
PJM	Pennsylvania, Jersey, Maryland Power Pool (Estados Unidos)
PPP	Pool Purchase Price (Inglaterra y Gales)
ProInversión	Agencia de Promoción de la Inversión Privada (Perú)
PSP	Pool Selling Price (Inglaterra y Gales)
PURPA	Public Utility Regulatory Policies Act (Estados Unidos)
PX	Power Exchange
RAND	Research and Development (Estados Unidos)
REC	Regional Electricity Companies (Inglaterra y Gales)
ROR	Rate of Return
RPI	Retail Price Index
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
SCT	Sistema Complementario de Transmisión (Perú)
SEA	Sistema Económicamente Adaptado (Perú)
SED	Subestación de distribución (Perú)
SEIN	Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (Perú)
SGT	Sistema Garantizado de Transmisión (Perú)
SINAC	Sistema Eléctrico Nacional (Perú)
SIRESE	Sistema de Regulación Sectorial (Bolivia)
SMD	Standard Market Design
SMP	System Marginal Price (Inglaterra y Gales)
SPT	Sistema Principal de Transmisión (Perú)
SRA	Settlement Residue Action (Australia)
SST	Sistema Secundario de Transmisión (Perú)
TCC	Transmission Congestion Contract
TIR	Tasa interna de retorno
UAP	Unidad de alumbrado público (Perú)
UIT	Unidad impositiva tributaria (Perú)
VAD	Valor agregado de distribución (Perú)
VNR	Valor nuevo de reemplazo (Perú)
VOLL	Value of Lost Load
WACC	Weighted Average Cost of Capital
WECC	Western Electricity Coordinating Council (Estados Unidos, Canadá y México)

PREFACIO

Uno de los pilares para lograr el desarrollo económico sostenible de un país es contar con infraestructura adecuada y servicios básicos, entre los que es particularmente importante la provisión de electricidad, que debe realizarse de manera eficiente y confiable para cubrir las necesidades de la población. Con objeto de lograr estos objetivos, en las últimas décadas se llevaron a cabo importantes reformas en el sector eléctrico en países con diferentes niveles de industrialización. Estas reformas modificaron de manera apreciable la organización del sector eléctrico, fomentándose la participación privada e introduciéndose mecanismos de mercado donde ello resultaba factible y sistemas de regulación y supervisión de la calidad en las actividades donde por su naturaleza no se podía introducir competencia de forma directa. El conocimiento de los mecanismos de regulación y supervisión de la calidad implementados en estos nuevos diseños todavía es limitado, y tanto los instrumentos utilizados como los resultados obtenidos en los diferentes países han sido muy diversos.

En este contexto de un sector eléctrico en continuo proceso de cambio y búsqueda de mejores formas de organización que fomenten la eficiencia y la sostenibilidad del servicio, incluyendo los aspectos medioambientales, se hace necesario que las discusiones sobre estos temas se enfoquen adecuadamente, lo cual requiere un entendimiento previo de las principales características técnicas y económicas de la industria, así como de los mecanismos de regulación y supervisión desarrollados para las diferentes actividades involucradas en la provisión del servicio. La presente publicación pretende contribuir a la difusión y discusión de estos temas entre los agentes involucrados en las diferentes actividades del sector eléctrico y entre los profesionales interesados en la problemática de los servicios públicos.

Este libro desarrolla los modelos de regulación de las diferentes actividades vinculadas a la provisión de electricidad, las reglas que gobiernan los mercados eléctricos y los criterios y métodos de supervisión de la calidad, mostrando cómo estos mecanismos se vinculan con la teoría microeconómica y discutiendo experiencias concretas de la aplicación de estos esquemas a las diferentes realidades.

En esa dirección, y luego de revisar las publicaciones existentes sobre estos temas, identificamos la ausencia de un texto único que cubriera los principales problemas de la regulación y supervisión del sector eléctrico, con el alcance suficiente y con un enfoque integral. Si bien en años recientes se han escrito algunos documentos que buscan convertirse en manuales sobre la problemática de los mercados eléctricos (Stoft 2002, Hunt 2002, Rothwell y Gómez 2003 y Kirschen y Strbac 2004) y que recogen parte de los desarrollos basados en las experiencias de reforma e introducción de mecanismos de mercado en el sector eléctrico, sus enfoques tienen algunas limitaciones. Así, en algunos casos, están basados principalmente en la problemática de la generación y transmisión —asociada al funcionamiento de los sistemas eléctricos interconectados— y no abordan los temas asociados con la regulación de la distribución y la problemática de la calidad del servicio; en otros casos, los textos no desarrollan con el detalle requerido los fundamentos microeconómicos subyacentes al análisis realizado, solo reseñan algunos instrumentos utilizados en los diferentes mercados, o describen problemas existentes en el diseño de mercados eléctricos sin asociarlos a los modelos o enfoques implícitos en cada uno de ellos, lo que no permite al lector darse una idea más concreta de los errores y aciertos o de las opciones de diseño tomadas en cada caso. Finalmente, una motivación importante para la redacción de este libro ha sido la necesidad de contar con una publicación en castellano que desarrolle la problemática de la regulación y supervisión del sector eléctrico y que permita la difusión de estos temas a un público más amplio.

Este libro consta de siete capítulos. En el primero, se presentan algunos elementos de teoría microeconómica relacionados con organización industrial y la teoría y métodos de regulación que permitirán entender mejor algunas de las disyuntivas que se enfrentan en la organización de los mercados eléctricos. En el segundo capítulo se presentan los aspectos esenciales de la industria eléctrica y las opciones de organización del sector eléctrico.

Del tercer capítulo al quinto, se cubren los aspectos relacionados con la regulación de la generación, transmisión y distribución de electricidad respectivamente, incluyendo la descripción de las características técnicas y económicas de estas actividades, los fundamentos microeconómicos sobre los que se basan los mecanismos de mercado introducidos, cuando ello es posible, y las diferentes alternativas de regulación de cada segmento. Estos mecanismos y fórmulas aplicadas se presentan enfatizando las consideraciones de eficiencia tales como la minimización de costos (eficiencia productiva), el diseño de tarifas que den las señales adecuadas a los usuarios y que permitan la sostenibilidad del servicio (eficiencia asignativa), la introducción de sistemas de incentivos y la búsqueda de criterios adecuados para asignar los costos entre los beneficiarios de los servicios brindados. En cada uno de estos capítulos se

presentan ejemplos sobre los países que emplean los diversos modelos de regulación de cada actividad y algunos ejercicios numéricos para ilustrar mejor los temas.

El sexto capítulo describe algunas experiencias internacionales de rediseño de mercados eléctricos de particular relevancia tales como la de California e Inglaterra y Gales. A nivel latinoamericano se presenta la experiencia de reforma de Brasil y los nuevos mecanismos de atracción de inversiones utilizados en ese país. Por último, también se presenta la reforma del mercado eléctrico peruano incluyendo las últimas modificaciones realizadas al marco regulatorio.

Finalmente, en el séptimo capítulo se desarrolla el sistema de regulación y supervisión de la calidad del servicio eléctrico basado en incentivos y multas disuasivas, donde se considera, entre otros aspectos, la necesidad de vincular las multas con los costos evitados por las empresas. Dicho sistema se ha venido aplicando con éxito en el Perú y no tiene paralelo en otros países.

Va este libro dirigido a economistas, ingenieros y abogados que trabajen en instituciones públicas y privadas interesadas en conocer los mecanismos de regulación y supervisión del sector eléctrico. Es por lo tanto de utilidad para cursos de especialización y programas de posgrado que cubran estos temas.

Agradecemos a José Távora, con quien se coordinó la publicación del presente libro por parte de la Pontificia Universidad Católica del Perú (PUCP), quien leyó detalladamente una primera versión y realizó recomendaciones para mejorar el texto y su estructura. También queremos reconocer el aporte de José Gallardo, quien, durante su gestión como gerente de la Oficina de Estudios Económicos de OSINERGMIN, hizo surgir la motivación para la discusión académica de estos temas. El documento se enriqueció con los comentarios de Raúl Pérez-Reyes, Lennin Quiso, Juan José Javier, Max Carbajal, Gonzalo Ruiz, Erix Ruiz, Pierre-Olivier Pineau, Emerson Barahona, Arturo Vásquez, David Orosco, Juan Manuel Rivas y Marcos Yui. Se agradece también la valiosa asistencia de Claudia Fernández-Dávila. Por último, agradecemos las sugerencias realizadas por el lector anónimo designado por el Fondo Editorial de la PUCP y, especialmente, a Jenny Varillas, encargada de la edición del presente libro, por la detallada revisión de las versiones preliminares del mismo. Los errores y omisiones son de responsabilidad exclusiva de los autores.

Lima, octubre de 2008

CAPÍTULO 1

PRINCIPIOS DE ORGANIZACIÓN INDUSTRIAL Y REGULACIÓN

1. MAXIMIZACIÓN DEL BIENESTAR Y FALLAS DE MERCADO

La asignación eficiente de recursos

La teoría económica considera que para que se cumpla el objetivo de maximizar el bienestar de la sociedad se requiere una «asignación eficiente de los recursos». Para ello deben utilizarse adecuadamente todos los recursos de la sociedad, produciéndose al menor costo posible y cobrándose a los usuarios el costo marginal de producción, resultado que se alcanza en un régimen de competencia perfecta mas no así en otras estructuras de mercado.¹ Para una descripción detallada de este tema el lector puede remitirse a un texto estándar de microeconomía.²

Una ilustración que permite apreciar la maximización del bienestar de la colectividad sujeta a la cantidad de cada bien que se produce en una sociedad se muestra en el gráfico 1.1. Para simplificar la presentación se considera que en dicha sociedad solo existen dos productos, q_1 y q_2 , y que ambos bienes se producen bajo condiciones de competencia perfecta.³ Por otra parte, su producción está limitada por los recursos disponibles del país. Por ello, en el gráfico 1.1. se representa la curva de posibilidades de producción (*PP*) donde se agotan los recursos de la economía y por lo tanto para producir más de q_1 necesariamente se tendrá que producir menos de q_2 y viceversa. La curva es cóncava al origen pues se considera que conforme se produce más de un producto los rendimientos de los insumos son decrecientes.

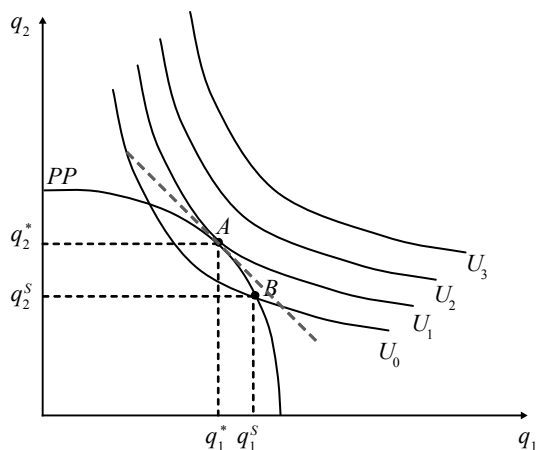
¹ Como se recordará, un mercado en competencia perfecta supone la existencia de un número apreciable de empresas donde todas toman el precio del mercado como dado, no pudiendo alterarlo con decisiones unilaterales como podría ser producir menos con la finalidad de incrementar los precios.

² Algunos de estos textos son Parkin 2001, Pindyck y Rubinfeld 2001 y Varian 1998. Una presentación moderna de estos temas, con un enfoque intuitivo, gráfico y numérico, se puede encontrar en Besanko y Braeutigam 2002.

³ Este supuesto implica que en el óptimo la ratio de precios relativos coincidirá con la ratio de utilidades marginales del consumo de cada bien.

Por otro lado, debemos considerar el nivel de bienestar o utilidad (U) que alcanza la colectividad con el consumo de bienes q_1 y q_2 . A estos «lugares geométricos» donde se representan las combinaciones de los bienes q_1 y q_2 que le otorgan un mismo nivel de utilidad a la sociedad se les denomina «curvas de indiferencia social». Cada nivel de utilidad se puede identificar como U_1, U_2, \dots, U_n , donde $U_1 < U_2 < \dots < U_n$.

Gráfico 1.1. Maximización del bienestar y uso eficiente de los recursos



Podemos ver que el punto A , donde los niveles de producción son q_1^* y q_2^* , es el óptimo, pues con los recursos limitados de la sociedad se obtiene la combinación de q_1 y q_2 que maximiza la utilidad, en este caso a un nivel U_1 . Si, por ejemplo, se produjeran las cantidades q_1^S y q_2^S , o sea en el punto B de la curva PP , la utilidad sería U_0 , menor que U_1 . Este punto no sería de equilibrio en competencia perfecta porque la ratio de precios relativos de ambos bienes sería diferente a la ratio de utilidades marginales del consumo, pudiéndose incrementar el nivel de bienestar de la sociedad modificando los niveles de consumo de ambos bienes hasta llegar al punto A . Por otra parte, no existe una posible combinación de producción que lleve a la sociedad a un nivel de utilidad U_2 o superior.

Finalmente, se puede observar que por la forma de las curvas PP y U solo existe un punto donde se maximiza la utilidad de la sociedad dadas las posibilidades de producción. Este punto, como se ha dicho antes, es el punto A , el cual es conocido como el óptimo de Pareto, el cual corresponde a la asignación de recursos donde no es posible aumentar el bienestar de un individuo de la sociedad sin reducir el bienestar de algún otro.⁴

⁴ En este punto la tasa marginal de transformación (TMT), que es la ratio de conversión de bienes de la frontera de posibilidades de producción, será igual a la tasa marginal de sustitución (TMS) de los

Las fallas de mercado

Los resultados comentados en la sección anterior se suelen tomar más bien como un referente ideal con el cual se puede comparar el desempeño de los mercados, pues el equilibrio general competitivo está sujeto a una serie de supuestos que no suelen darse en la realidad. El funcionamiento real de los mercados suele llevar a resultados distintos, algunas veces muy alejados y otras veces cercanos a lo que predice el modelo de competencia perfecta. En ese sentido, se reconoce que existen fallas de mercado, las cuales están referidas a situaciones en las que el funcionamiento de los mercados no lleva a los niveles de eficiencia y asignación de recursos que predice el modelo de competencia perfecta. Si bien los fenómenos que pueden dar lugar a las fallas de mercado son múltiples, entre los principales se suele incluir a los siguientes:⁵

- El *poder de mercado* que surge debido a la posibilidad de las empresas de influir en los precios, y que suele darse en mercados donde existen pocos agentes y por lo tanto un alto nivel de concentración industrial. En estos casos en equilibrio se producirá una cantidad de bienes menor respecto a lo que debería producirse para maximizar el bienestar de la sociedad, siendo los precios mayores a los de competencia perfecta.
- La existencia de segmentos con características de *monopolio natural*, donde es económico que el servicio lo provea una sola empresa, y donde la competencia en muchos casos no es eficiente pues llevaría a la duplicación de costos. Casi todas las actividades que involucran la construcción de infraestructuras de red, tales como el transporte de agua, telefonía fija, gas y electricidad, tienen estas características.
- Las *externalidades*, que surgen cuando un agente, sin tomar en cuenta las consecuencias de sus actos, toma decisiones que pueden afectar el bienestar de otros agentes. Un ejemplo típico es la producción de una fábrica que contamina el río y reduce la pesca de los pobladores aguas abajo. En estos casos se producirá una cantidad mayor del bien que la que maximiza el bienestar de la sociedad, pues en las decisiones de producción el agente solo considera

agentes, que es igual a la ratio de utilidades marginales (UMg_1/UMg_2). En competencia perfecta, estos ratios también serán iguales a las ratios de los costos marginales (CM_1/CM_2) y a los precios relativos de los bienes (P_1/P_2). Un análisis más detallado del equilibrio en los diferentes mercados y la forma como estos interactúan (equilibrio general) bajo condiciones de competencia perfecta y sus consecuencias sobre el bienestar se puede encontrar en el capítulo 17 de Varian 1998 y en el capítulo 16 de Besanko y Braeutigam 2002.

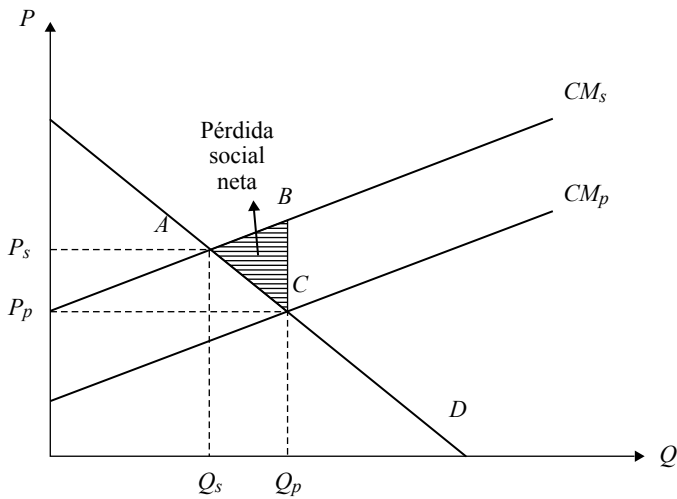
⁵ Una lista más exhaustiva de las fallas de mercado que justifican la regulación de diferentes actividades se puede consultar el capítulo 2 de Baldwin y Cave 1999.

el costo marginal privado y no el costo marginal social, el cual es mayor, tal como se presenta en el gráfico 1.2. Para tratar de que ambos costos se acerquen, pueden emplearse instrumentos tales como la estructura impositiva, fijando por ejemplo un impuesto adicional al uso del carbón para producir electricidad debido a los problemas ambientales que genera, o imponiendo estándares de emisiones o calidad que deben cumplir las empresas, lo cual tendrá como efecto un incremento de los costos marginales de producción a la vez que una reducción del daño a la sociedad en términos de contaminación. Como se verá en el capítulo 7, dentro del marco de la regulación y supervisión de la calidad en el sector eléctrico, para asegurar el cumplimiento de los estándares se debe diseñar un esquema de sanciones óptimas que debe considerar aspectos como los costos, relacionados con inversiones por ejemplo, que podrían evitarse las empresas si incumplen las normas, el daño causado y las probabilidades de detección y sanción de los incumplimientos.

- Los *bienes públicos*, donde la rivalidad en el consumo es baja y la posibilidad de excluir de los beneficios (por medios físicos o legales) a terceros es relativamente remota. La baja rivalidad implica que el consumo por parte de un individuo no reduce la cantidad disponible para otros, mientras que la baja capacidad de exclusión implica que resultaría muy caro prohibir el consumo de un bien a otros individuos. Un ejemplo típico de bien público es la defensa nacional, ya que todos los ciudadanos están protegidos por esta y el hecho de que un individuo de un país esté protegido no reduce la protección para los otros ciudadanos. En estos casos, si se dejara la provisión de los bienes públicos al mercado se produciría una cantidad menor que la que requiere la sociedad, pues muchos agentes que valoran el bien público esperarían a que otros contribuyan a su financiamiento sabiendo que luego no podrán ser excluidos de su consumo. A los agentes que actúan de esta forma se les conoce como *free riders* —polizones—.
- Por último, en algunos mercados se suele generar *información asimétrica*, la cual se refiere a la situación donde uno de los agentes involucrados en la transacción tiene mayor información que el otro sobre la calidad del bien u otros aspectos, y aprovecha esta situación para su beneficio. En estos casos, se suele identificar dos tipos de problemas: el primero se denomina *riesgo moral* —*moral hazard*—, y alude a la posibilidad de que el agente más informado tenga el incentivo de actuar en su beneficio, luego de concretado el acuerdo, que el otro agente no conoce; el segundo problema, conocido como *selección adversa* —*adverse selection*—, se refiere a la situación donde uno de los agentes oculta información o posee información privada que planea utilizar en

su beneficio. En ambos casos, el equilibrio de mercado suele llevar a que se produzca una cantidad menor de este tipo de bienes respecto al que maximiza el bienestar de la sociedad. Un ejemplo típico es el mercado de préstamos bancarios donde, ante la imposibilidad de conocer qué tan riesgosos son los potenciales prestatarios, los bancos ofrecen préstamos a una tasa de interés más alta, generándose un problema de racionamiento de crédito.

Gráfico 1.2. Nivel de producción en presencia de externalidades negativas



Fuente: Dahl 2004

La existencia de fallas de mercado es una de las razones que suelen justificar la intervención del gobierno en el mercado a través de diferentes medidas, tales como la imposición de obligaciones de alcance universal, la generación de impuestos a algunas actividades, la creación de instancias de resolución de conflictos y garantía al cumplimiento de los contratos, la regulación de precios, la imposición de estándares mínimos de calidad, entre otras.⁶ Si bien en el sector eléctrico están presentes de alguna manera las fallas de mercado mencionadas, en las siguientes secciones se explicarán con mayor detalle solo dos de ellas, por ser de particular relevancia en el sector eléctrico: 1) el surgimiento del poder de mercado, que se comparará con el modelo de competencia perfecta y las consecuencias sobre el bienestar; y 2) la identificación de actividades con características de monopolio natural y las opciones de política económica que existen para afrontar estas situaciones.

⁶ Un análisis de las fallas de mercado y de las alternativas de intervención del gobierno para remediarlas se puede hallar en Salanié 2000.

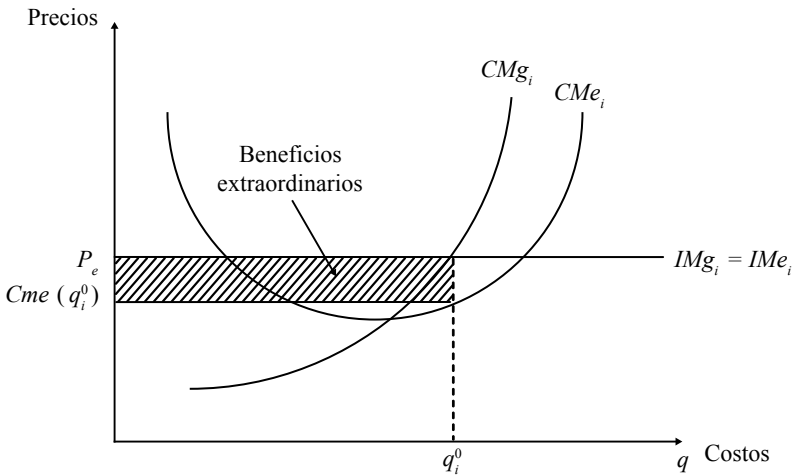
2. PODER DE MERCADO: COMPETENCIA PERFECTA, MONOPOLIO Y OLIGOPOLIO

Competencia perfecta

La maximización del bienestar de la sociedad se puede alcanzar fácilmente en el caso de que los mercados de todos los bienes operen bajo condiciones de competencia perfecta. En dicho caso el permitir que las fuerzas del mercado funcionen libremente llevará al punto *A* del gráfico 1.1.

Un mercado en competencia perfecta supone la existencia de una serie de productores cuyos costos unitarios de producción primero decrecen con una mayor producción y después de cierto punto empiezan a incrementarse. Este tipo de mercado se puede ilustrar abreviadamente en el gráfico 1.3. donde se presentan los ingresos y costos de una sola firma. En un momento inicial tenemos que los beneficios extraordinarios de la empresa son $(P_e - Cme) \times q$. El precio P_e es constante pues se considera que el mercado posee un número grande de productores, ninguno de los cuales puede influir en el precio del mercado, siendo todos ellos «tomadores de precios», es decir, que sus decisiones de maximización de beneficios conjeturan que el precio del mercado está dado.

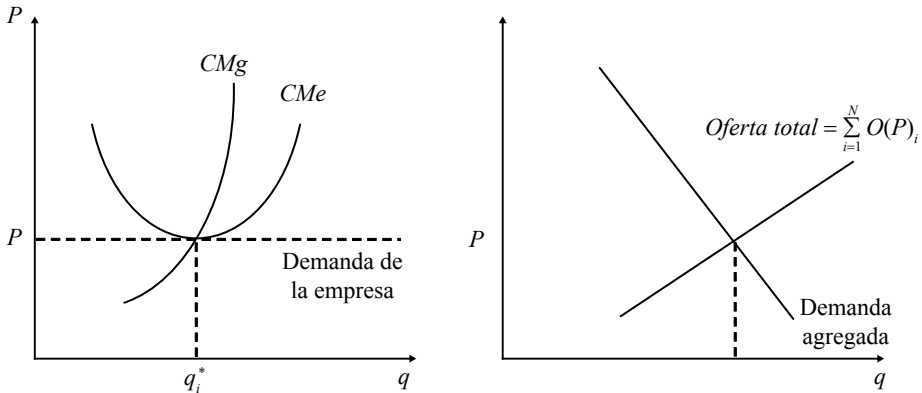
Gráfico 1.3. Beneficios extraordinarios y entrada



Para maximizar beneficios la empresa producirá hasta el nivel donde el costo de producción de la última unidad o costo marginal (CMg) sea igual al ingreso marginal (IMg) generado por esta (que en el caso de competencia perfecta es igual al precio del mercado, P_e). Este nivel se alcanza cuando la producción es igual a q_i^0 .

Los beneficios extraordinarios de la empresa están dados por el área sombreada.⁷ Su existencia generará la entrada de nuevas empresas hasta que el precio de mercado se reduzca a un punto donde no se obtienen beneficios extraordinarios. Este resultado se ilustra en el gráfico 1.4.

Gráfico 1.4. Equilibrio de largo plazo en un mercado competitivo



El punto de equilibrio de competencia perfecta en este mercado se obtiene cuando $P = Cmg (= Cme)$, esto es $q_i = q_i^*$. La producción total en este mercado será igual a la suma de las producciones de las empresas, todas las cuales estarán operando en su nivel óptimo de planta. Si este resultado se replica en todos los mercados, la economía llega al punto *A* del gráfico 1.1., lográndose simultáneamente la *eficiencia productiva* —utilización adecuada de los recursos y minimización de costos— y la *eficiencia asignativa* —los precios reflejan los costos marginales de producción y por lo tanto llevan a una correcta asignación de recursos—.

Poder de mercado: monopolio

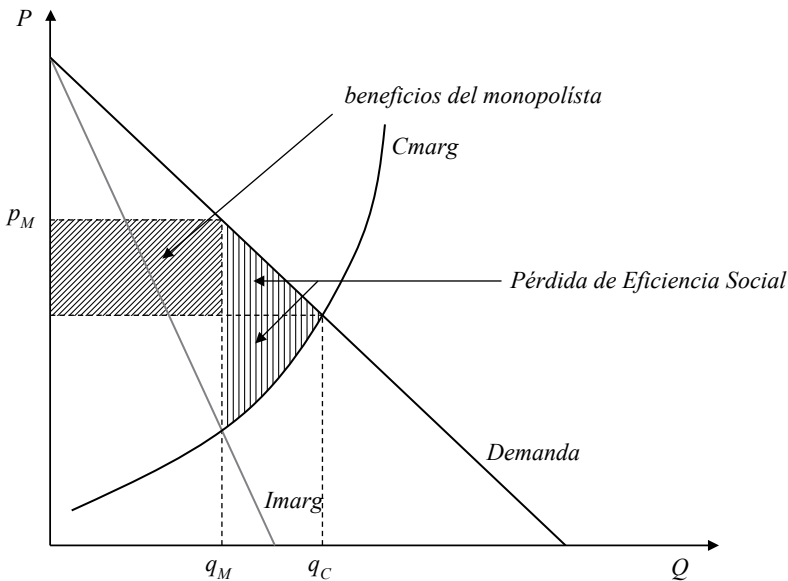
El poder de mercado se puede definir como la habilidad de una empresa o grupo de empresas para alterar rentablemente los precios por encima de los niveles competitivos

⁷ Los beneficios extraordinarios son aquellos obtenidos por el exceso del precio de mercado sobre el costo medio de la firma. Cuando la firma tiene un costo medio igual al precio de mercado, obtiene beneficios a los que se denomina *beneficios económicos* o *normales*. Son «normales» pues el costo medio relevante en el análisis de la empresa es el costo económico, el cual incluye los costos contables de la firma así como el costo de oportunidad del capital. De esta manera, al cobrar un precio de mercado que es igual a su costo medio, la firma recupera todos sus costos económicos incluyendo una retribución adecuada al capital (el costo de oportunidad). Se dice entonces que la firma no obtiene utilidades extraordinarias, solo beneficios normales. Formalmente, los beneficios extraordinarios son mayores a cero; y los beneficios normales, iguales a cero.

(Mas-Collel *et al.* 1995). Esta situación en la que los precios son mayores que los costos marginales tiene que lograr mantenerse por un período significativo de tiempo sin inducir la entrada de nuevos competidores.

En el caso particular de un monopolio, donde en el mercado existe una sola empresa como ofertante, la cantidad que esta produce influirá en el precio del mercado a través de la curva de demanda. Ello generará una serie de ineficiencias para la sociedad que se ilustran en el gráfico 1.5. Se puede apreciar en dicho gráfico que el monopolista maximiza beneficios al igualar su ingreso marginal con su costo marginal produciendo la cantidad de equilibrio del monopolio (q_m) al precio de monopolio (P_m), obteniendo beneficios extraordinarios. Estos vienen a ser una transferencia de valor desde el excedente del consumidor al excedente del productor —el rectángulo sombreado—, y generando una pérdida de bienestar social irrecuperable debido a la reducción del excedente del consumidor y del productor —el triángulo sombreado—, pues existirá un grupo de consumidores que al precio vigente no accederá al bien y un grupo de posibles ofertantes que no venderá si el mercado se comportara en condiciones de competencia perfecta.

Gráfico 1.5. Formación de precios en el caso de un monopolista



Como se puede ver, los niveles de producción y precios establecidos por el monopolista son diferentes a los que la teoría del bienestar indica, tal como se mencionó anteriormente, pues para maximizar el bienestar de la sociedad se debe producir donde el precio de competencia sea igual al costo marginal ($P_C = Cmg$). A este nivel de producción de competencia perfecta lo denominamos q_C .

El monopolio generaría otros problemas. Uno de ellos es la denominada *disipación de rentas*, que alude al hecho de que la ganancia monopólica extraída a los usuarios puede «disiparse» en gastos socialmente improductivos necesarios para obtener o mantener esta posición monopólica. Adicionalmente, se generaría otro tipo de ineficiencia productiva, conocida como «ineficiencia X» (Leibenstein 1966), la cual no se ha graficado para no complicar el análisis, pero en esencia se traduciría en una curva de costos marginales y medios más alta que las curvas eficientes. Esta ineficiencia es producto de la ausencia de incentivos para reducir costos y mejorar la gestión debido a la ausencia de competencia. Ello haría que los costos del monopolista estuvieran por encima de los costos de una empresa competitiva.

Se ha visto que un monopolio puede obtener beneficios por encima de los beneficios normales de una empresa en competencia perfecta (la cual formalmente es igual a cero). Veamos ahora cómo el poder de mercado que puede ejercer un monopolio depende de las curvas de oferta y demanda. En primer lugar, los ingresos del monopolista son función de las ventas, las cuales se obtienen de la curva de demanda:

$$\text{Ingresos} = P(q)q \quad (1.1.)$$

donde el precio P depende de la cantidad que oferte al mercado según la función de demanda (ver gráfico 1.5.).

Por otra parte, los costos dependen de la cantidad producida y vendida:

$$\text{Costos} = C(q) \quad (1.2.)$$

El monopolista trata de maximizar los beneficios (Π) eligiendo la cantidad óptima a producir. Los beneficios son la diferencia entre las ecuaciones 1.1. y 1.2.:

$$\text{Max } \Pi = P(q)q - C(q) \quad (1.3.)$$

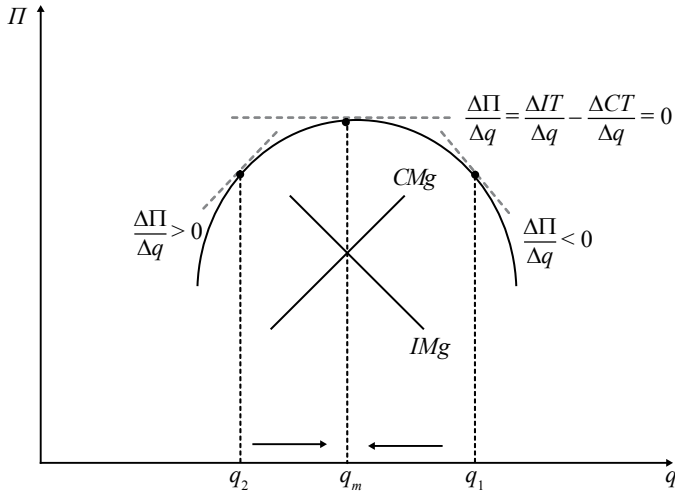
El proceso de elección de la cantidad óptima para el monopolista se ilustra en el gráfico 1.6., en donde se puede ver que si el monopolista partiera del punto q_1 le convendría reducir su nivel de producción, ya que su ingreso marginal⁸ es menor a su costo marginal, y por lo tanto, reduciendo su nivel de producción incrementaría sus beneficios pues se encuentra en un tramo donde el beneficio marginal es negativo ($\frac{\Delta \Pi}{\Delta q} < 0$).

Por otra parte, si el monopolista reduce demasiado la cantidad ofertada, como en el punto q_2 , tampoco estaría maximizando beneficios, pues se encontraría en el

⁸ Debe recordarse que el ingreso marginal está compuesto por el precio más la variación de los ingresos del monopolista asociada al efecto sobre los precios del cambio marginal en la producción (ver ecuación 1.4.).

tramo donde el beneficio marginal es positivo ($\frac{\Delta\Pi}{\Delta q} > 0$). El óptimo q_m se da cuando el beneficio marginal es cero (es decir, $\frac{\Delta\Pi}{\Delta q} = 0$).

Gráfico 1.6. Cambios en los beneficios ante diferentes cantidades en el monopolio



El nivel de producción óptimo también se puede derivar de manera analítica maximizando la función de beneficios del monopolista. La condición de primer orden de este problema de maximización es:

$$\frac{\partial \Pi}{\partial q} = \underbrace{\frac{dP}{dq} q + P(q)}_{\text{Ingreso marginal}} - \underbrace{C'(q)}_{\text{Costo marginal}} = 0 \quad (1.4.)$$

Expresando la ecuación 1.4. en función de la elasticidad-precio de la demanda (ϵ)⁹ y reordenando tenemos:

$$\underbrace{\frac{dP}{dq} \frac{q}{P(q)}}_{\frac{1}{\epsilon}} P(q) + P(q) - C'(q) = 0 \quad (1.5.)$$

⁹ La elasticidad-precio de la demanda es una medida de cómo varía porcentualmente la demanda de un bien cuando se incrementa porcentualmente el precio, lo cual en términos discretos se puede expresar como: $\epsilon = \frac{\% \Delta q}{\% \Delta p} = \frac{\Delta q / q}{\Delta p / p} = \frac{\Delta q}{\Delta p} \times \frac{p}{q}$.

Si estas variaciones son infinitesimales, se puede utilizar el cálculo diferencial para expresar la elasticidad como: $\epsilon = \frac{dq}{dp} \times \frac{p}{q}$, donde $\frac{dq}{dp}$ es la derivada parcial de q respecto a p (mide el cambio de q cuando cambia p).

$$\text{o sea } \frac{1}{\varepsilon} P(q) + P(q) - C'(q) = 0 \quad (1.6.)$$

$$\text{de donde } L = \frac{P(q) - C'(q)}{P(q)} = -\frac{1}{\varepsilon} \quad (1.7.)$$

Donde $C'(q)$ es el costo marginal (*CMg*). Al término de la izquierda de la ecuación 1.7. —es decir, a la diferencia entre el precio y el costo marginal dividida entre el precio— se le conoce como índice de Lerner (L).¹⁰

Recordemos que en un mercado de competencia perfecta el precio $P(q)$ es igual al costo marginal $C'(q)$; en cambio, en el caso del monopolio, este es superior, siendo la diferencia entre el precio y el costo marginal una función inversa de la elasticidad de demanda, por lo que la ecuación 1.7. se conoce como la regla de la elasticidad inversa. Por ejemplo, si consideramos una elasticidad constante de 2 ($\varepsilon = -2$), se puede obtener el margen sobre costos que impone el monopolista:

$$\frac{P(q) - C'(q)}{P(q)} = \frac{1}{2} \quad (1.8.)$$

Despejando obtenemos:

$$P(q) = 2C'(q) \quad (1.9.)$$

o sea que el precio fijado sería en este caso el doble del costo marginal o precio competitivo.

La regla de la elasticidad inversa se mantiene en el caso de un monopolista multi-producto siempre que los bienes que venda tengan demandas independientes.¹¹

En esta sección se ha supuesto que el monopolio fija un solo precio por el consumo del bien para todos los consumidores y no fija tarifas en dos partes (como podría ser la opción de planes tarifarios) o establece diferentes esquemas de discriminación de precios. Sin embargo, es posible derivar reglas de precios similares para estos casos tal como muestran Laffont y Tirole 2000 para el caso de las telecomunicaciones.

¹⁰ Debe tenerse en cuenta que la ecuación 1.7. tiene sentido si la elasticidad es mayor a la unidad, pues el monopolista restringe su producción hasta encontrarse en el tramo elástico de la curva de demanda.

¹¹ En el caso de que los bienes tengan algún grado de sustitución, deberá incrementar los precios en mayor proporción que la inversa de la elasticidad, sucediendo lo contrario en el caso de que los bienes tengan cierto grado de complementariedad. Los detalles se pueden consultar en el capítulo 1 de Tirole 1989.

Poder de mercado: oligopolio

Veamos ahora qué pasa con el poder de mercado cuando hay más de una empresa, pero en número reducido. En este caso, el resultado del mercado es una situación intermedia entre la competencia perfecta y el monopolio. Es decir, a no ser que exista colusión y las empresas se comporten como un monopolio, cuando existe un número reducido de firmas en un mercado, el precio resultante es menor al precio de monopolio y mayor al precio de competencia perfecta.

Un modelo sencillo del comportamiento de un oligopolio en el caso de bienes homogéneos es el modelo de Cournot. Por simplicidad, pero sin perder generalidad, consideremos que hay dos empresas (1 y 2) con costos y capacidades iguales. En el modelo de Cournot se postula que las empresas deciden simultáneamente sus niveles de producción óptimos. El proceso para hallar el equilibrio se puede entender de la siguiente forma: inicialmente la empresa 1 maximiza sus beneficios considerando la producción de la empresa 2 como una constante. Este caso se ilustra en el gráfico 1.7., donde se dibuja la curva de demanda de mercado D , la cantidad q_2 que la firma asume como fija y por lo tanto una curva de demanda residual D_1 , que corresponde a la curva de demanda que confronta la firma 1.

En una segunda etapa, la empresa 2 maximiza sus beneficios considerando q_1 como dado y establece su cantidad óptima q_2^* (ver gráfico 1.8.). Se puede probar que este juego continúa hasta que q_1 y q_2 no varían su cantidad en la etapa siguiente, habiendo encontrado los niveles de producción óptimos.

Gráfico 1.7. Curva de demanda residual para la firma 1

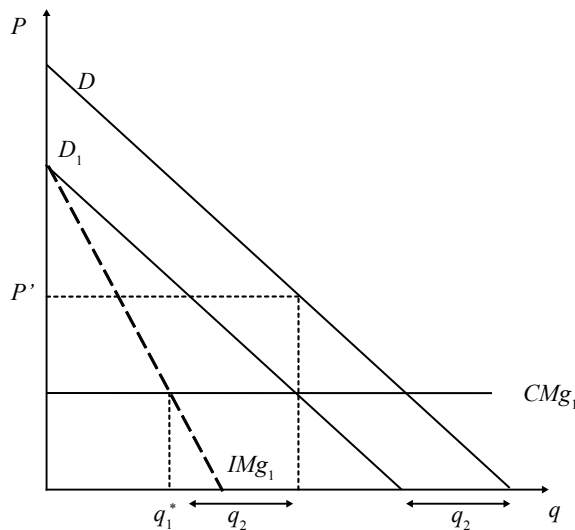
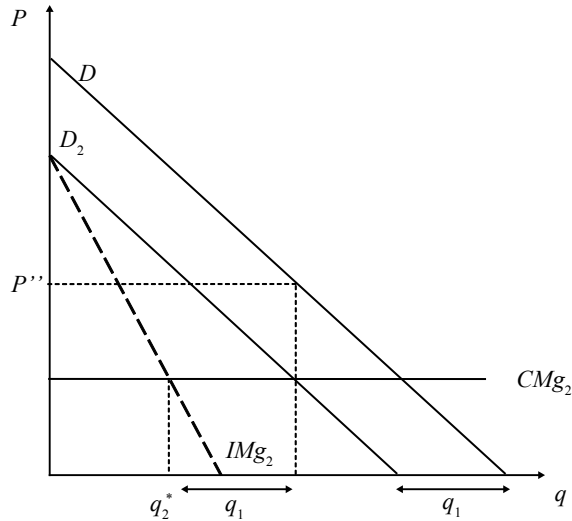


Gráfico 1.8. Curva de demanda residual para la firma 2



Se pueden graficar las cantidades que produciría la empresa 1 dada una cantidad q_2 (conocida como curva de optimización o reacción de la empresa 1) y las cantidades que produciría la empresa 2 dada una cantidad q_1 elegida por la empresa 1. En el gráfico 1.9. se muestran estas curvas y el proceso de convergencia al óptimo, dadas unas cantidades iniciales de q_1 y q_2 .

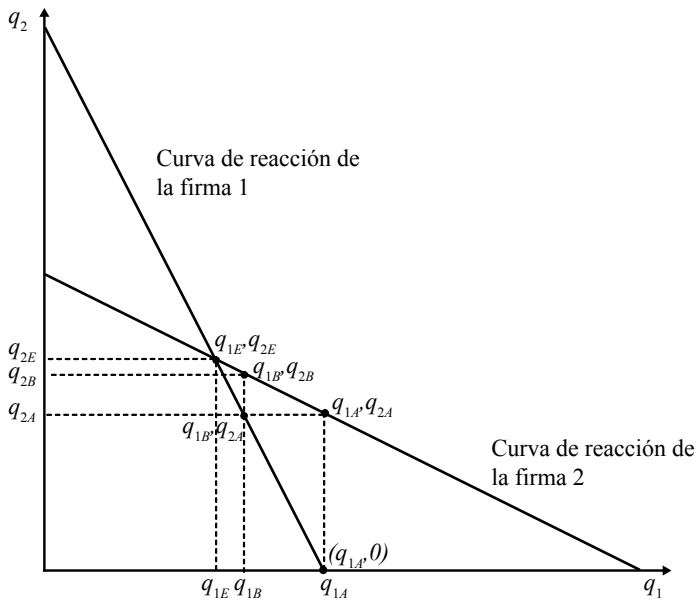
Supongamos que la empresa 1 decide primero y produce q_{1A} mientras que la empresa 2 no ha producido nada aún. Ante este nivel de producción la empresa 2 debe producir q_{2A} para maximizar sus beneficios. Sin embargo, con la producción q_{2A} (que ha implicado un incremento en la producción total del mercado y por lo tanto la reducción de los beneficios iniciales), la empresa 1 debe revisar su decisión y produce q_{1B} punto donde maximiza beneficios para ese nivel de producción de la empresa 2.

Luego la empresa 2, dada la producción q_{1B} de la empresa 1, produce q_{2B} , que es su nuevo punto de maximización. Continuando con ese razonamiento llegan al punto donde la firma 1, al ver la producción q_{2E} de la empresa 2, produce q_{1E} , y la empresa 2, ante la producción q_{1E} de la empresa 1, produce q_{2E} mantiene su decisión. En este punto, donde ambas empresas no tienen incentivos para cambiar sus niveles de producción, se habría llegado a lo que se conoce en teoría de juegos como «equilibrio de Nash».¹² Se debe notar que para que este comportamiento se cumpla,

¹² El equilibrio de Nash corresponde a un conjunto de estrategias, una para cada jugador, donde ningún jugador se beneficia si cambia unilateralmente su estrategia mientras los otros no cambian la suya. Una introducción a la teoría de juegos se puede revisar en Gibbons 1997.

el cambio en el ingreso marginal de las empresas debe ser menor al cambio en el costo marginal de cada firma (condición de segundo orden de la optimización), pues cuando el costo marginal no es constante un incremento de la producción puede reducir el costo marginal si las economías de escala no se han agotado. Para los detalles, ver Martin (2002: 13-18). En el apéndice 1.1. se muestra cómo se llega al equilibrio en un mercado oligopólico con dos agentes que enfrentan una demanda lineal.

Gráfico 1.9. Equilibrio en un mercado oligopólico



Índice de Lerner y participación de mercado

Si consideramos la maximización de beneficios en un oligopolio aplicando el modelo de Cournot, podemos obtener una relación entre el precio, el costo marginal, la elasticidad y la participación en el mercado de cada firma. Por simplicidad, consideremos que existen N firmas de iguales características; la maximización de ganancias para cada una de ellas es:

$$\text{Max } \Pi_i = P(q) q_i - C(q_i) \quad (1.10.)$$

donde q es el producto total y q_i el producto de la firma i .

La condición de primer orden es: $\frac{\partial P}{\partial q} \frac{\partial q}{\partial q_i} q_i + P(q) - C'(q_i) = 0$ y dado que $\frac{\partial q_j}{\partial q_i} = 0, \forall j \neq i$ —la empresa i asume que la empresa j no ajusta su nivel de producción

ante cambios en el nivel de producción de la empresa i — y $\frac{\partial q}{\partial q_i} = 1$, entonces la ecuación 1.10. se convierte en:

$$\frac{\partial P}{\partial q} q_i + P(q) - C'(q_i) = 0 \quad (1.11.)$$

Si se usa la definición de la elasticidad-precio de la demanda, se debe cumplir la siguiente igualdad:

$$\frac{\partial P}{\partial q} \frac{q}{P(q)} = \frac{1}{\varepsilon} \quad (1.12.)$$

Reemplazando la ecuación 1.12. en la 1.11., obtenemos:

$$\frac{1}{\varepsilon} \frac{q_i}{q} P(q) + P(q) - C'(q_i) = 0 \quad (1.13.)$$

lo que reordenando algebraicamente se puede expresar como:

$$P(q) - C'(q_i) = -\frac{1}{\varepsilon} \frac{q_i}{q} P(q) \quad (1.14.)$$

Dividiendo a ambos lados por el precio, $P(q)$, la anterior ecuación se puede representar como:

$$L_i = \frac{P(q) - C'(q_i)}{P(q)} = -\frac{1}{\varepsilon} \frac{q_i}{q} = -\frac{s_i}{\varepsilon} \quad (1.15.)$$

donde q_i/q es la participación de mercado (S_i) de cada firma y ε es la elasticidad-precio de la demanda. De esta forma se obtiene una expresión similar a la del monopolio para el índice de Lerner, pero corregida por la participación de mercado de cada oligopolista.

De la ecuación 1.15. vemos que el porcentaje en que el precio excede al costo marginal depende inversamente de la elasticidad de la demanda y directamente de la participación de mercado de las empresas en un oligopolio a lo Cournot. Por ejemplo, si la elasticidad es de $-1,5$ y hay dos firmas simétricas (iguales costos marginales), se tendrá el siguiente resultado:

$$\frac{P(q) - C'(q_i)}{P(q)} = \frac{0,5}{1,5} = 0,33$$

o sea que el precio de equilibrio oligopólico es 1,5 veces el costo marginal.

Y si hay tres firmas iguales, entonces:

$$\frac{P(q) - C'(q_i)}{P(q)} = \frac{0,33}{1,50} = 0,22$$

o sea que el precio es 1,28 veces el costo marginal.

Por una parte, cuanto menor sea la elasticidad —en valor absoluto—, mayor será la diferencia entre el precio y el costo marginal, mientras que a menor participación de mercado —mayor número de firmas—, la diferencia entre el precio de equilibrio y el costo marginal será menor.

Medidas de concentración de mercado: índice Herfindahl-Hirschman (HHI)

Este índice, que es uno de los más utilizados, sirve para medir el poder de mercado en función del grado de concentración de una industria. El *Herfindahl-Hirschman Index* (HHI) es la suma de los cuadrados de las participaciones de mercado de cada empresa. Por ejemplo, para dos firmas iguales, donde cada una tendría igual participación ($s_1 = s_2 = 0,5$), se tiene lo siguiente:

$$HHI = (0,5)^2 + (0,5)^2 = 0,5$$

Para tres firmas iguales, donde la participación de cada una sería $s_1 = s_2 = s_3 = 1/3$, se obtiene:

$$HHI = (0,33)^2 + (0,33)^2 + (0,33)^2 = 0,33$$

La expresión general de este índice para N empresas es la siguiente:

$$HHI = \sum_{i=1}^N s_i^2 \quad (1.16.)$$

En el caso de N empresas simétricas se puede ver que $HHI = 1/N$.

Como se comentó, el HHI es una de las medidas de concentración más utilizadas, pues tiene un mayor sustento microeconómico que otras medidas alternativas.¹³ Tal como mostraron Cowling y Waterson (1976), si las empresas compiten a lo Cournot es posible encontrar una relación directa entre el índice de Lerner promedio ponderado de una industria y el HHI. En la ecuación 1.15. tenemos:

$$L_i = \frac{P(q) - C'(q_i)}{P(q)} = -\frac{s_i}{\varepsilon} \quad (1.17.)$$

¹³ Otras medidas usadas son la ratio de concentración (la cual está entre cero y uno), que mide la participación de mercado de las N empresas más grandes, para lo que se suele tomar el valor de las cuatro primeras. Otros índices utilizados son el de entropía y el de Hannah y Kay. El índice de entropía (E) se define como $E = \sum_{i=1}^N s_i \log(1/s_i)$. En el caso de monopolio ($S_i = 1$), $E = 0$, que corresponde a su mínimo valor, mientras que para el caso de N firmas que tienen la misma participación de mercado ($s_i = 1/n$), $E = \log(n)$. Por otro lado, el índice de Hannah y Kay (HK) se define como $HK = \sum_{i=1}^N s_i^a$, donde $a > 0$ —parámetro de sensibilidad—. Cuando se incrementa el valor del parámetro «a», se concede más peso a las empresas grandes; cuando se reduce «a», se da más importancia a las empresas pequeñas; y cuando $a = 2$, se tiene que $HK = HHI$.

Multiplicando a ambos lados por s_i y sumando para todas las empresas obtenemos:¹⁴

$$L_M = \sum_{i=1}^N \left(s_i \times \frac{P(q) - C'(q_i)}{P(q)} \right) = - \sum_{i=1}^N \left(s_i \times \frac{s_i}{\varepsilon} \right) = - \frac{\sum_{i=1}^N s_i^2}{\varepsilon} = - \frac{HHI}{\varepsilon} \quad (1.18.)$$

Como se puede ver, el HHI es una medida bastante relativa del poder de mercado, pues como se aprecia en la ecuación 1.18. se puede tener un mismo HHI asociado con diferentes *mark-ups*,¹⁵ dependiendo de la magnitud de la elasticidad de la demanda.

A pesar de las limitaciones del HHI, internacionalmente se considera que un mercado competitivo debería tener un HHI menor a 0,1.¹⁶ En este caso, si se asume $\varepsilon = -1$ se tendría un *mark-up* de 11,1%.¹⁷ En el caso de los Estados Unidos, la Federal Trade Commission (FTC) establece que las fusiones horizontales que hagan que este índice supere los 0,18 implicarán un nivel de concentración medio y por lo tanto deben ser evaluadas por las autoridades encargadas de velar por la libre competencia. Lo mismo se aplicaría cuando la fusión incremente en más de 0,01 el HHI.

Medidas del ejercicio del poder de mercado

Debe mencionarse que, tal como indica Coloma (2002), la relación entre el margen precio-costo y concentración del mercado no es directa en los restantes modelos de oligopolio y competencia. En el oligopolio de Bertrand, donde las empresas compiten en precios, en el caso de un bien homogéneo y tomando el caso sencillo de un juego en una sola etapa, esta relación es inexistente pues bastan dos empresas para que se obtenga el resultado de competencia perfecta (conocido en la literatura como «paradoja de Bertrand»), pues ofreciendo un precio ligeramente menor que las otras, una empresa se quedaría con todo el mercado (en ausencia de restricciones de capacidad).¹⁸

¹⁴ Para N firmas iguales tenemos: $HHI = \sum s_i^2 = s$, que a su vez es igual a $1/N$, por lo que $\frac{P(q) - C'(q)}{P(q)} = \frac{1}{N\varepsilon}$, obteniéndose una relación más directa entre el *mark-up* y el número de empresas.

¹⁵ Cabe precisar que el *mark-up* se define como $v = \frac{P(q) - C'(q)}{C'(q)}$, siendo distinto al índice de Lerner (en adelante L). Sin embargo, hay una relación directa entre v y L dada por $v = \frac{L}{1-L}$ ó $L = \frac{v}{1+v}$ (ver apéndice 1.2.).

¹⁶ Se suele multiplicar este indicador por 10.000, por lo que este límite sería equivalente a 1.000.

¹⁷ En esta situación: $L = \frac{-HHI}{\varepsilon} = \frac{-0,1}{-1} = 0,1$. Por lo tanto: $v = \frac{L}{1-L} = \frac{0,1}{1-0,1} = 11,1\%$.

¹⁸ Ello implica que la demanda en el caso de la empresa 1 tendrá la siguiente forma:

$$d_1(p_1, p_2) = \begin{cases} d(p_1) & \text{si } p_1 < p_2 \\ d(p_1)/2 & \text{si } p_1 = p_2 \\ 0 & \text{si } p_1 > p_2 \end{cases}$$

Adicionalmente, la capacidad de ejercer poder de mercado no depende solamente de la existencia de más o menos competidores, sino del nivel y de la forma de las funciones de costos de las empresas involucradas o la posibilidad de adoptar otras estrategias, como la diferenciación de producto que reduce la competencia en precios disminuyendo la elasticidad de sustitución entre los productos. Que haya o no relación entre tasas de beneficio, márgenes y niveles de concentración resulta por lo tanto un tema empírico. Por ello, en el análisis del comportamiento real de los mercados se suele usar una noción de «competencia efectiva» en lugar de «competencia perfecta», la cual alude principalmente a la existencia de un nivel suficiente de rivalidad entre las empresas del mercado que haga que no se puedan sostener fácilmente ganancias excesivas. En algunos casos, también se ha destacado la existencia de competencia potencial que incluso puede disciplinar a una empresa que tenga prácticamente todo el mercado. Este enfoque es conocido como el de «mercados desafiables» —*contestable markets*—, y fue planteado originalmente por Baumol (1982). Surgió como un cuestionamiento al paradigma vigente en la teoría de la organización industrial denominado «estructura-conducta-desempeño», que relacionaba la estructura (por ejemplo, el grado de concentración) con las conductas (estrategias) y el desempeño de la industria (eficiencias asignativas y productivas).

Ello ha dado lugar a enfoques donde se busca calcular algún indicador del ejercicio de poder de mercado; uno de ellos es el basado en la estimación empírica del parámetro θ , que mide el grado de competencia en un determinado mercado o la forma como las empresas establecen sus «conjeturas» sobre las reacciones de las demás. Este parámetro se puede derivar de la condición de maximización de beneficios de una empresa i :

$$\text{Max } \Pi_i = P(q) q_i - C(q_i) \quad (1.19.)$$

En este modelo las empresas ofrecerán precios iguales a su costo marginal pues de lo contrario podrían quedarse sin vender nada en el mercado. Sin embargo, este resultado se modifica si se introducen restricciones de capacidad, es decir, que ambas empresas no puedan cubrir el mercado por sí solas, se incorpora la posibilidad de diferenciar productos entre ellas, lo cual reduce la intensidad de la competencia en precios, o se incluyen aspectos dinámicos en el juego (lo cual puede dar lugar a conductas como la «colusión tácita» y el sostenimiento a beneficios extraordinarios). A su vez, existen otros modelos basados en decisiones secuenciales y no simultáneas (como son los de Bertrand y Cournot), que admiten la posibilidad de que alguna de las empresas «lidere el mercado». Un caso es el modelo de liderazgo en cantidades o modelo de Stackelberg, donde una empresa líder maximiza sus beneficios incorporando la función de reacción de la empresa seguidora, y otro es el modelo de liderazgo en precios, donde la empresa dominante fija sus precios y la franja competitiva oferta hasta el nivel donde el precio vigente es igual a sus costos marginales.

De la condición de primer orden se obtiene:

$$\frac{\partial P}{\partial q} \left(1 + \underbrace{\sum_{j \neq i} \frac{\partial q_j}{\partial q_i}}_{\theta_i} \right) q_i + P(q) = C'(q_i) \quad (1.20.)$$

Despejando se obtiene la siguiente relación entre precios y costos marginales:

$$P(q) = C'(q_i) - \theta_i q_i \frac{\partial P}{\partial q} \quad (1.21.)$$

Utilizando la definición de la elasticidad-precio de la demanda se puede despejar una expresión del índice de Lerner más general, la cual se muestra en la ecuación 1.22. Para este fin, multiplicamos y dividimos el tercer término de la ecuación 1.21. por $q/P(q)$ y agrupamos con el fin de expresar la ecuación en términos de la elasticidad-precio:

$$P(q) = C'(q_i) - \theta_i q_i \underbrace{\frac{\partial P}{\partial q} \cdot \frac{q}{P}}_{1/\varepsilon} \cdot \frac{P(q)}{q} = C'(q_i) - P(q) \theta_i \underbrace{\frac{q_i}{q}}_{s_i} \frac{1}{\varepsilon} = C'(q_i) - P(q) \frac{s_i}{\varepsilon} \theta_i$$

$$\frac{P(q) - C'(q_i)}{P(q)} = -\frac{s_i}{\varepsilon} \theta_i \quad (1.22.)$$

Donde θ_i es 1 si las empresas actúan a lo Cournot¹⁹ (lo cual también se puede aplicar al caso del monopolista cuando $s_i = 1$) y 0 si las empresas actúan a lo Bertrand (que en un modelo estático implica que las empresas actúen competitivamente). En el caso de N empresas simétricas que se hayan coludido, el valor de θ_i será igual a N , puesto que todas variarían su producción en el mismo sentido y las empresas obtendrían un *mark-up* igual al del monopolista.²⁰ Un análisis detallado de este enfoque y de las técnicas econométricas utilizadas para identificar el ejercicio del poder de mercado se puede encontrar en Shapiro (1989) y Bresnahan (1989), y una aplicación al mercado eléctrico inglés, cuyo proceso de reforma se detalla más adelante en el capítulo 6, se puede encontrar en Wolfram (1999). Una discusión más amplia

¹⁹ Asumimos que $\frac{\partial q_j}{\partial q_i} = 0 \forall j \neq i$, es decir, que la conjetura de la i -ésima empresa respecto al cambio en los niveles de producción del resto de firmas es que el resto no ajusta su nivel de producción cuando ella cambia su cantidad producida.

²⁰ Ello se obtiene teniendo en cuenta que: $\frac{P(q) - C'(q_i)}{P(q)} = L_i = -\frac{s_i}{\varepsilon} \theta_i = -\frac{1/N}{\varepsilon} N = -\frac{1}{\varepsilon}$. Como el índice de Lerner de cada firma (L_i) resulta igual al índice de Lerner en monopolio, entonces el *mark-up* que obtendría cada firma (V_i) sería igual al *mark-up* que obtendría el monopolista. Dada la relación entre v_i y L_i para N firmas iguales, tenemos: $v_i = \frac{L_i}{1 - L_i} = \frac{1}{1 - \varepsilon}$.

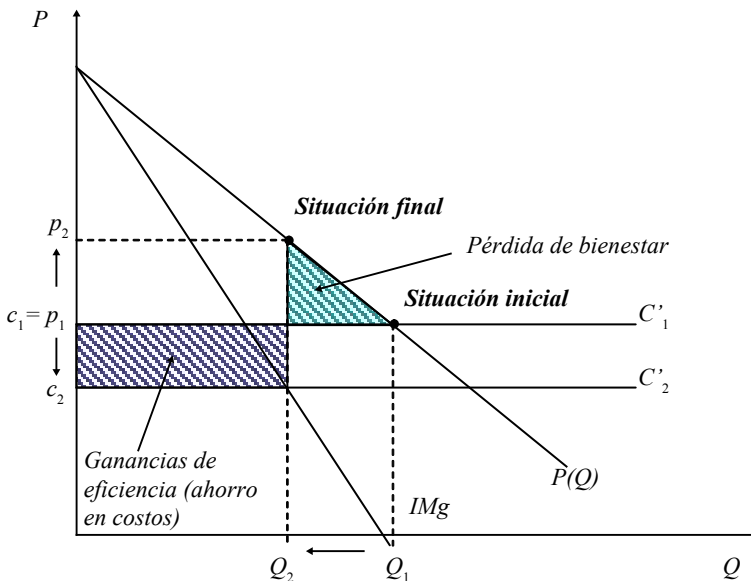
de estos temas, incluyendo el análisis previo de identificación del mercado relevante y las barreras a la entrada, así como una discusión del caso peruano, se puede ver en García y Pérez-Reyes (2006).

Efectos de las fusiones sobre el poder de mercado

En el análisis del poder de mercado, también deben tenerse en cuenta las potenciales ganancias de eficiencia que suponen, por ejemplo, las fusiones horizontales, ya que en muchos casos, si bien pueden llevar a un incremento en los precios debido a un mayor grado de concentración, pueden generar ganancias de eficiencia mediante la reducción de costos.

En estos casos, el análisis debe incorporar el efecto de ambas consecuencias. Esta situación se muestra en el gráfico 1.10., donde en el proceso de evaluación de la fusión deben sopesarse las pérdidas de bienestar —triángulo sombreado— con la reducción de costos —rectángulo sombreado—. Adicionalmente, puede ser que un proceso de fusión consolide a uno de los agentes y reduzca el poder de mercado de otros, como podría suceder cuando en un mercado donde existe liderazgo de precios dos empresas seguidoras decidan fusionarse (ver Coloma 2005).

Gráfico 1.10. Efecto de una fusión sobre los costos y los precios



Fuente: Williamson 1968

Incorporación de análisis dinámicos

Debe mencionarse que existe una amplia gama de modelos que han incorporado las estrategias de los agentes en contextos dinámicos, lo cual da origen a otros comportamientos como la posibilidad de acuerdos colusorios —quedar en repartirse la cantidad que fijaría un monopolista en cada período— o comportamientos de colusión tácita —donde no hay un acuerdo formal sino que este surge de la interacción entre los agentes—. En estos casos se han encontrado diferentes condiciones que explican la sostenibilidad o no de estos comportamientos, siendo las dos principales el número de agentes del mercado y la tasa de descuento intertemporal —agentes con una mayor valoración por las ganancias presentes tendrán incentivos para romper el acuerdo colusorio—. Adicionalmente, estos comportamientos también se pueden ver afectados por las asimetrías en costos entre las empresas o los «retardos en la detección» de conductas que violen el acuerdo colusorio. En un análisis dinámico, otro aspecto de interés está referido al ejercicio del poder de mercado mediante las decisiones de inversión y no solo de precios, lo cual es particularmente importante en las industrias donde existe cierto nivel de costos hundidos y barreras a la entrada. En Motta (2004) se realiza una amplia discusión de todos estos modelos.

Otros desarrollos

Es preciso señalar que en el análisis de competencia en los mercados se pueden detectar una serie de prácticas anticompetitivas tales como precios predatorios —reducir precios hasta un nivel menor a los costos marginales con la finalidad de quebrar a la empresa competidora—, precios límite —imponer los mayores precios factibles pero que a su vez no incentiven la entrada de nuevos competidores, teniendo en cuenta los costos que estos pueden tener— y, en el caso de la existencia de diferentes grados de integración vertical, la imposición de restricciones adicionales a las empresas que compiten en el segmento competitivo con la empresa asociada, entre otros comportamientos. La importancia y frecuencia de estas conductas dependerá de las características específicas de cada mercado.

Por otro lado, en los últimos años se han desarrollado algunas herramientas analíticas y obtenido resultados teóricos que luego se han aplicado al análisis de competencia en el sector eléctrico y que se desarrollarán con mayor detalle en la sección 9 del capítulo 3. Entre estos destacan los modelos de competencia por «funciones de oferta», donde las empresas ofertan una curva que relaciona los puntos p_i , q_i , muy útil para analizar las estrategias de las empresas en contextos donde existe una importante incertidumbre sobre la demanda del mercado. Sin embargo, este enfoque

posee el problema de múltiples equilibrios pues por el punto óptimo (p_i^*, q_i^*) pueden pasar una infinidad de funciones (una discusión detallada puede verse en Vives 2001, capítulo 7). Otro resultado importante es el encontrado por Allaz y Vila (1993) en un contexto donde un bien se transa simultáneamente en un mercado *spot* y en un mercado de contratos a futuro, y que indica que cuanto más contratados estén los agentes que venden el producto menos incentivos tendrán para ejercer su poder de mercado en el mercado *spot*.

3. MONOPOLIO NATURAL Y MÉTODOS DE REGULACIÓN: ASPECTOS GENERALES²¹

Monopolio natural

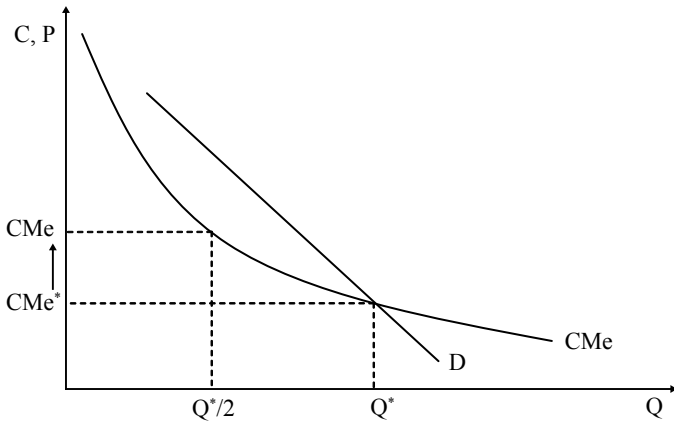
El caso del monopolio natural se da comúnmente cuando es más barato que toda la producción de uno o más bienes se realice en una sola empresa que en dos o más. En general, la condición para que exista un monopolio natural en la producción de uno o más productos está asociada a la existencia de «subaditividad» en la función de costos, es decir, que sea conveniente económicamente que la producción de cualquier cantidad de estos bienes se realice en una sola planta que en dos o más (ver Panzar 1989 y Gallardo 1999).²²

En el caso de la producción de un solo producto, en el gráfico 1.11. se puede ver que para satisfacer determinado nivel de demanda es más eficiente que una sola empresa produzca para todo el mercado que hacer que la producción se divida entre dos o más empresas, pues el costo medio se incrementaría. En este caso, si se divide la producción en dos empresas, donde cada una produce $Q^*/2$, el costo medio de cada una de ellas —y por lo tanto del mercado— será mayor al costo medio de abastecer la demanda con una sola empresa que viene ($CMe > CMe^*$).

²¹ Un libro de texto sobre regulación de servicios públicos que se puede consultar para mayores detalles es Viscusi *et al.* 1996. En Baldwin y Cave 1999 se presenta un enfoque de la regulación más general e interdisciplinario. Textos más orientados a la problemática del diseño de contratos se pueden consultar en Laffont y Tirole 1993 y Gómez-Ibáñez 2003, teniendo este último un alcance más general, además de presentar una serie de casos reales. Por otra parte, una amplia lista de referencias comentadas por temas y sectores se puede encontrar en Berg *et al.* 2004.

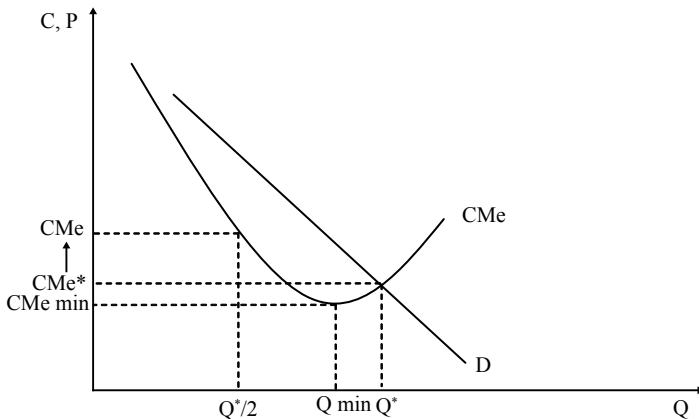
²² Esta condición se puede expresar de la siguiente forma: la función de costos C asociada al vector de productos Y es estrictamente subaditiva si el costo de producir el vector de productos en una sola firma es menor que el costo de producir el mismo vector en dos o más firmas con la misma tecnología (para cualquier partición i de Y). Es decir, la función de costos es subaditiva si se satisface la siguiente condición: $C(Y) < \sum_{i=1}^N C(Y_i)$, donde $\sum_{i=1}^N Y_i = Y$.

Gráfico 1.11. Monopolio natural y costos medios decrecientes



Un resultado importante en el caso de la producción de un solo producto es que la existencia de economías de escala —costos medios decrecientes— es condición suficiente para que se cumpla la condición de monopolio natural. Sin embargo, no es una condición necesaria, pues puede seguir siendo más eficiente producir con una sola empresa aun cuando las economías de escala se hayan agotado, tal como se muestra en el gráfico 1.12., donde si se produce un nivel Q^* en dos plantas se tendrá un costo medio mayor que si se sigue produciendo en una sola, aunque ya se hayan agotado las economías de escala, pues los costos medios se encuentran en su tramo creciente.

Gráfico 1.12. Monopolio natural en ausencia de economías de escala



Como se ha mostrado, cuando las funciones de costos de una industria tienen este comportamiento, es más eficiente para la sociedad que produzca una sola empresa, pero no se puede dejar que el monopolista fije libremente sus precios pues ello

tendría una serie de consecuencias sobre el bienestar de los usuarios, tal como se ha visto en la sección 2 de este capítulo. Por ello, se suele optar por regular la entrada a la actividad y establecer una adecuada política de fijación de precios.²³

Tal como se explicó anteriormente, el bienestar de la sociedad se maximiza cuando el precio se iguala con el costo marginal. En el caso de monopolio natural, el bienestar de la sociedad se maximiza cuando el monopolista produce una cantidad tal que la sociedad está dispuesta a pagar un precio por unidad adicional igual a su costo marginal. Sin embargo, de obligarse al monopolista a producir dicha cantidad y cobrar este precio, conocido como primer mejor (*first best*), este arrojaría pérdidas económicas, tal como se puede apreciar en el gráfico 1.13.

Aunque teóricamente este resultado de primer mejor podría lograrse a través de un subsidio al monopolista destinado a cubrir la diferencia entre los costos medios y los costos marginales, ello requeriría la necesidad de recaudar estos recursos vía impuestos, lo cual es sumamente difícil y genera una serie de costos e ineficiencias para la sociedad. Por ello, normalmente se recurre a una solución intermedia en la cual se obliga al monopolista a producir una cantidad que le permita cubrir todos sus costos sin pérdidas ni utilidades adicionales. A este resultado, que se logra fijando la tarifa del monopolista igual al costo medio y no al costo marginal, se le denomina segundo mejor (*second best*) y se ilustra en el gráfico 1.13. con el nombre $P_{\text{segundo mejor}}$ y $q_{\text{segundo mejor}}$. Sin embargo, fijar los precios en este nivel implica que un grupo de consumidores no pueda acceder al servicio, lo que genera una pérdida del excedente del consumidor que se muestra en el área sombreada en dicho gráfico.²⁴

En el caso de industrias multiproducto, para llegar a un resultado de segundo mejor es necesario incrementar los precios por encima de los costos marginales en cada uno de los bienes a fin de cubrir todos los costos fijos y variables de la empresa. Sin embargo, ello se puede lograr con diferentes vectores de precios, y solo uno de ellos es el óptimo. A estos precios óptimos se les denomina «precios Ramsey», un esquema teórico según el cual se debe incrementar en mayor proporción los precios de aquellos bienes con menor elasticidad, pues de esta forma se logra que la empresa cubra todos sus costos con la menor pérdida posible de excedente del consumidor (ver apéndice 1.3).

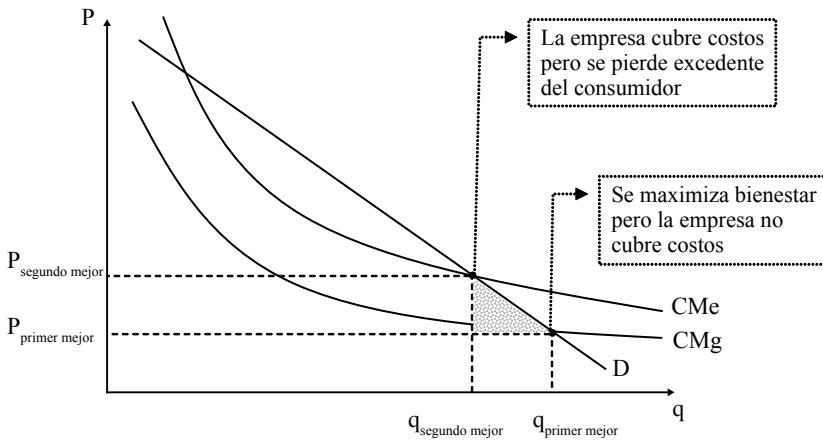
Otra alternativa, implementable tanto en el caso de un producto como en el multiproducto, puede consistir en el establecimiento de precios no lineales, donde se cobre un cargo fijo por usuario y un cargo variable que depende del consumo.

²³ Existen otras potenciales alternativas como el establecimiento de una empresa pública, la liberalización de la industria o la cesión del monopolio vía un mecanismo de «competencia por el mercado» que reduzca la necesidad de regulación en el futuro (ver Demsetz 1968). Estas alternativas tienen una serie de inconvenientes (ver Gallardo 1999).

²⁴ Una discusión de las alternativas de política económica ante el caso de un monopolio natural se puede ver en Braeutigam 1989.

Ello posibilita que un mayor número de usuarios acceda al servicio, pero requiere que la valoración que le dan los consumidores al bien sea por lo menos superior al pago fijo que tienen que realizar. En este esquema se pueden implementar diferentes planes tarifarios con cargos fijos y variables distintos a fin de que cada consumidor elija el que mejor se adecúe a sus preferencias. Una primera aplicación de estos esquemas fue el sistema tarifario de Electricidad de Francia, donde se consideraban tarifas no lineales para diferentes tipos de consumidores denominadas tarifas azules, amarillas y verdes (ver el apéndice 1.4 y Wilson 1999 para una discusión más amplia de este tema).

Gráfico 1.13. Precios de primer y segundo mejor



En los siguientes capítulos se podrá apreciar que en la regulación de la generación se aplica el criterio del primer mejor, mientras que en la regulación de la transmisión y distribución —que son monopolios naturales— las tarifas se fijan basadas en el segundo mejor.

Métodos de regulación

Si bien existen varias opciones de esquemas regulatorios, estos se pueden clasificar en dos tipos generales: 1) regulación por costo de servicio, o *cost of service / rate of return* (COS/ROR); y 2) regulación por desempeño o *performance-based ratemaking* (PBR).

1. Regulación por costo de servicio (COS/ROR). El método consiste en establecer una tarifa igual al costo medio, solicitándole a la empresa los costos en que ha incurrido para prestar el servicio. Tradicionalmente las regulaciones por costo de servicio aplicadas al sector eléctrico utilizan el método de los ingresos necesarios, procedimiento que consta de tres partes:

- Supervisión y control de los costos de operación e inversiones.
- Determinación del capital remunerable o *rate base*.
- Elección de la tasa de retorno permitida.

Para determinar los costos relevantes es necesario auditar los costos declarados. Si se considera que un costo es excesivo o no justificado, este se revisa y ajusta. Existen otras opciones para estimar estos costos.

El costo de servicio se calcula como el costo de operación y mantenimiento ($COyM$) más la depreciación (D), los impuestos (T) y el costo de capital (rK) menos los ingresos no directamente relacionados con la venta de energía eléctrica (I), es decir:

$$\text{Costo de servicio} = COyM + D + rK + T - I \quad (1.23.)$$

Respecto al costo de capital (rK), se debe calcular la inversión neta remunerable K o *rate base*, que se compone del valor de la propiedad y las instalaciones en uso no depreciadas necesarias para la compañía más el activo circulante. Puede ser necesario añadir una meta de inversión para nuevas actividades que entran en explotación. Una vez calculada la inversión neta remunerable, se debe aplicar una tasa de retorno r (*rate of return*, o ROR) justa para la compañía. Como regla general se considera que la remuneración por los recursos propios debe ser comparable a las otras inversiones de similares riesgos y ser suficiente para inspirar confianza a los inversionistas.

A continuación, el regulador debe calcular el vector de precios que haga que los ingresos de la empresa sean iguales al costo del servicio:

$$\text{Ingresos} = \sum_{i=1}^N p_i q_i = \text{Costo del servicio} \quad (1.24.)$$

Una primera crítica a este método de regulación consiste en la vinculación directa entre los costos y los precios transferidos a los usuarios, lo que no genera incentivos a las empresas para ser eficientes, sobre todo si esta vinculación es inmediata. Sin embargo, cuando esta transferencia de costos no es inmediata sino luego de un período predeterminado, se pueden generar algunos incentivos a la eficiencia pues la empresa puede apropiarse de las diferencias entre sus costos reales y los precios regulados vigentes. A su vez, Averch y Johnson (1962) mostraron que si el regulador reconoce una tasa de retorno mayor al costo de oportunidad del capital de la empresa —lo cual puede suceder por diferentes razones, entre ellas la asimetría de información— inducirá a la empresa a invertir en un nivel de capital mayor al nivel eficiente.²⁵ Existen otros

²⁵ Ello debido a que por cada unidad adicional de capital K , la empresa obtendrá un beneficio adicional de magnitud $(s - r) * K$, donde s es la tasa de retorno que reconoce el regulador y r es el costo de capital realmente incurrido por la empresa.

problemas con este esquema, como los altos costos administrativos de la regulación debido a la necesidad de manejar una gran cantidad de información y el reparto inequitativo de riesgos entre las empresas y los consumidores, ya que cualquier cambio en los costos, incluso inesperado, termina siendo asumido por los consumidores a través de cambios en los precios.

2. Regulación por desempeño (*performance-based ratemaking*). El objetivo de este mecanismo es debilitar los vínculos existentes entre los precios regulados y los costos realmente incurridos por las firmas. En este esquema se reconoce la existencia de asimetrías de información entre reguladores y empresas reguladas. Es decir, se considera que para el regulador es más difícil que para la firma conocer el verdadero costo de esta, existiendo lo que se denomina una «relación de agencia» entre ambos, ya que el «principal» —el Estado, representado por el regulador, que ha delegado la provisión del servicio a la empresa— posee menos información que el «agente», en este caso la empresa, la parte más informada y que puede afectar los resultados con sus decisiones.²⁶ A su vez, lo que se busca es generar incentivos para que las empresas sean más eficientes y luego trasladar sus ganancias de eficiencia a los consumidores, medido todo en términos de un mayor bienestar.

Un método bastante utilizado en la regulación por desempeño (*performance-based ratemaking*) es el de los ingresos máximos o *revenue cap*. Bajo este esquema la firma tiene ingresos limitados por la siguiente fórmula:

$$R_t = (R_{t-1} + CGA * \Delta Cli) * (1 + I - X) \pm Z \quad (1.25.)$$

donde:

- R_t : ingresos autorizados de la firma en el tiempo t
- CGA : factor de ajuste por crecimiento de clientes (US\$/cliente)
- ΔCli : cambio anual en el número de clientes
- I : índice de inflación
- X : factor de productividad
- Z : ajustes por imprevistos

Bajo este esquema, la firma tiene incentivos para reducir costos y aumentar su rentabilidad en la medida en que el período de fijación de precios sea suficientemente largo. Por otra parte, Z se utiliza en algunos casos para permitir que la firma recupere la caída de ingresos asociada a eventos imprevistos.

²⁶ No se discuten los modelos teóricos que extiende la «teoría de la agencia» a la regulación de mercado. Dos documentos importantes que tratan estos temas son Baron y Myerson 1982 y Laffont y Tirole 1986.

Una variante de este esquema es la de precios máximos o *price caps*, la cual ha sido usada ampliamente en diferentes países e industrias:

$$p_t = p_{t-1} (1 + I - X) \pm Z \quad (1.26.)$$

Esta ecuación indica que el precio del año t es función del precio del año anterior corregido por la inflación (I) menos las ganancias en productividad que se hayan obtenido en el período, calculadas mediante el factor de productividad (X) más/menos un factor Z que corresponde a ajustes por cambios en el entorno.²⁷ Este esquema se ha empezado a utilizar ampliamente en una serie de industrias debido a su mayor simplicidad, pero suele haber discusiones sobre el período de actualización de los precios y la forma como se calcula el factor de productividad. Así, si el reajuste tarifario se realiza luego de un período largo (elevado rezago regulatorio) se corre el riesgo de generar grandes distorsiones en la eficiencia asignativa, al ser los precios mayores a los costos marginales reales de las empresas, lo cual a su vez se traducirá en un problema distributivo pues las empresas pueden obtener mayores beneficios apropiándose de las ganancias de productividad que en otro contexto habrían representado incrementos en el excedente del consumidor de reajustarse las tarifas con mayor prontitud. A su vez, si se impone un factor de productividad muy alto se puede desincentivar a la empresa para la realización de inversiones, asociadas a la mejora en la eficiencia.²⁸

Otra variante es la de *yardstick competition* o competencia por comparación. Esta consiste en determinar los precios máximos a través de comparaciones con empresas similares, aunque cada una sea un monopolio local o la construcción de una empresa modelo que abastece la demanda a mínimo costo, es decir, como si operara en un entorno competitivo.

Para revisar una discusión detallada de la regulación por costo de servicio (COS/ROR) véase, por ejemplo, la sección sobre *revenue requirements* en Kahn (1988) y Goodman (1998) para la revisión de la experiencia de Estados Unidos. Para el caso de los mecanismos de regulación por desempeño o por incentivos (PBR) véase, por ejemplo, Comnes *et al.* (1995). Para un análisis donde se discuten ambos esquemas en el marco de la regulación de la distribución de electricidad, véase Bernstein (1999) y la última sección del capítulo 5, donde se realiza una comparación de las ventajas y desventajas de estos dos métodos —la regulación por costos y la regulación por incentivos—, luego de presentar en detalle los mecanismos de regulación de esta actividad.

²⁷ Este mecanismo, sin considerar el factor de ajuste, se conoce como RPI-X, donde RPI alude al índice de precios al por menor (*retail price index*).

²⁸ Una derivación con fundamentos microeconómicos de la fórmula del *price cap* se puede encontrar en Bernstein y Sappington 1998 y Pérez-Reyes 2006. En particular, debe tenerse en cuenta que la variación en el factor de productividad X está asociada con la mayor eficiencia en la compra de insumos por parte de la empresa respecto a la economía y no solo a la mayor productividad a nivel técnico.

4. «PEAK LOAD PRICING»

En las secciones anteriores se discutieron las alternativas de regulación de precios en el caso de los monopolios naturales. En algunos otros casos, surge un problema adicional relacionado con características específicas de la provisión de los servicios, como la imposibilidad de almacenar el bien o la incertidumbre sobre la evolución de la demanda. En estos casos se ha desarrollado el esquema de fijación de precios conocido como *peak load pricing*, el cual es usado en mercados con las siguientes características:

- Producto o servicio con altos costos de almacenamiento (debido a esto, es necesario que la oferta responda inmediatamente a la demanda).
- Producto o servicio con demanda variable (estacional) a lo largo de un período (característica de los servicios de electricidad, transporte aéreo, servicios postales, hoteles, entre otros).
- Restricciones de capacidad para la provisión del producto o servicio en el corto plazo.

En industrias con estas características, donde además suelen existir relativamente altos costos fijos y bajos costos marginales de corto plazo, es necesario introducir un criterio de fijación de precios eficiente que brinde las señales adecuadas a los consumidores y productores. El problema de encontrar tarifas eficientes en estas industrias ha sido extensamente estudiado para el caso de aquellas que están reguladas, y poco estudiado para el caso de aquellos mercados desregulados.

El planteamiento inicial del modelo de *peak load pricing* se debe a Boiteux (1960), quien lo desarrolló inicialmente en 1949 en Francia como parte del grupo de trabajo de la empresa estatal Electricidad de Francia (Électricité de France, EDF).²⁹ A continuación se presenta la lógica del modelo sobre la base de una de las primeras formulaciones (Steiner 1957).

Se define una función de producción de tipo Leontief $y_i = f(x_i, k) = \min\left(\frac{x_i}{a}, k\right)$,³⁰ donde x_i es el factor variable, k es el factor fijo y a es una constante mayor a cero ($a > 0$).

²⁹ EDF se creó luego de la Segunda Guerra Mundial, cuando se nacionalizaron algunas empresas privadas que proveían el servicio eléctrico en ese país, formándose un grupo de trabajo de especialistas que hicieron importantes aportaciones a las aplicaciones de la teoría marginalista a la provisión eficiente de los servicios públicos (ver Guadagni 1965). Una revisión más reciente del desarrollo de la industria eléctrica francesa y del papel de EDF, así como del desarrollo de los criterios marginalistas y su aplicación a los planes tarifarios, se puede revisar en Laffont 1996.

³⁰ En este tipo de funciones se requiere el incremento de ambos factores de producción para generar una unidad adicional de producto, ya que no son sustitutos entre ellos sino más bien complementarios,

Utilizando la constante a se puede representar la estructura de producción dentro de una función de costos. Asumiendo que no se desperdician unidades del factor variable y que el factor fijo es el limitante se tiene $y_t = \frac{x_t}{a}$, de donde $x_t = ay_t$.

Definimos \tilde{b} como el costo de una unidad del factor variable (costo variable), que se asume constante en cada período. De esta manera, el costo variable total incurrido en el período t será $\tilde{b}x_t = \tilde{b}ay_t$. Por simplicidad para la notación denominaremos $b = \tilde{b}a$, de tal manera que el costo variable en el período t quedará definido como by_t .

Para incorporar el uso del factor fijo dentro de los costos de la empresa, asumiremos que esta puede cubrir toda la demanda. En este sentido, la firma deberá elegir la cantidad de capital k que satisfaga la máxima demanda. Asumiendo que no se desperdician unidades del factor capital en el período de máxima demanda, $k = y_{\max} = \max_j y_j$, donde j representa al período donde la demanda es máxima.

Definimos β como el costo por unidad del factor fijo (factor capital) en todos los períodos de tiempo. Teniendo esto en cuenta, el costo total de la firma por el uso del factor fijo quedará definido como $\beta \max_j y_j$. La función de costo total de la empresa quedará definida como:

$$C = b \sum_{t=1}^T y_t + \beta \max_j y_j \quad (1.27.)$$

donde j es el período de máxima demanda.

Suponiendo que el beneficio económico bruto de la sociedad por consumir el bien a lo largo de los diferentes bloques de demanda puede ser representado como $A(y_1, y_2, \dots, y_T)$, entonces el beneficio económico neto de la sociedad o *welfare* (W) puede ser expresado como:

$$W = A(y_1, y_2, \dots, y_T) - C \quad (1.28.)$$

Se puede escribir A en términos del excedente del consumidor como la suma de los beneficios brutos de los consumidores en los diferentes bloques de demanda:

$$A(y_1, y_2, \dots, y_T) = \sum_{t=1}^T \int_0^{y_t} p_t(\xi) d\xi \quad (1.29.)$$

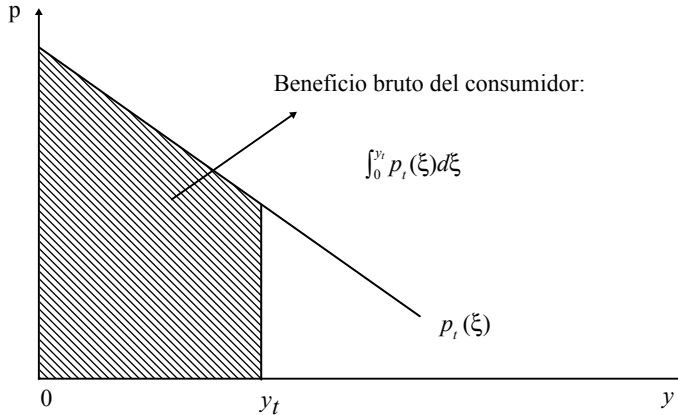
donde:

- $P_t(\xi)$: demanda inversa para el período t
- ξ : variable que representa la cantidad demandada
- y_t : cantidad que efectivamente se demanda en el período t

por lo que el nivel de producción estará determinado por el mínimo de los factores de producción. En el caso de la generación de electricidad se podría hacer un símil considerando que la producción estará limitada por la capacidad de diseño de la central, y no será posible producir más aunque se tuviera una gran cantidad de combustible o algún otro insumo.

La ecuación 1.29. expresa que el beneficio económico bruto acumulado durante t períodos es igual a la suma de los excedentes del consumidor de los períodos dado un nivel de demanda y_t para cada uno. Este excedente se ilustra en el gráfico 1.14.

Gráfico 1.14. Beneficio bruto del consumidor para un bloque de demanda



Maximizando la ecuación 1.28. respecto a las cantidades para los períodos fuera de pico (en los cuales la demanda es menor a la máxima demanda, $y_t < \max_j y_j$), encontramos que la condición de primer orden necesaria para obtener un óptimo interior,³¹ en el cual $y_t < 0$, será:³²

$$\partial W / \partial y_t = p_t - b = 0 \quad \text{para } y_t < \max_j y_j \quad (1.30)$$

Despejando ello implica que $p_t = b$. En otras palabras, en períodos fuera de pico, los usuarios deberían pagar solo los costos variables de producción (b) y no los costos fijos asociados a los costos de inversión y mantenimiento de la capacidad de la empresa.

En los períodos pico (en los cuales $y_t = \max_j y_j$), la condición de primer orden para obtener un óptimo interior es:

$$\partial W / \partial y_t = p_t - b - \beta = 0, \quad \text{para } y_t = \max_j y_j \quad (1.31)$$

lo que implica que $p_t = b + \beta$. En otras palabras, en períodos pico, los usuarios pagarán los costos variables de la empresa (b) más los costos de capacidad o costos fijos (β). Este es el resultado básico del modelo de *peak load pricing*, que las tarifas se deben fijar

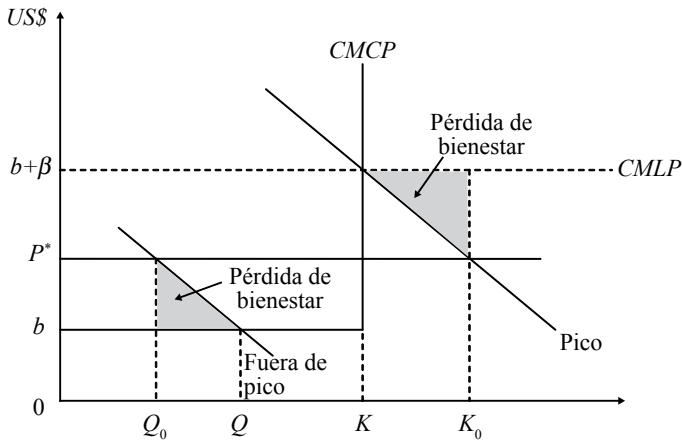
³¹ Para este caso, un óptimo interior es un punto en el que se maximizaría el bienestar económico neto de la sociedad.

³² Usando la regla de Leibniz se obtiene que $\frac{\partial A(y_1, y_2, \dots, y_T)}{\partial y_t} = \frac{\partial}{\partial y_t} \sum_{i=1}^T \int_0^{y_i} p_i(\xi) d\xi = p(y_t)$.

de tal forma que los precios en los diferentes momentos deben ser iguales a los costos marginales de proveer el servicio. Este costo en el momento en que la demanda es baja —fuera de punta— corresponde normalmente solo al costo operativo del servicio, mientras que en el momento en que la demanda es alta corresponde al costo operativo más el costo de invertir en nueva capacidad ($b+\beta$). La idea es que los consumidores que causan el pico de demanda tienen que asumir el costo de esta inversión en capacidad.

Este tipo de tarificación genera las señales correctas para el consumo en los diferentes períodos, ya que los precios están asociados a los costos de proveer el servicio. Este resultado se aprecia comparando, en términos de bienestar, los resultados de este esquema con los que se obtendrían en un esquema de precio uniforme (ver gráfico 1.15.). En este caso, la demanda en el período punta sería mayor a la socialmente deseable (k), obligando a una mayor inversión (k_0) y elevando los costos, mientras que la demanda en períodos fuera de punta (Q_0) sería menor a la socialmente deseable (Q). Esta situación generaría pérdidas de bienestar social representadas por los triángulos sombreados en el siguiente gráfico:

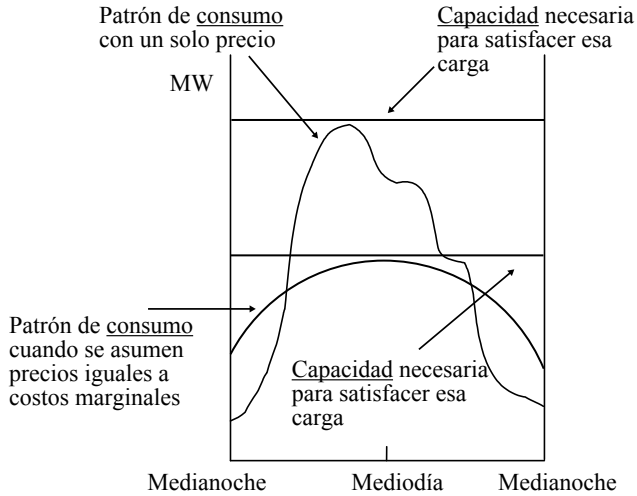
Gráfico 1.15. Fijación de tarifas con el modelo de *peak load pricing*



Fuente: Viscusi *et al.* 1996.

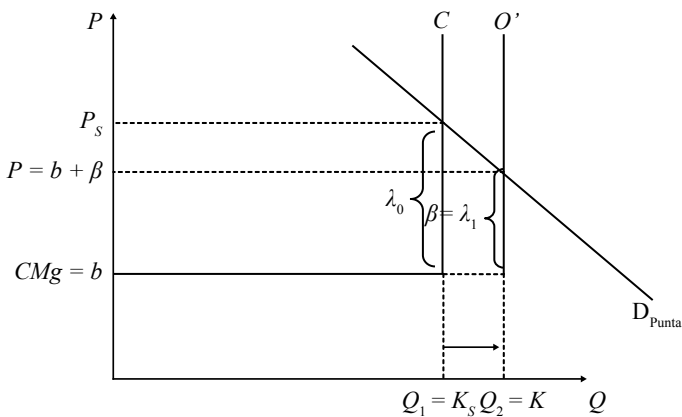
El efecto de la fijación de un precio uniforme sobre el patrón de consumo, por ejemplo en el caso de la demanda de electricidad a lo largo del día, se ilustra en el gráfico 1.16. Se puede ver que de fijarse un precio uniforme, el patrón de consumo sería más variable y con una demanda pico mayor que en el caso de que se aplicara un criterio de tarificación basado en el modelo de *peak load pricing*. Una discusión detallada de la aplicación de este modelo al sector eléctrico, donde existen varias tecnologías y aspectos específicos, se presenta en la sección 3 del capítulo 3.

Gráfico 1.16. Patrones de consumo con precio uniforme y con precios pico



Retomando el gráfico 1.15., el nivel óptimo de capacidad a construirse es K . A este nivel, la valorización por capacidad adicional por parte de los usuarios o valor sombra de la capacidad (llamémosle λ_i)³³ es igual al costo fijo de mantener este nivel de capacidad (β). Si en el sistema existe insuficiente capacidad (K_s), el mecanismo de fijación de precios incentivaría la entrada de mayor capacidad, ya que $\lambda_0 > \beta$ hasta que ambos valores se igualen, es decir $\lambda_i = \beta$, lo cual llevará a un nivel de capacidad igual a K (ver gráfico 1.17.).

Gráfico 1.17. Valor sombra de capacidad adicional



³³ En el caso del sector eléctrico, λ_i sería equivalente al VOLL (*value of lost load*). En un entorno de variabilidad de la oferta y la demanda, λ_i sería igual al VOLL por el LOLP (*loss of load probability*).

5. COMENTARIOS FINALES

Tal como se ha podido ver con los conceptos e instrumentos revisados en este capítulo, el funcionamiento de los mercados no suele ir de acuerdo a los supuestos de los modelos de competencia perfecta, pues existe una serie de fallas de mercado tales como la presencia de poder de mercado y segmentos con características de monopolio natural, que se han revisado con mayor detalle debido a que son las principales causas de la regulación en los servicios públicos.

La existencia de estas fallas de mercado genera la necesidad de la intervención del Estado a fin de imponer reglas (origen latino de la palabra *regular*) para influir o limitar el comportamiento de los agentes, tales como establecer niveles mínimos de calidad, fijar o regular precios o incluso diseñar instituciones intermedias que traten de poner ciertos límites a la conducta de los agentes, pues si se les dejara en libertad total la sociedad vería reducido su nivel de bienestar. Los mecanismos de regulación han tenido una evolución desde un enfoque basado en la recuperación hacia aquellos que buscan la generación de incentivos para la mayor eficiencia.

Por último, debe mencionarse que la discusión realizada en esta sección se ha hecho dentro del «enfoque normativo de la regulación», donde se asume que el objetivo de la intervención del Estado es incrementar la eficiencia y maximizar el bienestar social. Sin embargo, existe un enfoque alternativo conocido como «enfoque positivo de la regulación», donde se reconoce que la regulación puede surgir como producto del balance de poderes entre diferentes grupos de interés, existiendo problemas de «captura» de las políticas regulatorias por parte de los agentes reguladores (ver Stigler 1971) o problemas de «politización» debido a los incentivos del poder político de intervenir en industrias donde existen costos hundidos (*sunk costs*), que hacen que los inversionistas no tengan el mismo poder de negociación una vez que han realizado sus inversiones, y que son de consumo masivo, lo que hace más atractiva la intervención como mecanismo para conseguir mayor soporte político entre la población (ver Levy y Spiller 1996).³⁴

³⁴ Una revisión accesible de la literatura reciente sobre estos temas se puede encontrar en Quintanilla 2004.

APÉNDICE 1.1. OBTENCIÓN DEL EQUILIBRIO DE COURNOT PARA UN CASO LINEAL

Consideremos dos empresas (1 y 2), cuya demanda de mercado (Q) viene dada por la siguiente ecuación lineal:

$$Q = A - P \Rightarrow P = A - Q \tag{1}$$

donde $Q = q_1 + q_2$.

Asumimos que el costo total es igual al producto del costo marginal por la cantidad, es decir, que no hay costos fijos, y que este costo marginal es el mismo e igual a cero ($CMg = 0$) para ambas empresas. También asumimos que $A = 1$.

Paso 1

En un primer momento, la empresa 1 se comporta como un monopolista, por lo que decidirá cuánto producir igualando su ingreso marginal con su costo marginal ($IMg = CMg$).

Maximización de beneficios ($q_1 = Q$):

$$\begin{aligned} \Pi &= PQ - CMgQ = (1 - Q)Q - CMgQ \\ \frac{\partial \Pi}{\partial Q} &= 1 - 2Q - CMg = 1 - 2Q - 0 = 0 \quad \therefore q_1 = \frac{1}{2} \end{aligned}$$

Reemplazando en la ecuación 1 despejamos el precio:

$$P = A - \frac{1}{2} = 1 - \frac{1}{2} = \frac{1}{2}$$

Gráfico 1. Modelo de Cournot - Empresa 1 como monopolista

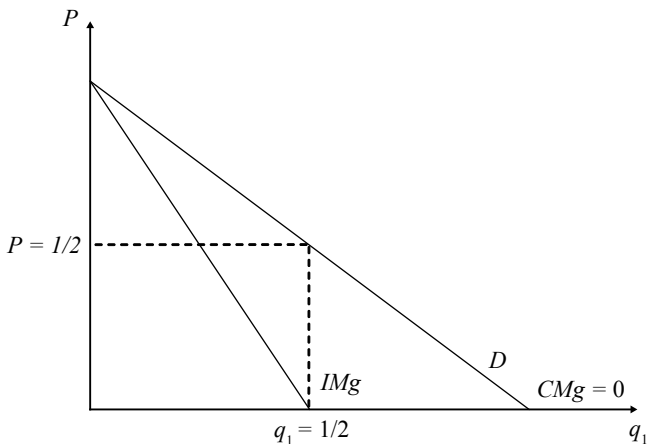
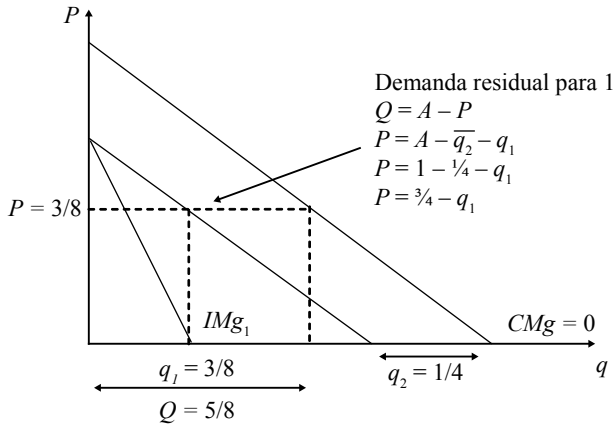


Gráfico 3. Modelo de Cournot - Reacción de la empresa 1



$$\Pi_1 = P(q_1)q_1 - CMg \cdot q_1$$

$$\Pi_1 = \text{Ingreso total} - \text{Costo total}$$

$$\Pi_1 = \left(\frac{3}{4} - q_1\right)q_1 - CMg \cdot q_1$$

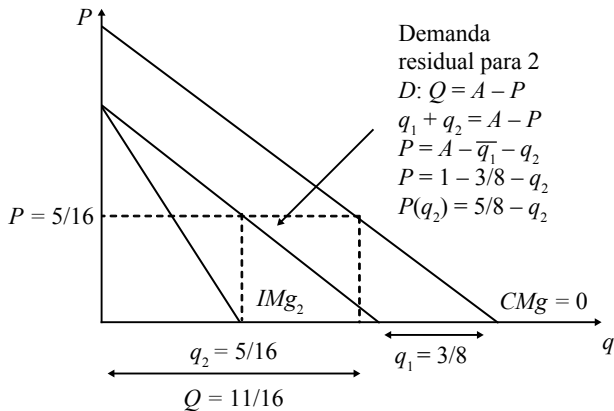
$$\frac{\partial \Pi_1}{\partial q_1} = \frac{3}{4} - 2q_1 = 0 \quad \therefore q_1 = \frac{3}{8}$$

$$P(q_1) = \frac{3}{4} - \frac{3}{8} = \frac{3}{8}$$

Paso 4

La empresa 2 debe reevaluar su decisión teniendo en cuenta el nuevo nivel de producción de la empresa 1:

Gráfico 4. Modelo de Cournot - Reacción de la empresa 2

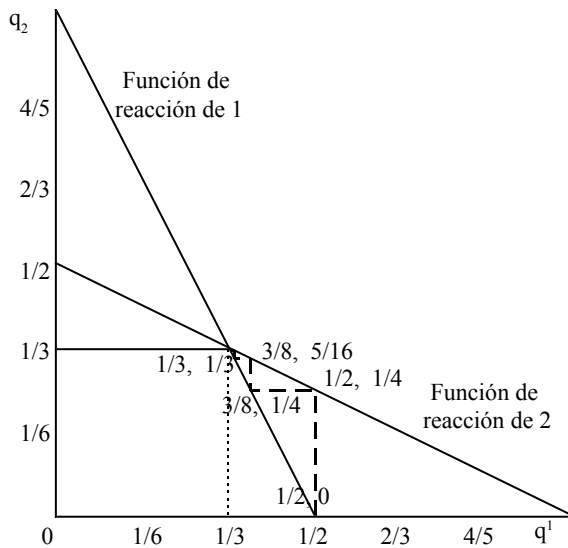


Máximo beneficio para la firma 2:

$$\begin{aligned}\Pi_2 &= P(q_2)q_2 - CMg.q_2 \\ \Pi_2 &= \left(\frac{5}{8} - q_2\right)q_2 - CMg.q_2 \\ \frac{\partial \Pi_2}{\partial q_2} &= \frac{5}{8} - 2q_2 = 0 \quad \therefore q_2 = \frac{5}{16} \\ P(q_2) &= \frac{5}{8} - \frac{5}{16} = \frac{5}{16}\end{aligned}$$

Sobre la base de estas decisiones, se puede ir construyendo una relación entre los niveles de producción óptimos de cada empresa, dado el nivel escogido por la empresa rival, relación que se conoce como *función de reacción*.

Gráfico 5. Modelo de Cournot - Curvas de reacción de las empresas 1 y 2



¿Dónde convergen las cantidades ofrecidas? Pues cuando ambas empresas maximizan sus beneficios a la vez y no tienen incentivos para modificar sus cantidades ofrecidas al mercado.

La condición de primer orden del problema de maximización es:

$$\frac{\partial p}{\partial q} \cdot \frac{\partial q}{\partial q_1} q_1 + p(q) - C'(q) = 0$$

donde: $\frac{\partial q}{\partial q_1} = 1$.

Reemplazando los valores para el ejemplo obtenemos:

$$\frac{\partial p}{\partial q} \cdot q_1 + p(q) - CM = 0$$

$$-1q_1 + p = 0 \quad \therefore p = q_1$$

Dado que las empresas son simétricas se tiene la misma igualdad para la otra empresa, por lo que $p = q_2$.

Tenemos dos ecuaciones:

$$\begin{cases} p = q_1 & (3a) \\ p = q_2 & (3b) \\ p = 1 - q_1 - q_2 & (4) \end{cases}$$

Reemplazando la ecuación 3a en la 4 tenemos:

$$p = 1 - p - q_2 \Rightarrow 2p = 1 - q_2 \quad (5)$$

Por último, reemplazando la ecuación 3b en la 5 se obtiene:

$$2q_2^* = 1 - q_2 \Rightarrow 3q_2^* = 1 \quad \therefore q_2^* = \frac{1}{3}$$

Reemplazando este resultado en la ecuación 5 se obtiene también el precio ($p^* = 1/3$) y usando 3a y 3b, la cantidad de equilibrio para la otra empresa es $q_1^* = 1/3$.

APÉNDICE 1.2. RELACIÓN ENTRE EL ÍNDICE DE LERNER Y EL «MARK-UP»

El índice de Lerner para la empresa (L_i) se define como el porcentaje del precio (P) que corresponde al exceso del precio sobre el costo marginal ($P - CM$). Por su parte, el *mark-up* (v_i) se define como el porcentaje del costo marginal (CM) que corresponde al exceso del precio sobre el costo marginal ($P - CM$). En este sentido, el índice de Lerner (L_i) y el *mark-up* (v_i) son expresiones distintas:

$$L_i = \frac{P - CM}{P} \quad v_i = \frac{P - CM}{CM} \quad (1)$$

Sin embargo, existe una relación directa entre el índice de Lerner (L_i) y el *mark-up* (v_i), la cual se demuestra a continuación.

De 1 despejamos el precio (P) en ambas relaciones con el fin de obtener dos ecuaciones de precio, y luego igualarlas para obtener una relación entre L_i y v_i :

$$\begin{aligned} P \cdot L_i &= P - CM & CM \cdot v_i &= P - CM \\ P - P \cdot L_i &= CM & P &= CM + CM \cdot v_i \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 P(1 - L_i) &= CM & P &= CM(1 + v_i) \\
 P &= \frac{CM}{1 - L_i} & P &= CM(1 + v_i)
 \end{aligned}
 \tag{2}$$

Igualamos las relaciones de 2 en términos del precio (P), simplificamos el costo marginal (CM) y obtendremos una relación directa entre el índice de Lerner (L_i) y el *mark-up* (v_i):

$$\begin{aligned}
 \frac{CM}{1 - L_i} &= P = CM(1 + v_i) \\
 \frac{1}{1 - L_i} &= 1 + v_i
 \end{aligned}
 \tag{3}$$

Para el índice de Lerner (L_i)

$$1 - L_i = \frac{1}{1 + v_i} \Rightarrow L_i = 1 - \frac{1}{1 + v_i} \Rightarrow L_i = \frac{v_i}{1 + v_i}
 \tag{4a}$$

Para el *mark-up* (v_i)

$$1 + v_i = \frac{1}{1 - L_i} \Rightarrow v_i = \frac{1}{1 - L_i} - 1 \Rightarrow v_i = \frac{L_i}{1 - L_i}
 \tag{4b}$$

Como se puede apreciar, un mayor índice de Lerner (L_i) implica un mayor *mark-up* (v_i) y viceversa. Para observar esto, se divide entre v_i tanto el numerador como el denominador de la relación 4a correspondiente al índice de Lerner (L_i), y se obtiene la siguiente expresión:

$$L_i = \frac{1}{1 + \frac{1}{v_i}}
 \tag{5}$$

Si aumenta el *mark-up* (v_i), el índice de Lerner (L_i) aumenta. En consecuencia, existe una relación directa entre el índice de Lerner (L_i) y el *mark-up* (v_i), y viceversa. El *mark-up* (v_i) siempre será mayor al índice de Lerner (L_i). Para observar esto, tomamos la relación 4b correspondiente al *mark-up* (v_i) como sigue:

$$v_i = \frac{L_i}{1 - L_i}
 \tag{6}$$

En esta expresión, asumiendo que $P > CM$ y en consecuencia $L_i > 0$, el índice de Lerner (L_i) se está dividiendo entre un número menor a uno ($1 - L_i$) por lo que el *mark-up* (v_i) resultará mayor a L_i ($v_i > L_i$). Esta conclusión tiene sentido común, pues el índice de Lerner estaría midiendo el exceso del precio sobre el costo marginal, con respecto al precio, el cual se asume mayor al costo marginal.

Sin embargo, puede resultar que el precio sea menor al costo marginal. Este es el caso de una firma que produce bienes complementarios y tiene incentivos para reducir el precio en uno de los mercados con el fin de expandir la demanda en el mercado complementario y obtener beneficios netos. En esta situación, el valor absoluto del índice de Lerner ($|L_i|$) sería mayor al valor absoluto del *mark-up* ($|v_i|$), y los porcentajes $|L_i|$ y $|v_i|$ estarían representando el exceso del costo marginal en relación con el precio de mercado (para el caso de $|L_i|$) así como en relación con el costo marginal (para el caso del $|v_i|$), respectivamente.

APÉNDICE 1.3. OBTENCIÓN DE LOS PRECIOS RAMSEY³⁵

En el caso de un monopolio natural, el problema para un planificador social consiste en la maximización del excedente del consumidor sujeto a la restricción de que la firma recupere todos sus costos. Esto se puede expresar bajo la forma de un lagrangiano (L):

$$\begin{aligned} \text{Max}_{\{p_i\}} L &= \sum_{i=1}^n \int_{p_i}^{\infty} Y_i(v) dv + \lambda \left[0 - \left(\sum_{i=1}^n p_i Y_i(p_i) - C(Y_1, \dots, Y_n) \right) \right] \\ \text{Max}_{\{p_i\}} L &= \sum_{i=1}^n \int_{p_i}^{\infty} Y_i(v) dv - \lambda \left[\sum_{i=1}^n p_i Y_i(p_i) - C(Y_1, \dots, Y_n) \right] \end{aligned}$$

Derivando respecto a cada precio en el caso de demandas independientes e igualando a cero se obtiene la condición de primer orden o de optimalidad para el i -ésimo bien:

$$\frac{\partial L}{\partial p_i} = -Y_i(p_i) - \lambda \left(Y_i(p_i) + p_i \frac{\partial Y_i}{\partial p_i} - \frac{\partial C}{\partial Y_i} \frac{\partial Y_i}{\partial p_i} \right) = 0$$

Multiplicando por $1/Y_i(p_i)$:

$$0 = -\frac{Y_i(p_i)}{Y_i(p_i)} - \lambda \left(\frac{Y_i(p_i)}{Y_i(p_i)} + \underbrace{\frac{p_i}{Y_i(p_i)} \frac{\partial Y_i}{\partial p_i}}_{\varepsilon_i} - \frac{\partial C}{\partial Y_i} \frac{\partial Y_i}{\partial p_i} \frac{1}{Y_i(p_i)} \right) = -1 - \lambda \left(1 + \varepsilon_i - \frac{\partial C}{\partial Y_i} \frac{\partial Y_i}{\partial p_i} \frac{p_i}{Y_i(p_i)} \frac{1}{p_i} \right)$$

Si denominamos: $\partial C/\partial Y_i = CMg_i$, reemplazando tenemos:

$$0 = -1 - \lambda \left(1 + \varepsilon_i - \frac{CMg_i \times \varepsilon_i}{p_i} \right) \Rightarrow 1 = -\lambda \left(1 + \frac{(p_i - CMg_i) \times \varepsilon_i}{p_i} \right)$$

$$(1 + \lambda) = -\lambda \left(\frac{(p_i - CMg_i) \times \varepsilon_i}{p_i} \right) \Rightarrow -\frac{(1 + \lambda)}{\lambda} = \left(\frac{p_i - CMg_i}{p_i} \right) \times \varepsilon_i$$

³⁵ Esta derivación se basa en Baumol y Bradford 1970 y Braeutigam 1989.

Reordenando obtenemos la siguiente regla, conocida como la *regla de precios Ramsey*:

$$\frac{p_i - CMg_i}{p_i} = -\frac{1+\lambda}{\lambda} \frac{1}{\epsilon_i} \Rightarrow \frac{p_i - CMg_i}{p_i} = R \times \frac{1}{\epsilon_i}$$

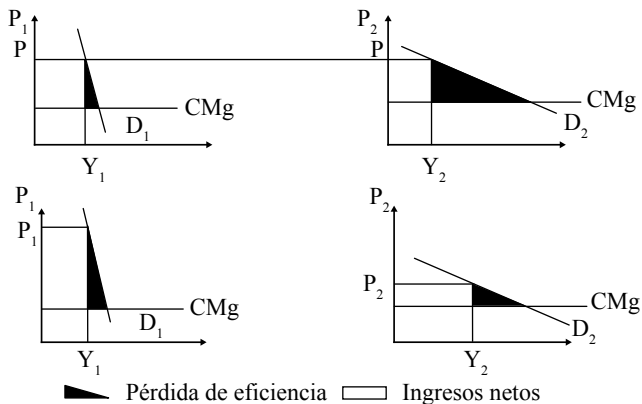
donde:

- λ : multiplicador de Lagrange asociado con la condición de igualdad de ingresos y costos
- R : número de Ramsey que representa el nivel general de precios de la empresa regulada
- ϵ : elasticidad-precio de la demanda del bien i
- CMg_i : costo marginal de producir el bien i

Esta regla muestra cuál debe ser el desvío óptimo de los precios respecto a los costos marginales de producción de cada bien necesario para cubrir los costos totales del monopolista. En particular, su aplicación implica que para cubrir los costos de la empresa es más eficiente introducir desviaciones proporcionalmente más altas del precio con respecto al costo marginal en los servicios o bienes de menor elasticidad, debido a que de esta forma se reduce la pérdida de excedente del consumidor para la sociedad.

Para ilustrar lo anterior, Braeutigam (1989) pone como ejemplo el caso de un monopolista multiproducto que produce dos bienes (Y_1 e Y_2) con demandas independientes pero con el mismo costo marginal (CMg). Si se pusiera el mismo precio (P) en ambos mercados, con el cual se logran recuperar todos los costos, la pérdida de bienestar social sería mayor que si se pusieran precios diferenciados en ambos mercados (mayor en el bien Y_1 que es el de menor elasticidad y menor en el bien Y_2 que es el de mayor elasticidad). Tal como se ve en el gráfico 1, con esta política se lograría reducir la magnitud de las pérdidas de bienestar social (representadas por las áreas sombreadas):

Gráfico 1. Pérdidas de bienestar con diferentes regímenes de precios



APÉNDICE 1.4. TARIFAS NO LINEALES³⁶

Existen diferentes esquemas de tarifas de varios componentes o multipartes. Dos casos relevantes son los esquemas de dos componentes y los esquemas de precios por bloque. Ambos esquemas pueden ser consistentes entre sí (equivalentes) bajo determinadas condiciones. En términos de bienestar, estos esquemas pueden ser superiores a los esquemas basados únicamente en un precio o componente. En estos mecanismos, los usuarios pagan por dos conceptos: por acceso y por uso. El pago total por el servicio es de la forma siguiente:

$$\text{Pago} = A + p.Y$$

donde:

- Y : cantidad demandada
- A : cargo por el acceso
- p : cargo por el uso

Este esquema puede permitirle al regulador obtener una asignación de primer mejor que posibilite simultáneamente la recuperación de todos los costos ($C(Y)$) de la empresa, siempre que la demanda de acceso sea completamente inelástica (es decir, que el excedente del consumidor pagando el cargo p por el uso sea mayor que el cargo de acceso A):

$$\text{Pago} = C(Y) = F + c.Y$$

donde:

- F : costo fijo
- c : costo variable

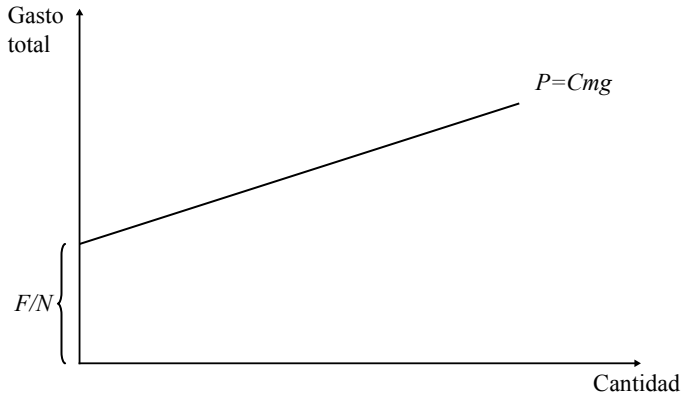
De acuerdo con Coase (1946), se puede lograr una solución de primer mejor escogiendo A y p de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} A &= F/N \\ p &= c \end{aligned}$$

Es decir, que si las pérdidas o costos no recuperados con el cargo variable son iguales a F , entonces es posible implementar una tarifa en dos partes con un precio variable equivalente al costo marginal y monto de pago fijo equivalente a F/N , donde N es el número de usuarios. Esta solución se implementará siempre y cuando F/N sea menor que el excedente del consumidor generado cuando se cobra un cargo variable igual al costo marginal, de lo contrario no sería eficiente para la sociedad la provisión de este bien.

³⁶ Esta sección está basada en Braeutigam 1989, Lasheras 1999 (capítulo 2) y Laffont y Tirole 2000.

Gráfico 1. Tarifa en dos partes propuesta por Coase



Si la demanda de acceso es sensible a los precios, entonces se puede implementar un esquema de precios Ramsey distinguiendo entre los costos marginales de acceso (ca) y los costos marginales de uso (cu), por lo que el costo total sería:

$$C(Y) = F + ca \cdot N + cu \cdot Y$$

donde:

- N : número de usuarios
- Y : demanda agregada del servicio

De la derivación de los precios Ramsey en este caso, resulta que el precio de acceso A y el precio por unidad consumida p se deben escoger de acuerdo a las siguientes reglas:

$$\frac{A - ca}{A} = -\frac{\lambda}{(1 + \lambda)} \times \frac{1}{Eaa} \quad \text{y} \quad \frac{p - cu}{p} = -\frac{\lambda}{(1 + \lambda)} \times \frac{1}{Euu}$$

donde:

- λ : multiplicador de la restricción de cobertura de costos
- Eaa : elasticidad-precio de acceso de la demanda
- Euu : elasticidad-precio de uso de la demanda

Los precios deben satisfacer la ecuación de ingresos totales iguales a costos totales, la cual está definida de la siguiente forma:

$$A \cdot N + p \cdot Y = F + ca \cdot N + cu \cdot Y$$

Se pueden diseñar distintos esquemas de precios de dos componentes o planes de consumo ($A_p, p_p \dots A_N, p_N$) con un precio de acceso creciente y un precio de uso

decreciente o a la inversa, los cuales también deben satisfacer la restricción de ingresos totales iguales a costos totales:

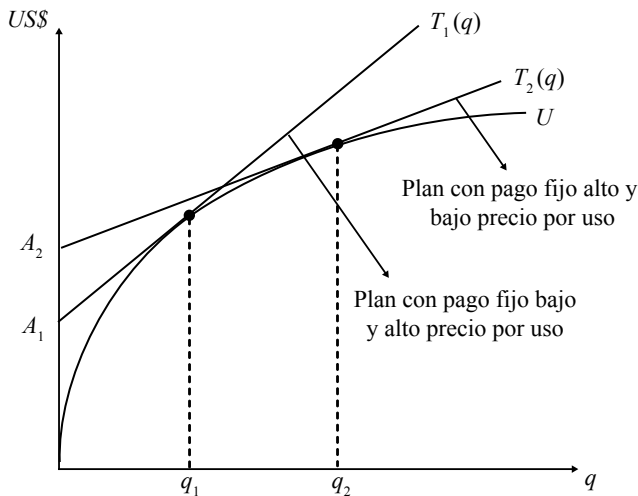
$$A_1 \cdot N_1 + \dots + A_N \cdot N_N + P_1 \cdot Y_1 + \dots + P_N \cdot Y_N = F + ca \cdot N + cu \cdot Y$$

Donde N_i es el número de consumidores que elige el plan tarifario i , siendo por lo tanto $A_i \cdot N_i$ lo recaudado por el cargo de acceso a los usuarios que han elegido el plan tarifario i .

Este esquema favorece a los consumidores porque les permite escoger el plan de consumo que mejor se adapte a sus preferencias. Es decir, cuando los consumidores son heterogéneos es posible maximizar el bienestar social incorporando los perfiles de demanda para caracterizar a los diversos tipos de usuarios y estableciendo un menú de ofertas tarifarias con diversas combinaciones de pago fijo y tarifa por uso.

Por ejemplo, en un esquema de dos partes, algunos consumidores, cuya utilidad se presenta con la curva U , no habrían accedido al servicio con el esquema tarifario $T_2(q)$ pero sí lo harían con el esquema tarifario $T_1(q)$ que tiene un menor cargo de acceso pero un mayor cargo de uso. Cuantos más planes tarifarios existan, mejor se pueden adaptar las preferencias de los consumidores a ellos y se incrementa el bienestar de la sociedad.

Gráfico 2. Planes tarifarios y elección de los consumidores



CAPÍTULO 2

ASPECTOS ESENCIALES DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA

1. ACTIVIDADES INVOLUCRADAS EN LA PROVISIÓN DE ELECTRICIDAD

Dentro de las actividades o funciones que tienen que desempeñar los diferentes agentes del sector eléctrico, se pueden distinguir entre aquellas que tienen un carácter físico y aquellas que tienen un carácter más bien comercial. Las funciones físicas son la generación —producción de electricidad—, la transmisión, la operación del sistema y la distribución. Las funciones comerciales son las ventas en el mercado mayorista —ventas de los generadores a los distribuidores o comercializadores— y las ventas a los consumidores finales.

Si bien en el pasado estas actividades eran normalmente desarrolladas por una empresa verticalmente integrada, en las últimas décadas, con los procesos de liberalización, en muchos casos se han separado tanto verticalmente como horizontalmente creando empresas independientes para fomentar la competencia en el mercado en las actividades donde ello es posible. El gráfico 2.1. muestra las diferentes actividades físicas involucradas en el proceso de provisión de electricidad, y el gráfico 2.2., una representación esquemática del proceso de suministro de electricidad.

Generación

La generación representa del 35% al 50% del costo total de la electricidad. Es una actividad donde las economías de escala se agotan a niveles menores a la demanda de los sistemas eléctricos, por lo que existe la posibilidad de introducir competencia.

Cuando un arreglo de cables o alambres gira dentro de un campo magnético se produce la electricidad. Para que estos giren se requiere una fuerza que actúe por medio de una turbina. Dicha fuerza puede ser originada directamente por la ignición de un combustible, como los motores diésel o las centrales a gas natural; por el vapor generado en una caldera por combustión; por una caída de agua en el caso de las

centrales hidráulicas;¹ o también por un medio no convencional, como los molinos de viento, los biocombustibles, la energía solar, entre otros.

El sistema eléctrico debe tener capacidad de generación para satisfacer el pico de demanda del año —conocido como *máxima demanda del sistema*—, pese a que durante otros períodos del año no se llegue a utilizar toda la capacidad. Por ello, en las decisiones de planificación de inversiones de generación y operación del sistema debe tenerse en cuenta el patrón de demanda horario a lo largo de un período —conocido como *curva de carga*—, sobre la base del cual se construye la curva de duración o diagrama de duración, ordenando las demandas de mayor —máxima demanda— a menor —mínima demanda—, siendo el período utilizado normalmente de un año (8.760 horas) o de un mes (720 horas). En el gráfico 2.3. se ilustra cómo se obtiene el diagrama de duración de la demanda a partir de la curva de carga.

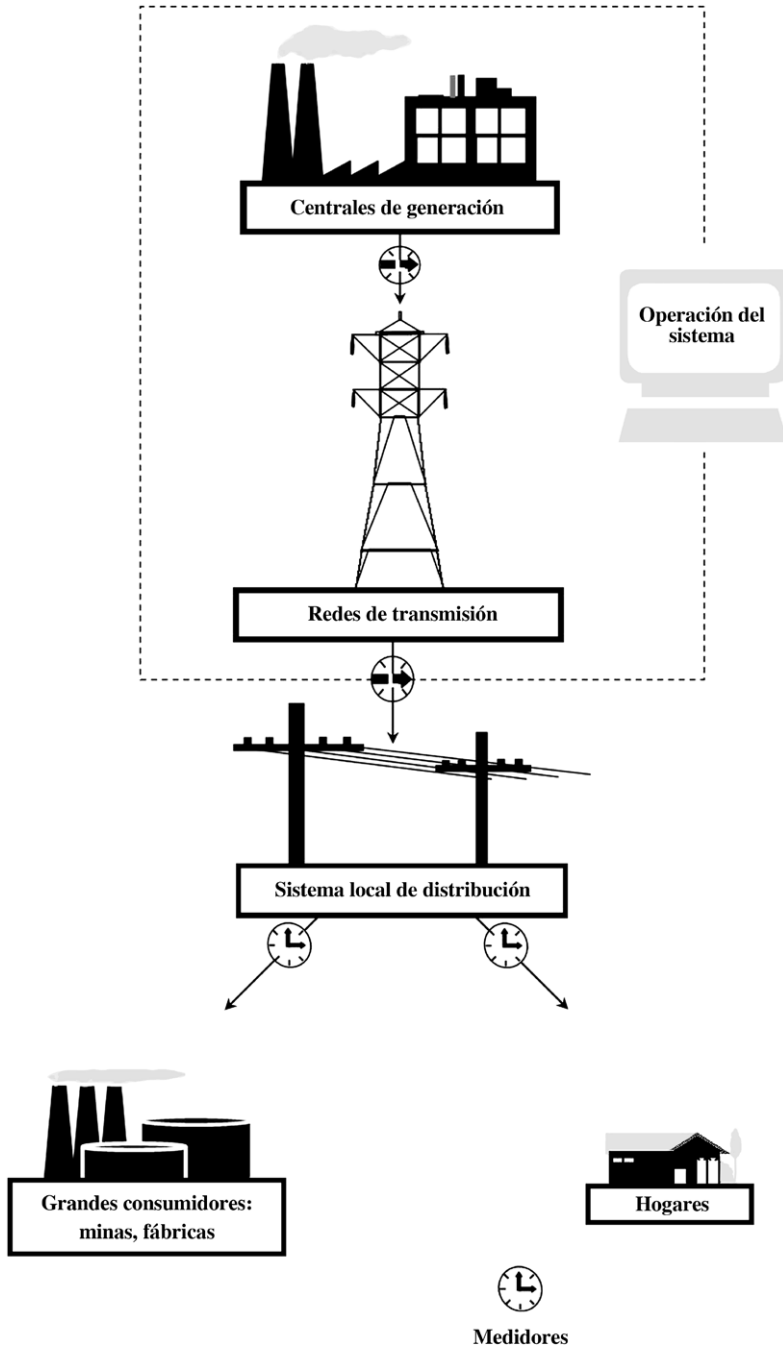
Los diferentes tipos de generadores tienen diversos costos, pero es conveniente que un sistema esté compuesto por más de un tipo de generador, pues algunos tienen costos fijos más altos pero costos de operación menores —hidroeléctricas—, mientras que otros tienen costos fijos más bajos pero costos de operación mayores —generadores a gas natural de ciclo simple—. Ello se debe a que durante pocas horas al día se requieren cantidades mayores de electricidad que el consumo promedio.

Normalmente, es más económico producir dichas cantidades de electricidad con generadores de bajo costo de inversión aunque sus costos de operación sean mayores. En este caso, los mayores costos de operación son menos onerosos que el costo de inversión que debe distribuirse sobre un número reducido de horas por día.

Por otra parte, los volúmenes de electricidad que se requieren durante casi todo el día se proveen en forma más económica con generadores de alto costo de inversión, pero bajo costo de operación. Ello se debe a que el costo de inversión se diluye al distribuirse entre un mayor número de horas de operación.

¹ En una central hidroeléctrica se utiliza la energía potencial del agua almacenada para convertirla primero en energía mecánica y luego en eléctrica mediante turbinas y generadores. Las centrales hidroeléctricas pueden ser de «embalse», donde se utilizan represas para almacenar el agua, o de «pasada», donde solo se utiliza el caudal natural del río o embalses naturales. Las centrales con represamientos han recibido una serie de cuestionamientos debido a la generación de metano producto de la descomposición de material orgánico, aunque existen propuestas para utilizar este subproducto como combustible para otras pequeñas centrales. Las turbinas usadas en las centrales hidráulicas según su diseño pueden ser de turbinas Pelton (grandes alturas y bajos caudales), Francis (caudales y alturas intermedias) y Kaplan (pequeñas alturas y grandes caudales).

Gráfico 2.1. Actividades físicas involucradas en la provisión de electricidad



Fuente: Hunt 2002

Gráfico 2.2. Representación esquemática del proceso de suministro de electricidad

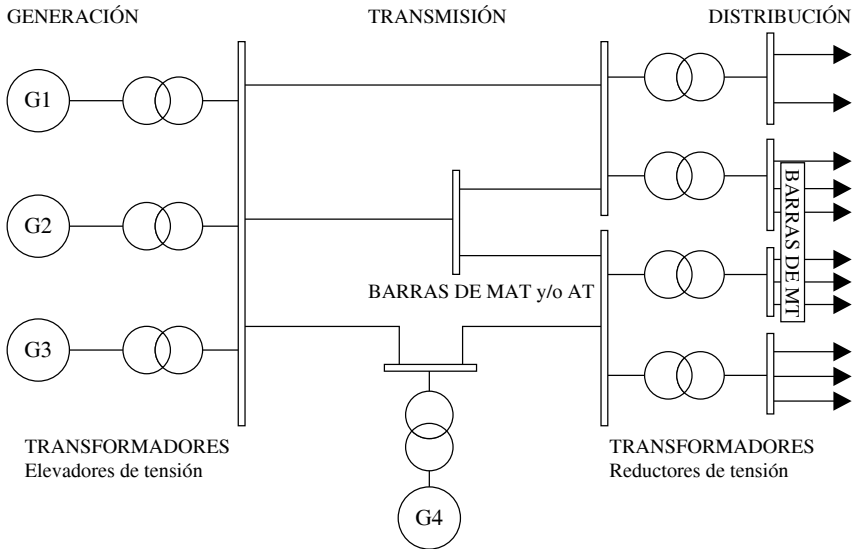
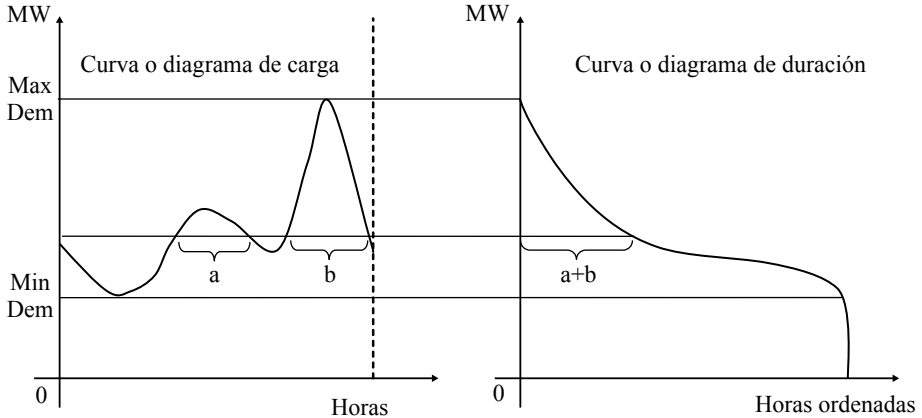


Gráfico 2.3. Curva de carga y curva de duración de la demanda



Fuente: Oren *et al.* 1985

Transmisión

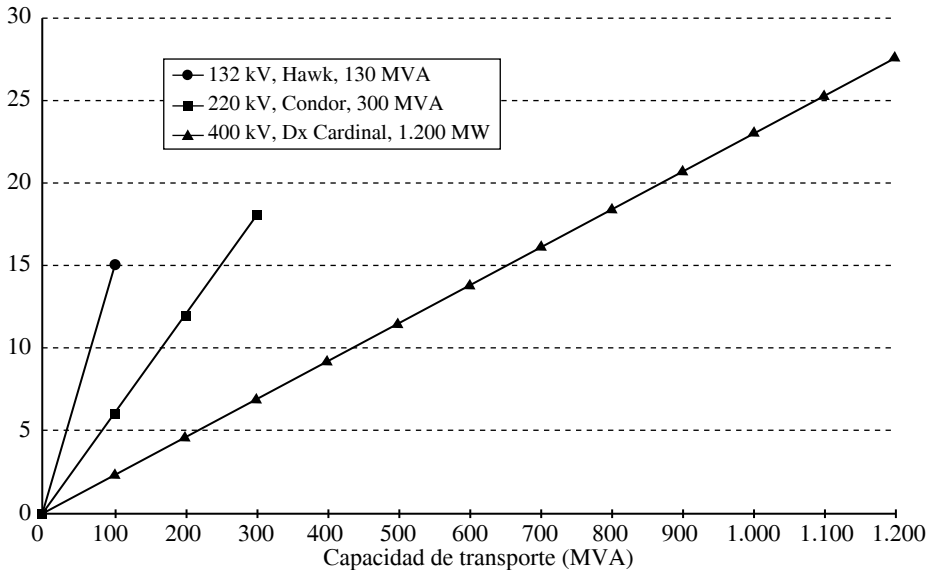
La transmisión representa del 5% al 15% del costo total de la electricidad, y es una actividad donde se presentan importantes economías de escala, principalmente en el momento de diseño de las instalaciones, por lo que tiene características de monopolio natural. El sistema de transmisión corresponde al conjunto de líneas,

subestaciones con transformadores que elevan o reducen la tensión para permitir las interconexiones y diferentes equipos, incluyendo las instalaciones de soporte o postes, destinados al transporte de electricidad desde los puntos de producción hasta los centros de consumo o distribución. Los cables utilizados en la transmisión son de aluminio, aleaciones de aluminio y acero, y en menor medida cobre, aunque este último tiene el inconveniente de ser más pesado.

La línea de transmisión no se apaga y enciende como otras redes. En ella, la electricidad fluye libremente como corriente continua o directa (*direct current* o DC en inglés) o corriente alterna (*alternating current* o AC en inglés) de acuerdo a las leyes de Kirchhoff y de Ohm. Debido a que es necesario mantener en todo momento un determinado nivel de tensión y frecuencia, que resulta del balance de la generación y consumo, se requiere un ente que opere el sistema —operador del sistema— e integre en cada momento las actividades de generación con las de transmisión.

Con el fin de ahorrar costos y reducir pérdidas, la transmisión se realiza en voltajes elevados que varían entre 100 y 500 kilovoltios, lo que genera una mayor eficiencia en el transporte por requerir proporcionalmente un menor volumen de cables y experimentarse menores pérdidas de energía, las cuales fluctúan entre un 1% y 3% de la energía enviada en los sistemas de transmisión más eficientes. Esta situación se ilustra en el gráfico 2.4.

Gráfico 2.4. Costos de transmisión por km y nivel de tensión



Fuente: Rubio Odérez 1999

Operación del sistema

El operador del sistema es el ente encargado de coordinar la producción de las plantas generadoras con la demanda o carga requerida, que viene a ser la suma del consumo total de los clientes a cada momento en cada nodo o barra del sistema,² con objeto de mantener estable el sistema de transmisión. Entre las funciones realizadas por los operadores del sistema están: 1) observar la evolución de la carga requerida a través de diferentes indicadores en un centro de control, ordenando a los generadores que inicien o detengan la producción; 2) planificar el despacho por adelantado (predespacho) para que los generadores estén preparados para producir, pues suele existir un período necesario para que estos estén operativos; y 3) corregir el volumen suministrado por los generadores en el momento de la ejecución del despacho dependiendo de las eventualidades que pudieran surgir, tales como una demanda mayor a la prevista, la salida de centrales o de líneas de transmisión.

Para el cumplimiento de sus funciones, el operador del sistema debe mantener plantas que no estén operando pero que tengan disponibilidad para hacerlo dentro de los límites de tiempo requeridos por el sistema. Los servicios provistos por estas unidades se conocen como «servicios complementarios» (*ancillary services*) por ser requeridos para garantizar la confiabilidad del suministro de electricidad. Entre los principales servicios complementarios se incluyen: 1) balance y regulación de la frecuencia, la cual se puede desestabilizar debido a las diferencias entre la producción y el consumo en tiempo real;³ 2) estabilidad de tensión o voltaje, que hace necesaria la venta de energía reactiva para estabilizar el sistema; y 3) arranque en negro (*black start*), que se refiere a las unidades que pueden iniciar operaciones cuando el resto del sistema no funciona y que permiten recuperar el sistema cuando este ha colapsado.⁴ En particular, muchos de estos servicios tienen el carácter de bien público,⁵ por lo que su provisión privada mediante competencia en el mercado puede no ser eficiente económicamente. Por ello, la demanda de estos servicios suele centralizarse en el operador del sistema, el cual los requiere *ex ante* entre los generadores dispuestos a brindarlos dentro de un denominado «mercado de servicios complementarios».

² Los nodos o barras son los elementos del sistema eléctrico donde se realizan los retiros o inyecciones de energía.

³ Para mantener este balance se hace necesaria la existencia de una reserva rotante —de centrales en funcionamiento— y de una reserva fría —que puede empezar a producir en unos pocos minutos—.

⁴ Estas unidades pueden arrancar en frío, a diferencia de otras centrales que necesitan que el sistema esté funcionando para arrancar —arranque en caliente—.

⁵ Un bien público es un bien donde la rivalidad en el consumo es baja y las posibilidades de excluir de los beneficios —por medios físicos o legales— a terceros es relativamente difícil.

Los costos de estos servicios suelen prorratearse entre todos los generadores del sistema con diferentes criterios (Stoft 2002).⁶

En algunos países se ha dividido la operación económica y técnica en dos entidades: el operador del mercado (*power exchange*, PX) y el operador independiente del sistema (*independent system operator*, ISO).

El operador del mercado en estos países suele ser una entidad sin fines de lucro, encargada de atender las diferentes demandas a precios de mercado y abierta a todos los compradores y todos los ofertantes del sistema. Su principal función es administrar los mercados anticipados (*ahead markets*) de día previo y de hora previa, creados para promover el compromiso de las unidades (*unit commitment*) de generación, es decir, que estén listas para operar, y permitir un mejor manejo de los riesgos de precios.⁷

Por otra parte, el operador del sistema tiene como funciones manejar el sistema en tiempo real —o sea, en el momento de realizar el despacho—, coordinar que todos los generadores cumplan con sus programas de despacho y determinar los ajustes relevantes por congestión. A su vez, debe comprar y proveer servicios complementarios cuando estos son requeridos.

Distribución

La distribución representa entre el 30% y el 50% del costo de la electricidad. Si bien el transporte de electricidad se realiza a través de los sistemas de transmisión y distribución, este último es el que está asociado con los consumidores domésticos y la mayor parte de las industrias y comercios.⁸ Los consumidores acceden a la

⁶ Una discusión más detallada sobre la definición y tratamiento regulatorio a nivel internacional de los servicios complementarios se puede encontrar en el capítulo 5 de Bhattacharya *et al.* 2001.

⁷ En general, en este esquema se establece un sistema de dos mercados (*two settlement system*; ver Stoft 2002, parte 3). Este consiste en establecer un mercado anticipado —de día previo— y un mercado en tiempo real. El mercado del día previo es un mercado de futuros, mientras que el de tiempo real es un mercado de transacciones físicas. Este esquema es beneficioso por tres razones: 1) permite corregir la ineficiencia de transacciones en el mercado de tiempo real a través de contratos por diferencias que buscan controlar el riesgo-precio, en particular el derivado de las restricciones de transmisión (ver capítulo 3, sección 6); 2) permite resolver el problema del «compromiso de las unidades», pues los generadores garantizan su disponibilidad en el mercado de día previo; y 3) hace que los costos fijos sean tratados como tales, pues estos son declarados en el mercado de día previo, separándose los costos de arranque y de interrupción del despacho programado, así como los costos incrementales de energía. Estos últimos solo reflejan los costos de combustibles y componente calórico, y son los que se toman en cuenta en el mercado en tiempo real.

⁸ Existen otras empresas grandes —minas, cementeras y empresas de grandes dimensiones— que no requieren de estos sistemas pues se abastecen directamente de las líneas de transmisión. Estas últimas operan a voltajes más altos que las líneas de distribución para maximizar economías de escala y reducir pérdidas en grandes distancias.

electricidad a través de las líneas de distribución por medio de acometidas aéreas, sujetas a postes eléctricos, o acometidas subterráneas. Las líneas de distribución operan a voltajes menores que las líneas de transmisión. Las pérdidas de energía en distribución suelen fluctuar entre un 4% y un 9% en los sistemas más eficientes. La distribución se suele caracterizar como un monopolio natural debido a la existencia de economías de escala y densidad —menor costo medio cuando se incrementa el número de usuarios por kilómetro cuadrado—.

En muchos casos, los operadores de los sistemas de distribución también realizan la función de atención al cliente, la cual incluye medición del consumo eléctrico, facturación y cobranza. En otros casos, la comercialización minorista —ventas al consumidor final— la realizan empresas distintas, las cuales se encargan de comprar electricidad a las generadoras, celebrar contratos con los consumidores, realizar la medición del consumo, facturar y cobrar. En este último caso los consumidores minoristas deben pagar por separado a las empresas de transmisión y distribución.

2. ORGANIZACIÓN MODERNA DEL SECTOR ELÉCTRICO

La imposibilidad de almacenar económicamente la electricidad, la existencia de múltiples tecnologías de generación con costos de inversión y operación diferentes, la operación en una red interconectada donde existen problemas de externalidades de red (congestión e inversiones ineficientes), las economías de escala no agotadas y la existencia de costos hundidos y activos específicos llevaron a que en el pasado el sector eléctrico fuera usualmente operado por un monopolio verticalmente integrado administrado por el Estado.

Las excepciones más importantes a lo anterior se daban cuando una compañía grande de generación/transmisión vendía electricidad a empresas distribuidoras normalmente pequeñas y que en algunos países o regiones estaban predominantemente a cargo de los municipios. Además del carácter monopólico de la transmisión y distribución, las empresas generadoras eran de grandes dimensiones y operaban con economías de escala.

Por otra parte, se tenía el concepto de que era difícil coordinar la generación y transmisión como empresas separadas —es decir, la operación del sistema debía hacerse de forma integrada debido a las complejas interrelaciones entre estas dos actividades—, así como planificar de forma conjunta las inversiones en generación y transmisión en el largo plazo para hacer frente a la demanda. Si bien estos problemas aún persisten, la organización moderna considera diversos esquemas para afrontarlos, a la vez que intenta volver a la industria más eficiente y económica a través de la separación de actividades y la promoción de la competencia donde sea posible.

De acuerdo con Joskow (1999), la evolución de las formas de organización del sector eléctrico en el mundo puede entenderse como la búsqueda de arreglos institucionales potencialmente eficientes que permitan niveles de inversión aceptables y un manejo adecuado de los problemas de externalidades intrínsecos a la operación de redes eléctricas de corriente alterna.⁹ En este sentido, las reformas habrían buscado mecanismos que posibiliten una mayor competencia a través de la desintegración vertical sin comprometer la confiabilidad del suministro de electricidad. La operación con un monopolio regulado, verticalmente integrado, habría representado una forma de organización eficiente de la actividad eléctrica en su momento. Sin embargo, el costo-beneficio de esta alternativa habría pasado a ser negativo luego de detectarse los problemas de la regulación de monopolios bajo el enfoque de costo del servicio, el potencial de los avances tecnológicos para facilitar la coordinación del sistema eléctrico y reducción de costos de transacción y la posibilidad de introducir competencia en determinados segmentos de la cadena de suministro de electricidad. Así, es sobre la base de estos desarrollos que se iniciaron las reformas estructurales y regulatorias orientadas a promover la competencia en la actividad de generación y comercialización de electricidad.

Las actividades o subsistemas del sector eléctrico se diferencian entre sí por el nivel de competencia que se puede lograr en cada una de ellas. Por ello, los esquemas de regulación son diferentes para cada actividad como se explica a continuación:

- Existen ciertas actividades o segmentos del negocio eléctrico que por sus características son monopolios naturales. Dos de las más importantes son la transmisión y la distribución. Cuando estas funciones las realiza el gobierno, se suele considerar, desde un enfoque normativo, que su objetivo es el interés público. Sin embargo, cuando las realizan empresas privadas se requiere de un sistema de regulación de precios, y asociado con este, en muchos casos de un sistema de regulación de la calidad del servicio. Los países aplican a estas actividades los dos grandes tipos de regulación de precios: la regulación por tasa de retorno —modelo americano— y la regulación por desempeño o basada en incentivos. La primera permite a las empresas obtener una tasa de retorno razonable sobre sus activos. Este cálculo se hace normalmente para un período determinado, concluido el cual se revisan nuevamente los costos y las tarifas. Dicho intervalo da a las empresas la oportunidad de realizar ganancias adicionales hasta la siguiente regulación si logran una mayor eficiencia en la operación. Por otro lado, la regulación

⁹ Joskow 1999 aplica los conceptos de la economía institucional basada en los costos de transacción a las reformas del sector eléctrico. Una exposición detallada de este enfoque se puede consultar en Williamson 1989.

por incentivos —como es en el caso británico— establece un tope de precios que se ajusta anualmente con la tasa de inflación de precios al consumidor (*retail price index*, RPI) menos un valor llamado X , basado en la perspectiva de que la empresa mejore la eficiencia hasta el siguiente período de regulación.

- En otras actividades, tales como la generación y la comercialización, se pueden implementar mecanismos de competencia en vez de regulación directa de precios. Estos mecanismos buscan lograr mayor eficiencia no solo en el corto plazo sino también en el largo plazo a través del cambio tecnológico. Bajo los esquemas de competencia, las empresas con nueva tecnología tienden a brindar mejores servicios a menores costos y, gracias a la competencia, también a menores precios.

Cabe mencionar que los modernos esquemas de regulación tratan de crear mecanismos que otorguen a las empresas monopólicas incentivos a la eficiencia similares a los que enfrentarían en condiciones de competencia.

3. MODELOS DE ORGANIZACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO

A nivel internacional se han identificado cuatro modelos típicos de organización del sector eléctrico de acuerdo con el grado de competencia que se introduce en el sistema. A estos modelos se les conoce como «diseños de mercado» (*market designs*), pues suponen un conjunto de reglas, instituciones e instrumentos que varían dependiendo de la complejidad de la organización adoptada y del fomento de la competencia. Según Hunt y Shuttleworth (1996) y Hunt (2002),¹⁰ estos modelos son el de monopolio verticalmente integrado, el de comprador único, el de sistema con competencia mayorista y el de sistema con competencia minorista.

Monopolio verticalmente integrado

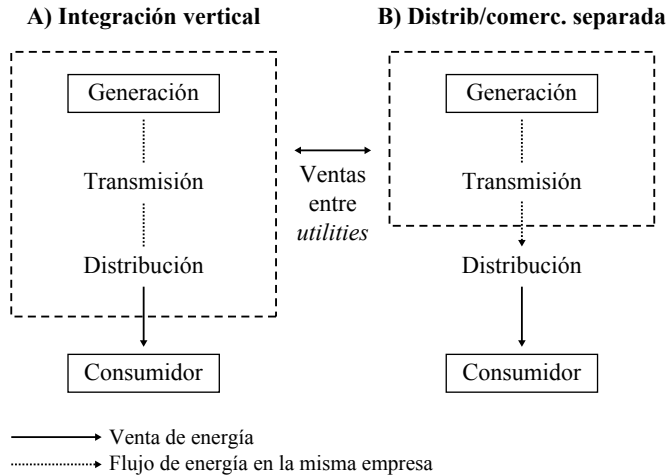
Este es un monopolio en el cual todas las actividades las realiza una sola empresa (ver gráfico 2.5.). La eficiencia en este esquema dependerá del proceso de planeamiento e inversión de la empresa eléctrica, sujeto normalmente a la aprobación de las autoridades del sector.

La regulación de tarifas, basada en la regulación por costo de servicio, se convierte en este caso en un mecanismo para transferir el riesgo resultante de los errores de la empresa eléctrica a los consumidores, los mismos que pueden fluctuar entre malas decisiones de inversión, errores en el planeamiento y eventos no previstos. De esta manera,

¹⁰ Una discusión temprana de los escenarios para la desregulación del sector eléctrico se puede ver en Joskow y Schmalensee 1983.

la empresa eléctrica y sus inversionistas no asumen prácticamente riesgo alguno; salvo el riesgo de que sus inversiones no sean reconocidas, lo cual no es común en un esquema basado en regulación por costo de servicio tradicional. Usualmente, la empresa monopólica tiene permitido realizar compras de energía o vender sus excedentes a otras *utilities* regionales.

Gráfico 2.5. Monopolio verticalmente integrado



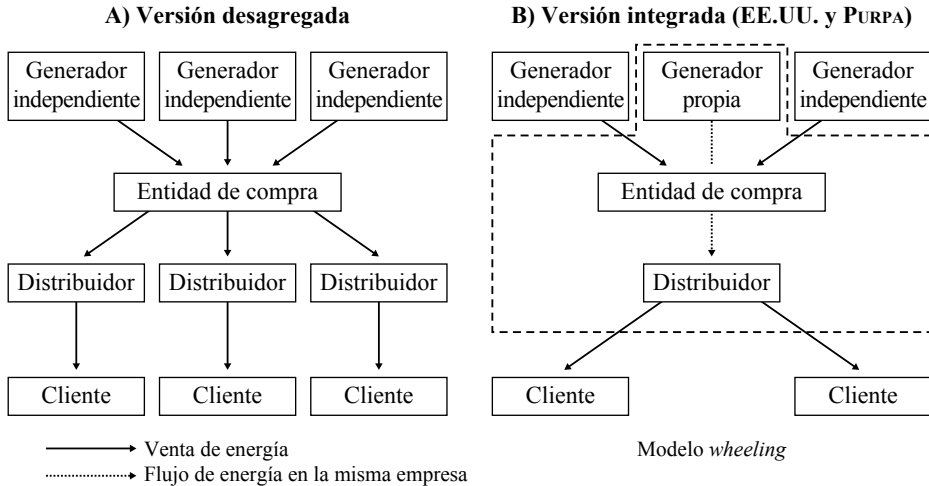
Fuente: Hunt 2002

Comprador único

En este modelo existe una entidad o comprador único (*single buyer*) que actúa como intermediario en la compra y venta centralizada de energía a nivel mayorista, posibilitándose la participación de productores independientes —generadores— o clientes cualificados —consumidores—. Este comprador único puede ser una distribuidora regional o un comprador que luego entrega electricidad a varias distribuidoras dentro de la región a un precio común. Este modelo se ha usado extensamente en Estados Unidos, y en la actualidad, en México y Francia, países donde el grado de desregulación de la industria eléctrica todavía es limitado, pues existen restricciones a la entrada en las actividades de generación y a las ofertas libres de precios. Una variante de este sistema es el modelo *wheeling*, el cual se estableció en Estados Unidos cuando se permitió el ingreso de los generadores independientes (*independent power producers*, IPP) para que se conectaran a la red de la empresa monopólica verticalmente integrada, pero que eran despachados solo después de las centrales de la empresa

monopólica y no tenían una relación con los clientes finales.¹¹ Ambos casos están ilustrados en el gráfico 2.6.

Gráfico 2.6. Modelo de comprador único



Fuente: Hunt 2002

Debido a que las generadoras no necesariamente despachan en forma continua, sino de acuerdo a las necesidades de consumo, y que, por otro lado, dependen de los precios de un mercado *spot* muy volátil, se genera una serie de riesgos sobre la recuperación de sus inversiones y estabilidad en su flujo de ingresos. Por ello, con el fin de asegurar la recuperación de las inversiones con ingresos estables, normalmente se celebran contratos que constan de dos partes: un pago anual que cubra el costo fijo, y un pago variable para pagar el combustible y otros costos incurridos cuando la planta está funcionando. El principal problema con este esquema es determinar con qué parte se pagan las utilidades pues, si se pagan con el pago anual, no hay incentivo para generar electricidad, y si se pagan con el cargo variable, no hay seguridad de retorno a la inversión. Por ello, la solución es pagar las inversiones y costos asociados que hacen que la generadora esté disponible sobre la base del costo fijo anual pero cobrar penalidades si la planta no arranca cuando se le requiere para suministrar energía.

¹¹ Este fue el esquema denominado PURPA (*Public Utility Regulatory Policies Act*) o ley de políticas regulatorias de empresas de servicios públicos, establecida en 1978 en Estados Unidos, que disponía que las empresas de servicio público compraran energía de ciertas «entidades calificadas», siempre que el costo esperado de generación propia fuera mayor que el costo de estas entidades. Un análisis detallado de este proceso de reestructuración puede verse en Hirsh 1999.

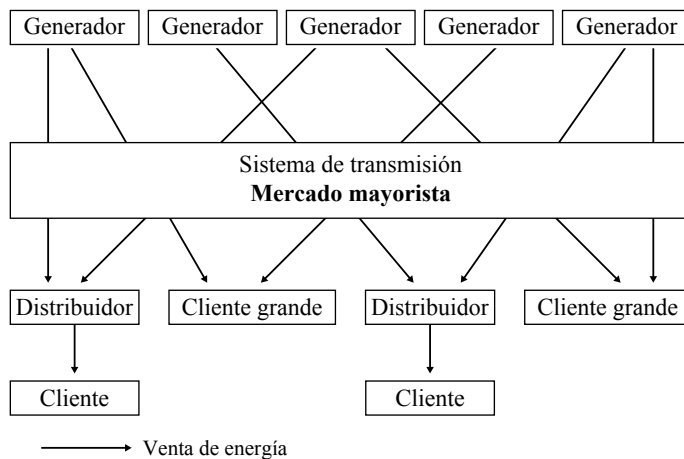
Sistema con competencia mayorista

En este modelo no hay un tratamiento privilegiado para los generadores que forman parte del monopolio verticalmente integrado, sino que todos los generadores compiten en condiciones similares, promovándose de esa forma la desintegración vertical. En este caso, los generadores compiten por vender energía a las empresas distribuidoras y a los grandes consumidores en el mercado mayorista (ver gráfico 2.7.). Si bien en los modelos donde el grado de desregulación es mayor la competencia es por cantidades y precios, en algunos países, por razones de tamaño de mercado u otras barreras, el regulador establece el precio dejando la determinación de la cantidad de energía al mecanismo de licitaciones o contratación bilateral entre generadores y distribuidores.

En este mercado también existe la posibilidad de que las generadoras con capacidad insuficiente para cumplir con sus contratos o que hayan sido desplazadas del despacho adquieran electricidad de otras generadoras con capacidad disponible en el mercado *spot* y de esta manera cubran sus déficit y cumplan con sus compromisos contractuales. Bajo este sistema, las generadoras que compran electricidad en el mercado *spot* pueden perder o ganar por la proporción de energía comprada según el diferencial que resulte entre el precio de sus contratos y el precio del mercado *spot*.

Debe tenerse en cuenta que, si bien la provisión de electricidad requiere el uso de las instalaciones de transmisión, el propietario de estas no participa en las negociaciones dentro del mercado mayorista, y es remunerado con un pago predeterminado (ver capítulo 4).

Gráfico 2.7. Modelo de competencia mayorista



Fuente: Hunt 2002

Dentro de la organización del mercado mayorista, un aspecto importante es el nivel de centralización de las transacciones. Al respecto, existen dos opciones en este diseño de mercado: 1) el *pool* obligatorio y los contratos bilaterales financieros; y 2) el despacho basado en contratos bilaterales físicos y un mercado de balance.

1. *Pool* obligatorio y contratos bilaterales financieros. Esta opción consiste en la creación de un *pool* obligatorio (*mandatory pool*) administrado por un operador denominado *pool company PoolCo*. En este esquema, todos los generadores venden energía por intermedio del *pool* a través de un sistema de subastas horarias de energía llevadas a cabo por el operador del mercado (ver los comentarios finales de este capítulo). En estas subastas cada operador ofrece diferentes precios para diferentes cantidades. El operador del mercado realiza el balance entre la demanda estimada y la oferta ordenando las subastas por los precios más bajos. El precio ofertado por el último generador con una subasta válida se convierte en el precio del sistema, al cual todos los compradores y vendedores realizan sus transacciones. El operador del sistema puede modificar el despacho a fin de evitar posibles problemas de congestión.

Históricamente, los *pools* se pueden considerar como una forma de introducir mecanismos de mercado en un sector en que tradicionalmente estos no existían. Según Von der Fehr y Harbord (1997), los *pools* son instituciones que buscan facilitar el funcionamiento del mercado permitiendo simultáneamente la coordinación y control de las actividades de generación y transmisión, al obligar que toda la demanda y la oferta se iguale, independientemente de los contratos existentes entre las partes, mediante una serie de procedimientos estandarizados. Esto significa que los *pools* son mercados multilaterales, donde toda la oferta y la demanda para un mismo período se igualan, sin necesidad de identificar las transacciones bilaterales que existan. Todos los oferentes que han entrado a producir venden a todos los demandantes en cada período.

Para compatibilizar los compromisos asumidos bajo los contratos con los despachos físicos que realicen efectivamente los generadores en el *pool* —por ejemplo, un generador con un contrato con una distribuidora puede no ser llamado a despachar porque ingresó otro con un menor costo—, se establece un mecanismo a través del cual el operador realiza las transacciones financieras con el generador que equivalgan al pago y cobro de la energía retirada por el compromiso contractual (este mecanismo se detalla en el capítulo 3, sección 6). Por ello, los contratos en estos esquemas —usados en los modelos de Chile, Perú, la primera reforma en Inglaterra, entre otros— se conocen como «contratos bilaterales financieros», pues su firma no tiene implicancias en el despacho dentro del *pool*.

2. El despacho basado en contratos bilaterales físicos y un mercado de balance. Una segunda opción, todavía poco extendida en la práctica, consiste en el uso de contratos bilaterales físicos. En este caso no existe homogeneidad en las transacciones, los agentes —tanto compradores como vendedores— tienen una mayor flexibilidad para adecuarlas a sus preferencias y no existe un precio único que equilibre el mercado debido a que no es obligatorio que toda la energía se tenga que ofrecer en el *pool*, ya que la energía contratada ingresa directamente al sistema —siempre y cuando el operador del sistema garantice su factibilidad técnica—. Un problema que enfrenta este modelo está referido a que cada comprador debe negociar precios comparando ofertas y usando servicios de información, lo cual suele ser más costoso.¹² Los generadores que no puedan cubrir sus contratos tendrán que recurrir a un mercado de balance donde a través del operador del sistema, encargado de mantener la confiabilidad del suministro en el tiempo, terminarán comprando la energía faltante a otros generadores que hayan ofrecido capacidad al sistema.

En el Perú, con la reforma del año 1992, se adoptó el modelo de competencia mayorista pero con precios regulados, en la modalidad de *pool* obligatorio, pues se optó por la desintegración vertical, la libre entrada a la actividad de generación y un despacho centralizado. En 2006 se introdujo un cambio importante estableciéndose que los precios mayoristas surgirían de las licitaciones de los contratos de las distribuidoras entre todos los generadores. Para un período de transición, se estableció que el precio de compra para la energía de las distribuidoras destinada al servicio público se calcule sobre la base de una ponderación de los contratos firmados a precios calculados por el regulador y los contratos firmados a precios obtenidos en las licitaciones. En el capítulo 6, sección 5, se presenta la reforma del sector eléctrico peruano.

Sistema con competencia minorista

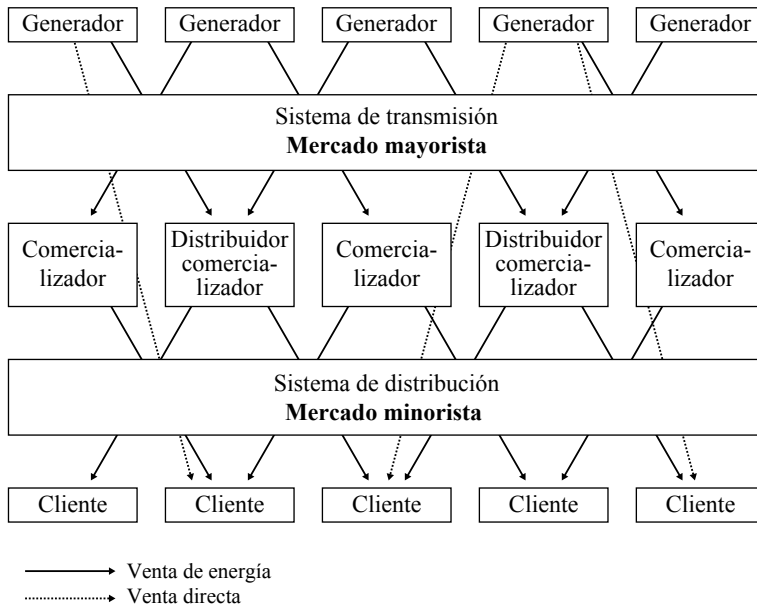
Este sistema es similar al anterior, solo que además todos los consumidores pueden escoger a sus abastecedores (ver gráfico 2.8.). En este caso, los consumidores adquieren la electricidad de empresas comercializadoras minoristas, escogiéndolas de acuerdo con su conveniencia: menú de precios, calidad, otros servicios; en algunos casos pueden participar las distribuidoras, mientras que en otros, estas están limitadas a sus funciones en la operación de las redes.

¹² Un esquema de este tipo ha sido el introducido recientemente en el Reino Unido (ver la sección 3 del capítulo 6). Si bien inicialmente existió una serie de discusiones sobre las ventajas y desventajas de cada modelo (véase Ruff 1999), la tendencia a nivel mundial en el diseño del mercado mayorista viene incorporando aspectos que tratan de compatibilizar elementos de los dos esquemas mencionados anteriormente (Rothwell y Gómez 2003).

Un comercializador puede ofertar precios y servicios atractivos asumiendo riesgos como la compra en el mercado *spot*, donde los precios están sujetos a una alta volatilidad. Los comercializadores pueden brindar servicios más específicos a los clientes, tales como: 1) diferentes sistemas de medición; 2) precios en tiempo real, otros esquemas de precios (precios estacionales, contratos interrumpibles, otros sistemas de facturación); 3) información preventiva; 4) administración de servicios de energía posventa; 5) traslado de beneficios por bajos precios *spot* a los consumidores finales; y 6) difusión de conciencia ambiental (*green power*), entre otros.

Este sistema se viene aplicando, en mayor o menor medida, en el Reino Unido, Nueva Zelanda, Australia, Colombia, Argentina y en algunos de los Estados Unidos de América, entre otros. Si bien este modelo puede ofrecer los beneficios de un mercado más competitivo a los usuarios, algunos analistas consideran que es más adecuado para los consumidores mayores, debido a los costos de transacción existentes, la necesidad de sistemas de información, y otros requisitos. Además, la viabilidad de introducir este modelo dependerá del desarrollo institucional de cada país en diferentes aspectos, incluyendo las instancias de resolución de conflictos, protección al consumidor y el sistema financiero.

Gráfico 2.8. Modelo de competencia minorista



Fuente: Hunt 2002

Respecto a los usuarios de menor nivel de consumo, algunos especialistas como Joskow (2000) consideran que no deben estar sujetos a la comercialización minorista, ya que esta es difícil de implementar, siendo más conveniente transferirles como costo de compra el precio promedio del mercado mayorista.¹³ La opinión contraria a este planteamiento se puede ver en Littlechild (2000). En cualquier caso, el funcionamiento de un sistema de competencia minorista requiere establecer un proceso de reordenamiento de ofertas (*settlement*) a través de diferentes mercados previos al despacho en tiempo real, sistemas de medición y facturación, y la educación de los usuarios.

4. COMENTARIOS FINALES

En términos generales las reformas orientadas hacia la paulatina introducción de mecanismos de mercado en el sector eléctrico involucran la creación de diferentes instituciones y el diseño de reglas e instrumentos que posibiliten una competencia efectiva entre los agentes y las consiguientes ganancias de eficiencia. Estos mercados incluyen desde el fomento de contratos de largo plazo hasta la administración de los mercados de día previo, de servicios complementarios y de transacciones en tiempo real. A su vez, se requiere: 1) identificar la mejor opción para el operador del sistema eléctrico —transmisor, club de agentes o entidad independiente—; 2) diseñar mecanismos de formación de precios (como los precios nodales); 3) considerar el uso de instrumentos financieros destinados a manejar los riesgos inherentes a la operación de los mercados eléctricos —como contratos por diferencias, derechos financieros de transmisión, opciones, entre otros—; y 4) contemplar mecanismos destinados a garantizar las inversiones adecuadas, considerando, por ejemplo, las diferentes modalidades de pago de capacidad. En los sistemas de competencia minorista se requiere adicionalmente una serie de regulaciones sobre el acceso a redes, garantías y sistemas de medición, mantenimiento de redes de distribución, facturación, entre otros.¹⁴

¹³ En particular, la competencia podría centrarse solo en atributos que en una competencia efectiva en precios.

¹⁴ La problemática del acceso a redes se da por ejemplo cuando un generador quiere contratar con clientes mayores que se ubican dentro del área de concesión de la empresa distribuidora y potencialmente en otros contextos, como cuando un generador utiliza la línea de transmisión construida por otro. Al respecto, si bien en el sector eléctrico lo usual ha sido fijar estos precios basados en criterios de costos medios, existe una serie de potenciales discusiones sobre los cargos de acceso que podrían imponerse. Esta discusión se ha desarrollado más en sectores como las telecomunicaciones, particularmente sobre la *Efficient Component Pricing Rule* (ECP), que plantea que el cargo de acceso no solamente debe incluir el costo incremental causado a la red, sino el beneficio que pierde la empresa que otorga el acceso, lo que haría que en la práctica solo solicitaran el acceso empresas más eficientes que el incumbente. Para mayores detalles ver Laffont y Tirole 2000, especialmente los capítulos 4 y 5.

Es preciso reconocer que, si bien estos esquemas vienen siendo perfeccionados luego de las experiencias de reforma en los diversos países, aún no existe consenso sobre cuál sistema de organización del sector —diseño de mercado— es el más adecuado, por lo que muchos analistas recomiendan considerar en el diseño de los mercados eléctricos las condiciones específicas de cada país. En particular, muchos de los esquemas no han sido suficientemente probados como eficientes para garantizar que el servicio se provea en condiciones adecuadas, por lo que a nivel internacional existe una importante controversia sobre estos temas, sobre todo luego de algunas experiencias importantes donde se enfrentaron problemas imprevistos en el diseño de mercado implementado.¹⁵ En el capítulo 6 se presentan algunas experiencias internacionales importantes y la propuesta de diseño de mercado estándar de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC).

¹⁵ Una visión crítica de las reformas en este sentido se puede encontrar en Finon 2003 y Martín-Giraldo 2006.

CAPÍTULO 3

GENERACIÓN ELÉCTRICA

1. INTRODUCCIÓN: CAPACIDAD, ENERGÍA, COSTOS FIJOS Y VARIABLES

Cuando se analiza la generación eléctrica se considera tanto la capacidad de generación como la producción de electricidad debido, principalmente, a que la electricidad no se puede almacenar a costos razonables. Ello hace que para poder cubrir los requerimientos de la demanda en todo momento se tenga que tener capacidad instalada que en algunos períodos no es plenamente utilizada. La capacidad de generación se mide normalmente como megavatios (MW) o kilovatios (kW) de potencia, y se emplea tanto para determinar las dimensiones de los generadores eléctricos como también de referencia para establecer la magnitud de los costos fijos (costo de inversión o costo de potencia y costos de mantenimiento fijos), los cuales se suelen expresar en US\$ por MW instalado o en US\$ por MW-año.

La producción de electricidad se mide como un flujo producido o la suma de los requerimientos de capacidad a lo largo de un período de tiempo, y se expresa normalmente en megavatios-hora (MWh) o kilovatios-hora (kWh). Es decir, una generadora de 100 MW de capacidad produciendo al 90% de capacidad generará en una hora: $100 \text{ MW} \times 0,90 \times 1 \text{ hr} = 90 \text{ MWh}$.

Normalmente los costos de generar electricidad se dividen en dos partes: el costo fijo, que es el costo asociado a la inversión más los costos de operación y mantenimiento fijos necesarios para mantener la central de generación disponible, produzca o no produzca; y el costo variable, que se refiere al costo de operación y mantenimiento que cambia con la cantidad producida. Para obtener el costo total es necesario expresar ambos costos en US\$/MWh o ctvs. US\$/kWh. Como se verá en las siguientes secciones, existe una relación inversa entre ambos costos si se les compara por tecnología, pues las centrales con menores costos fijos suelen tener mayores costos variables y viceversa. Ello, unido a la necesidad de mantener capacidad instalada disponible para cubrir la demanda en todo momento, hace que la solución más

eficiente (la de menor costo posible) sea que el parque generador esté compuesto por una combinación de tecnologías de generación.

Cálculo de los costos totales por MWh

Los costos fijos son los costos que asume la generadora, produzca o no. El costo de inversión representa al monto de inversión que implica la construcción y puesta en marcha de una central de generación, el cual se puede representar por I_i . Dado que cada central de generación tiene una capacidad de generación o potencia determinada (C_i), el costo de inversión se suele expresar en monto de inversión por MW instalado (I_i/C_i) con el fin de tener una medida relativa del costo de inversión por tipo de tecnología. A esta medida relativa del costo de inversión por MW se le denomina *overnight cost* o costo de capacidad o potencia, cuya conversión a costo por hora requiere de un procedimiento, el cual se presenta a continuación.

1. Conversión del costo de inversión en capacidad o potencia a un costo por hora. Para convertir el costo de capacidad o potencia por MW (CP) a un costo por hora, primero tenemos que amortizar dicho costo mediante pagos anuales —anualidades—. Para ello se aplica la fórmula financiera de anualidades para un período T y una tasa de descuento intertemporal r de la siguiente manera:¹

$$CP/año = \frac{r \times CP}{1 - \left(\frac{1}{(1+r)^T} \right)} \quad (3.1.)$$

De allí para obtener un costo por hora se debe dividir entre las 8.760 horas del año. Veamos un ejemplo. Supongamos que el costo de inversión de una planta hidroeléctrica es de US\$ 1.250.000 por MW. Dicha planta tiene una vida útil de cuarenta años y la tasa de interés es de 12% al año. Entonces el costo fijo por año es:

$$CP/año = \frac{0,12 \times US\$1.250.000 / MW}{1 - \left(\frac{1}{(1+0,12)^{40}} \right)} = US\$151.630 / MW - año \quad (3.2.)$$

Dividamos entre las 8.760 horas que tiene un año:

$$CP/MWh = \frac{US\$151.630 / MW - año}{8.760 \text{ horas} / año} = US\$17,30 / MWh \quad (3.3.)$$

¹ En el apéndice 3.3. se presenta la derivación detallada de esta fórmula.

Este es el costo fijo de la hidroeléctrica expresado en dólares por MWh. Dicho costo puede diferir del costo real si la planta no se utiliza al 100% todo el año. Supongamos que se utiliza solo el 80% del tiempo. El valor (US\$ 17,30 por MWh) habría que dividirlo entre el factor de planta de la central.² Es decir:

$$CP / MWh = \frac{US\$17,30 / MWh}{0,80} = US\$21,64 / MWh$$

2. Tratamiento de los otros costos. Por otra parte, supongamos que el costo fijo de operación y mantenimiento (*COyM*) es el 2% del costo de inversión. Si la central operara todo el tiempo se tendría un costo de operación y mantenimiento en US\$ por MWh igual a:

$$COyM / MWh = (0,02 \times 1.250.000) / 8.760 = US\$2,85 / MWh \quad (3.4.)$$

Por último, supongamos que el costo variable de la planta hidroeléctrica (canon por el uso de agua principalmente) es de:

$$CV / MWh = US\$0,90 / MWh \quad (3.5.)$$

El costo total unitario de la central hidroeléctrica por MWh (al 100% de utilización) será la suma de las ecuaciones 3.3., 3.4. y 3.5. Es decir:

$$CT / MWh = CP / MWh + COyM / MWh + CV / MWh \quad (3.6.)$$

$$CT / MWh = 17,3 + 2,85 + 0,90 = US\$21,05 / MWh \quad (3.7.)$$

Dependiendo de la tecnología, la ecuación 3.6. tendrá diferentes valores. Además, para ciertas tecnologías el costo de inversión en capacidad es más alto pero el costo variable es más bajo, como por ejemplo en el caso de una planta hidroeléctrica. En cambio, el otro extremo es el de una generadora diésel para la cual el costo de inversión en capacidad es mucho más bajo, pero el costo de operación y mantenimiento es mucho más alto.³ Por ejemplo, para aplicar la ecuación 3.1., que mide el

² Este indicador se conoce como factor de planta (FP) de la central o factor de utilización (FU), el cual para un período anual se define como: $FP = \text{energía} / (\text{potencia} \times 8.760)$, donde la energía se mide en MWh y la potencia en MW.

³ Las centrales diésel tienen un costo de inversión similar al de las centrales a gas a ciclo simple. En las secciones siguientes se ha considerado un costo de inversión ligeramente menor para las diésel. Sin embargo, si no existiese esta diferencia o la diferencia no fuera significativa, las centrales diésel estarían prácticamente «dominadas» por las centrales a gas natural y el parque generador tendría que desarrollarse únicamente sobre la base de centrales hidroeléctricas y de gas natural. Esto se debe a que el costo total de las centrales a diésel siempre resultaría mayor al costo total de las centrales a gas natural, pues estas últimas tienen menor costo variable que las primeras. La GART-OSINERGMIN (Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria de OSINERGMIN) calcula el precio de potencia (pago que recibe el parque generador

costo de capacidad por año, consideraremos un valor típico del costo de inversión de una central a diésel de US\$ 350.000 por MW, una vida útil de veinticinco años y una tasa de interés de 12% por año. Con estos datos obtenemos los siguientes valores:

$$CP/año = \frac{0,12 \times US\$350.000 / MW}{1 - \left(\frac{1}{(1+0,12)^{25}} \right)} = US\$44.625 / MW - año \quad \text{ó}$$

$$CP/MWh = \frac{US\$44.625 / MW - año}{8.760 \text{ horas} / año} = US\$5,09 / MWh \quad (3.8.)$$

El costo de operación y mantenimiento anual para este tipo de centrales (centrales térmicas que usan diésel o gas natural) es aproximadamente el 3% del costo de inversión, con lo que el costo unitario de la operación y mantenimiento es:

$$COyM / MWh = (0,03 \times 350.000) / 8.760 = US\$1,19 / MWh \quad (3.9.)$$

En el cuadro 3.1. se muestra el costo fijo anual (CF) por tipo de tecnología.⁴ Este se define como la suma de la anualidad de la inversión más el costo fijo anual de operación y mantenimiento, calculados de la forma anteriormente descrita.

Así como hemos calculado el costo fijo anual, podemos calcular el costo variable unitario. Este costo variable viene a ser la suma de dos tipos de costos: el costo variable combustible, definido como el producto del consumo específico de combustible (cuántas unidades de combustible utiliza para producir un MWh) por su costo unitario; y el costo variable no combustible, que incluye principalmente el costo de los lubricantes.⁵ Este se muestra para diversas tecnologías en el cuadro 3.2. y se expresa en US\$ por MWh.

por tener capacidad disponible y mantener un margen de reserva) basándose en una central a gas a ciclo simple (como señal de expansión óptima del sistema) teniendo en cuenta el tamaño de la demanda y otras consideraciones.

⁴ Se han considerado costos estándares y solo las tecnologías usadas actualmente en el Perú. Existen otras tecnologías como la nuclear, con costos fijos similares a las hidroeléctricas pero que requieren un importante tamaño de planta. Asimismo, existen otras tecnologías que usan recursos renovables como las eólicas (viento), pero que también tienen costos fijos altos además de problemas para mantener un nivel de confiabilidad debido a que dependen del viento. Adicionalmente, otro tipo de tecnologías son las que utilizan biomasa como combustible.

⁵ Para evaluar dicho costo se determina la función de costo total de las unidades termoeléctricas (sin incluir el combustible) para cada régimen de operación (potencia media, arranques y paradas anuales y horas medias de operación entre arranques); a partir de esta función se deriva el costo variable no combustible (CVNC) como la relación del incremento en la función de costo ante un incremento de la energía producida por la unidad. El CVNC comprende básicamente los costos del lubricante y del mantenimiento preventivo (incluyendo repuestos) a que se somete la unidad de generación durante períodos determinados de tiempo.

Cuadro 3.1. Costo fijo anual de generación eléctrica (miles de US\$ por MW-año)

Tipo de central	Costo unitario de capacidad (miles US\$/MW)	Duración (años)	Factor de anualidad (tasa de descuento de 12%)	Anualidad (miles US\$/MW-año)	Costo fijo de O y M (porcentaje del costo de inversión)	Costo de O y M anual (miles US\$/año)	Costo fijo anual (miles US\$/MW-año)
	CP	T	$A = \frac{r}{1 - \frac{1}{(1+r)^T}}$	$A \times CP$	α	αCP	$(A+\alpha) CP$
	(1)	(2)	(3)	(4)=(1)x(3)	(5)	(6)=(1)x(5)	(7)=(4)+(6)
Diésel	350	25	0,127	44,62	3%	10,50	55,12
Gas natural a ciclo simple	400	25	0,127	51,00	3%	12,00	63,00
Gas natural a ciclo combinado	550	25	0,127	70,12	3%	16,50	86,62
Hidráulica	1.250	40	0,121	151,63	2%	25,00	176,63

Elaboración propia basada en costos estándares de inversión y operación, y mantenimiento.

En el caso de la central a diésel, se ha tomado un costo variable unitario de US\$ 74,4 por MWh, cuyo detalle de cálculo se muestra en el cuadro 3.2.

Utilizando la ecuación 3.6., tenemos el costo total por MWh para este tipo de central:

$$CT / MWh = US\$5,09 + US\$1,19 + US\$74,4 = US\$80,68 / MWh \quad (3.10.)$$

En este caso, si se compara el costo unitario total de las dos tecnologías se puede ver que si estas operaran todo el año sería más económico usar las centrales hidroeléctricas que las centrales a diésel. Se puede proceder de igual manera para comparar las diferentes tecnologías de generación incluyendo las generadoras a gas natural a ciclo simple y las generadoras a ciclo combinado.

Cálculo de los costos totales anuales

La comparación anterior también se puede hacer a nivel de costos totales anuales. Estos se definen de la siguiente forma:

$$CT = CF \text{ anual} + (CV \text{ por MWh}) \cdot (\text{Número de horas operación en el año}) \quad (3.11.)$$

Presentemos un ejemplo de cuál sería el costo total anual de generación de una central a diésel que funciona todo el año, es decir, 8.760 horas. De los cuadros 3.1. y 3.2. tenemos que el costo total (*CT*) por cada MW de capacidad en un año sería:

$$CT = CF \text{ anual} + (CV \text{ por MWh}) \times 8.760 \text{ horas}$$

$$CT = 55.120 + 74,4 \times 8.760$$

$$CT = 55.120 + 651.744 = US\$706.864 / MW - \text{año}$$

Cuadro 3.2. Costo variable unitario de generación eléctrica por tipo de central (US\$/MWh)⁶

Tipo de central	Costo unitario (US\$/combustible)*	Consumo específico por MWh**	Costo variable combustible (US\$/MWh)	Costo variable no combustible (US\$/MWh)	Costo variable (US\$/MWh)
Diésel	337,18	0,2	67,4	7,0	74,4
Gas natural a ciclo simple (MMBTU)	1,81	9,5	17,2	1,0	18,2
Gas natural a ciclo combinado (MMBTU)	1,81	6,0	10,9	1,0	11,9
Hidráulica	0,2	0,3	0,066	0,8	0,9

* Combustibles líquidos: US\$ por tonelada; gas natural: US\$ por MMBTU (millones de *British thermal units*)

** Combustibles líquidos: toneladas por MWh; gas natural: MMBTU por MWh

Elaboración propia basada en costos variables vigentes para el año 2004 en el sector eléctrico peruano.

Si aplicamos la misma fórmula para una hidroeléctrica que funciona 8.760 horas en un año:

$$CT = 176.630 + 0,9 \times 8.760 = US\$184.514 / MW - \text{año}$$

Vemos que el costo total por MW producido es mucho menor para la central hidroeléctrica que para la central a diésel, si ambas se usaran todo el año. Esto se debe a que la central hidroeléctrica tiene un costo variable mucho más bajo.

Supongamos en cambio que solo se necesita operar una central de generación durante cincuenta horas en un año ya que se requiere solo para los momentos de mayor consumo. Para cincuenta horas tendríamos que el costo total de la generadora diésel sería:

⁶ Se han considerado los costos variables promedio vigentes en el Perú en el año 2006 por tipo de tecnología.

$$CT = 55.120 + 74,4 \times 50 = US\$58.840 / MW - a\omega$$

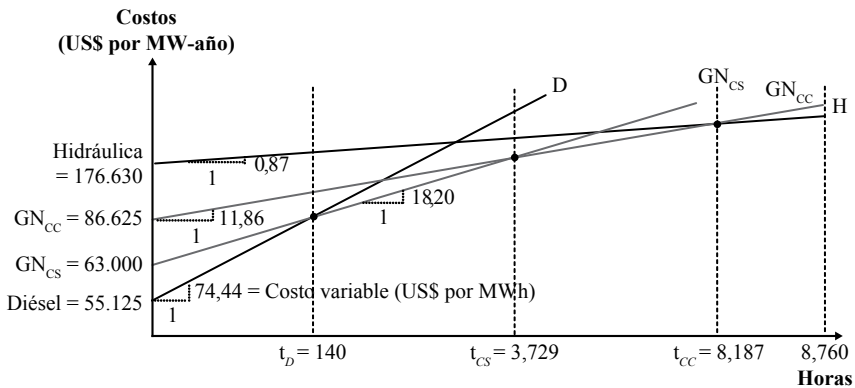
Mientras que, para el mismo número de horas, el costo total de la generadora hidráulica sería:

$$CT = 176.630 + 0,9 \times 50 = US\$176.675 / MW - a\omega$$

Vemos que, en este caso, si se comparan los costos totales de utilizar una central hidroeléctrica versus una central a diésel solo durante una fracción pequeña de las horas del año (50 de 8.760 horas), resulta más caro instalar una hidroeléctrica, lo cual se debe a que el alto costo fijo anual de esta central se tiene que repartir entre pocas horas de operación al año.

Por ello se acostumbra graficar los costos totales de las diferentes tecnologías en relación con el número de horas de funcionamiento a lo largo de un año.⁷ Estos gráficos representan los costos totales de producción anuales de cada tecnología en el eje de ordenadas y el número de horas de funcionamiento de cada central en el eje de abscisas. Para ejemplificar, usando los datos de los cuadros 3.1. y 3.2., se puede construir el gráfico 3.1.

Gráfico 3.1. Horas de funcionamiento y costos totales de operación



Se puede ver que para aquella fracción del consumo eléctrico que se requiera por un número de horas menor o igual a 140 en un año es más económico instalar una generadora a diésel, entre 140 y 3.729 conviene una generadora a gas natural de ciclo

⁷ Otro gráfico alternativo, conocido como *screening curve* —con el cual se pueden comparar los costos de las diferentes tecnologías—, consiste en calcular el costo medio por MWh y representar el factor de planta en el eje de abscisas y el costo medio en el eje de ordenadas. Sin embargo, este costo medio se puede definir en términos de capacidad o en términos de energía. En el apéndice 3. se presentan estas definiciones y un ejercicio de aplicación.

simple, entre 3.729 y 8.187 conviene una generadora a gas natural de ciclo combinado, y para más de 8.187 horas, una central hidráulica.

2. EFICIENCIA PRODUCTIVA: COMPOSICIÓN ÓPTIMA DEL PARQUE GENERADOR

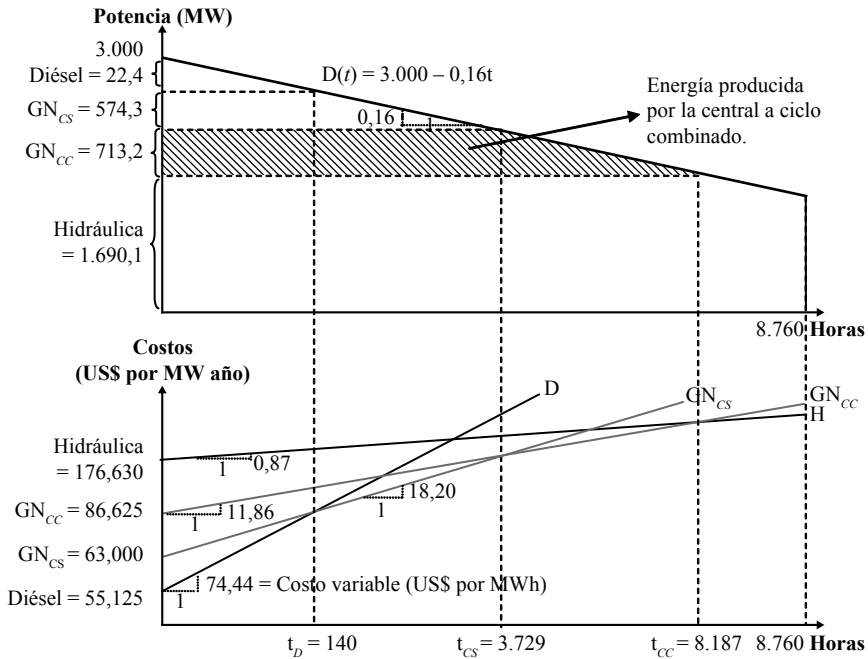
A continuación veamos cómo se utiliza una curva como la presentada en el Gráfico 3.1. combinada con las necesidades de electricidad en las diferentes horas del día para encontrar la composición óptima del parque generador, es decir, cuánta capacidad de generación se debe instalar de cada tipo de tecnología a fin de minimizar los costos totales de abastecimiento. En la parte inferior del gráfico 3.2. repetimos los valores del gráfico 3.1., excepto que en la parte superior agregamos una curva donde se grafican los niveles de demanda de capacidad que se dieron para cada hora del año ordenados de mayor a menor —conocida como curva o diagrama de duración de la demanda, $D(t)$ —. En el eje de ordenadas de la parte superior se puede representar también la potencia o capacidad requerida de generación para diferentes horas del año. La curva de duración se ha linealizado sobre la base de información histórica con el fin de simplificar los cálculos que se realizarán en las siguientes secciones.

En dicho gráfico podemos ver, como se mencionó anteriormente, que cuando se requiere el abastecimiento de un cierto volumen de electricidad por menos de 140 horas al año es más económico instalar una central a diésel. Por lo tanto, esta tecnología debe tener una participación en la capacidad instalada total del parque generador igual a la demanda de capacidad que se dé por ese número de horas o menos.⁸

Usando este gráfico podemos calcular la potencia a instalar por tipo de tecnología teniendo en cuenta una máxima demanda del año de 3.000 MW y la forma de la curva de duración mostrada en el gráfico 3.2. Así, si el punto $t_D = 140$ —resultante de la intersección de la curva de costo anual de una central a diésel (D) con la curva de costo anual de una central a gas a ciclo simple (GN_{CS})— se proyecta sobre la curva de duración de la demanda y luego se lee su valor correspondiente en el eje vertical, podemos determinar la capacidad a instalar de la generadora a diésel, la cual resulta 22,4 MW, que se obtienen como la diferencia de la curva de duración evaluada en el tiempo donde se dio la máxima demanda y la misma evaluada en t_D , lo que formalmente se puede expresar como $\Delta D(t) = (3.000 - 0,16 \times 0) - (3.000 - 0,6 \times 140) = 22,4$.

⁸ La curva de duración es igual a la siguiente función: $D(t) = 3.000 - 0,16t$, donde $D(t)$ se mide en megavatios (MW) y t en horas; siendo la constante de la función (3.000 MW) la demanda máxima de capacidad para el año.

Gráfico 3.2. Relación entre costos y capacidad eficiente



Cuando se requiere una generadora que funcione entre 140 y 3.729 horas por año, se puede ver que la unidad más económica es la que opera a gas natural a ciclo simple. En la parte superior del gráfico podemos ver que la capacidad requerida de esta tecnología es de 574,3 MW ($\Delta D(t) = (3.000 - 0,16 \times 140) - (3.000 - 0,16 \times 3.729) = 574,3$). Procediendo de igual manera podemos ver que para una generadora que opere entre 3.729 y 8.187 horas se requiere una capacidad de 713,2 MW de generación a gas natural de ciclo combinado ($\Delta D(t) = (3.000 - 0,16 \times 3.729) - (3.000 - 0,16 \times 8.187) = 713,2$). Finalmente, para las demandas que se presenten con una duración de más de 8.187 horas —tramo final de la curva de duración—, se requiere generación hidráulica debiéndose instalar un nivel de capacidad de 1.690,1 MW ($\Delta D(t) = (3.000 - 0,16 \times 8.187) = 1.690,1$). Una explicación más detallada de estos resultados se presenta en la quinta sección de este capítulo, donde se retoma este ejemplo para analizar la relación entre el parque generador óptimo y la fijación de precios sobre la base de costos marginales.⁹

⁹ En términos formales el problema de optimización por resolver es el siguiente:

$$\text{Min} \left\{ \sum_{i=1}^T CV_i \times E_i + \sum_{i=1}^T CF_{anual_i} \times Y_i \right\} \text{ sujeto a: } \sum_{i=1}^T Y_i = D \text{ max} \\ \{Y_i, t_i\}$$

Cálculo de la carga no servida

Un siguiente paso en el análisis es considerar la posibilidad de carga no servida o no suministrada, ya que hasta ahora se ha considerado que toda la demanda del sistema debe ser atendida. Para ello se introduce la noción de valor de la energía no suministrada (*Value of Lost Load*, *VOLL*), la cual indica la disponibilidad a pagar de los consumidores por evitar cortes imprevistos del suministro.¹⁰ En este caso ya no es eficiente instalar capacidad para suministrar a toda la demanda, pues existirán cantidades demandadas que se dan solo unas pocas horas al año, lo cual llevaría a pagos muy altos —esto se debe a que tendría que repartirse el costo de inversión en pocas horas—. Ello da origen a un nivel de demanda que en el óptimo no debe ser servida, la cual se obtiene de comparar el costo total de suministro de una carga adicional en las horas punta (usando los costos fijos y de operación de la tecnología marginal) con el valor que a esta energía le otorgan los consumidores.¹¹

Ello implica comparar los siguientes valores del costo total ($CV_D \times t + CF_D$) con el valor total para los usuarios ($VOLL \times t$). El tiempo óptimo de corte se obtiene despejando t cuando ambos valores son iguales:

$$t = \frac{CF_D}{VOLL - CV_D} \quad (3.12.)$$

Usando los datos del gráfico 3.3., si se considera un *VOLL* de US\$ 6.000 por MWh, este tiempo es de 9,3 horas al año y el nivel de capacidad que ya no es necesario instalar se obtiene reemplazando este t en la función de la curva de duración y restando este nivel del intercepto, lo cual da 1,49 MW (equivalente en energía a 6,92 MWh). Si se divide el costo total entre el número de horas de corte, se tiene también

Donde:

- E_i : es la cantidad de energía despachada al sistema por la tecnología i
- Y_i : es la capacidad a instalarse de la tecnología i
- D_{max} : es la máxima demanda de potencia del sistema

Luego de plantear el problema lagrangiano asociado y encontrar las condiciones de primer orden, las soluciones para t_i y Y_i son las siguientes:

$$t_i^* = \frac{\beta_{i+1} - \beta_i}{b_i - b_{i+1}} \quad \forall i = 1, 2, 3, \dots, T$$

$$Y_i^* = D(t_i) \quad Y_i^* = D(t_i) - \sum_{k=1}^{i-1} Y_k \quad \forall i = 2, 3, \dots, T$$

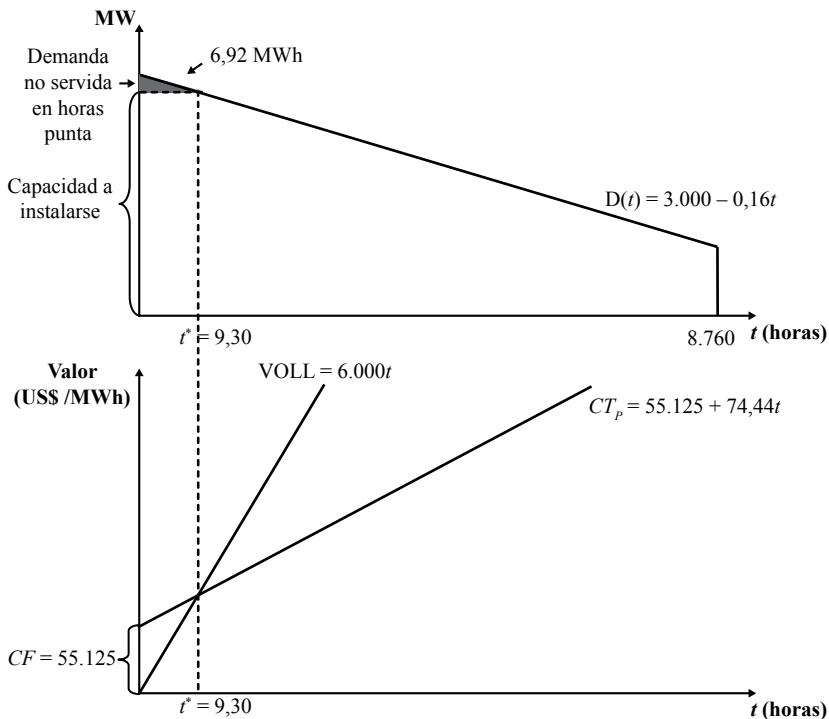
¹⁰ El *VOLL* se suele estimar como el valor promedio que los clientes le dan a la energía no suministrada. Sin embargo, esta estimación enfrenta una serie de dificultades debido a que este valor depende de una serie de condiciones (ver Cramton y Lien 2000).

¹¹ Este valor se usó en el caso peruano para calcular el margen de reserva firme objetivo (MRFO) usado en los cálculos de las tarifas en barra de la GART-OSINERGMIN.

que en el óptimo la energía no suministrada se obtendrá cuando el costo medio de suministro sea igual al VOLL.

Debe tenerse en cuenta que el ejercicio realizado para obtener la capacidad a instalar de cada tipo de tecnología de generación y la energía no suministrada corresponde a un solo escenario que se puede considerar como base y sobre el cual se puede hacer una serie de análisis de sensibilidad sobre variables tales como el costo de inversión de las centrales, el costo de capital, el precio de los combustibles, entre otras. Este tipo de ejercicio se ha realizado en Espinoza (2000), Gallardo, García y Pérez-Reyes (2005) y Gallardo, García y Távora (2005).

Gráfico 3.3. El VOLL y la obtención de la energía no servida



Por último, debe comentarse que los costos considerados en los cálculos han sido costos estándares privados, que no incorporan necesariamente las externalidades que pueden causar las diferentes tecnologías mediante la contaminación ambiental y los daños a la salud. Existen algunos mecanismos mediante los cuales se está tratando de incorporar las externalidades ocasionadas por las centrales termoeléctricas, principalmente en la Unión Europea, mediante impuestos a algunas tecnologías contaminantes, como el carbón o los combustibles líquidos, o mediante la creación de derechos

de propiedad como la venta de certificados de reducción de emisiones. Si se logaran incluir todos los costos sociales de los diferentes tipos de centrales, la combinación óptima de tecnologías sería diferente.¹²

3. CARACTERÍSTICAS DEL MERCADO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

Si bien el mercado de generación eléctrica puede aproximarse a un mercado competitivo, pues de haber un número suficientemente grande de empresas debería esperarse que el precio tienda al costo marginal (véase la sección 2 del primer capítulo), suele darse el caso de que este mercado tienda a ser relativamente concentrado, por lo que casi siempre es necesario cierto nivel de intervención del Estado. Esta intervención se justifica adicionalmente debido a las peculiaridades del proceso de producción de electricidad, derivadas principalmente de la imposibilidad de almacenarla a costos razonables, lo cual tiene una serie de consecuencias sobre las formas de organizar y remunerar esta actividad.

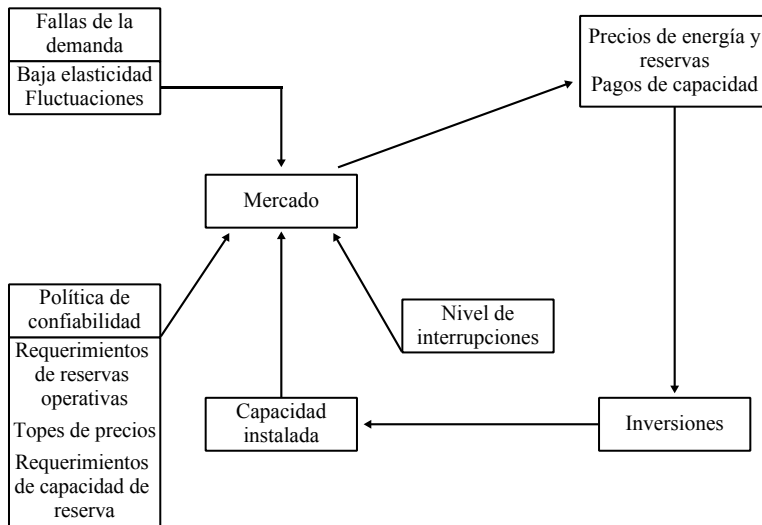
El tema consiste en definir cuáles son los límites que se deben establecer a los generadores y en qué aspectos. En algunos diseños de mercado se regula una serie de precios —asociados a los diferentes costos de provisión del servicio— que sumados componen el precio o tarifa de generación. En otros modelos se deja que el mercado fije la mayor parte de los parámetros, pero se añade un pago por capacidad para asegurar que exista la capacidad necesaria. Por último, en el extremo, existen modelos en que la generación está totalmente desregulada y los precios son fijados por la oferta y la demanda. Sin embargo, incluso en estos últimos modelos todavía se suelen incorporar mecanismos como topes a las ofertas de precios de los generadores para evitar problemas de abuso de poder de mercado.

Para entender este tipo de decisiones es necesario revisar de forma más integral las características de la provisión de electricidad. En primer lugar, debe recordarse que no es posible almacenar la electricidad a costos razonables, por lo que se debe producir en el momento en que se demanda. En segundo lugar, existen dos «fallas en la demanda» (*demand side flaws*). La primera «falla» es que la demanda no responde a los precios en el mercado *spot* pues los consumidores no están atentos continuamente a un precio de electricidad que refleje la oferta y demanda en tiempo real.

¹² Existe discusión sobre cuáles tecnologías se verían más desfavorecidas, aunque algunos estudios indican que serían el carbón y los derivados del petróleo, debido principalmente a las emisiones de CO₂, salvo que existan avances tecnológicos, y que más bien la generación nuclear se vería favorecida. Como referencia sobre este tipo de análisis se puede ver el estudio de la OECD/IEA NEA 1998 y The Royal Academy of Engineering 2004.

La segunda «falla» es que el operador del sistema eléctrico no puede ir controlando constantemente cuánta electricidad le envía a cada consumidor, pues los consumidores normalmente adquieren mediante contratos con los generadores o los distribuidores derechos para retirar energía sin importar el costo en el mercado *spot*. Por este motivo, en la mayor parte de mercados eléctricos se requiere, además de señales de precios competitivos que incentiven las inversiones, una política que asegure un nivel deseable de capacidad instalada y de reservas operativas que puedan entrar en producción dentro de cierto período de tiempo. Estos elementos del funcionamiento de un mercado eléctrico se representan en el gráfico 3.4.

Gráfico 3.4. Mercado de generación eléctrica



Basado en Stoft 2002

A fin de establecer cierto orden en la discusión sobre la confiabilidad del suministro de electricidad, la NERC (North American Electric Reliability Council) define confiabilidad como: «el grado en el que el desempeño de los elementos del sistema eléctrico resulta en un nivel de potencia despachada a los consumidores que posee un estándar aceptable y responde a la cantidad deseada» (NERC 1996). A su vez, la NERC distingue dos conceptos interrelacionados pero diferentes asociados a la confiabilidad (*reliability*), que son la seguridad (*security*) y la adecuación (*adequacy*), los cuales se pueden definir de la siguiente forma:

Seguridad: habilidad del sistema eléctrico para soportar el efecto de perturbaciones imprevistas tales como cortes de los circuitos eléctricos o pérdidas no anticipadas de elementos del sistema.

Adecuación: habilidad del sistema eléctrico para suplir los requerimientos de demanda de los consumidores en todo momento, teniendo en cuenta la programación del despacho y un número razonable de salidas no programadas de elementos del sistema.

Mientras que la seguridad es provista a través de mecanismos de protección y de procedimientos estándar de operación —por ejemplo, balance y regulación de frecuencia, estabilidad de tensión o voltaje, capacidad de arranque en negro, entre otros—, la noción de un sistema adecuado representa la capacidad del sistema de abastecer la demanda bajo una perspectiva de largo plazo, considerando las limitaciones en la capacidad de almacenamiento, la alta incertidumbre, la volatilidad de la demanda y la oferta, la necesidad de coordinación del sistema de despacho y el tiempo de demora de expansión de nueva capacidad, rasgos característicos de los mercados eléctricos.¹³ La seguridad es básicamente un bien público y la adecuación principalmente privado, siendo ambos bienes sustitutos y complementarios dependiendo de las circunstancias.

4. EFICIENCIA ASIGNATIVA: TARIFAS ÓPTIMAS DE GENERACIÓN

Ya hemos visto que es eficiente producir electricidad utilizando una combinación de varias tecnologías de acuerdo a la duración de los diferentes niveles de demanda, puesto que de esta forma se minimiza el costo total de abastecimiento. El siguiente paso es analizar cuál es la mejor forma de cobrar por el servicio a los usuarios en los diferentes períodos. En esta sección se muestra que, bajo ciertos supuestos, si se tiene la combinación óptima de tecnologías, las tarifas de generación en cada período deben ser iguales al costo marginal de operación en cada período más el costo fijo de la generadora que abastece un incremento de la demanda en la hora punta, el cual, en el sistema de precios más eficiente, debe cargarse totalmente en las horas punta (ver las ecuaciones 3.18. a 3.20. más adelante).

Siguiendo a Wenders (1976), consideremos por simplicidad que existen tres tecnologías de generación: de base, intermedia y de punta. Cada una de estas tiene diferentes costos fijos anuales B_i —destinados a mantener disponible la capacidad de generación— y costos variables b_i —costos de energía por kW producido—.

¹³ Sobre la base de esta distinción, Stoft 2002 define dos tipos de reservas: 1) las reservas operativas, destinadas a mantener la seguridad del sistema permitiendo el manejo de los disturbios de corto plazo; en este caso, la reserva viene a ser un servicio complementario (*ancillary service*); y 2) las reservas planificadas, aquellas requeridas para mantener la adecuación del sistema permitiendo cubrir la máxima demanda; en este caso, la reserva es más bien asociada a los mecanismos de remuneración de la capacidad.

Utilicemos el índice 1 para capacidad de base, el 2 para capacidad intermedia y el 3 para capacidad de punta.

Usemos B_i para designar el costo fijo de la tecnología i —costo anual marginal y promedio de mantener la capacidad disponible para cada tecnología—, y asumamos que $B_1 > B_2 > B_3$. Por otra parte usemos b_i para designar el costo variable de la tecnología i —costo marginal y promedio de producir un kW de electricidad continuamente durante un año con la tecnología i ; es decir, el costo unitario por kWh en un año dadas un total de 8.760 horas para el año—, y asumamos que $b_1 < b_2 < b_3$. Los valores anteriores reflejan que la capacidad de base tiene costos de capital altos pero costos de operación (costo de producción de energía) bajos, mientras que la capacidad de punta tiene bajos costos de capacidad pero altos costos de operación. La capacidad intermedia se encuentra dentro de estos extremos. Además se asume que $b_1 + B_1 < b_2 + B_2 < b_3 + B_3$ —costos totales por operar durante todo un año—. El cuadro 3.3. presenta valores estimados de los costos expresados de esta forma para diferentes tecnologías:

Cuadro 3.3. Costos anualizados de capital y energía por tecnología

Tipo de carga	Tipo de planta	B_i (costo fijo por kW anual)	b_i (costo variable por kW anual)
Base	Vapor de carbón	US\$ 100,00	US\$ 20,81
Intermedia	Vapor de aceite	US\$ 40,00	US\$ 175,20
Punta	Combustión interna	US\$ 20,00	US\$ 240,90

Fuente: Tucson Gas & Electric Company (tomado de Wenders 1976)

La combinación óptima de las tres capacidades depende de la forma del diagrama de duración de la demanda. Por ejemplo, el gráfico 3.5. muestra una curva de duración anual no lineal. Se puede ver que se necesita por lo menos kW₁ de capacidad disponible durante t_2 horas en el año, mientras que se requiere al menos kW₂ de capacidad durante t_3 horas. Además, $t^* = t_1$ representa el número de horas en un año (8.760) y los puntos t_2 y t_3 dividen al año en tres períodos, cada uno de los cuales representa una proporción del año en que la demanda es atendida en el margen por un determinado tipo de carga. Así, tenemos los siguientes rangos:

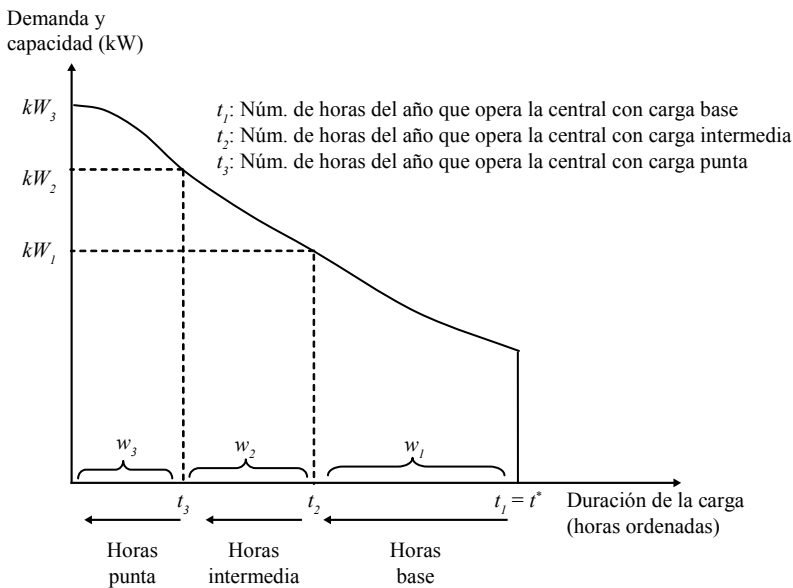
- $\overline{t_2 t^*} = t^* - t_2$: período en el cual la demanda es abastecida solo por la carga base.
- $\overline{t_3 t_2} = t_2 - t_3$: período en el cual la demanda es abastecida en el margen solo por la carga intermedia.
- $\overline{0 t_3} = t_3$: período en el cual la demanda es abastecida en el margen solo por la carga punta.

Estas fracciones de tiempo se pueden expresar de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}
 w_1 &= \frac{(t^* - t_2)}{t^*} : \text{porcentaje de horas del año que margina la central con carga base.} \\
 w_2 &= \frac{(t_2 - t_3)}{t^*} : \text{porcentaje de horas del año que margina la central con carga intermedia.} \\
 w_3 &= \frac{t_3}{t^*} : \text{porcentaje de horas del año que margina la central con carga punta.} \quad (3.13.)
 \end{aligned}$$

Supongamos que la empresa de generación ha construido kW_3 unidades de capacidad base y que está contemplando la posibilidad de incrementar la capacidad base en un kW. Debe considerar también si resulta más conveniente construir un kW de capacidad intermedia en vez de más capacidad base. La pregunta es cómo escoger entre estas dos alternativas considerando que se quieren minimizar los costos de producción.

Gráfico 3.5. Curva de duración anual



Lo que corresponde hacer es comparar el costo marginal de una unidad adicional de capacidad de base por hora en el año (MC_1) con el costo marginal de una unidad de capacidad intermedia adicional por hora en el año (MC_2). Para ello, debemos tener en cuenta que el costo marginal refleja el número de horas que resta operar para la unidad adicional de capacidad. En este sentido, el costo marginal de una unidad adicional de capacidad de base (MC_1) en el punto t_2 (punto de evaluación) está dado por:

$$MC_1 = B_1 + \left(\frac{t_2}{t^*}\right) \times b_1 \quad (3.14.a)$$

mientras que el costo marginal de una unidad adicional de capacidad intermedia en el punto t_2 es:

$$MC_2 = B_2 + \left(\frac{t_2}{t^*}\right) \times b_2 \quad (3.14.b)$$

Se puede concluir que si $MC_1 < MC_2$ se debe construir capacidad de base, lo que debe hacerse hasta el punto en que $MC_1 = MC_2$, o sea:

$$\frac{t_2}{t^*} = w_3 + w_2 = \frac{B_1 - B_2}{b_2 - b_1} \quad (3.15.)$$

Con el mismo razonamiento se puede llegar a la conclusión de que se debe adicionar capacidad intermedia hasta que $MC_2 = MC_3$, es decir:

$$\frac{t_3}{t^*} = w_3 = \frac{B_2 - B_3}{b_3 - b_2} \quad (3.16.)$$

Dado que:

$$w_1 + w_2 + w_3 = 1 \quad (3.17.)$$

se obtiene:

$$w_1 = 1 - \frac{B_1 - B_2}{b_2 - b_1} \quad (3.18.)$$

Si tomamos los puntos t_2 y t_3 del gráfico 3.5. como aquellos definidos en las ecuaciones 3.15. y 3.16., entonces la empresa generadora debe construir kW_1 unidades de capacidad de base para consumos de duración entre t_2 y t^* , kW_2 - kW_1 unidades de capacidad intermedia para consumos de duración entre t_3 y t_2 y kW_3 - kW_2 unidades de capacidad de punta para consumos de duración entre 0 y t_3 .

Vale la pena notar que el tiempo en que se deben operar las unidades de generación de base, intermedia y de punta no varía, pues solo depende de los costos —fijos y variables— de las diferentes tecnologías, los cuales se asume que no varían dentro del año. Esto se puede apreciar en las ecuaciones 3.15. a 3.18. Sin embargo, como veremos más adelante, lo que sí depende de la forma de la curva de duración de la demanda es la capacidad absoluta del parque de generación así como la capacidad relativa de las generadoras que se deben instalar por cada tecnología.

Precios óptimos

Habiendo determinado cómo se ajusta la combinación de tecnologías a una curva de duración, veamos cómo establecer los precios óptimos, es decir, aquellos que maximizan el bienestar.

Asumiremos que la curva de duración de la demanda tiene la forma de una escalera de tres peldaños, lo cual es una representación simplificada del comportamiento usual de la demanda de electricidad. Dado que la lectura de una curva de duración es de derecha a izquierda en el eje de abscisas y de abajo hacia arriba en el eje de ordenadas, definiremos las variables manteniendo este orden de lectura. Durante un primer período, que dura la fracción Z_1 de un año, la demanda anualizada total —es decir, la demanda de potencia por 8.760 horas— es Q_1 ; durante un segundo período, que dura la fracción Z_2 de un año, la demanda anualizada total es Q_2 , y para el resto del período, que dura la fracción Z_3 , la demanda anualizada total es Q_3 . Consideremos que $Q_1 < Q_2 < Q_3$, entendiéndose que Q_1 es la demanda base, Q_2 es la demanda intermedia y Q_3 es la demanda punta. Asumamos que los mercados en estos tres períodos son independientes.

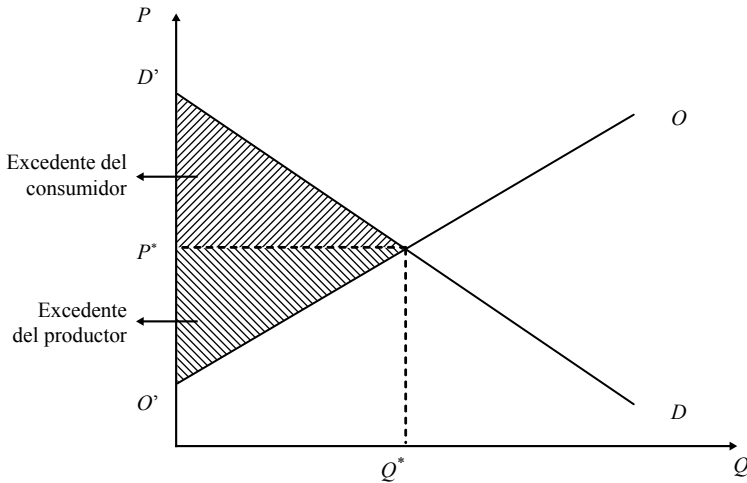
El máximo bienestar en un análisis de equilibrio parcial, es decir, considerando solo una industria en particular, de acuerdo a la teoría económica se alcanza maximizando la suma del excedente del consumidor y del productor. El excedente del consumidor es igual al área representada por la diferencia entre la curva de demanda —que representa la disponibilidad a pagar por diferentes cantidades del bien en el mercado— y el precio o pago realizado por el consumo del bien en el equilibrio del mercado. El excedente del productor es el área que mide la diferencia entre el pago recibido por el bien y la curva de costo marginal, la cual en competencia perfecta es igual a la curva de oferta.¹⁴ En esta diferencia también debe excluirse, de ser el caso, el costo fijo. Esto es equivalente a que en el gráfico 3.6. se determinen Q^* y P^* de modo que el área debajo de DD' y encima de OO' sea la mayor posible.

Considerando una demanda de tres bloques como la descrita anteriormente y un caso donde existen costos variables que cambian por bloques (b_i) pero con un mismo costo fijo (B), se puede plantear la medida de bienestar correspondiente. Utilizando cálculo integral, la fórmula equivalente para esta medida de bienestar de la sociedad (*welfare* o W) es:

$$W = \underbrace{\sum_{i=1}^3 Z_i \int_0^{Q_i} P_i \cdot dQ_i}_{\text{Beneficio total del consumidor}} - \underbrace{\sum_{i=1}^3 Z_i b_i Q_i}_{\text{Costos variable total}} - \underbrace{BQ_3}_{\text{Costo fijo total}} \quad (3.19.)$$

¹⁴ Se asume que la utilidad marginal del dinero es la misma para todos los agentes.

Gráfico 3.6. Maximización del bienestar en equilibrio parcial



Definimos como P_1, P_2, P_3 a los precios de producir un kW de electricidad por un año para cada uno de los tres períodos tarifarios. Los índices b_1, b_2, b_3 indican los costos marginales y medios de corto plazo para producir energía con las tres tecnologías obtenibles durante un año. El primer término de la ecuación representa la suma de los beneficios de los consumidores, mientras que el segundo y tercer términos representan los costos de generación variables y fijos incurridos durante el año. Luego de maximizar la ecuación 3.19., derivando respecto a las cantidades se obtienen los precios óptimos para los tres períodos de fijación de precios:

$$P_1 = b_1 \quad (3.20.)$$

$$P_2 = b_2 \quad (3.21.)$$

$$P_3 = b_3 + \frac{B}{Z_3} \quad (3.22.)$$

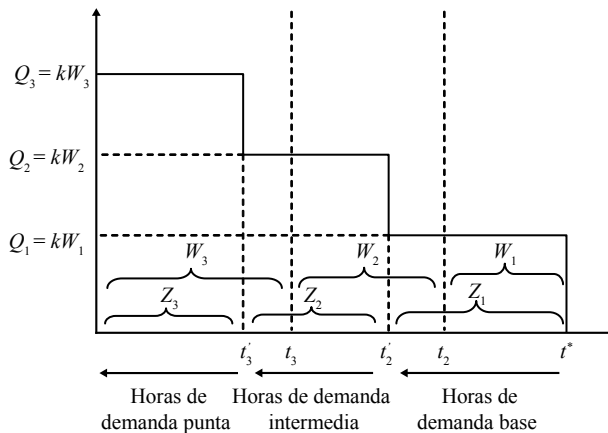
Los resultados muestran que solo los consumidores de punta deben pagar los costos de inversión en capacidad¹⁵ mientras que el resto de los consumidores debe pagar solo los costos variables o costos marginales de corto plazo, lo cual es consistente con el resultado general del modelo de *peak load pricing*. Debe notarse que, dado que los precios están expresados de forma anual, al aplicarse deben multiplicarse por la proporción del tiempo de duración de cada demanda. Así la recaudación total por

¹⁵ El costo de inversión en capacidad adicional puede ser incluso el costo de ampliar la capacidad de embalse de una central hidroeléctrica si esta capacidad fuera baja.

cada período será la siguiente: $(Z_1 + Z_2 + Z_3)b_1 + (Z_1 + Z_2)b_2 + Z_3b_3 + \frac{Z_3B}{Z_3}$ dado que $Z_1 + Z_2 + Z_3 = 1$, simplificando obtenemos: $b_1 + (Z_1 + Z_2)b_2 + Z_3b_3 + B$. Por ello el precio en la hora punta incorpora el costo de capacidad dividido entre la fracción de tiempo de este bloque de demanda, lo cual permite recaudar los costos fijos.

A continuación, en el gráfico 3.7. se ilustra una curva de duración de carga de tres períodos. Por simplicidad, la curva de duración se representa como una función escalonada, donde cada grada representa el nivel de demanda para un período dado; las líneas punteadas verticales representan los puntos de quiebre de duración de carga correspondiendo a los t_2 y t_3 óptimos de la parte anterior de este capítulo. El período de precio de punta (donde la demanda alcanza un nivel Q_3) cae dentro de la oferta de la máquina de punta como proveedor marginal; el segundo período de precio, donde la demanda alcanza un nivel Q_2 , está servido al margen por la máquina intermedia; y el primer período de precio está servido al margen por la capacidad base. Es decir, la capacidad de punta opera solo durante el período punta, la capacidad intermedia opera durante el tercer y segundo períodos de precio, y la capacidad base opera durante los tres períodos de precio. Por lo tanto, $Z_3 = \frac{t_3}{t^*}$, $Z_2 + Z_3 = \frac{t_2}{t^*}$, $Z_3 < W_3$ y $Z_2 + Z_3 < W_2 + W_3$.

Gráfico 3.7. Bloques de demanda y puntos de corte entre tecnologías (I)



$$Z_1 = (t^* - t_2) / t^* : \text{porcentaje de horas del año en que la demanda es base}$$

$$Z_2 = (t_2 - t_3) / t^* : \text{porcentaje de horas del año en que la demanda es intermedia}$$

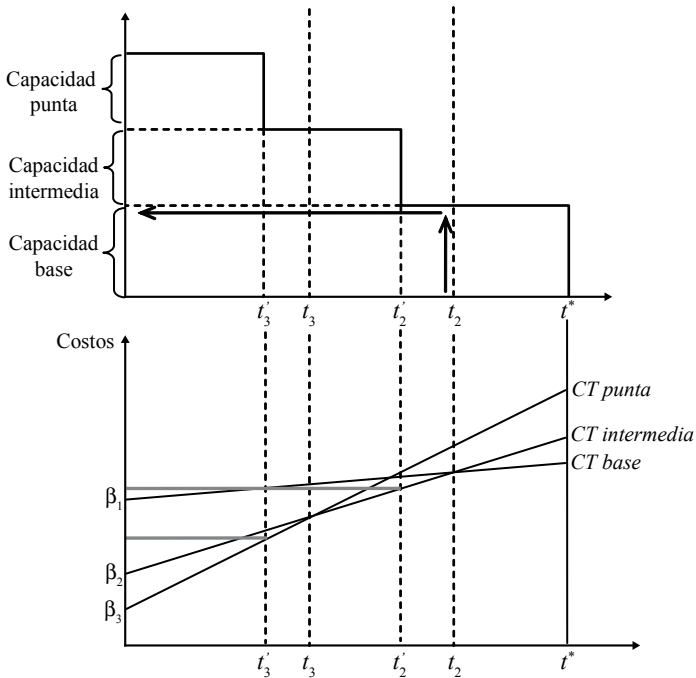
$$Z_3 = t_3 / t^* : \text{porcentaje de horas del año en que la demanda es punta}$$

Fuente: Wenders 1976

Debe tenerse en cuenta que este resultado está asociado a la suposición de la existencia de tres bloques de demanda discretos, pues si bien el punto de corte de costos

entre tecnologías está a la derecha del tiempo en que cambia el nivel de demanda (por ejemplo, $t_3 > t'_3$, ello no tiene implicancias en el nivel de capacidad necesario para abastecer la demanda en cada bloque (el cual se obtiene de proyectar el punto de cambio entre tecnologías en la curva de duración). Es más, las tecnologías base e intermedia pueden producir hasta niveles mayores a los que se les asignaría si la curva de duración fuese continua, pues sus costos fijos pueden aprovecharse mejor ya que la demanda es constante durante largos períodos. Este análisis se puede ver en el gráfico 3.8.

Gráfico 3. 8. Bloques de demanda y puntos de corte entre tecnologías (II)



En la parte anterior de esta sección se habían considerado los costos fijos de las diferentes unidades como iguales. Consideremos ahora el caso en que no solo los costos variables de las unidades son diferentes sino que también lo son los costos fijos. Veamos en este caso cuáles serían los precios que se deberían cobrar durante los tres períodos de fijación de precios.

Los costos totales de energía se dan como:

$$\begin{aligned}
 C_0 &= (Z_1 + Z_2 + Z_3)b_1Q_1 + (Z_2 + Z_3)(Q_2 - Q_1)b_2 + Z_3(Q_3 - Q_2)b_3 \\
 C_0 &= b_1Q_1 + (Z_2 + Z_3)(Q_2 - Q_1)b_2 + Z_3(Q_3 - Q_2)b_3
 \end{aligned}
 \tag{3.23.}$$

Y los costos de inversión en capital, presentes durante todo el año independientemente del nivel de producción de las centrales, son:

$$C_K = B_1 Q_1 + B_2 (Q_2 - Q_1) + B_3 (Q_3 - Q_2) \quad (3.24.)$$

La ecuación de bienestar se convierte en:

$$W = \sum_{i=1}^3 Z_i \int_0^{Q_i} p_i \cdot dQ_i - C_0 - C_K \quad (3.25.)$$

Maximizando W respecto de las cantidades se obtiene como resultado:

$$P_1 = \frac{b_1 - (Z_2 + Z_3)b_2 + B_1 - B_2}{Z_1} \quad (3.26.)$$

$$P_2 = \frac{(Z_2 + Z_3)b_2 - Z_3 b_3 + B_2 - B_3}{Z_2} \quad (3.27.)$$

$$P_3 = b_3 + \frac{B_3}{Z_3} \quad (3.28.)$$

Se puede apreciar que mientras en las ecuaciones 3.20. a 3.22. solo aparece el costo de capital en la hora punta, en las ecuaciones 3.26. a 3.28. este aparece en todas las horas. La razón es que cuando, por ejemplo, un usuario de base incrementa su consumo, requiere que se añada más capacidad de base. Sin embargo, esto hace que se requiera menos capacidad media por lo que el costo adicional de capacidad es $(B_1 - B_2)$. Además se reducen los costos de operación en las siguientes dos fracciones del tiempo en que la central continuará operando, los cuales eran antes al margen $(Z_2 + Z_3)b_2$ y con el cambio son $(Z_2 + Z_3)b_1$.

Reordenando la expresión obtenida para $P(Q_1)$ tenemos:

$$P(Q_1) = b_1 + \frac{(B_1 - B_2) - (b_2 - b_1)(Z_2 + Z_3)}{Z_1} \quad (3.29.)$$

Ello indica que, ante un incremento de la demanda, se debe reconocer además del costo de operación (b_1) el costo de la inversión adicional $(B_1 - B_2)$ neto del ahorro de costos operativos $(b_2 - b_1)$ en la fracción del tiempo restante. Este último término se divide entre la fracción de tiempo de este bloque horario.

Un resultado importante es que los precios obtenidos incluyen los costos de capacidad para cada segmento. Los resultados solo serían iguales a los del modelo de *peak load pricing*, es decir, que las tarifas solo incluirían el costo de la capacidad en las horas punta, en el caso de que los puntos de corte de la demanda coincidieran con los puntos correspondientes a los cambios de tecnología, lo cual implica que los

mayores costos de capacidad son iguales a los ahorros en costos operativos. Es decir, que en este último caso tendríamos:

$$Z_2 + Z_3 = w_2 + w_3 = \frac{t_2}{t^*} = \frac{B_1 - B_2}{b_2 - b_1} \quad (3.30.)$$

Reemplazando en las expresiones de los precios tenemos:

$$P(Q_1) = \frac{b_1 + (B_1 - B_2) - \frac{(B_1 - B_2)}{(b_1 - b_2)} b_2}{1 - \frac{(B_1 - B_2)}{(b_1 - b_2)}} \quad (3.31.)$$

Lo cual, luego de simplificar, nos da un resultado esperado en el marco marginalista, es decir, que el precio debe ser igual al costo de operación de la central que abastece la demanda.

$$P(Q_1) = \frac{b_1(b_2 - b_1) + b_1(B_1 - B_2)}{(b_1 - b_2) - (B_1 - B_2)} = b_1 \quad (3.32.)$$

De forma análoga se obtiene:

$$P(Q_2) = b_2 \quad (3.33.)$$

$$\text{La expresión para } P(Q_3) \text{ sigue siendo: } P(Q_3) = b_3 + \frac{B_3}{Z_3} \quad (3.34.)$$

Se puede comprobar que en el caso de que se cumpliera la condición antes mencionada, los precios que deberían asignarse a los bloques fuera de pico corresponderían a los costos operativos de las centrales marginales, y el precio en el bloque de punta debería incluir el costo operativo de la central marginal más el costo de capacidad de la central ponderado por un factor que le permitiera recuperar la inversión total en las horas en que está operando.

Joskow (1976) presenta una versión alternativa sobre este último tema. Tal como demuestra, las ecuaciones 3.26., 3.27. y 3.28. pueden expresarse usando las condiciones de optimalidad para la capacidad de la siguiente forma:

$$P_3 = b_3 + \frac{B_3}{Z_3} \quad (3.35.)$$

$$P_2 = \frac{(Z_3 + Z_2 - w_3)b_2 + (w_3 - Z_3)b_3}{Z_2} \quad (3.36.)$$

$$P_1 = \frac{w_1 b_1 + (w_3 + w_2 - Z_3 - Z_2)b_2}{Z_1} \quad (3.37.)$$

Se puede apreciar que los precios en los períodos 1 y 2 son expresados solo en términos de los costos variables. Estos se pueden considerar como los costos marginales de energía promedio ponderados por el tipo de tecnología que «margina», es decir, que es la última en producir en cada bloque y que por lo tanto fijará el costo marginal ante un incremento de la demanda, durante cada período de demanda, donde los pesos son la proporción de horas dentro de cada período en las que margina cada tipo de tecnología. Si el cálculo tarifario distingue suficientes bloques horarios para que en cada uno de ellos margine una sola tecnología se puede usar el resultado clásico del modelo de *peak load pricing*, similar al mostrado en las ecuaciones 3.32., 3.33. y 3.34.

Aplicación a la firma regulada

Asumamos que el objetivo de la firma regulada es maximizar utilidades (Π) sujeta a una restricción regulatoria del retorno al capital. Ello se representa a través de las siguientes ecuaciones:

$$\text{Maximizar } \Pi = TR - C_0 - C_K \quad (3.38.)$$

$$\text{sujeto a } TR - C_0 - C_R = 0$$

donde:

- $TR = Z_1 P_1 Q_1 + Z_2 P_2 Q_2 + Z_3 P_3 Q_3$
- $C_0 = b_1 Q_1 + (Z_3 + Z_2) (Q_2 - Q_1) b_2 + Z_3 (Q_3 - Q_2) b_3$
- $C_K = rK_1(Q_1 + x_1) + rK_2(Q_2 + x_2 - Q_1 - x_1) + rK_3(Q_3 + x_3 - Q_2 - x_2)$
- $C_R = sk_1(Q_1 + x_1) + sk_2(Q_2 + x_2 - Q_1 - x_1) + sk_3(Q_3 + x_3 - Q_2 - x_2)$

donde:

- TR : ingreso total
- r : costo de capital
- x_i : exceso de capacidad en unidades de producto Q_i
- s : tasa de retorno regulada ($s > r$)
- k_i : ratio capital-producto para cada tipo de capacidad de generación ($B_i = rk_i$)
- C_0 : costo total de energía
- C_k : costo total de capital
- C_R : costo total del capital calculado a la tasa regulada

El cuadro 3.4. resume los precios que se cobran durante cada período para tres casos: máximo bienestar, monopolio no regulado y monopolio regulado. Nótese que MC_i es el costo marginal anualizado y E_i es la elasticidad-precio de la demanda para el período de fijación i .

Existe una serie de desarrollos adicionales sobre los precios óptimos para la generación de electricidad, los cuales incorporan características importantes como la existencia de varias tecnologías, la incertidumbre en la demanda y la oferta, y la disponibilidad a pagar por tener el servicio o costo de racionamiento. En estos modelos se introduce el carácter estocástico de la demanda y la oferta, ya que ambas variables están sujetas a *shocks* inesperados y su comportamiento es difícil de predecir, y se evalúa hasta dónde es conveniente instalar capacidad, y cómo esta debe remunerarse, teniendo en cuenta la probabilidad de racionamiento o energía no suministrada. Un resultado importante es que en algunos casos puede tolerarse cierta probabilidad de racionamiento, sobre todo cuando esta es muy baja, pues resulta muy caro para la sociedad pagar los costos fijos de centrales que solo operarían en casos muy poco probables. En estos casos el costo de financiar estas inversiones es mayor que el valor esperado que le da la sociedad al racionamiento. Dos de estos modelos son los desarrollados por Crew y Kleindorfer (1976) y Chao (1983). Una revisión de estos modelos se presenta en el anexo 3 de Dammert, Gallardo y García (2005). En el apéndice 3.4. se presenta el modelo general de *peak load pricing* desarrollado por Chao (1983) que considera estas peculiaridades del mercado eléctrico.

Sin embargo, con las reformas estructurales y los procesos de desregulación, la discusión sobre los mecanismos de fijación administrativa de precios ha cedido su lugar a las discusiones sobre las modalidades de comercialización de electricidad, incluyendo los tipos de contratos factibles, los mecanismos de manejo y respuesta de la demanda y su relación con el funcionamiento y diseño del mercado mayorista.

Cuadro 3.4. Precios pico en diferentes casos

Caso	P_1	P_2	P_3
Máximo bienestar	$\frac{b_1 - (Z_3 + Z_2)b_2 + B_1 - B_2}{Z_2}$ $= MC_1 / Z_1$	$\frac{(Z_3 + Z_2)b_2 - Z_3b_3 + B_2 - B_3}{Z_2}$ $= MC_2 / Z_2$	$b_3 + (B_3 / Z_3) = MC_3 / Z_3$
Monopolio no regulado	$\frac{MC_1}{Z_1(1 + 1/E_1)}$	$\frac{MC_2}{Z_2(1 + 1/E_2)}$	$\frac{MC_3}{Z_3(1 + 1/E_3)}$
Monopolio regulado (demandas independientes)	$\frac{MC_1 + B_2 - B_1}{Z_1(1 + 1/E_1)}$	$\frac{MC_2 + B_3 - B_2}{Z_2(1 + 1/E_2)}$	$\frac{MC_3 - B_3}{Z_3(1 + 1/E_3)}$
Monopolio regulado (demandas interdependientes)	$\frac{MC_1 + B_2 - B_1 - I_1}{Z_1(1 + 1/E_1)}$	$\frac{MC_2 + B_3 - B_2 - I_2}{Z_2(1 + 1/E_2)}$	$\frac{MC_3 - B_3 - I_3}{Z_3(1 + 1/E_3)}$
Donde	$I_1 = Z_3Q_3 \frac{\partial P_3}{\partial Q_1} + Z_2Q_2 \frac{\partial P_2}{\partial Q_1}$	$I_2 = Z_3Q_3 \frac{\partial P_3}{\partial Q_2} + Z_1Q_1 \frac{\partial P_1}{\partial Q_2}$	$I_3 = Z_2Q_2 \frac{\partial P_2}{\partial Q_3} + Z_1Q_1 \frac{\partial P_1}{\partial Q_3}$

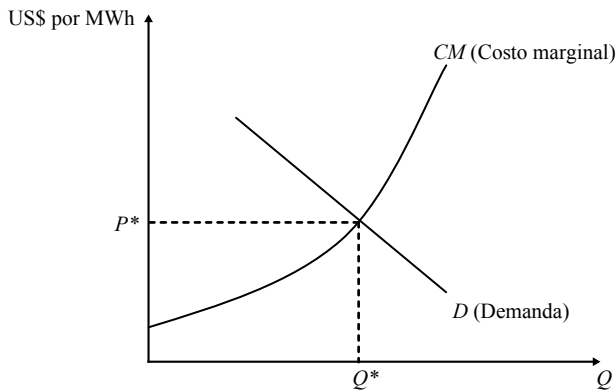
Fuente: Wenders 1976

5. MERCADOS DE ELECTRICIDAD Y MECANISMOS DE REGULACIÓN DE LA GENERACIÓN

En un mercado competitivo se tiene que la cantidad que se consume y se produce se obtiene en el punto en el cual el precio es igual al costo marginal. Ello se puede ilustrar en el gráfico 3.9., donde vemos que la electricidad generada en el mercado es Q^* y el precio de mercado es P^* . En este punto, como se ha mencionado anteriormente, en un marco de equilibrio parcial, el equilibrio competitivo maximiza el bienestar de la sociedad medido a través de la suma del excedente del productor y del consumidor.

Si bien el equilibrio mostrado en el gráfico 3.9. satisface las condiciones de eficiencia propias de los mercados competitivos, esta no es muchas veces una solución sostenible en el tiempo, particularmente en algunos mercados. Ello se debe a que las empresas cuyos costos marginales están cercanos al punto de equilibrio no logran cubrir los costos fijos, lo que en ausencia de otros mecanismos llevará a una recomposición de la curva de oferta en un nuevo equilibrio.

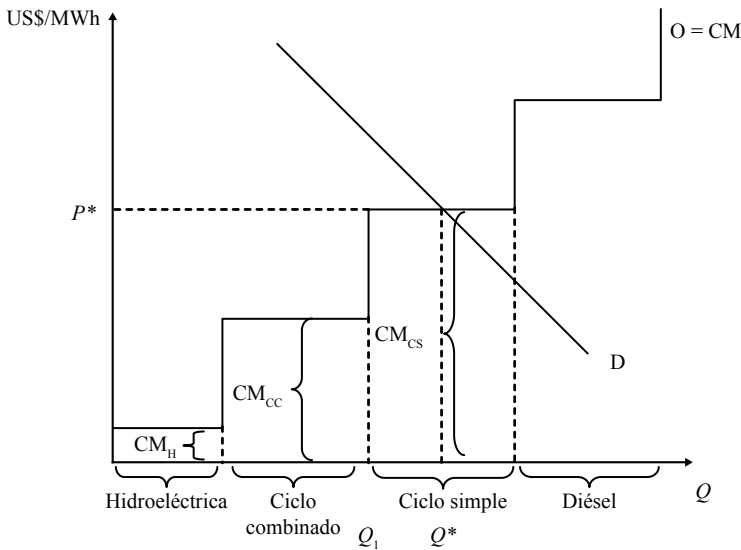
Gráfico 3.9. Equilibrio de mercado ideal



Por otro lado, la curva de costos marginales está relacionada con las capacidades ordenadas de menor a mayor costo de las generadoras de base —hidroeléctricas y generadoras a gas natural de ciclo combinado— y de punta —generadoras a gas de ciclo simple y a diésel—, las cuales tienen determinados tamaños de planta y diferentes costos marginales, lo que genera que esta curva tenga una forma de escalera, donde el tramo horizontal de las gradas de la escalera corresponde al costo marginal de la última central que entra en operación, asumiendo que estos costos marginales son constantes por tipo de tecnología. Si graficamos nuevamente el equilibrio de mercado teniendo en cuenta esta forma de los costos marginales tendremos el gráfico 3.10.

En este gráfico se ve más claramente que al precio de equilibrio P^* , las generadoras térmicas a ciclo simple (las que generan $Q^* - Q_1$) solo cubren sus costos marginales —costos de operación y mantenimiento variables— pero no los costos fijos —inversión y mantenimiento fijos—. De acuerdo a esto no se darán inversiones en las generadoras de punta con lo cual el sistema no será sostenible en el tiempo. Existen dos opciones para resolver este problema.

Gráfico 3.10. Equilibrio de mercado en generación eléctrica



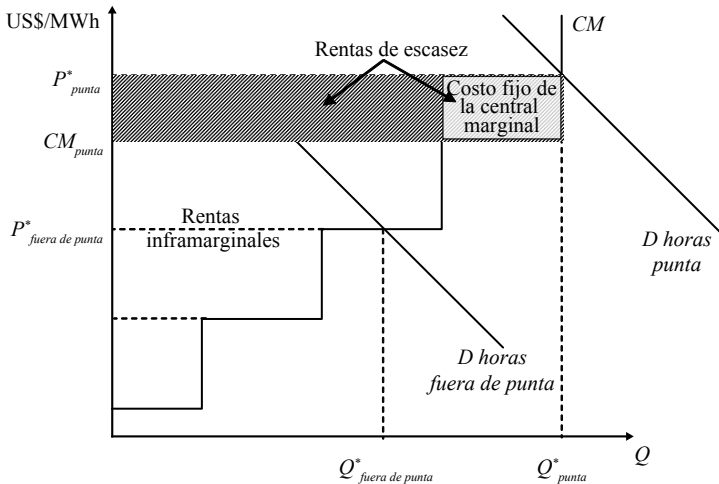
Primera opción: sin pago por capacidad

Esta primera opción no considera un pago explícito por la inversión en capacidad, sino que los costos fijos asociados con tener capacidad disponible se recuperarán en base al precio del mercado de electricidad. En el caso extremo se permite que el mercado fije un precio que normalmente va a ser muy superior al costo marginal en algunos períodos. La idea subyacente es que en estos mercados la capacidad de generación instalada por cada tipo de tecnología se irá adecuando hasta que las centrales logren cubrir todos sus costos económicos, lo cual implicará que la curva de oferta tenga un último tramo vertical. En este caso tendríamos una curva de oferta y demanda como se observa en el gráfico 3.11.

Es decir, en este caso tenemos que en las horas punta, al no haber suficiente capacidad, el precio se elevaría hasta p^*_{punta} lo cual haría que aun las generadoras de punta cubrieran más que sus costos marginales. Con la diferencia $(p^*_{punta} - CM_{punta})$ pueden ir amortizando sus costos fijos. El ingreso adicional obtenido de esta forma se conoce

como renta de escasez (*scarcity rent*), y en equilibrio permitiría cubrir exactamente los costos fijos de las centrales marginales y la diferencia de costos fijos no cubiertos con las rentas inframarginales de las otras centrales.¹⁶

Gráfico 3.11. Equilibrio de mercado (sin pago de capacidad)



Este caso tiene dos problemas: primero, que se pueden requerir tiempos largos durante los cuales la intersección de la demanda con la oferta esté por encima del costo marginal para permitir la recuperación de las inversiones; segundo, que como los consumidores no reaccionan al aumento de precios temporales de electricidad —que la factura viene a fin de mes, y puede ser que consideren normalmente un precio promedio—, la curva de demanda puede no tener intersección con la curva de oferta (*CM*) por lo que son los administradores del sistema los que tendrían que realizar cortes de suministro —racionamiento— a nombre de los consumidores, como se muestra en el gráfico 3.12.

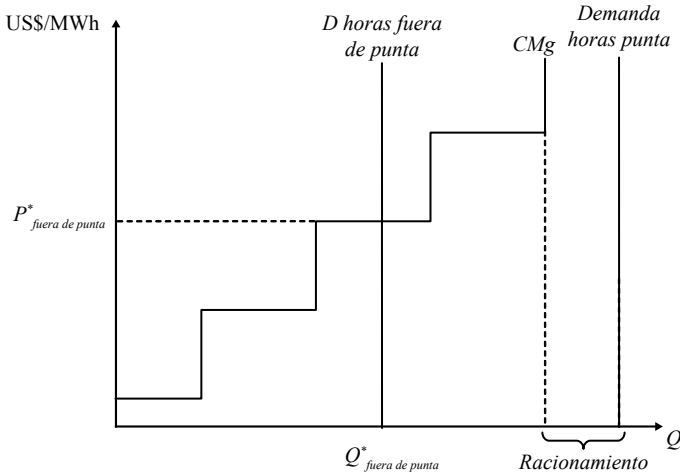
Sin embargo, siempre existen consumidores, sobre todo industriales, cuya demanda puede responder a los precios altos aunque siempre la curva de la demanda resultaría bastante inelástica. En este caso no habría racionamiento sino precios elevados durante horas punta, como en el gráfico 3.13. En la práctica, el precio en horas punta en estos casos puede llegar a niveles muy altos, como por ejemplo US\$ 1.000 por MWh, cuando el precio en horas base es de US\$ 30 por MWh.

No obstante, dado que la demanda varía durante el día y durante el año, estos momentos podrían ser solo unas cuantas horas durante el año, como se muestra en

¹⁶ En el apéndice 3.5. se presenta un ejemplo numérico de cómo en un mercado competitivo se llega al equilibrio de largo plazo con la generación de esta renta de escasez.

el gráfico 3.12, generándose precios sumamente elevados conocidos como «precios rayo» (*price spikes*).

Gráfico 3.12. Precios de generación con demanda totalmente inelástica



El problema en un sistema como el descrito es que si se retrasan las inversiones o se originan problemas con alguna generadora estos *price spikes* pueden darse cada vez con mayor frecuencia, generando una crisis en el sistema. Adicionalmente, dado que este esquema supone la liberalización de los mercados, es difícil distinguir si estos *price spikes* se originan por la necesidad de recuperación de los costos fijos de las centrales o por el ejercicio del poder de mercado en algunos períodos.

Gráfico 3.13. Precios de generación con demanda de baja elasticidad

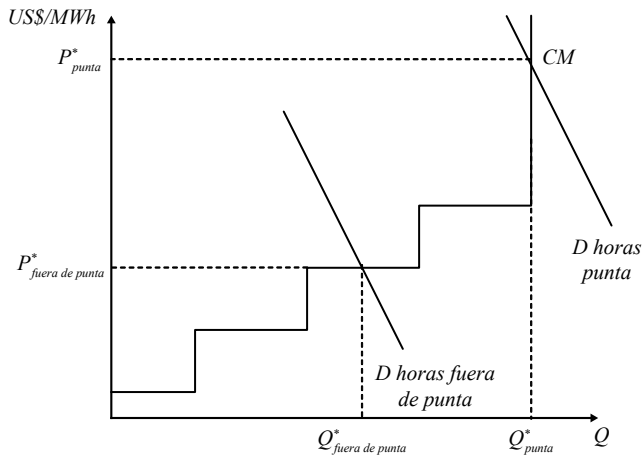
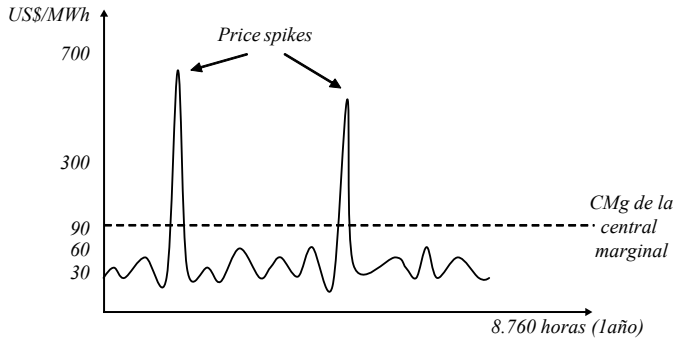


Gráfico 3.14. Precios de electricidad con *price spikes*

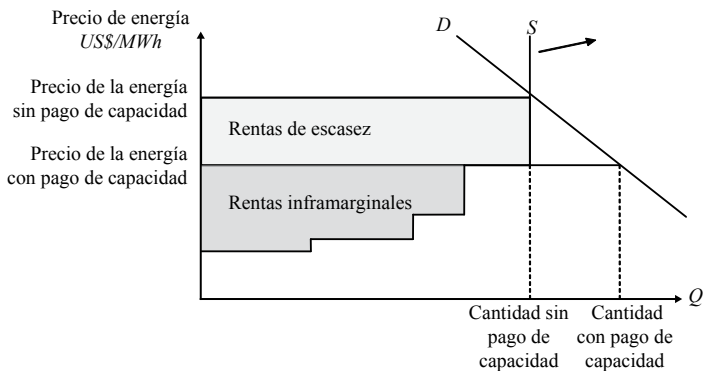


Segunda opción: pago por capacidad

En esta segunda opción son dos los métodos más comunes: 1) el pago separado de la capacidad; y 2) el pago de la capacidad asociado al precio de la energía.

1. Pago separado de la capacidad. Hemos visto en el subcapítulo 3 de este capítulo que un método (aunque imperfecto según Wenders 1976) es que los precios en cada bloque horario correspondan a los costos variables de la central marginal, y que en la demanda de punta se adicione el costo de capacidad de la última máquina que entraría a despachar, el cual se conoce como *costo de expansión*. Este primer método, consistente en un pago por separado de la capacidad, permite que el consumo en horas punta sea mayor y se instale más capacidad en el sistema respecto a la alternativa de no considerar un pago explícito por capacidad, además de reducirse el precio de energía y por lo tanto la volatilidad del precio *spot*, principalmente en las horas punta (ver gráfico 3.15).

Gráfico 3.15. Equilibrio en generación con pago de capacidad separado



Fuente: Stoft 2002 y Oren 2005

Además, con este método se acostumbra pagar por una capacidad de reserva que minimice la posibilidad de déficit, que a la vez dependerá de las características de cada sistema como la composición del parque generador o la disponibilidad a pagar por la confiabilidad —en el caso peruano se considera un margen de reserva remunerable de 19,5% por sobre la máxima demanda—.

Bajo este primer método, el precio de la energía puede expresarse de dos formas, ya sea como un promedio ponderado de los costos marginales por el tiempo en que estos marginaron o como un promedio ponderado de la energía valorizada al costo marginal en cada bloque dividida entre la energía total:

$$P_e = \frac{\sum_{i=1}^N t_i \times CMg_i}{t^*} \quad (3.39a.)$$

$$P_e = \frac{\sum_{i=1}^N E_i \times CMg_i}{Energía\ total} \quad (3.39b.)$$

donde:

- CMg_i : costo variable del generador marginal en el período i
- t_i : duración del período i en horas
- t^* : duración total = 8.760 horas
- i : número de períodos que se utilizan. Ejemplo $i = 3$ tendríamos (1) período en que producen las unidades de base, (2) período en que producen las unidades de base más las intermedias, (3) período en que producen todas las unidades.
- E_i : energía consumida en el bloque i

El precio de potencia (expresado en energía y cobrado durante todo el año) sería:

$$P_p = \frac{CF_{punta} \times (1 + R)}{8.760 \times F_{carga}} \quad (3.40.)$$

donde:

- CF_{punta} : costo fijo anual de la generadora de punta
- F_{carga} : factor de carga o sea el consumo anual promedio entre la máxima demanda
- R : porcentaje de capacidad de reserva («margen de reserva»)

Luego el precio total sería:

$$Precio\ de\ generación = P_e + P_p \quad (3.41.)$$

En el caso de que el mercado sea el que determine el precio, se tendría entonces el precio de energía P_e . A este precio habría que agregar el precio de potencia calculado según la ecuación 3.40. para obtener el precio total como en 3.41. Esto se puede obtener, por ejemplo, a través de licitaciones, donde se especifica el precio de potencia y la licitación da como resultado el precio de energía.

Alternativamente el regulador puede estimar los costos marginales como en 3.39., estimar el precio de potencia como en 3.40. y luego obtener la tarifa de generación eléctrica utilizando 3.41.

Un resultado importante de estos esquemas es que, si el sistema eléctrico está «económicamente adaptado», las centrales recuperarán todos sus costos económicos a través del cobro de los precios de energía y potencia determinados de esta forma. Las centrales de punta recuperarán exactamente sus costos variables y fijos mediante los precios de energía y potencia respectivamente, mientras que las centrales inframarginales obtendrán unas cuasirrentas por los precios de energía fijados por centrales de mayores costos variables, con las que podrán recuperar el déficit de sus costos fijos no cubiertos con el pago por potencia.¹⁷ Un ejemplo del cálculo con algunas adaptaciones se da en el subcapítulo 6 de este capítulo.

2. Pago de la capacidad asociado al precio de la energía. El segundo método, que se empleaba en el Reino Unido hasta hace unos años, consiste en otorgar un pago adicional al costo marginal de operación o último precio ofertado de energía de cada período en función a la probabilidad de que exista un déficit de generación o pérdida de carga. Para ello se utiliza una fórmula, basada en los desarrollos de modelos de *peak load pricing* que introducen incertidumbre en la demanda y oferta como el formulado por Chao (1983),¹⁸ según la cual el pago adicional aumenta conforme se incrementa esta probabilidad de pérdida de carga.

Sea CM el costo marginal de proveer energía, $LOLP$ (*Loss of Load Probability*) la probabilidad de que haya un déficit y $VOLL$ (*Value of Lost Load*) lo máximo que los consumidores están dispuestos a pagar por la electricidad. El pago total a cada generador que esté operando será:

$$P_{\text{generación}} = CM(1 - LOLP) + VOLL(LOLP) \quad (3.42.)$$

Veamos dos ejemplos. Supongamos para ambos que CM es US\$ 80 por MWh y $VOLL$ es US\$ 1.000 por MWh.

¹⁷ Una demostración detallada de este resultado, aunque sin considerar la necesidad de reserva, se presenta en el anexo 2 de Dammert, Gallardo y García 2005.

¹⁸ En el apéndice 3.4. se presenta este modelo.

Supongamos que en el primer ejemplo hay suficiente capacidad instalada, por lo que la probabilidad de un déficit es de 0,1%. Aplicando 3.42., el precio de generación es:

$$\begin{aligned} P_{\text{generación}} &= 80(1 - 0,001) + 1.000(0,001) \\ P_{\text{generación}} &= 79,92 + 1 = 80,92 \end{aligned} \quad (3.43.a)$$

Es decir, que el precio de generación es ligeramente superior al costo marginal. Bajo este escenario las generadoras de punta no cubren los costos de inversión, por lo que no hay incentivo alguno a invertir en nuevas máquinas de punta. Ello es consistente con la baja probabilidad de que exista un déficit.

Supongamos, en cambio, que la probabilidad de un déficit es de 1%. Aplicando 3.42. tenemos:

$$\begin{aligned} P_{\text{generación}} &= 80(1 - 0,001) + 1.000(0,01) \\ P_{\text{generación}} &= 79,2 + 10 = 80,2 \end{aligned} \quad (3.43.b)$$

En este caso, el precio que se les paga a las generadoras es bastante superior al costo marginal. El margen resultante es un incentivo para que las empresas inviertan en generadoras de punta, inversión que se dará hasta que se reduzca la probabilidad de un déficit.

El mecanismo antes mencionado guarda relación con un mercado en que el precio se iguala al costo marginal, teniendo en cuenta un enfoque probabilístico ya que la ecuación 3.32. da un costo marginal esperado que es un promedio ponderado de los diversos escenarios posibles.

Existen otros mecanismos que tratan de remunerar la capacidad reduciendo la fijación administrativa de precios e introduciendo mecanismos de mercado. Un primer paso en este sentido es el sistema de «requerimientos de capacidad», donde se establece la obligación de que en los contratos que firmen las distribuidoras o comercializadores con los generadores se incluya un nivel de potencia adicional que represente un margen de reserva. Esta obligación generalmente hace que surja un mercado secundario de capacidad. Otro mecanismo de remuneración de la capacidad planteado recientemente es la creación de un mercado de «opciones de capacidad», el cual tendría dos funciones: reducir la exposición al riesgo de comprar a un precio muy volátil en el mercado *spot* y garantizar la adecuación de la capacidad. En este caso, cualquier generador o comercializador establece un contrato en el que la otra parte se compromete a venderle una cantidad de energía si el precio en el mercado supera cierto límite (*strike price*). Este se convierte en un precio de ejercicio de una opción de compra, y el «carga por capacidad» vendría a ser la prima de la opción por tener capacidad comprometida o disponible pagada por el comprador. En el apéndice 3.6. se discuten con mayor detalle estos mecanismos.

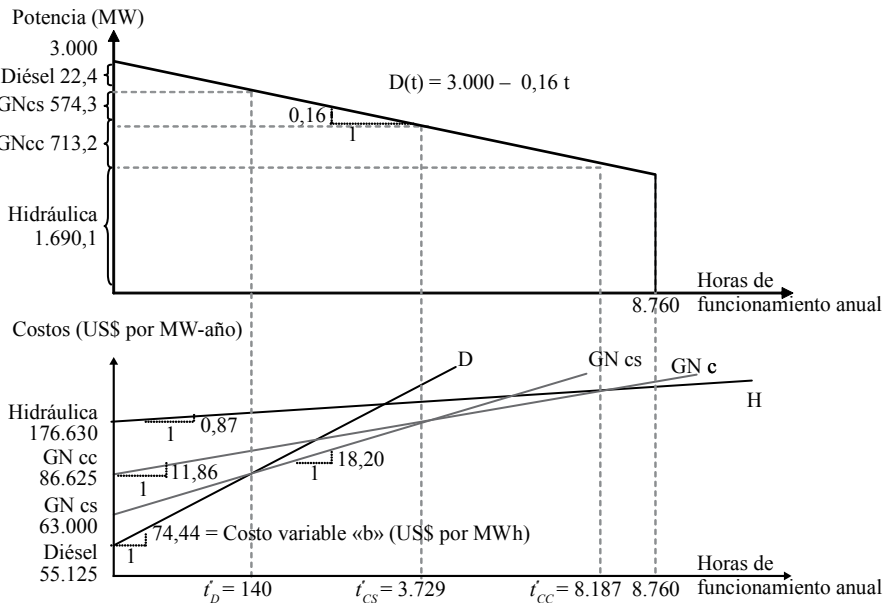
6. EJEMPLO DEL CÁLCULO DEL PRECIO DE ELECTRICIDAD CON PAGO POR CAPACIDAD

Este ejemplo corresponde a la primera opción del pago por capacidad de la sección anterior.¹⁹ Consideremos cuatro tecnologías de generación: diésel, gas natural a ciclo simple, gas natural a ciclo combinado e hidráulica. Los costos fijos y los costos variables de cada tecnología son los mismos de los cuadros 3.1. y 3.2. Para ello retomamos el ejemplo usado en el primer subcapítulo de este capítulo.

En el Gráfico 3.16. se presentan las curvas de costos correspondientes así como la curva de duración de carga a utilizarse. La curva de duración de carga se ha simplificado como una recta para facilitar el cálculo (con ella se puede calcular la producción de energía de cada tecnología de generación como el área dentro de los triángulos o rectángulos respectivamente).

El cuadro 3.5. resume el cálculo del costo fijo anualizado y el costo variable por MWh. Para encontrar las horas de funcionamiento anual de cada tecnología basta resolver la ecuación donde los costos totales entre tecnologías contiguas se cruzan. Estos puntos se muestran en el gráfico 3.16.

Gráfico 3.16. Cálculo del precio de electricidad



¹⁹ En este ejemplo no se incluye energía no suministrada para simplificar los cálculos dado que las horas a partir de las cuales se calcula la energía no suministrada suelen ser mínimas.

Cuadro 3.5. Costos fijos y variables y obtención del parque óptimo

Tecnología	Costo fijo anual «B» (US\$ por MW-año)	Costo variable «b» (US\$ por MWh)	$t_i^* = \frac{B_{i+1} - B_i}{b_i - b_{i+1}}$	Potencia (MW)	Energía producida por tipo de tecnología (MWh)
Diésel (D)	55.125	74,4	140	22,4	1.569
Gas natural a ciclo simple (CS)	63.000	18,2	3.729	574,3	1.111.034
Gas natural a ciclo combinado (CC)	86.625	11,9	8.187	713,2	4.249.158
Hidráulica (H)	176.630	0,9	8.760	1.690,1	14.779.231
Totales			-	3.000,0	20.140.992

Por ejemplo, tenemos que el costo total de generación a gas natural de ciclo simple es:

$$CT_{CS} = US\$ 63.000 + 18,2 US\$MWh \times t_{CS} \quad (3.44.)$$

y el costo total de generación a gas natural a ciclo combinado es:

$$CT_{CC} = US\$ 86.625 + 11,9 US\$MWh \times t_{CC} \quad (3.45.)$$

El punto donde ambos costos son iguales se obtiene igualando 3.44. y 3.45.:

$$US\$ 63.000 + 18,2 US\$MWh \times t_{CS} = US\$ 86.625 + 11,9 US\$MWh \times t_{CC}$$

De donde tenemos:

$$t_{CS} = \frac{US\$ 86.625 - US\$ 63.000}{18,2 US\$MWh - 11,9 US\$MWh} = 3.729 \quad (3.46.)$$

De manera similar se obtienen los otros puntos de corte del gráfico 3.16. como se muestra en el cuadro 3.5.

También se puede calcular la capacidad —potencia— de cada tecnología. Para ello, de acuerdo con el gráfico 3.16. tenemos que la demanda linealizada en el momento t es:

$$Q(t) = 3.000 - 0,16 \times t \quad (3.47.)$$

Reemplazando el valor de t en esta ecuación se obtiene la capacidad total requerida en cada momento, a la cual se le debe restar la capacidad acumulada de las tecnologías inmediatamente anteriores para calcular la capacidad a instalarse de la tecnología en análisis. Estos resultados se muestran en el cuadro 3.5.

Para calcular la energía producida por cada tecnología dividimos la parte superior del gráfico 3.16. en cuatro bloques de acuerdo a los valores de t . Esto se ilustra en los gráficos 3.17. a 3.20.

Gráfico 3.17. Obtención de la energía producida en el bloque I

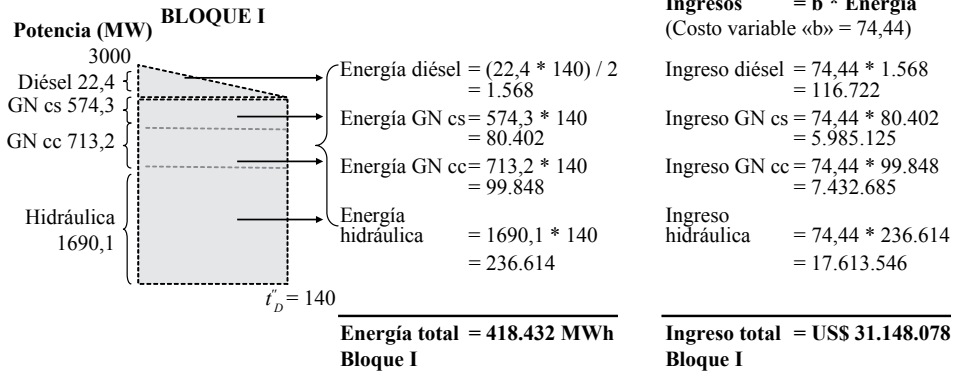


Gráfico 3.18. Obtención de la energía producida en el bloque II

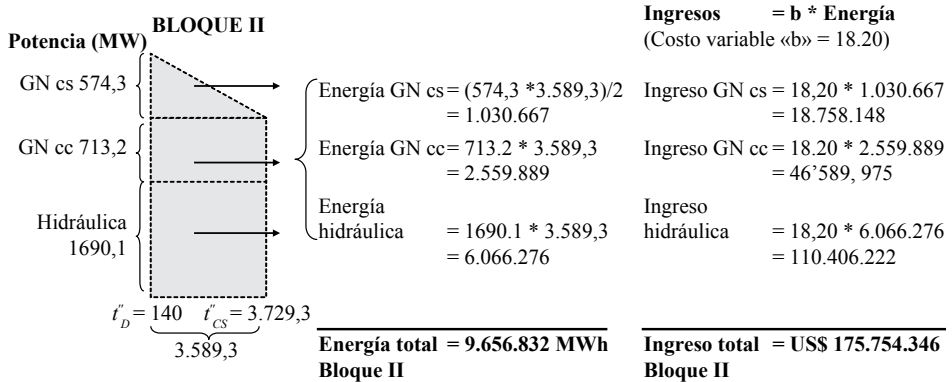


Gráfico 3.19. Obtención de la energía producida en el bloque III

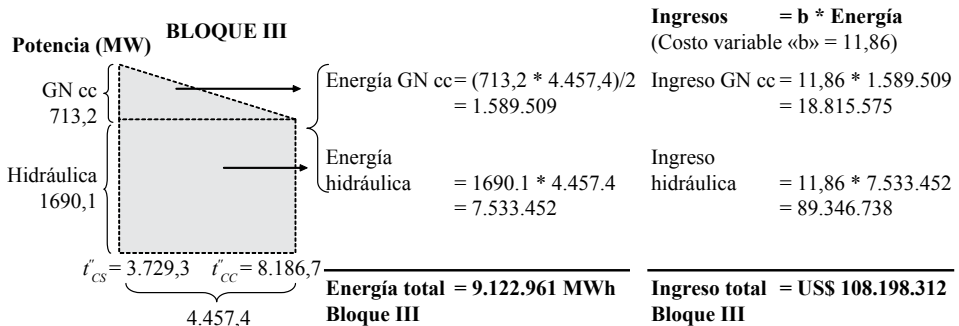
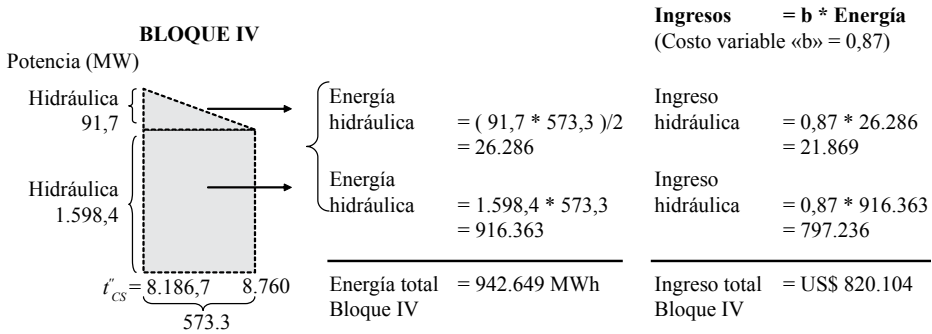


Gráfico 3.20. Obtención de la energía producida en el bloque IV



Luego calculamos el precio de la energía para cada bloque. En primer lugar, como son cuatro tecnologías tenemos tres puntos donde se pasa de una tecnología a otra, puntos que se calculan como se ilustró en las ecuaciones 3.44. a 3.46. Observando la ecuación 3.46. tenemos que el punto de corte se representa de la siguiente forma:

$$t_i^* = \frac{\beta_{i+1} - \beta_i}{b_i - b_{i+1}} \quad \forall i = 1, 2, 3, \dots, N \quad (3.48.)$$

Utilizando la ecuación 3.48. obtenemos los puntos mostrados en el gráfico 3.16. y en el cuadro 3.5.

$$t_D = 140 \text{ horas (de diésel a ciclo simple)} \quad (3.48.a)$$

$$t_{CS} = 3.729 \text{ horas (de ciclo simple a ciclo combinado)} \quad (3.48.b)$$

$$t_{CC} = 8.187 \text{ horas (de ciclo combinado a hidráulica)} \quad (3.48.c)$$

$$T = 8.760 \text{ horas (número total de horas)} \quad (3.48.d)$$

Luego, reemplazando los valores de 3.48.a a 3.48.d en la ecuación de la demanda (3.47.), obtenemos la potencia o capacidad para cada tecnología. La capacidad hidráulica obtenida es de 1.690,1 MW, la potencia de las generadoras a gas natural a ciclo combinado es de 713,2 MW (para ello se debe restar al valor de la demanda evaluado en el punto de corte la capacidad hidráulica), la potencia para las generadoras a gas a ciclo simple es de 574,3 MW (para ello se debe restar al valor de la demanda evaluado en el punto de corte las capacidades de las generadoras hidráulicas y de ciclo combinado) y la potencia de la generadora a diésel es de 22,4 MW (restando al valor de la demanda evaluado en el punto de corte las otras capacidades).

A continuación, necesitamos calcular la energía producida en cada uno de los cuatro bloques horarios separados por la tecnología que margina en cada uno de ellos. El cálculo de la energía se muestra en los gráficos 3.15. a 3.18. Se puede observar en dichos gráficos que la energía producida corresponde a las áreas resultantes de

potencia por duración para cada tecnología —área del triángulo para la tecnología marginal—. Como se ha indicado que el precio de energía en cada bloque es igual al costo marginal, el valor total de cada bloque es el de la energía total por el costo variable de la central marginal.

Con los valores de la energía por cada bloque se puede calcular un precio promedio de energía, el cual sumado al precio de la potencia —expresado en US\$ por MWh y considerando un margen de reserva R de 21%— nos da el *precio monómico* o precio promedio que se cobra al consumidor expresado en US\$ por MWh, el cual se denomina así en contraste con la aplicación de dos precios separados, esquema conocido como de *precio binómico*. Las fórmulas utilizadas y el cálculo para el presente ejemplo se muestran a continuación.

El precio marginal de potencia (PMP) expresado en US\$ por MWh mostrado en la ecuación 3.40. se deriva a partir de la igualdad de ingresos que se debe obtener con los dos tipos de cobro (por energía o por máxima demanda anual). En la ecuación 3.49. se presenta en detalle la derivación y cálculo para el ejercicio:

$$\begin{aligned}
 PMP \text{ (US\$ por MWh)} * \text{Energía} &= PMP \text{ (US\$ por MW - } a\omega) * MD \\
 PMP \text{ (US\$ por MWh)} &= \frac{PMP \text{ (US\$ por MW - } a\omega)}{\text{Energía}} MD \\
 PMP \text{ (US\$ por MWh)} &= \frac{(1 + R) \text{ (Costo Fijo Central Marginal)}}{8.760 * (\text{Factor de Carga del Sistema})} \frac{MD}{MD} \\
 PMP \text{ (US\$ por MWh)} &= \frac{(1 + R) \text{ (Costo Fijo Central Marginal)}}{8.760 * (\text{Factor de Carga del Sistema})} \\
 PMP \text{ (US\$ por MWh)} &= \frac{55.125 (1 + 0,21)}{8.760 * 0,766} = US\$10 / MWh \quad (3.49.)
 \end{aligned}$$

Debe tenerse en cuenta que al incorporarse un margen de reserva en el cálculo del precio marginal de potencia, el cual se cobrará en los contratos que realicen los generadores y formará una bolsa de dinero que normalmente debe repartir el operador del sistema entre los generadores disponibles, como sucede en el caso peruano, se está dando una señal para que se instale capacidad adicional de centrales de punta. En este caso, si la señal es adecuada, el sistema debería contar con 630 MW adicionales de centrales a diésel (0,21 por los 3.000 MW de la máxima demanda). Reemplazando los resultados obtenidos en la ecuación 3.39 obtenemos el precio marginal promedio de energía:

$$\text{Precio marginal promedio de energía} = \frac{\text{Suma de valores por bloque}}{\text{Energía total}} = \frac{315.920.840}{20.140.874} = US\$15,7 / MWh \quad (3.50.)$$

$$\text{Precio monómico} = \text{Precio marginal promedio de energía} + \text{Precio marginal de potencia}$$

$$\text{Precio monómico} = 15,7 + 10 = US\$ 25,7 / MWh \quad (3.51.)$$

Equilibrio financiero

La aplicación de estos precios es equivalente a pagarles por energía a las centrales el costo variable de la central marginal en cada bloque horario, y por potencia el costo fijo anual de la central marginal. Como se mencionó, si la potencia instalada de cada tecnología es la que minimiza el costo total de abastecimiento, pagando de esta forma, todas las centrales recuperarán sus costos y, simultáneamente, se estarán dando las señales correctas a los consumidores para que adecúen su patrón de consumo. La aplicación de este principio para el ejemplo se muestra en el cuadro 3.6., que refleja los cálculos anteriores.

El ingreso por energía se obtiene de multiplicar el costo marginal del sistema en cada bloque por la energía producida por la tecnología en cada bloque, mientras que el costo por energía se obtiene de multiplicar la energía producida por el costo variable unitario. El ingreso por potencia se obtiene de multiplicar la capacidad instalada de cada tecnología por el costo fijo anual de la central marginal.

En el caso de la central marginal, los ingresos por energía son exactamente iguales a sus costos pues los precios en las horas punta se basan en sus costos variables. Lo mismo sucede con los ingresos por potencia que son iguales a sus costos, ya que el precio de potencia está basado en el costo fijo anual por MW de tener disponible esta tecnología.

En el caso de las centrales inframarginales, sus ingresos por energía son mayores a sus costos de energía, pero estas ganancias netas les permiten cubrir los menores ingresos por potencia respecto a sus costos de inversión, que son mayores a los que se remuneran con el pago por potencia basado en los costos fijos de la central marginal.

A modo de ejercicio, podría calcularse el precio de energía en un sistema eléctrico donde por razones de disponibilidad de recursos no se pudiera contar con centrales a gas natural, y solo se tuviera centrales a diésel e hidroeléctricas. Se puede mostrar que, en este caso, la combinación óptima de tecnologías daría un precio promedio de energía igual a US\$ 18,2 por MWh, mayor en 15,9% respecto al precio que se obtendría si se tuviera acceso a centrales a gas natural. El precio marginal de potencia también podría incrementarse debido a la necesidad de un mayor margen de reserva (R) asociada al incremento en la participación de las centrales hidroeléctricas, pues estas centrales poseen mayores variaciones en su capacidad disponible, la cual está sujeta a la evolución de la hidrología, a pesar de que algunas pueden reducir los efectos de la hidrología mediante el almacenamiento de agua.

Cuadro 3.6. Precios óptimos y equilibrio financiero

Tecnología	Energía producida por tipo de tecnología (MWh)	Ingreso por energía (US\$)	Costo por energía (US\$)*	Diferencia en energía (US\$)	Ingreso por potencia (US\$)	Costo de potencia (US\$)**	Diferencia en potencia (US\$)
Diésel	1.569	116.753	116.753	-	1.234.997	1.234.997	-
Gas natural a ciclo simple	1.111.034	24.737.737	20.215.272	4.522.465	31.657.255	36.179.721	(4.522.465)
Gas natural a ciclo combinado	4.249.158	72.860.385	50.395.012	22.465.373	39.314.403	61.779.775	(22.465.373)
Hidráulica	14.779.231	218.157.099	12.798.814	205.358.285	93.168.313	298.526.598	(205.358.285)
Totales	20.140.992	315.871.974	83.525.852	232.346.123	165.374.968	397.721.091	(232.346.123)

* El costo por energía se obtiene de multiplicar el costo variable unitario por la energía producida en el año

** El costo de potencia se obtiene de multiplicar los MW instalados en el parque óptimo por el costo unitario anual

7. MANEJO DE RIESGOS

Como se ha comentado, el proceso de provisión del servicio eléctrico posee una serie de peculiaridades derivadas de la imposibilidad de almacenar electricidad a costos razonables y la existencia de un patrón de consumo cambiante en el tiempo y con un alto grado de incertidumbre, lo que genera la necesidad de coordinación y fomento de inversiones en capacidad disponible para mantener un servicio confiable y hace que el costo de proveer el suministro eléctrico sea volátil a lo largo del tiempo. En este contexto, los agentes que realizan transacciones en el mercado eléctrico, en particular los generadores, tienen que manejar importantes riesgos como la incertidumbre sobre la evolución de la demanda, la disponibilidad de capacidad de generación, pues sufren *shocks* de oferta como un año hidrológico seco o problemas en el suministro de combustible, la disponibilidad de capacidad de transmisión suficiente, debido a salida de líneas ante eventos no esperados, la posible variación en el precio de los combustibles, entre otros factores. En general, dado que los agentes son normalmente «adversos al riesgo», pues ante dos inversiones que tengan el mismo valor esperado prefieren aquella cuyo flujo de caja presenta una menor volatilidad, este riesgo tiene que ser administrado con algún mecanismo. Debe recordarse que la volatilidad de ingresos tiene una serie de consecuencias sobre los agentes que, en el caso de las empresas, incluyen un mayor riesgo de *default* o de no poder cumplir con sus obligaciones si asumen una mayor proporción de financiamiento externo, además de generar otros problemas de planeamiento y decisiones de inversión (ver Dixit y Pindyck 1994).

Antes de las reformas, la impredecibilidad y variabilidad de los costos era administrada por la empresa pública verticalmente integrada y no afectaba demasiado a los agentes del sector, pues los consumidores finales recibían un precio estable. Sin embargo, con la reforma de los sistemas eléctricos a nivel internacional, y con la separación de actividades, se han hecho necesarios otros mecanismos para manejar estos riesgos, creándose diferentes instrumentos financieros.

Contratos por diferencias

Los contratos por diferencias resultan de la interacción entre el funcionamiento de los mercados eléctricos y los contratos financieros de los generadores. En este sistema los generadores celebran un contrato a un precio fijo y asumen la diferencia entre el precio *spot* y el precio pactado cuando esta es positiva, cobran un precio menor al que podrían obtener en el mercado *spot*, mientras que la otra parte lo hace cuando esta diferencia es negativa, pagando un precio más alto que el que podrían

obtener de comprar en el mercado *spot*. A su vez, en el caso de no tener suficiente capacidad para cubrir los retiros de energía de los clientes —distribuidoras o grandes usuarios—, los generadores compran la diferencia —entre lo despachado y lo retirado por sus clientes— con el respaldo de sus contratos al mercado *spot*. Estas transacciones son las que dan lugar al nombre de «contrato por diferencias» (*contract for differences*).

Este tipo de contrato financiero es conveniente para ambas partes, los clientes finales —ya sean clientes libres o clientes regulados representados por las distribuidoras, incluso comercializadores independientes— y los generadores, pues permite a ambos reducir la variabilidad de sus pagos —clientes libres, distribuidoras o comercializadores— y de sus flujos de caja —generadores—, por lo que constituye un contrato tipo *two-way* —en ambos sentidos—. Dependiendo de qué período se trate, una de las partes estará «cubriendo» (*hedging*) a la otra y «asumiendo» la diferencia entre el precio *spot* y el precio del contrato. En los períodos en que el precio *spot* está por encima del precio del contrato, el vendedor —generador— estará «cubriendo» de altos precios *spot* al comprador —distribuidora—, pues le estará asegurando un precio más bajo del que habría obtenido sin firmar el contrato —que en este caso viene a ser el precio de comprar en el mercado *spot*—. En el caso contrario, es decir, cuando el precio *spot* está por debajo del precio del contrato, el comprador —distribuidora— estará «cubriendo» al vendedor —generador— de los bajos precios *spot* que habría obtenido de sus ventas al mercado *spot* en ausencia de un contrato (ver gráfico 3.21.).

En un caso simplificado, donde solo existe un tipo de contrato pactado al precio P_C y un solo precio *spot* P_S (abstrayendo las diferencias de precios entre nodos derivadas de la congestión y pérdidas de transmisión), este mecanismo llevará a que los beneficios de corto plazo de los generadores sean los siguientes:

$$\pi_i(P_S) = \underbrace{P_C \times Q_C}_{\text{Ingresos contrato}} + \underbrace{(Q(P_S) - Q_C) \times P_S}_{\text{Ingresos netos spot}} - \underbrace{CM \times Q(P_S)}_{\text{Costos variables}} \quad (3.52.)$$

donde:

- P_C : precio del contrato
- Q_C : cantidad contratada
- P_S : precio *spot*.
- $Q(P_S)$: cantidad producida

Los ingresos de los generadores tienen dos componentes. El primero está representado por los ingresos derivados de los contratos ($P_C * Q_C$), los cuales se llaman *de carácter financiero*, pues responden a la obligación adquirida por el generador

con los clientes. Un segundo componente está representado por las ventas netas al mercado mayorista al precio *spot* (P_s), las cuales pueden ser positivas o negativas $(Q(P_s) - Q_c) * P_s$.

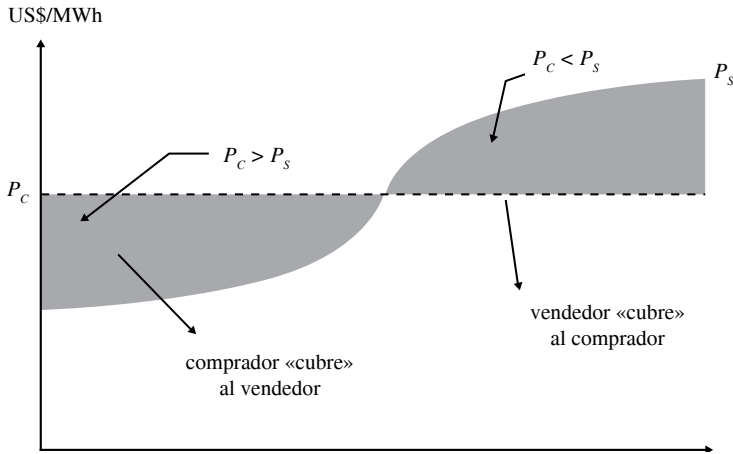
Se puede ver que, en el caso de que el generador produzca exactamente lo contratado ($Q_c = Q(P_s)$), tendrá unos beneficios variables estables iguales a $(Q_c * P_c - CM * Q_c)$, y eliminaría el riesgo asociado a la variabilidad del precio *spot*. En este caso, el contrato por diferencias funciona como un instrumento financiero denominado *swap*, permitiendo intercambiar un flujo de caja volátil —la venta al *spot*— por un flujo de caja más estable —la venta bajo contrato a precios preestablecidos—.

En cambio, si la cantidad que el generador produce es menor a la contratada, entonces comprará la diferencia al sistema al precio *spot* vigente, pudiendo hacerlo a un precio más caro o más barato, según la situación en la que se encuentre el sistema eléctrico y el tipo de central de que se trate. Por ejemplo, en el caso de un sistema como el peruano donde la producción en el mercado *spot* está basada en los menores costos variables de las centrales, una central hidráulica siempre producirá primero, por lo que si realiza compras al mercado *spot* será en casos de déficit de generación —años secos— y los precios a los que compra normalmente tenderán a ser mayores a los de sus contratos.

Si bien la ecuación de beneficios variables de un generador que tiene un contrato por diferencias parece sencilla, no lo es, pues existe una serie de escenarios posibles, dependiendo de la evolución del precio *spot* (P_s) —que no es único sino que cambia entre diferentes períodos— y de la cantidad producida efectivamente por la empresa $Q(P_s)$. En el apéndice 3.7. se presenta un ejemplo de estos posibles escenarios comparando incluso los resultados obtenidos con un generador que no tenga contratos y decida vender toda su energía al mercado *spot*. Un resultado de este tipo de análisis es que existirá un nivel de contratación óptimo, es decir, un porcentaje de la potencia efectiva que debe contratar el generador a fin de minimizar sus riesgos. Este porcentaje dependerá de la variabilidad de su disponibilidad como de la variabilidad del precio *spot*.

Si se considera que los precios *spot* del sistema pueden ser diferentes entre los puntos de inyección y retiro, se puede ver que los generadores asumen un riesgo adicional derivado de potenciales problemas de congestión en la operación en tiempo real del sistema, incluyendo cambios no esperados de estos precios debido a una mayor demanda, indisponibilidades no previstas, entre otras causas. Ello ha dado lugar a que especialistas como Hogan (1992) plantearan la introducción de instrumentos adicionales dentro de la ecuación de los contratos por diferencias, dirigidos a cubrir los riesgos de cambios de precios entre nodos, sugiriendo la creación de los derechos de transmisión.

Gráfico 3.21. Cobertura de la volatilidad del precio *spot* mediante un contrato por diferencias



Así, se puede considerar el siguiente caso. Un generador tiene una cantidad de energía contratada (Q_C) al precio P_C , su cliente retira energía en la barra B y el generador inyecta energía en la barra A . Los ingresos netos del generador por energía estarían dados por:

$$P_C \times Q_C + P_A \times Q_G - P_B \times Q_C \quad (3.53.)$$

donde P_A y P_B vienen a ser los precios *spot* o costos marginales instantáneos en cada una de las barras y Q_G es la energía generada por la empresa. Se puede reordenar la expresión anterior de la siguiente manera:

$$P_C \times Q_C + P_A \times (Q_G - Q_C) - (P_B - P_A) \times Q_C \quad (3.54.)$$

Como se puede ver, si el generador despachase exactamente la energía contratada, solo asumiría como riesgo-precio el valor del diferencial de precios entre las barras de retiro y de inyección por la energía contratada o despachada —en este caso iguales—. Este diferencial suele ser menor y está asociado normalmente a la existencia de congestión y valorización de las pérdidas de energía, y puede ser incorporado en el precio de los contratos. Sin embargo, esta diferencia de precios también implica un riesgo, pues puede variar desde el momento en que se realiza el contrato —en los mercados desarrollados normalmente en el mercado de día previo— y el mercado en tiempo real. Para protegerse de este riesgo surgieron los derechos de transmisión. Si bien hay diferentes propuestas de diseño de estos instrumentos, el más utilizado y discutido es el denominado «derecho financiero de transmisión» o FTR (*financial transmission right*). Estos instrumentos financieros le dan derecho a quien los compra, mediante

el pago de una prima, a cobrar del operador del sistema la diferencia de precios entre nodos que se dé en tiempo real.²⁰

Por su parte, en el contexto de la discusión sobre la remuneración de la capacidad, Pérez Arriaga *et al.* (2001) plantearon el uso de opciones de compra de energía, no solo como un mecanismo que reemplace el pago de capacidad, sino como un instrumento que sirva para manejar riesgos de compra de energía en el mercado *spot*. En este caso, solo una de las dos partes de la transacción estará cubriendo el riesgo de compra en el mercado *spot* a la otra parte, por lo que recibirá una prima por asumir este riesgo. Como se ha mencionado, esta prima se puede considerar como un pago por capacidad disponible.

Mecanismos administrativos

Existen mecanismos alternativos de estabilización de precios basados en el traspaso parcial de la volatilidad a los usuarios finales. Estos mecanismos han sido ampliamente estudiados en el caso del precio del petróleo, existiendo diferentes análisis sobre sus ventajas y desventajas relativas. A continuación se resumen los tres principales mecanismos identificados por Federico, Daniel y Bingham (2001).

Un primer mecanismo es el uso de promedios móviles, donde los precios se basan en un promedio móvil de precios *spot* pasados, interviniéndose ante cualquier tipo de cambio de precios, si es que el valor corriente del precio no coincide con el promedio de los valores pasados. En este mecanismo, todas las variaciones de precios, sean grandes o pequeñas, se transmiten, aunque de manera gradual.

²⁰ En el apéndice 3.8. se muestra un ejemplo de cómo funciona este instrumento financiero en un caso sencillo. Se sugiere revisar el capítulo 4 sobre transmisión dado que los FTR se basan en precios marginales locales. En Joskow y Tirole 2000 y 2005 se discuten algunos problemas del uso de los derechos financieros de transmisión tanto en el manejo de riesgos como en el fomento de inversiones basadas en el mercado. Ello debido a que sus ventajas dependen de ciertos supuestos, cuya relajación puede generar significativas ineficiencias. Entre las características a tomar en cuenta se encuentran: 1) existencia de poder de mercado en el mercado mayorista, 2) indivisibilidades de las oportunidades de inversión, 3) atributos estocásticos sobre las redes de transmisión y problemas en la definición de propiedad, 4) conductas estratégicas de los inversionistas en transmisión, y 5) problemas relativos a la coordinación de los sistemas. Existen otras alternativas planteadas para el manejo de la congestión como los precios zonales —separar el sistema en zonas en cuyo interior la congestión es mínima y zonas con las que ha existido históricamente congestión— y los *flowgates* —basados en el flujo factible en determinadas líneas—. Un análisis de este debate se puede consultar en Alvarado y Oren 2000.

Sin embargo, este mecanismo tiene algunas desventajas, ya que requiere una constante intervención estatal, y el ajuste es lento, tanto a subidas como a caídas de los precios internacionales. Mientras más largo sea el período del promedio, el ajuste será más lento, logrando una mayor «suavización» de la serie de precios —los *shocks* se incorporan de manera rezagada al precio, y solo en parte, debido a que se promedian con valores anteriores a él—. En este sentido, durante largos períodos de incrementos de precios, se debe financiar un precio doméstico constantemente por debajo del precio internacional —la situación se revierte ante una caída sostenida del precio internacional—. Por lo tanto, en períodos de alta volatilidad, la intervención estabilizadora se intensifica. La discrecionalidad se reduce a escoger el número de períodos que se deben incluir en el cálculo del promedio móvil.

Un segundo tipo de mecanismo son las reglas tipo «gatillo» (*trigger*), donde los precios se ajustan al precio *spot* solo cuando se sobrepasa cierta banda, fijada previamente. Dentro de la banda, el precio permanece fijo en el nivel central de la misma, para lo cual se utilizan recursos para la estabilización. Este mecanismo evita fluctuaciones menores en el precio y transmite las variaciones importantes —que salen de la banda— de precios internacionales. Transmite únicamente *shocks* grandes, mientras que el resto es asumido por el programa de estabilización de precios.

La intervención estatal se reduce a variaciones pequeñas —no obstante, la suavización de fluctuaciones pequeñas suele ser realizada en forma independiente por los propios agentes—. Durante períodos de alta volatilidad, el Estado no asume un rol estabilizador si es que los cambios son suficientemente grandes. Dado que no se financian grandes desvíos respecto de precios internacionales, las intervenciones estatales nunca llegan a ser demasiado grandes. La discrecionalidad del gobierno se manifiesta en la elección del tamaño de la banda, o en la actualización del valor central de la misma.

Un tercer tipo de mecanismo consiste en el uso de bandas de precios. En este caso los precios solo pueden variar libremente dentro de una banda fijada previamente. Fuera de ella, se interviene para mantener los precios al nivel del límite —superior o inferior— de la banda. A veces se combina con alguna regla para actualizar el valor del centro de la banda, en caso de variaciones grandes o prolongadas. Este mecanismo evita grandes fluctuaciones en precios domésticos y transmite íntegramente las variaciones pequeñas de precios internacionales. Si existe un mecanismo de actualización de la banda, los *shocks* persistentes —no necesariamente permanentes— son transmitidos a los precios domésticos.

Sin embargo, este mecanismo requiere de intervención estatal en períodos de alta volatilidad de precios internacionales. En este sentido, durante períodos de alta volatilidad de precios es probable que la carga de estabilización de precios sea

altamente intensiva en recursos. Dada la naturaleza de las series de precios de petróleo —alta persistencia de *shocks*—, es probable que un sistema de bandas rígido, que no incluya un mecanismo de actualización del centro de la banda, tenga que incurrir en fuertes gastos para financiar largos desvíos de los márgenes de la banda. Al igual que en el caso de las reglas tipo gatillo, la discrecionalidad del gobierno se manifiesta en la elección del tamaño de la banda, o en la actualización del valor central de la misma.

Las tres categorías descritas no son enteramente excluyentes, sino que es posible obtener reglas que sean combinaciones de estas. Por ejemplo, puede obtenerse una regla de bandas de precios que actualice el valor central de la banda cada cierto tiempo hacia un promedio móvil de las semanas anteriores. Naturalmente, hay que considerar que en este caso las ventajas y desventajas de la regla pueden diferir de las descritas para cada regla particular, por lo que se requiere de una evaluación específica de cada sistema.

8. DESPACHO ECONÓMICO²¹

En los sistemas eléctricos se requiere mantener un equilibrio permanente entre oferta y demanda dado que la electricidad no se puede almacenar a costos razonables, por lo que se deben tomar decisiones económicas de operación en el corto plazo teniendo en la cuenta la demanda esperada en cada momento y la capacidad disponible de cada tipo de tecnología, además de otras restricciones como la capacidad de transmisión entre nodos. A este problema se le conoce como *despacho económico*, el cual se planteará en este subcapítulo para sistemas eléctricos puramente térmicos y sistemas hidrotérmicos, sin incluir las restricciones de transmisión, cuyas consecuencias sobre la operación de los sistemas eléctricos se discutirán en el capítulo 4.

Si el parque generador es solamente térmico, entonces las decisiones de producción a mínimo costo básicamente consisten en ordenar de menor a mayor costo a las diferentes centrales para satisfacer la demanda en cada período de tiempo. En el caso de sistemas hidrotérmicos, la posibilidad de almacenar el agua hace que las decisiones óptimas ya no sean independientes del tiempo, y por lo tanto hace necesario que se requieran otras técnicas de optimización como los modelos de programación dinámica.

²¹ Este subcapítulo sigue a Pereira, Campodónico y Kelman 1998.

Sistemas térmicos

En el caso de los sistemas puramente térmicos el problema de optimización es el siguiente:

$$z_t = \text{Min} \sum_{j=1}^J c(j) g_t(j)$$

sujeto a:

$$\sum_{j=1}^J g_t(j) = d_t \quad (I)$$

$$g_t(j) \leq \bar{g}(j) \quad (II) \quad (3.55.)$$

donde:

- z_t : suma de los costos de operación del sistema en el período t
- $c(j)$: costo unitario de operación de la central j
- d_t : la carga o demanda del sistema en el período t
- $g_t(j)$: la producción de energía de la central j
- $\bar{g}(j)$: la capacidad máxima de generación de la central j

La restricción I expresa el balance entre la oferta —suma de la producción de las centrales— y la demanda del sistema, mientras que la restricción II indica que la producción de cada central no debe superar los límites de capacidad de generación.

Tomemos un ejemplo sencillo. Si se requiere abastecer 15 MW de demanda en la hora fuera de punta y 25 MW en la hora punta y se tienen los siguientes datos:

Cuadro 3.7. Ejemplo de despacho en sistemas térmicos

Central	Capacidad disponible	Costo variable o precio declarado
Central 1	10 MW	US\$ 5 por MWh
Central 2	8 MW	US\$ 10 por MWh
Central 3	15 MW	US\$ 20 por MWh

En este caso se ordena a las centrales de menor a mayor costo hasta que lleguen a su límite de capacidad. Se puede ver que para la hora fuera de punta la suma de las capacidades de las dos centrales más baratas es 18 MW lo que es mayor a la demanda (15 MW), por lo que la última en despachar es la central con costo variable de 10 MWh, siendo este el costo marginal de este bloque horario. En la hora punta la demanda supera los 18 MW, por lo que debe entrar la tercera central y por lo tanto esta se convierte en la central marginal, por lo que el costo marginal en este período es de US\$ 20 por MWh.

Este mismo resultado se puede obtener planteando el problema formalmente y resolviéndolo mediante la técnica estándar de optimización con restricciones, es decir, a través del planteamiento del problema lagrangiano asociado. El problema planteado formalmente será el siguiente:

$$\begin{aligned}
 & \text{Min } (c_1g_1 + c_2g_2 + c_3g_3) \\
 & \text{sujeto a:} \\
 & g_1 + g_2 + g_3 = d \\
 & g_1 \leq \bar{g}_1 \\
 & g_2 \leq \bar{g}_2 \\
 & g_3 \leq \bar{g}_3
 \end{aligned} \tag{3.56}$$

El problema lagrangiano asociado se presenta a continuación:

$$\begin{aligned}
 L(g_1, g_2, g_3, \lambda, \mu_1, \mu_2, \mu_3) = & \text{Min } (c_1g_1 + c_2g_2 + c_3g_3) + \lambda(d - g_1 - g_2 - g_3) \\
 & + \mu_1(\bar{g}_1 - g_1) + \mu_2(\bar{g}_2 - g_2) + \mu_3(\bar{g}_3 - g_3)
 \end{aligned} \tag{3.57}$$

donde λ es el multiplicador de Lagrange de la restricción de satisfacción de la demanda, el cual se puede interpretar como el incremento marginal en los costos ante un incremento de la demanda en el óptimo, y μ_1, μ_2, μ_3 son los multiplicadores de las restricciones de capacidad de las centrales, los cuales se interpretan como la reducción marginal en el costo total asociada a un incremento de la capacidad de generación de cada tipo de central.²² Reemplazando los valores del ejemplo para la demanda punta tenemos:

$$\begin{aligned}
 L(g_1, g_2, g_3, \lambda, \mu_1, \mu_2, \mu_3) = & \text{Min } (5g_1 + 10g_2 + 20g_3) + \lambda(25 - g_1 - g_2 - g_3) \\
 & + \mu_1(10 - g_1) + \mu_2(8 - g_2) + \mu_3(15 - g_3)
 \end{aligned} \tag{3.57}$$

Las condiciones de primer orden son las siguientes:

$$\begin{aligned}
 \frac{\partial L}{\partial g_1} = 5 - \lambda - \mu_1 = 0 & \rightarrow \lambda = 5 - \mu_1 \\
 \frac{\partial L}{\partial g_2} = 10 - \lambda - \mu_2 = 0 & \rightarrow \lambda = 10 - \mu_2
 \end{aligned}$$

²² Para una explicación de la resolución de un problema de optimización con restricciones y del significado de los multiplicadores de Lagrange, véase el capítulo 4 de Lancaster 1968. Sobre la resolución de problemas de optimización con restricciones de desigualdad y las condiciones de Kuhn-Tucker, véase el capítulo 13 de Chiang y Wainwright 2005. Este tipo de problemas se puede plantear y solucionar sin mayor dificultad usando la herramienta «Solver» de Microsoft Excel (ver Winston 2004 para el uso de «Solver» y su aplicación a diferentes problemas de investigación de operaciones).

$$\frac{\partial L}{\partial g_3} = 20 - \lambda - \mu_2 = 0 \rightarrow \lambda = 20 - \mu_3$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = 25 - g_1 - g_2 - g_3 = 0$$

$$\frac{\partial L}{\partial \mu_1} = 10 - g_1 \leq 0$$

$$\frac{\partial L}{\partial \mu_2} = 8 - g_2 \leq 0$$

$$\frac{\partial L}{\partial \mu_3} = 15 - g_3 \leq 0$$

Puesto que los multiplicadores μ_1 , μ_2 y μ_3 están asociados a las restricciones de desigualdad, es necesario analizar si ellas están limitando o no en el óptimo (es decir, si las restricciones se están cumpliendo con igualdad), para lo cual es necesario analizar las condiciones de Kuhn-Tucker teniendo en cuenta que en el óptimo el problema lagrangiano debe ser equivalente al problema original.²³ En este caso, ello implica que se deben cumplir adicionalmente las siguientes condiciones:

$$\mu_1(10 - g_1) = \mu_2(8 - g_2) = \mu_3(15 - g_3) = 0 \quad (3.58.)$$

Como vimos antes, estas condiciones se cumplen en el caso de las centrales 1 y 2 puesto que están despachando a su mayor capacidad, por lo que en estos dos casos este multiplicador es negativo, e igual a la diferencia de costos entre las centrales 3 y 1 ($\mu_1 = -15$) y las centrales 3 y 2 respectivamente ($\mu_2 = -10$), puesto que un incremento de la capacidad de generación de estas centrales reducirá marginalmente los costos totales. La tercera central todavía tiene capacidad excedentaria, por lo que el cumplimiento de la restricción 3.58. implica que el multiplicador sea igual a cero. Por su parte, λ es igual a US\$ 20 por MWh, puesto que ante un incremento de la demanda el costo total se incrementará en el costo marginal de la tercera central, pues será esta la que debe abastecer los incrementos de la demanda. El costo total es de 270 dólares.

Este tipo de análisis se vuelve más relevante conforme se hace más complejo el problema de optimización al introducirse restricciones adicionales como la existencia de mínimos operativos en las centrales y de costos marginales que no sean constantes.²⁴ En este último caso un resultado interesante del proceso de maximización es que si las restricciones de capacidad no están limitando, la maximización implicará,

²³ Es decir, que en el óptimo debe cumplirse que: $L(g_1^*, g_2^*, g_3^*, \lambda, \mu_1, \mu_2, \mu_3) = f(g_1^*, g_2^*, g_3^*) = c_1 g_1^* + c_2 g_2^* + c_3 g_3^*$

²⁴ La existencia de mínimos operativos y de indivisibilidades de planta tiene consecuencias sobre el despacho óptimo y las inversiones. Una discusión de este tema se puede ver en Fischer y Serra 2003.

en el óptimo, que el costo marginal de producir una unidad adicional de demanda deberá ser igual entre todas las centrales. Un ejemplo en este sentido se puede ver en el apéndice 3.2.

Sistemas hidrotérmicos

El objetivo en este caso es minimizar el costo operativo total esperado en cada período t , sujeto a las restricciones de capacidad y eficiencia en el uso de recursos:

$$Z_t = \text{Min} \sum_{j=1}^J c(j)g_t(j) + \alpha_{t+1}(v_{t+1}) \quad (3.59.)$$

El costo inmediato en la ecuación es dado por los gastos de operación térmica en la etapa t :

$$\sum_{j=1}^J c(j)g_t(j) \quad (3.60.)$$

El costo futuro está representado por la función $\alpha_{t+1}(v_{t+1})$, la cual indica que este depende de v_{t+1} , que es el nivel de agua almacenada al final de la etapa t (inicio de la etapa $t+1$).

En el caso donde existe solo una planta hidráulica con capacidad de almacenar agua, este problema de optimización se puede expresar de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} & \text{Min} \quad c_t(\rho\mu_t) + \alpha_{t+1}(v_{t+1}) \\ & \text{sujeto a:} \\ & v_{t+1} = v_t - u_t - s_t + a_t \quad (I) \\ & v_{t+1} \leq \bar{v} \quad (II) \\ & u_t \leq \bar{u} \quad (III) \end{aligned} \quad (3.61.)$$

donde la restricción I expresa cómo cambia el volumen de agua almacenado de un período a otro. Así, v_{t+1} es la suma del nivel de almacenamiento en el período anterior (v_t) menos el flujo de agua turbinada (u_t) menos el flujo de agua desperdiciado en el período t (s_t). La restricción II indica que no se puede superar la capacidad máxima de almacenamiento, pues de lo contrario habrá vertimiento de agua e incluso daño al medio ambiente. La restricción III indica que el flujo de agua turbinada no puede superar la capacidad máxima de procesamiento de la turbina. La expresión $c_t(\rho\mu_t)$ representa los costos de operación térmica en función de la decisión de generación hidráulica, puesto que la producción térmica se calcula de manera residual dependiendo

de cuanto se ha haya decidido producir en cada período con las centrales hidráulicas. Esta función es implícitamente calculada como:

$$c_t(\rho u_t) = \text{Min} \sum_{j=1}^J c(j) g_t(j)$$

sujeto a:

$$\sum_{j=1}^J g_t(j) = d_t - \rho u_t \quad (I)$$

$$g_t \leq \bar{g} \quad (II) \quad (3.62.)$$

Las restricciones impuestas están referidas al balance de energía (I), que indica que la producción térmica debe ser igual a la demanda menos la producción hidráulica, la cual viene a ser el producto del coeficiente tecnológico ρ (MWh por hectómetro cúbico) por el flujo de agua turbinada u_t (medida en hectómetros cúbicos), y a que la producción de cada central térmica no supere sus límites de capacidad (II).

Una idea gráfica de la forma como se encuentra el nivel óptimo de almacenamiento se presenta en el gráfico 3.22. Si se consideran solo dos períodos, y se tiene como variable de decisión el nivel de embalse al final del primer período (E), el problema del operador va a consistir en minimizar el costo total de producción en los dos períodos (CT), el cual es la suma del costo operativo inmediato (COI) y el costo operativo futuro (COF).

$$\text{Min} \quad CT(E) = COI(E) + COF(E) \quad (3.63.)$$

Derivando respecto al nivel de embalse e igualando a cero —condición de primer orden— tenemos:

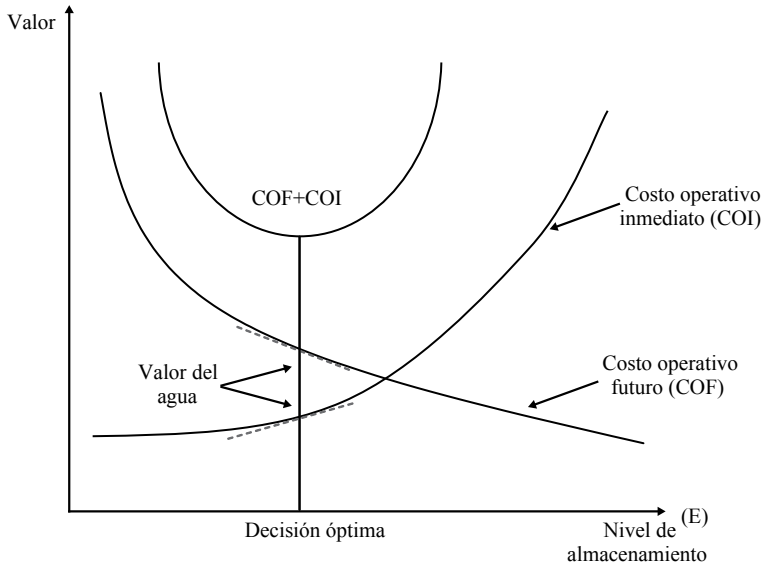
$$dCT(E) = \frac{dCOI(E)}{dE} + \frac{dCOF(E)}{dE} = 0 \quad (3.64.)$$

Despejando obtenemos que, en el óptimo, la reducción marginal del costo futuro asociada a un mayor nivel de embalse en el futuro debe ser igual al incremento marginal en el costo actual derivado de tener un menor nivel de embalse en el presente y usar a los generadores térmicos. El valor absoluto de estas derivadas es conocido como el *valor del agua* y alude al costo de oportunidad del uso del agua en la operación de sistemas hidrotérmicos.²⁵

$$\frac{dCOI(E)}{dE} = - \frac{dCOF(E)}{dE} = |\text{Valor del Agua}| \quad (3.65.)$$

²⁵ Este valor no tiene en cuenta los otros potenciales usos del agua embalsada sino que está referido solo al impacto de mantener determinado nivel de embalse sobre los costos de operación del sistema.

Gráfico 3.22. Volumen de almacenamiento óptimo en el despacho hidrotérmico



Fuente: Pereira, Campodónico y Kelman 1998

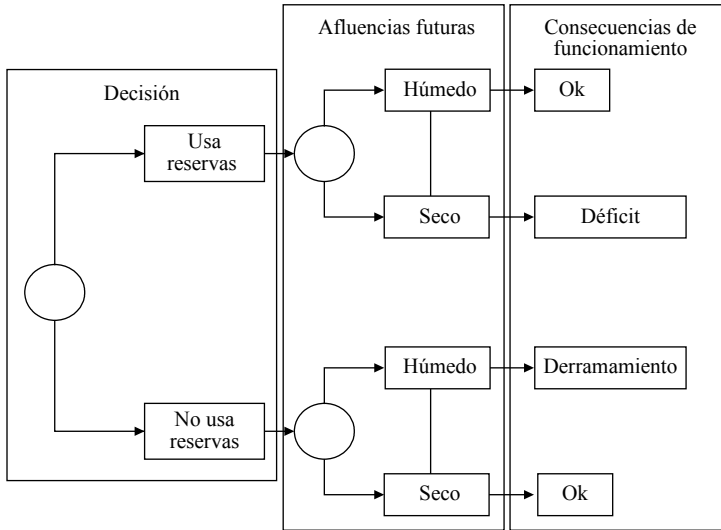
El despacho en un sistema hidrotérmico también se puede ilustrar mediante un árbol de decisiones, a fin de identificar los potenciales resultados de cada decisión (ver gráfico 3.23.).

Por ejemplo, una decisión subóptima sería almacenar un determinado nivel de agua para el siguiente período previendo la ausencia de lluvias y que al final existan lluvias abundantes, y por lo tanto ocurra un vertimiento de agua en los embalses. En este caso se podría haber almacenado menos agua y reducido el costo del período actual. Sin embargo, estas decisiones son complicadas debido a las dificultades para prever fenómenos como las lluvias, por lo que se requiere un continuo monitoreo de estas variables.

Estos problemas se suelen resolver con técnicas de programación dinámica que utilizan el principio de optimalidad de Bellman a fin de encontrar la trayectoria óptima de la cantidad de agua por embalsar en cada período.²⁶

²⁶ El principio de optimalidad indica que dado el estado actual de un problema de programación dinámica, la decisión óptima para cada uno de los estados restantes no debe depender de los estados previamente alcanzados o de las decisiones previamente tomadas.

Gráfico 3.23. Árbol de decisiones en el despacho hidrotérmico



Fuente: Pereira, Campodónico y Kelman 1998

Veamos un ejemplo muy simplificado de la forma como se deben tomar las decisiones de operación de los sistemas hidrotérmicos. Tenemos dos plantas, una termoelectrica con costo marginal de US\$ 20 por MWh y una central hidroeléctrica con capacidad de almacenar agua. Imaginemos que la demanda es de 1 MWh y se cubre con solo una de ellas.

En el gráfico 3.24. se muestra el costo total esperado de las decisiones de almacenamiento de agua —sin considerar una tasa de descuento intertemporal— para los dos períodos. Este se obtiene sobre la base del análisis de los costos esperados si hay disponibilidad de agua en el sistema —lluvias— en el siguiente período y si se ha decidido almacenar o no agua en el sistema. Si se asume que la probabilidad de que llueva es de un medio, se tendría un costo esperado igual a 10 si se dejó vacío el embalse y de 20 si se dejó lleno (ver cuadro 3.8.).

Cuadro 3.8. Ejemplo de cálculo de costos en despacho hidrotérmico

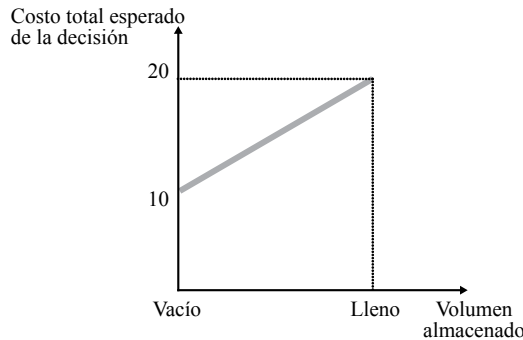
Si hay agua (si llueve)	Costo actual	Costo futuro	Costo total (US\$ por MWh)	Si no hay agua (si no llueve)	Costo actual	Costo futuro	Costo total (US\$ por MWh)
Vacío	0	0	0	Vacío	0	20	20
Lleno	20	0	20	Lleno	20	0	20

Decisión	Costo esperado total (US\$ por MWh)
Vacío	10
Lleno	20

Fuente: OSINERGMIN

Ello significa que se debe atender la demanda con la central hidroeléctrica en este período y que el costo marginal de abastecimiento de ambos períodos será igual a US\$ 10 por MWh. En este caso, solo si la probabilidad de que llueva fuera nula sería conveniente no utilizar la central hidroeléctrica en el período actual. Sin embargo, en la operación real de los sistemas hidrotérmicos estas decisiones se tienen que tomar para varios períodos, por lo que la probabilidad de que existan lluvias cuando se ha tomado la decisión de almacenar agua y no usarla en los períodos anteriores tiene mayores implicancias sobre las decisiones de operación del sistema. Adicionalmente, se suele introducir la restricción de dejar un nivel de almacenamiento de agua al final del período de decisión. Un análisis detallado del problema del despacho hidrotérmico se puede encontrar en el capítulo 7 de Wood y Wollenberg (1996), EGEM S.A. (1996) y Cámac (1994).

Gráfico 3.24. Costo de las decisiones de almacenamiento de agua



9. EJERCICIO DEL PODER DE MERCADO Y EL ROL DE LOS CONTRATOS

Como se mencionó en el subcapítulo 2 del primer capítulo, en los últimos años se han aplicado algunas herramientas desarrolladas en el análisis de competencia al sector eléctrico. Entre los estudios realizados destacan los que aplican el enfoque de *Supply Function Equilibria* a los mercados mayoristas de electricidad, principalmente Green y Newbery (1992), Newbery (1998) y Green (1999). En estos documentos

se analiza el comportamiento del mercado eléctrico inglés considerando que, en un contexto donde se requiere realizar ofertas para demandas cambiantes a lo largo del día, sus estrategias se pueden modelar mediante la generación de funciones de oferta óptimas para cada nivel de demanda. En los dos últimos *papers* se incluye la interacción entre el mercado *spot* y el mercado de contratos financieros, siendo uno de los resultados importantes que las empresas que están completamente contratadas tenderán a ofertar costos marginales en el mercado *spot* debido al riesgo de tener que comprar más caro en la bolsa de energía si no son despachadas. La derivación de este resultado se puede realizar de una forma simplificada usando el modelo de competencia a lo Cournot presentado en el subcapítulo 2 del primer capítulo.

Derivación del índice de Lerner con contratos bilaterales

Se considera una empresa i cuya producción (q_i) cubre las cantidades que ha pactado en contratos de venta con sus clientes (qc_i) a un precio (P_C), y la diferencia entre la cantidad que produce y la contratada ($q_i - qc_i$) la puede vender al mercado al precio *spot* (P_S), el cual podría ser mayor o menor al precio pactado en el contrato.

Bajo este contexto, los ingresos de la firma (IT_i) quedan expresados como:

$$IT_i = qc_i P_C + (q_i - qc_i) P_S(Q_T) \quad (3.66.)$$

donde:

- qc_i : cantidad total pactada en el contrato por la firma
- P_C : precio pactado en el contrato
- P_S : precio *spot* o precio del mercado
- q_i : cantidad total producida por la firma
- Q_T : cantidad total producida en el mercado $\left(Q_T = \sum_{i=1}^N q_i \right)$

Se considera que la firma se encuentra en el largo plazo y tiene la siguiente estructura de costos:

$$CT_i = CMg \times q_i \quad (3.67.)$$

donde:

- CMg : costo marginal
- q_i : cantidad total producida por la firma

Asumiendo que la cantidad contratada (qc_i) y el precio acordado en el contrato (P_C) son independientes del precio de mercado o precio *spot* (P_S), que el costo marginal de la firma (CMg) es independiente de la cantidad producida, y que la firma puede ejercer influencia negativa en el precio *spot* a través de una mayor cantidad vendida

(formalmente $P_s(Q_T)$ o demanda inversa), los beneficios de la firma i ($\pi_i = IT_i - CT_i$) quedarían expresados de la siguiente manera:

$$\pi_i(Q) = P_c \times qc_i + (q_i - qc_i) \times P_s(Q_T) - CMg \times q_i \quad (3.68.)$$

La empresa maximiza beneficios cuando:

$$\frac{\partial \pi_i}{\partial q_i} = P_s + (q_i - qc_i) \frac{\partial P_s}{\partial Q_T} \frac{\partial Q_T}{\partial q_i} - CMg = 0 \quad (3.69.)$$

Con el fin de obtener una expresión en términos de la elasticidad de la demanda (ϵ), y luego el índice del Lerner (L_i), consideramos en primer lugar que $\partial Q_T / \partial q_i = 1$ (competencia a lo Cournot) y multiplicamos y dividimos el segundo término de la ecuación (3.69.) por q_i / P_s de la siguiente manera:

$$P_s(Q_T) + (q_i - qc_i) \underbrace{\frac{\partial P_s}{\partial Q_T} \frac{Q_T}{P_s} \frac{P_s}{Q_T}}_{1/\epsilon} - CMg = P_s(Q_T) + \frac{(q_i - qc_i)}{Q_T} \cdot \frac{1}{\epsilon} \cdot P_s - CMg = 0$$

$$\underbrace{\frac{P_s(Q_T) - CMg}{P_s(Q_T)}}_{L_i} = - \underbrace{\frac{(q_i - qc_i)}{Q_T}}_{ss_i} \cdot \frac{1}{\epsilon} \Rightarrow L_i = - \frac{ss_i}{\epsilon} \quad (3.70.)$$

donde:

- $L_i = \frac{P_s(Q_T) - CMg}{P_s(Q_T)}$: índice de Lerner de la firma i en un contexto de contratos bilaterales
- $ss_i = \frac{q_i - qc_i}{Q_T}$: participación de la firma i en el mercado spot neta de sus contratos

Si $ss = 0$ —es decir, que la cantidad contratada coincide con la producida en el mercado *spot*—, el índice de Lerner L_i sería igual a cero. Esto significa que en un contexto donde las firmas comercializan su producción mediante contratos bilaterales a futuro estas no tienen incentivos para ejercer poder de mercado —es decir, para modificar sus niveles de producción con el objetivo de influir sobre el precio *spot*—.

Por ejemplo, si la demanda tiene elasticidad unitaria ($\epsilon = -1$), $ss = 30\%$, el índice de Lerner (L_i) y el *mark-up* (v_i) serían

$$L_i = - \frac{ss}{\epsilon} = - \frac{30\%}{-1} = 30\% \quad v_i = \frac{L_i}{1 - L_i} = \frac{30\%}{1 - 30\%} = 42,9\%$$

En este contexto, la firma i tendría incentivos para ejercer poder de mercado reflejándose dicha influencia en un *mark-up* de 42,9% (para la demostración de la relación *mark-up* - índice de Lerner ver apéndice 1.B).

Si la demanda es elástica ($\varepsilon = -1,5$) y $ss = 90\%$, y el índice de Lerner (L_i) y el *mark-up* (v_i) serían:

$$L_i = -\frac{ss}{\varepsilon} = -\frac{90\%}{-1,5} = 60\% \quad v_i = \frac{L_i}{1-L_i} = \frac{60\%}{1-60\%} = 150\%$$

En este contexto, aun cuando la demanda tiene alguna elasticidad, si la firma destina poco porcentaje de su producción a los contratos bilaterales, esta tendría incentivos para ejercer poder de mercado reflejándose dicha influencia en un *mark-up* de 150%.

La relación entre el nivel de contratos y el ejercicio de poder de mercado ha sido analizada por Wolfram (1999) en el *pool* inglés (ver el capítulo 6 para una descripción de este proceso de reforma), encontrándose que no habría sido tan fuerte como lo predicen los modelos teóricos. Por otra parte, De la Cruz y García (2002) analizan con esta lógica las estrategias de los generadores en el mercado eléctrico peruano.

Ejercicio del poder de mercado en los sistemas hidrotérmicos

En los sistemas eléctricos puramente térmicos el ejercicio del poder de mercado suele estar asociado con analizar las ofertas de precios y cantidades de los generadores en los diferentes mercados de corto plazo teniendo en cuenta el rol de los niveles de contratación asumidos, la influencia de las restricciones de transmisión y otros aspectos. Como se mencionó, se pueden realizar mediciones *ex post* del ejercicio del poder en determinados períodos (Wolfram 1999) como simulaciones de lo que pasaría, por ejemplo, si se liberalizara un sistema eléctrico en particular. Las medidas por tomarse para mitigar el poder de mercado consisten principalmente en imponer niveles tope a las ofertas de los generadores.

Sin embargo, en los sistemas hidrotérmicos surge una complicación adicional que está relacionada con la capacidad de los generadores hidroeléctricos que pueden embalsar agua y usar estratégicamente sus niveles de almacenamiento para incrementar sus beneficios a lo largo del tiempo. La forma como se toman estas decisiones en un análisis de teoría de juegos se puede ver en Villar (2002) y Arellano (2004). En este último documento se analiza la posibilidad de liberalizar el mercado eléctrico chileno, donde si bien existe libre entrada a la generación, los precios son

calculados con procedimientos administrativos, concluyéndose que esta traería importantes pérdidas de bienestar por el potencial ejercicio del poder de mercado de los generadores.

Ejercicio del poder de mercado mediante decisiones de inversión

Tal como mencionan Pineau y Murto (2002), en el análisis de competencia de los mercados eléctricos no se ha trabajado suficientemente el análisis de las decisiones de inversión de las empresas, considerándose que en el largo plazo la competencia funcionará y se logrará la adecuación de la oferta de electricidad. Sin embargo, dado que las decisiones de inversión y fijación de precios no son dictadas por un planificador centralizado y tienen implicancias sobre el ejercicio del poder de las empresas, algunos autores como Smeers (1997) han argumentado sobre la necesidad de un análisis del comportamiento de las empresas en un entorno dinámico.

Un primer estudio donde se analizaron estos problemas fue realizado por Von der Fehr y Harbord (1997), quienes desarrollaron un modelo en dos etapas donde las empresas eligen primero el monto a invertir y en una segunda etapa compiten en precios. Estos autores encontraron que las empresas tenderían a subinvertir para incrementar su poder de mercado y que la inversión tenderá a concentrarse en tecnologías especializadas cuyos costos marginales les otorguen ventajas en el proceso de formación de precios en el mercado *spot*.

Este enfoque fue aplicado al caso peruano por Dammert, García y Quiso (2005), donde se modela cómo las empresas pueden ejercer el poder de mercado en el sector eléctrico postergando sus decisiones de inversión, tal como haría un monopolista, cuando existe un mecanismo de regulación de precios basado en proyecciones de costos como el usado en el caso peruano (ver el capítulo 6 para un análisis de la reforma del sistema eléctrico peruano).

10. COMENTARIOS FINALES

La generación eléctrica presenta una serie de características que la distinguen de otras actividades. En primer lugar, dada la dificultad de almacenarla y las variaciones en el consumo de electricidad durante el día, se requiere una combinación de tecnologías —hidroeléctricas, generadoras a ciclo simple y ciclo combinado, entre otras— para abastecer electricidad con eficiencia. En segundo lugar, las tarifas óptimas de generación son función de los costos marginales —precio de energía— que varían según la demanda a lo largo del día, así como de un cargo de capacidad —precio de potencia—, este último con objeto de cubrir los costos del parque generador.

Desde el punto de vista de la regulación de los precios de generación eléctrica, en algunos sistemas esta se realiza mediante procedimientos administrativos basados en el cálculo de costos futuros de producción estimados, mientras que en otros se permite que estos sean determinados por el mercado, ya sea a través de licitaciones de mediano plazo o por el libre juego de la oferta y demanda en el mercado *spot*. Además, dada la variabilidad de la demanda y los riesgos de abastecimiento, en algunos sistemas se establece a los generadores un requisito de asegurar capacidad de reserva, mientras que en otros sistemas se permite que esta capacidad sea determinada por el mercado, aunque con fluctuaciones significativas del precio de electricidad.

En este capítulo se han revisado los principales aspectos de la regulación económica de la actividad de generación tratando de resaltar las peculiaridades que posee respecto a otras actividades donde puede introducirse competencia y cómo ello ha llevado al diseño de diferentes mecanismos regulatorios que buscan lograr niveles de inversión en capacidad de generación adecuados y una operación eficiente y segura del sistema eléctrico. De la discusión de estos temas queda claro que las soluciones adoptadas no son únicas y que la magnitud de los problemas depende también de las particularidades de cada sistema eléctrico. Sin embargo, algunas lecciones tienen una aplicación general, como la necesidad de que un parque generador posea una combinación de tecnologías de generación si se quiere reducir los costos y mejorar la confiabilidad del suministro, y que la operación de los generadores en un entorno más desregulado hace necesario el uso de una serie de mecanismos que les permitan manejar los riesgos intrínsecos a la operación en el sector eléctrico.

APÉNDICE 3.1. COSTOS MEDIOS Y FACTOR DE PLANTA

De acuerdo a Stoft (2002), existen dos formas de expresar los costos medios de la producción de electricidad (en US\$ por MWh):

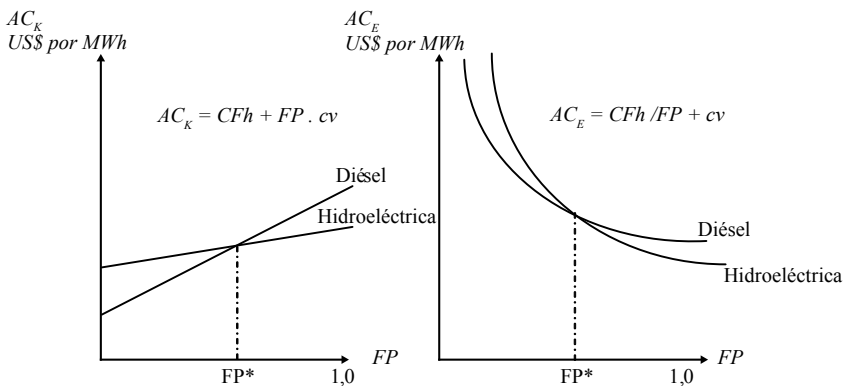
$$AC_K = CFh + FP.cv \text{ (costo medio de capacidad)}$$

$$AC_E = CFh/FP + cv \text{ (costo medio de energía)}$$

Donde:

- CFh : costo fijo unitario, definido como el costo fijo anual (CF) entre el número de horas del año ($CF / 8.760$)
- FP : factor de planta
- cv : costo variable unitario (US\$/MWh)

Gráfico 1. Costos medios de energía y costos medios de potencia



Fuente: Stoft 2002

Nótese que cuanto mayor es el factor de planta mayor es el costo medio de la capacidad debido a que es necesario cubrir un mayor costo variable. A su vez, cuanto mayor es el factor de planta menor es el costo medio de la energía debido a que el costo fijo anual se reparte entre un mayor número de horas de operación, por lo que posee un mayor sentido económico. Existe un factor de planta al que le es indiferente utilizar una central a diésel o hidroeléctrica, y es aquel al que se igualan los costos medios de capacidad o energía de ambas centrales.

A modo de ejemplo, tomemos el caso de la comparación a nivel de costos medios de energía entre una central hidroeléctrica y una central a diésel con los costos fijos y costos variables unitarios indicados en la tabla adjunta, para factores de planta (FP) de 10% y 90%. La comparación de los costos medios para estas dos tecnologías en estos casos se presenta en el cuadro 1.

Cuadro 1. Costos medios para diferentes factores de planta

Tipo de central	Costo fijo anual (CF) US\$/MW-año	Costo fijo unitario (CFh) US\$/MWh	Costo variable unitario (cv) US\$/MWh	Costo medio de energía para $FP=10\%$ (AC_E) US\$/MWh	Costo medio de energía para $FP=90\%$ (AC_E) US\$/MWh
Diésel	40.000	4,6	50	95,7	55,1
Hidro-eléctrica	100.000	11,4	0	114,2	12,5

Como se puede apreciar, ante un bajo factor de planta el costo medio en energía es menor para el caso de la central a diésel frente al caso de la central hidroeléctrica, sucediendo lo contrario cuando el factor de planta es alto, debido a que el mayor costo fijo anual de la hidroeléctrica se divide en un mayor número de horas de utilización al año y los costos variables no sufren mayor incremento.

APÉNDICE 3.2. DESPACHO ÓPTIMO CON COSTOS CUADRÁTICOS Y MÍNIMOS OPERATIVOS²⁷

Consideremos un sistema con dos unidades generadoras que abastecen a una carga total del sistema de 700 MW. Las características de los generadores son las siguientes:

Cuadro 1. Ejemplo de despacho con costos cuadráticos y mínimos operativos

Variables y parámetros	Unidad 1	Unidad 2
Generación mínima	100 MW	50 MW
Generación máxima	500 MW	250 MW
Función de costos C_i	$a_i g_i^2 + b_i g_i + C_i$	
a	1,0 US\$/MWh	3,4 US\$/MWh
b	8,5 US\$/MWh	25,5 US\$/MWh
c	5 US\$/MWh	9 US\$/h

El costo total del sistema es la suma de los costos de las empresas generadoras 1 y 2, que debe minimizarse sujeto a la restricción de que se cubra la demanda. Se asume que no hay pérdidas de transmisión ni límites de capacidad de generación.

²⁷ Ejemplo tomado de Bhattacharya *et al.* 2001.

El lagrangiano asociado a este problema es el siguiente:

$$L = (1,0g_1^2 + 8,5g_1 + 5) + (3,4g_2^2 + 25,5g_2 + 9) + \lambda(700 - g_1 - g_2)$$

Utilizando las condiciones de primer orden tenemos:

$$\frac{\partial L}{\partial g_1} = 0; \quad \frac{\partial L}{\partial g_2} = 0; \quad \frac{\partial L}{\partial \lambda} = 0$$

Con lo que se obtienen las siguientes ecuaciones:

$$2,0g_1 - \lambda = -8,5; \quad 6,8g_2 - \lambda = -25,5; \quad g_1 + g_2 = 700$$

Por tanto, la solución óptima es la siguiente:

$$g_1^* = 542,8 \text{ MW}$$

$$g_2^* = 157,2 \text{ MW}$$

$$\lambda = 1.094,2 \text{ US\$ / MWh}$$

$$\text{Costo total} = \text{US\$ } 387.288,5 \cong \text{US\$ } 0,387 \text{ millones}$$

No obstante, se puede notar que los resultados violan la restricción de límites de la generación, en particular de la central 1. Por lo tanto, no son viables. En el planteamiento del problema debemos considerar esta restricción, de la siguiente manera:

$$L = (1,0g_1^2 + 8,5g_1 + 5) + (3,4g_2^2 + 25,5g_2 + 9) + \lambda(700 - g_1 - g_2) + \mu_1(500 - g_1)$$

Aplicando otra vez las condiciones de primer orden, dado que μ_1 tiene que ser menor que cero, obtenemos en el óptimo los siguientes resultados:

$$g_1^* = 500 \text{ MW}$$

$$g_2^* = 200 \text{ MW}$$

$$\lambda = 1.385,5 \text{ US\$ / MWh}$$

$$\mu_1 = -377,0 \text{ US\$ / MWh}$$

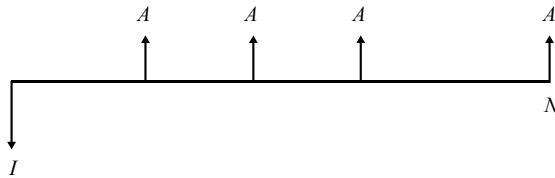
$$\text{Costo total} = \text{US\$ } 395.364 \cong \text{US\$ } 0,395 \text{ millones}$$

$$\text{Incremento} = \text{US\$ } 8.076$$

APÉNDICE 3.3. OBTENCIÓN DE LA FÓRMULA DE ANUALIDADES

Considérese una central cuyo costo de inversión inicial es I (US\$ por MW), que requiere amortizarse con un flujo anual uniforme A en un período de N años:

Gráfico 1. Inversión repagada con anualidades



Si el inversionista enfrenta un costo de oportunidad r , para que la inversión se realice debe cumplirse que el valor presente de los flujos descontados sea mayor o igual al monto invertido:

$$I = \frac{A}{(1+r)} + \frac{A}{(1+r)^2} + \dots + \frac{A}{(1+r)^n} \quad (1)$$

Multiplicando esta expresión por $(1+r)$ se obtiene:

$$(1+r)I = A + \frac{A}{(1+r)} + \dots + \frac{A}{(1+r)^{n-1}} \quad (2)$$

Restando (2) menos (1) tenemos:

$$rI = A - \frac{A}{(1+r)^n} = A \left(1 - \frac{1}{(1+r)^n} \right)$$

Despejando obtenemos la fórmula de A :

$$A = \frac{rI}{1 - \frac{1}{(1+r)^n}}$$

APÉNDICE 3.4. «PEAK LOAD PRICING» CON COSTO DE RACIONAMIENTO Y OFERTA Y DEMANDA ESTOCÁSTICAS

A continuación se presenta el modelo de *Peak Load Pricing* planteado por Chao (1983) donde se incorpora el carácter aleatorio de la oferta y demanda y el valor que le dan los individuos a tener electricidad en el problema de encontrar los precios óptimos.

Demanda

En primer lugar se asume que los períodos de fijación de precios tienen una duración constante igual a θ . El modelo también se puede extender para períodos de fijación de precios variables.

Se tiene una demanda de potencia —o demanda instantánea— de carácter estocástico $\tilde{D}(p)$, por lo que la demanda de energía $\tilde{D}_e(p)$ será la multiplicación de la demanda esperada de potencia $E\{\tilde{D}(p)/\varepsilon\}$ por el período de fijación de precios θ :

$$\tilde{D}_e(p) = \theta * E\{\tilde{D}(p)/\varepsilon\}$$

Se define también el beneficio bruto del consumidor:

$$\tilde{U}(q, \varepsilon) = \tilde{U}(q), \text{ donde } U' > 0 \text{ y } U'' < 0$$

Dado que $q = \tilde{D}_e(p)$ entonces $\tilde{U}(q) = \tilde{U}(\tilde{D}_e(p))$.

Se asume que este consumidor tiene preferencias cuasilineales²⁸ por lo que la primera derivada del excedente del consumidor en q es igual al precio:

$$\tilde{U}'(\tilde{D}_e(p)) = p$$

Oferta

La capacidad disponible de cada tecnología i constituye una variable aleatoria donde se cumple que:

$$\tilde{Y}_i(\tilde{Y}) = \int_0^{\tilde{Y}_i} \tilde{Y}(z) dz, \text{ donde } \tilde{Y}(z) \in [0, 1] \text{ y } E(\tilde{y}_i) = a_i$$

²⁸ En este caso las curvas de indiferencia del consumidor (función de utilidad en el plano de los bienes) son traslaciones verticales unas de otras.

Por lo tanto, la capacidad total obtenible también será una variable aleatoria, siendo las tecnologías ordenadas por sus costos operativos:

$$\tilde{z}_i = \sum_{j=1}^i \tilde{Y}_j$$

Dado que la potencia total no debe superar a la demanda en cada momento, la oferta total en un momento del tiempo estará dada por el mínimo entre la demanda y la capacidad disponible:

$$\tilde{Q}(p, z_i) = \text{MIN}\{D(p), z_i\}$$

La cantidad esperada de energía suministrada por la tecnología i estará dada por:

$$\theta_i E\{\tilde{Q}(P, Z_i) - \tilde{Q}(P, Z_{i-1})\}$$

Por lo que el costo operativo total será el siguiente:

$$\sum_{i=1}^N \theta_i b_i E\{\tilde{Q}_i(p_i, \tilde{z}_i) - \tilde{Q}_i(p_i, \tilde{z}_{i-1})\} \quad \text{donde } i = 1, 2, 3, \dots, N.$$

Costo de racionamiento

Este costo puede ser representado como una función de la energía ofertada y la energía demandada:

$$\tilde{S}(\tilde{Q}_e(p, z_M), \tilde{D}_e(p)), \quad \text{donde } \tilde{Q}_e(p, z_M) = \theta \cdot E\{\tilde{Q}(P, z_M) / \zeta\}$$

El objetivo

Si llamamos β_i al costo fijo de la tecnología i y b_i al costo variable, se puede obtener una expresión general para el problema del planificador o regulador. Este buscará maximizar el bienestar de la sociedad (W), que viene a ser la suma del beneficio bruto del consumidor menos los costos de operación, inversión y racionamiento.

$$W = E\tilde{U}(\tilde{D}_e(p)) - \sum_{i=1}^N \beta_i Y_i - \sum_{i=1}^N \theta_i b_i E\{\tilde{Q}_i(p_i, \tilde{z}_i) - \tilde{Q}_i(p_i, \tilde{z}_{i-1})\} - \theta r E\{\tilde{D}(p) - \tilde{Q}(p, \tilde{z}_N)\}$$

Si llamamos a_i a la disponibilidad promedio de las centrales —variable que está entre 0 y 1— y derivamos esta expresión respecto a Y_i y Y_{i+1} , se puede mostrar que la condición hasta la cual es conveniente utilizar la tecnología $i+1$ viene dada por la siguiente expresión:

$$\theta Prob(\tilde{D}(p_i) > \tilde{z}_i) = \frac{\beta_i / a_i - \beta_{i+1} / a_{i+1}}{b_{i+1} - b_i} \quad \forall i = 1, 2, \dots, N$$

Como se puede apreciar el punto de corte, en este caso, es similar al del caso donde no existe incertidumbre.

Por su parte, derivando la expresión respecto al precio se puede obtener la siguiente expresión para el precio óptimo con demandas correlacionadas (P_C):

$$P_C = \sum_{i=1}^N b_i \frac{E\{\tilde{D}'(p_i) / \tilde{z}_i > \tilde{D}'(p) > \tilde{z}_{i-1}\}}{E\{\tilde{D}'(p_i)\}} Prob(\tilde{z}_i > \tilde{D}(p) > \tilde{z}_{i-1}) + r \times \frac{E\{\tilde{D}'(p_i) / \tilde{D}'(p_i) > \tilde{z}_N\}}{E\{\tilde{D}'(p_i)\}} Prob(\tilde{D}'(p) > \tilde{z}_N)$$

Es decir, el precio será la suma del costo variable esperado ponderado por la probabilidad de que la demanda se encuentre en un rango donde margine la tecnología i más el costo de racionamiento ponderado por la probabilidad de que la demanda supere a la oferta. Este último componente es similar al pago de capacidad que se implementó en Inglaterra y Gales que consistía en adicionar al precio de energía un cargo equivalente a la multiplicación del VOLL por el LOLP.

En el caso de que las demandas marginales sean independientes de la demanda total esta expresión se simplifica, teniéndose el siguiente precio óptimo (P_I):

$$P_I = \sum_{i=1}^N b_i Prob(\tilde{z}_i > \tilde{D}(p_i) > \tilde{z}_{i-1}) + r \times Prob(\tilde{D}(p_i) > \tilde{z}_N)$$

APÉNDICE 3.5. EJEMPLO DE EQUILIBRIO DE MERCADO SIN PAGO POR CAPACIDAD

En un esquema descentralizado, donde los precios se forman por la intersección de la oferta y la demanda, una situación donde la inversión en determinadas tecnologías se encuentra desadaptada (en el sentido de que no corresponde a la combinación que minimiza el costo del sistema), y donde existe la libre entrada y salida de inversionistas, llevará a un proceso de inversión eficiente donde en la situación final se logra el menor costo y el equilibrio financiero (Green 2000). Ello se puede ilustrar mediante un ejemplo sencillo presentado por Borenstein (1999).

Oferta: se tienen dos tipos de generadores:

G1:

$N = 50$

Capacidad = 80 MW

Costo fijo = US\$ 926.400 mensual

Costo marginal = US\$ 15 por MWh

G2:

$N = 100$

Capacidad = 60 MW

Costo fijo = US\$ 288.000 mensual

Costo marginal = US\$ 25 por MWh

Demanda: dada por las siguientes funciones:

Fuera de pico: 420 horas al mes $P = 30 - Q/1.000$

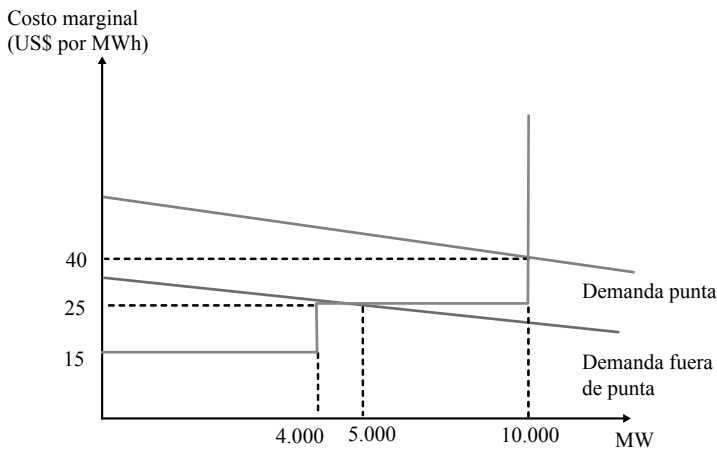
Pico: 300 horas al mes $P = 50 - Q/1.000$

En este estado inicial la situación financiera de las empresas sería la siguiente:

G1: $80*(40-15)*300 + 80*(25-15)*420 - 926.400 = \text{US\$ } 9.600$ mensual (beneficios extraordinarios)

G2: $60*(40-25)*300 - 288.000 = - \text{US\$ } 18.000$ mensual (pérdidas)

Gráfico 1. Equilibrio inicial en un esquema sin pago de capacidad



La existencia de ingresos extraordinarios para los generadores del tipo 1 y de déficit para los generadores del tipo 2 llevará a la instalación de mayor capacidad del tipo 1 y a la salida de empresas del tipo 2. Así se generará la entrada de 2.000 MW G1 y la salida de 3.000 MW de G2.

Con ello los nuevos precios serían:

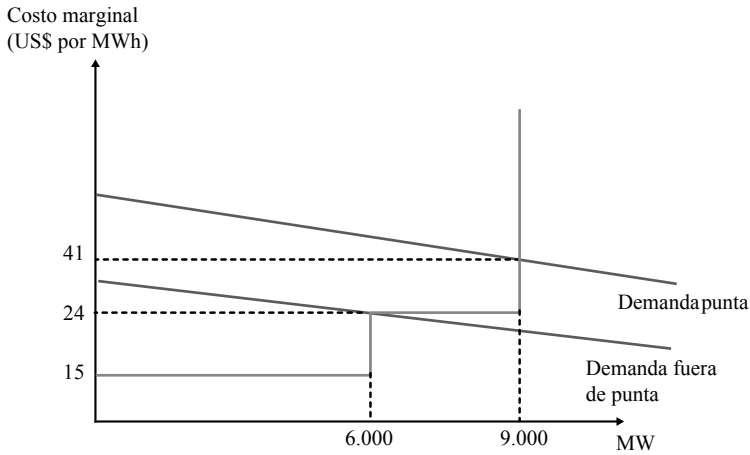
Precio pico: US\$ 41 por MWh; precio fuera de pico: US\$ 24 por MWh.

Las empresas de ambos tipos llegarían al equilibrio financiero donde sus ingresos serían iguales a los costos de operación e inversión (incluyendo el costo de oportunidad del capital). Así tenemos:

G1: $\text{US\$ } 926.400 = 80*\{(41-25)*300 + (24-15)*420\}$

G2: $\text{US\$ } 288.000 = 60*(41-25)*420$

Gráfico 2. Equilibrio final en un esquema sin pago de capacidad



Es importante notar que, en este caso, la recuperación de los costos fijos para la central marginal se realiza mediante un ingreso adicional conocido como *renta de escasez*, derivado de la diferencia entre el precio de mercado y el costo variable de la última central —obtenido de la intersección de la oferta, con un último tramo vertical, y la demanda—, lo que implica una importante respuesta de la demanda.

APÉNDICE 3.6. MECANISMOS ALTERNATIVOS DE PAGO POR CAPACIDAD

Dado que las metodologías para fijar administrativamente precios de capacidad pueden dar lugar a ineficiencias —lo que puede originar un nivel excesivo o insuficiente de capacidad—, existen mecanismos de pago de capacidad tales como: 1) imposiciones cuantitativas de capacidad contratada, 2) sistemas obligatorios de seguros o *hedging*, y 3) centralización del requerimiento de *hedging*.

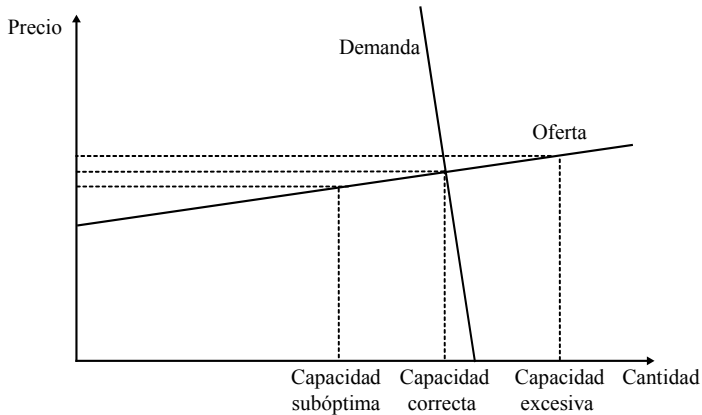
1. Imposiciones cuantitativas de capacidad contratada. Una alternativa a establecer pagos por capacidad para los generadores es imponer obligaciones de contratación de capacidad a las entidades encargadas de abastecer la demanda —distribuidores, comercializadores minoristas—. Esta modalidad ha sido implementada, por ejemplo, en los mercados desregulados del noreste de Estados Unidos, tales como Nueva Inglaterra, PJM (Pennsylvania, Jersey, Maryland Power Pool) y New York Power Pool (NYPP). Específicamente, la imposición consiste en la obligación de tener contratos vigentes con generadores por un nivel de capacidad superior a la demanda máxima, dentro de un cierto período de tiempo.

En este tipo de mercados con imposiciones cuantitativas de capacidad, se han desarrollado mercados secundarios, formales e informales, que permiten, a los responsables de abastecer la demanda, la compra/venta de los contratos de capacidad.

La obligación de contratar permite a los generadores recaudar ingresos adicionales para cubrir los costos fijos de la reserva de capacidad no utilizada en el sistema, dando incentivos al sistema para construir reservas más allá de las necesidades de corto plazo, y cubrir así los servicios complementarios. Desde el punto de vista económico, la imposición de contratar funciona como un control de cantidad en el mercado de la reserva de capacidad, lo cual puede ser comparado con otro mecanismo de intervención, como es la fijación del precio de la capacidad.

El argumento clásico de intervención de precios versus cantidades sugiere que, si la demanda es casi vertical y la curva de oferta es horizontal, un pequeño error en la fijación del precio de la capacidad resulta en un efecto importante en la magnitud de la capacidad ofrecida, por lo que el control directo de la capacidad proporciona una forma de intervención más adecuada. Por otra parte, desde el punto de vista de la confiabilidad del sistema, la obligación de instalación de capacidad es percibida como un mecanismo más seguro que el otorgamiento del pago por capacidad, cuya correspondiente inversión puede o no materializarse. Sin embargo, esta también es una alternativa administrativa no guiada por señales de mercado.

Gráfico 1. Fijación de precios versus intervención cuantitativa en capacidad



Fuente: Oren 2005

2. Sistemas obligatorios de seguros o *hedging*. El sistema de requerimientos cuantitativos de contratación de capacidad puede implicar una sobreinversión si, *ex post*, el porcentaje requerido es excesivo. Una alternativa es requerir a los distribuidores y comercializadores que mantengan contratos que les aseguren una estabilidad de

precios en circunstancias de escasez. Esto es equivalente a requerir a los distribuidores y comercializadores que mantengan *hedges* por ciertos porcentajes de su demanda pico, a un cierto precio de ejercicio (*strike price*).

En este sistema los generadores garantizan la disponibilidad de su capacidad para producir energía a un precio de ejercicio (*strike price*). El «cargo por capacidad» aquí es la prima por el *call option* sobre la capacidad comprometida. Cuanto más alta la prima, más bajo el precio de ejercicio y viceversa. En un mercado transparente y fluido, los distribuidores y comercializadores minoristas son libres de elegir y adquirir el monto de seguros o coberturas de precios *spot* que deseen. Los «pagos por capacidad» implícitos se obtienen espontáneamente del mercado de primas, el cual no es uniforme, sino que depende de los diferentes precios de ejercicios que se ofrezcan, lo cual a su vez depende de las preferencias de manejo de riesgos de los distintos actores, tanto compradores como vendedores.

Sin embargo, hay razones para creer que este mercado de primas puede no operar de manera tan transparente y fluida como lo deseado. En particular, el regulador puede enfrentar una situación en que los actores del mercado no estén suficientemente protegidos contra precios excesivos o contra riesgos de falta de capacidad. Este problema se agravaría especialmente en países cuyas instituciones son débiles para penalizar a aquellos actores que asumen demasiado riesgo o incumplen sus obligaciones de *hedging*. Preocupa la penalidad que se le asignaría a un generador hidráulico, por ejemplo, que sobrevende su capacidad y no puede cumplir en el futuro con su obligación de provisión de energía. Igualmente un distribuidor, en aras de minimizar el costo de sus primas, podría quedar demasiado expuesto en el futuro si el precio de la energía se eleva de manera significativa, con consecuencias graves como la quiebra.

Por ello se suele implementar un esquema donde existe un grado de intervención regulatoria. Este esquema funciona de la siguiente manera: 1) el regulador impone requerimientos de *hedging* a las empresas o entidades responsables de abastecer la demanda; 2) tanto los generadores existentes como los nuevos pueden asegurarse «pagos de capacidad», expresados como la prima de un *call option* de largo plazo que venden a un precio de ejercicio (*strike price*) obligatorio; 3) los distribuidores y comercializadores minoristas tendrán que pagar el costo prorrateado de los *call option*. Esta intervención regulatoria de imponer un sistema de requerimientos centralizado de cobertura solucionaría el problema del riesgo crediticio que ciertos distribuidores pueden enfrentar si el *hedging* se realiza a través de contratos bilaterales libres únicamente.

Este sistema de seguros tiene varias ventajas. Primero, reconoce la naturaleza privada del nivel de adecuación de la reserva de capacidad. Segundo, permite la elección del consumidor sobre el nivel deseado de contratación de seguros para su cobertura de riesgo-precio, promoviendo un sistema no uniforme de pagos por capacidad a los generadores

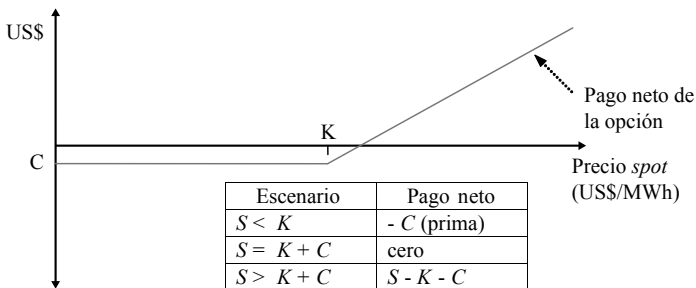
—en forma de premios de seguro—. Tercero, minimiza el riesgo de equivocarse en la compensación a los generadores, ya que el cargo de capacidad implícito surge de un mecanismo que simula en forma más cercana un mecanismo de mercado. Cuarto, genera un sistema de aseguramiento del abastecimiento que reduce la volatilidad de los precios de energía. El sistema de seguros con requerimientos de contratación mínima de reserva de capacidad puede ser interpretado como una variante del sistema de requerimientos cuantitativos de capacidad, con la diferencia fundamental de que el sistema de seguros reduce la volatilidad de los precios de energía, y genera un mercado secundario de primas de seguros que, de ser suficientemente líquido, podría proveer soluciones más parecidas a las de mercado. El pago bruto de esta opción de capacidad es el siguiente:

$$\text{Pago opción} = \text{Max} (S_T - K, 0)$$

donde:

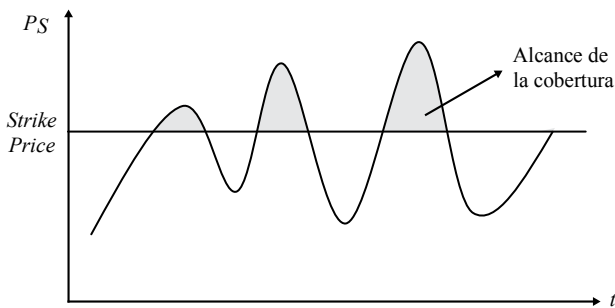
- S_T : precio del mercado *spot* en el período T
- K : precio de ejercicio de la opción
- C : prima de la opción

Gráfico 2. Pago por capacidad mediante una opción de compra de capacidad



Fuente: Oren 2005

Gráfico 3. Cobertura de volatilidad de precios mediante un esquema de opciones



Elaboración propia basada en Oren (2005)

3. Centralización del requerimiento de *hedging*. Para que el sistema de *hedging* otorgue incentivos suficientes a la inversión, debe ser de largo plazo. Esto genera problemas a los distribuidores puesto que sus picos de demanda son altamente volátiles, y esta volatilidad aumenta con la competencia minorista. Una alternativa a la contratación individual de *hedges* es tratar los requerimientos de cobertura como un servicio auxiliar, del cual los distribuidores y comercializadores podrían autoabastecerse mediante contratos bilaterales. En ausencia de los mismos, el centro de despacho tendría que procurarlos y, de esta manera, el costo se distribuiría mensualmente de acuerdo a la capacidad de cada demandante. Para evitar que los distribuidores y comercializadores usen el sistema centralizado en demasía, el centro de despacho podría procurar centralmente los *hedges* con un *strike price* elevado. Este precio elevado, sin embargo, tendría que ser inferior al precio *tope* al que estarían sujetos los generadores que venden energía no contratada.²⁹

Esta combinación de un alto precio de ejercicio (*strike price*) y un elevado precio *tope* (*price cap*) para generación no cubierta otorgaría incentivos a los distribuidores y comercializadores para realizar contratos bilaterales a fin de manejar mejor su riesgo. En particular, dada la volatilidad temporal de sus necesidades, los distribuidores y comercializadores bajarían su demanda de cobertura en períodos con baja demanda y la aumentarían en períodos con alta demanda. Así, el cargo implícito de capacidad variaría en función de las necesidades de reserva, reflejando con ello las necesidades del mercado.

APÉNDICE 3.7. EJEMPLO DEL USO DE UN CONTRATO POR DIFERENCIAS³⁰

Un generador con 170 MW de capacidad efectiva y con un costo marginal constante de US\$ 18 por MWh que opera en un sistema eléctrico donde existe un *pool* obligatorio, y donde este oferta un precio igual a su costo marginal, debe decidir si realizar o no un contrato con una empresa distribuidora o un cliente libre. El último año, los precios del mercado *spot* fueron de US\$ 60 por MWh en las horas pico (25% del tiempo total), US\$ 35 por MWh en las horas de media (50% del tiempo) y US\$ 12 por MWh en las horas valle (25% del tiempo).

Problemas

1. Si la capacidad del generador está disponible durante todo el año, calcular los beneficios variables que este puede obtener de sus ventas al *pool*, considerando

²⁹ Véase Oren 2005.

³⁰ Este ejemplo está basado en Rothwell y Gómez 2003.

que el generador es despachado de acuerdo a su costo marginal y que los precios del año anterior se repiten.

2. Basado en lo anterior, el generador firma un contrato con un cliente por 120 MW al precio de US\$ 35,5 por MWh. Sin embargo, ese año los precios en el mercado *spot* se han reducido debido a la abundancia de recursos hidráulicos por las mayores lluvias, llegando a US\$ 38 por MWh en las horas punta y US\$ 25 por MWh en las horas medias. ¿A cuánto ascienden los beneficios variables del generador? ¿Cuáles habrían sido si no hubiera firmado el contrato?

3. Consideraremos el mismo contrato, pero en este caso los precios *spot* más bien se han incrementado debido a la ausencia de lluvias, siendo US\$ 65 por MWh en las horas punta y US\$ 40 por MWh en las horas medias. A su vez, el generador hidráulico ha visto disminuida su capacidad de producción a 80 MW durante todo el año. ¿Cuáles son los beneficios variables del generador? ¿Cuáles habrían sido si no hubiera firmado el contrato?

Solución

1. Los beneficios variables del generador por sus ventas al *pool* vienen definidos de la siguiente forma:

$$\pi(Ps_i) = \sum_{i=1}^3 Q_i(Ps_i) \theta_i \times (Ps_i - CMg)$$

donde el subíndice i indica el bloque horario, siendo $i=1$ el bloque base, $i=2$ el bloque media e $i=3$ el bloque punta, y θ_i la proporción del tiempo en el año que dura el bloque horario i .

En las horas pico, el generador puede colocar en el mercado toda su capacidad, por lo que sus beneficios variables en este período son:

$$170\text{MW} \times (60-18) \times 0,25 \times 8.760 = 15.636.600$$

En las horas media, el generador también puede colocar en el mercado *spot* toda su capacidad, por lo que sus beneficios variables en este período son:

$$170\text{MW} \times (35-18) \times 0,5 \times 8.760 = 12.658.200$$

En las horas valle, el precio vigente (12) es menor que el costo marginal del generador (18), por lo que no producirá nada. El beneficio variable total será, por lo tanto:

$$15.636.600 + 12.658.200 = \text{US\$ } 28.294.800$$

2. Los beneficios variables del generador en caso tenga un contrato por 120 MW y venda sus excesos de energía al *pool* vienen definidos de la siguiente forma (contrato por diferencias):

$$\pi(P_{S_i}) = \sum_{i=1}^3 (Q_i(P_{S_i}) - Q_c) \times \theta_i \times (P_{S_i} - CMg) + (P_c - CMg) \times Q_c \times 8.760$$

En las horas pico, el generador puede colocar en el mercado toda su capacidad neta de lo que vende en contratos, por lo que sus beneficios variables en este período son:

$$(170-120) \times (38-18) \times 0,25 \times 8.760 = 2.190.000$$

En las horas medias, el generador también puede colocar en el mercado toda su capacidad neta, por lo que sus beneficios variables en este período son:

$$(170-120) \times (25-18) \times 0,5 \times 8.760 = 1.533.000$$

En las horas valle, el precio vigente (US\$ 12 por MWh) es menor que el costo marginal que posee el generador (US\$ 18 por MWh), por lo que no producirá nada, teniendo un retiro neto de 120, lo cual será también una ganancia pues en lugar de producir a US\$ 18 por MWh está comprando a US\$ 12 por MWh.

$$(0-120) \times (12-18) \times 0,25 \times 8.760 = 1.576.800$$

A estos beneficios netos por ventas al *pool* hay que sumar los beneficios del contrato:

$$(P_c - CMg) \times Q_c \times 8.760 = (35,5 - 18) \times 120 \times 8.760 = 18.396.000$$

El beneficio variable total sumando los cuatro componentes será de US\$ 23.695.800.

Si no hubiera firmado el contrato por diferencias, sus ganancias habrían sido menores debido a la disminución de precios en el *pool*, alcanzando los US\$ 12.658.200.

En períodos como este, el cliente que firmó el contrato por 120 MW se estaría «cubriendo» del riesgo de disminución de los precios *spot* al generador.

3. Usando la misma ecuación anterior, se pueden apreciar los resultados cuando los precios en el *pool* son más bien altos y el generador se encuentra sobrecontratado debido a una disminución de su capacidad disponible por el año seco. En este caso, los beneficios variables netos por las ventas en el *pool* son los siguientes:

En las horas pico, el generador puede colocar en el mercado toda su capacidad neta de lo que vende en contratos, pero dado que esta ha disminuido tendrá que comprar al sistema la diferencia entre lo producido y el compromiso adquirido en el contrato, arrojando pérdidas:

$$(80-120) \times (65-18) \times 0,25 \times 8.760 = - 4.117.200$$

En las horas media, el generador también puede colocar en el mercado *spot* toda su capacidad neta, pero también incurrirá en pérdidas debido a que su capacidad es menor a lo comprometido en su contrato:

$$(80-120)*(40-18)*0,5*8.760 = - 3.854.400$$

En las horas valle, el precio vigente (12) es menor que el costo marginal del generador (18), por lo que no producirá nada, teniendo un retiro neto de 120, lo cual será también una ganancia pues en lugar de producir a US\$ 18 por MWh está comprando a US\$ 12 por MWh.

$$(0-120)*(12-18)*0,25*8.760 = 1.576.800$$

A estos beneficios netos por ventas al *pool* hay que sumar los beneficios del contrato, que se mantienen constantes:

$$(P_c - CMg) \times Q_c \times 8.760 = (35,5 - 18) \times 120 \times 8.760 = 18.396.000$$

El beneficio variable total sumando los cuatro componentes será de US\$ 12.001.200.

Si el generador no hubiera firmado un contrato, sus beneficios habrían sido de US\$ 15.943.200.

En períodos como este, el generador al firmar un contrato por 120 MW estaría «cubriendo» al cliente del riesgo de precios *spot* altos (distribuidora o cliente libre) pues en este caso, de no tener contrato, este tendría que comprar sus requerimientos en el *pool*.

Como se puede apreciar, los beneficios variables del generador dependerán de las diferentes combinaciones de precios *spot* y cantidades producidas, y de si este ha firmado o no un contrato con un cliente y del precio al cual lo ha hecho. El cuadro siguiente resume estas posibles situaciones, presentando entre paréntesis los beneficios variables que habrían obtenido los generadores si solo se hubiera vendido al *pool*.

Cuadro 1. Flujos de caja ante diferentes precios spot y cantidades producidas

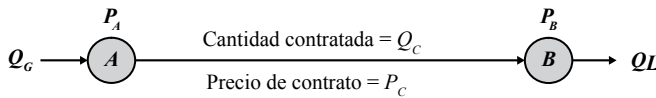
Casos	$P_s < P_c$	$P_s = P_c$	$P_s > P_c$
	(precios caen)	(precios iniciales)	(precios suben)
$Q < Q_c$ (80 < 120) MW	16.994.400 (5.956.800)	13.315.200 (13.315.200)	12.001.200 (15.943.200)
$Q = Q_c$ (120 = 120) MW	19.972.800 (8.935.200)	19.972.800 (19.972.800)	19.972.800 (23.914.800)
$Q > Q_c$ (170 > 120) MW	23.695.800 (12.658.200)	28.294.800 (28.294.800)	29.937.300 (33.879.300)

Basado en Rothwell y Gómez 2003

APÉNDICE 3.8. EJEMPLO DEL USO DE UN DERECHO FINANCIERO DE TRANSMISIÓN

En un esquema de contratos bilaterales, un generador (G) que produce una cantidad Q_G y un cliente (L) con una demanda determinada (Q_L) realizan un contrato por la cantidad Q_C disponible en el nodo B al precio P_C (normalmente en el mercado de día previo). En tiempo real el generador G producirá Q_G en A y el cliente L retirará Q_L en B (donde Q_L puede ser menor o mayor a la cantidad contratada Q_C con G).

Gráfico 1. Esquema del funcionamiento de un FTR



Flujos de caja de los agentes	Se da a través del ISO o en el marco de un contrato por diferencias:
«Ingreso» para G	$P_C \times Q_C + P_A \times (Q_G - Q_C) - (P_B - P_A) \times Q_C$
«Gasto» para L	$P_C \times Q_C + P_B \times (Q_L - Q_C)$

Si G adquiere un derecho financiero de transmisión (FTR) de A - B por un monto de Q_C , tendrá el beneficio de recibir el equivalente a la diferencia de precios en tiempo real por la cantidad de derechos que haya comprado ($FTR = (P_B - P_A) \times Q_C$). Con ello logra contrapesar exactamente los cargos por congestión o las diferencias que habría tenido que asumir ante el operador del sistema por la diferencia de precios en tiempo real entre el nodo de retiro de la energía y el nodo de inyección. En el cuadro siguiente se muestra cómo se realizaría esta cobertura para el caso en que Q_C sea igual a 100 MW.

Cuadro 1. Coberturas secuenciales de un generador que adquiere un FTR

Transacción	Ingreso del generador	Costo del generador
Adquisición de 100 MW de FTR _{AB}		Costo del FTR
Valor realizado del FTR	$100 \times (P_B - P_A)$	
Programación de 100 MW en el mercado del día previo	$100 \times P_A$	$100 \times P_B$
Flujo de potencia neto en tiempo real de A a B (desviaciones entre lo enviado Q y 100 MW)	$P_{AO} \times (Q - 100)$	$P_{BO} \times (Q - 100)$

Fuente: Stoft 2002

El comercializador vende 100 MW en la barra A y compra 100 MW en la barra B en el mercado de día previo, lo cual equivale exactamente a sus transacciones protegidas con el FTR.

Si no existen desviaciones en el mercado por tiempo real —despacho igual a cantidad contratada—, el único costo en que habrían incurrido las empresas provendrá del costo inicial de adquirir el FTR.

En este caso, la impredecibilidad de las diferencias de precios en el mercado de día previo y el mercado en tiempo real no afectará al comprador del FTR. Los costos e ingresos por este concepto se cancelan exactamente.

CAPÍTULO 4

TRANSMISIÓN ELÉCTRICA¹

1. FUNDAMENTOS DE LA TRANSMISIÓN

La operación económica de los sistemas eléctricos, la evaluación las decisiones de inversión en transmisión e incluso los métodos de asignación de costos entre los usuarios están condicionados por las leyes físicas que gobiernan el funcionamiento de estos sistemas. Por ello, para entender los métodos de regulación de esta actividad es conveniente resumir algunas leyes del funcionamiento de los sistemas eléctricos de potencia. En primer lugar, debemos considerar las variables físicas que intervienen en la transmisión de electricidad, las cuales se resumen en el cuadro 4.1.

La potencia eléctrica (W) es igual al producto del voltaje (V) por la intensidad de la corriente (I). Esta relación se denota por:

$$W = V \times I \quad (4.1.)$$

Se denomina *corriente continua o directa* cuando tanto el voltaje como la intensidad de corriente —también conocida como amperaje— son constantes en magnitud y dirección. Se denomina *corriente alterna* cuando el voltaje y la intensidad de corriente varían en magnitud y dirección, formando ciclos en el tiempo.² La frecuencia es el número de ciclos por segundo y se mide en hertz (H), que corresponde a un ciclo por segundo.

La posibilidad de transmitir un mismo nivel de potencia modificando el voltaje y la intensidad tiene una serie de consecuencias sobre la operación de los sistemas eléctricos, lo cual se ilustra en el siguiente ejemplo sobre cambios en el nivel de voltaje y reducción de las pérdidas de energía.

¹ Para una primera lectura enfocada en la regulación de la transmisión se puede revisar directamente el subcapítulo 5. Esta sección está basada en Stoft 2002.

² Normalmente estas variaciones se pueden representar mediante una función senoidal.

Cuadro 4.1. Principales variables de la transmisión eléctrica

Variable	Definición	Símbolo	Unidad de medida	Símbolo de la unidad de medida	Significado de la unidad de medida
Intensidad de corriente	Se refiere a la cantidad de electrones que pasa por una sección del conductor eléctrico por unidad de tiempo.	I	Amperio	$A = C / s$	Un amperio representa a $1,25 \times 10^{18}$ electrones (1 coulomb = 1 C) que atraviesan una sección del conductor por segundo (s).
Voltaje	Representa la fuerza motriz que permite mover los electrones de un punto a otro punto. También se le conoce como <i>diferencia de potencial</i> . ^(*)	V	Voltios	$V = J / C$	Un voltio representa un joule de fuerza (J) empleado para mover $1,25 \times 10^{18}$ electrones (C).
Potencia eléctrica ^(**)	Es la cantidad de trabajo que realiza una corriente eléctrica por una unidad de tiempo.	W	Watts	$W = J / s$	Un watt o vatio representa el trabajo realizado por $1,25 \times 10^{18}$ electrones para desplazarse de un punto a otro punto, empleando un joule de fuerza (J) durante un segundo (s).

^(*) El potencial eléctrico en un punto es el trabajo que debe realizar una fuerza eléctrica para mover una carga unitaria desde ese punto hasta el infinito, donde el potencial es cero. Dicho de otra forma, es el trabajo que debe realizar una fuerza externa para traer una carga unitaria desde el infinito hasta el punto considerado en contra de la fuerza eléctrica. Si dos puntos que tienen una diferencia de potencial se unen mediante un conductor, se producirá un flujo de corriente eléctrica. El potencial eléctrico se mide en voltios.

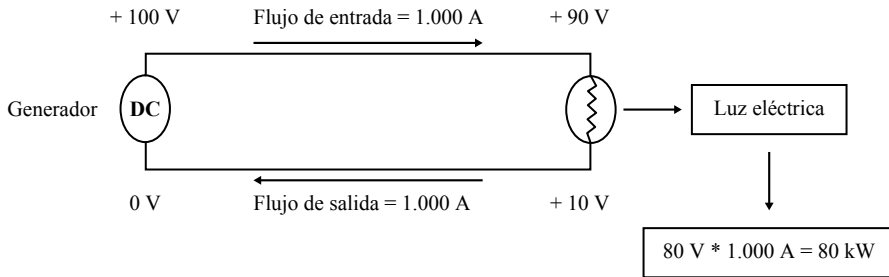
^(**) Utilizaremos W en lugar de P , como símbolo de la potencia eléctrica, con la finalidad de evitar confusiones, pues el símbolo P se utiliza en el texto para denotar precios.

En el gráfico 4.1., se aprecia que la potencia (W) utilizada por un conjunto de luminarias para producir luz eléctrica es igual producto del voltaje (V) por el flujo de corriente (I) que atraviesa el conjunto de luminarias, es decir, $W = 80 \text{ V} \times 1.000 \text{ A} = 80 \text{ kW}$.

En cambio, la potencia producida por el generador es $100 \text{ V} \times 1.000 \text{ A} = 100 \text{ kW}$. La diferencia son las pérdidas que se dan en el circuito eléctrico, 10 kW en cada

segmento, debido a que la existencia de fricción en la transmisión de electricidad hace difícil el paso de esta a través de las líneas.³ Por ello se da una disminución del potencial eléctrico entre ambos extremos de la línea pasándose de 100 V a 90 V. Es decir, que el potencial eléctrico, también medido en voltios, en el flujo de entrada es mucho mayor que en el flujo de salida.

Gráfico 4.1. Transmisión de potencia en corriente directa



Fuente: Stoft 2002

La relación entre voltaje —que viene a medir esta diferencia de potenciales—, corriente y fricción se expresa a través de una igualdad entre el voltaje y el producto de la intensidad de la corriente por la resistencia (ley de Ohm):

$$V = I \times R \quad (4.2.)$$

Donde la resistencia (R) se mide en ohmios. Esta ecuación 4.2. es importante porque la resistencia es un valor fijo para el segmento de la línea. Con dicha ecuación podemos calcular la resistencia entre cada uno de los tramos de la línea mostrados en el gráfico 4.1. En este caso, el voltaje o diferencia de potencial entre dos segmentos ha disminuido a $10 \text{ V} = 10 - 0 = 100 - 90 = 1.000 * R$, lo que da $R = 0,01$ ohmios.⁴

Ahora cambiemos el generador del gráfico 4.1. para que produzca con 1.000 V y solo 100 A de intensidad de corriente, manteniendo la potencia en 100 kW, tal como se muestra en el gráfico 4.2. Utilizando la ecuación 4.2. se puede obtener el voltaje del mismo tramo de la línea considerado anteriormente:

$$V = 100 \times 0,01 = 1 \text{ voltio} = 1 - 0 = 1.000 - 999 \quad (4.3.)$$

³ Esta fricción es mayor si el medio para la corriente es el filamento de un foco en vez de una línea de transmisión, lo cual origina el fenómeno de calentamiento (efecto joule).

⁴ Se puede ver también que la suma de las diferencias de potencial en el circuito es igual a cero ($100 - 90 + 90 - 100 + 10 - 0 + 0 - 10 = 0$), lo cual es una aplicación de la segunda ley de Kirchhoff (ver apéndice 4.1.).

De la expresión anterior se aprecia que la disminución del voltaje es mucho menor si el generador tiene un voltaje mayor (10 voltios versus 1 voltio). Por otro lado, vimos que la corriente es menor (100 A), de modo que la potencia luego de la generación de luz eléctrica, que denominaremos «pérdida de potencia» (L) y que vuelve para cerrar el circuito eléctrico, es solamente de:

$$L = 1V \times 100 A = 100 W \quad (4.4.a)$$

cuando originalmente era:

$$L = 10V \times 1.000 A = 10.000 W \quad (4.4.b)$$

Vemos entonces que elevando el voltaje 10 veces, las pérdidas de transmisión se reducen en 100 veces, sin que se reduzca la potencia transmitida. Las pérdidas de transmisión en el primer caso fueron de 20 kW (100 kW que se produjeron menos 80 kW que llegaron al conjunto de luminarias, perdiéndose 10 kW en cada segmento del circuito), mientras que en el segundo caso solo ascendieron a 0,2 kW (100 kW que se produjeron menos 99,8 kW que llegaron al conjunto de luminarias, 0,1 kW en cada segmento del circuito).

Las pérdidas de transmisión también se pueden analizar reemplazando la ecuación 4.2. en la 4.1. para obtener una expresión de la potencia en función de la resistencia y el voltaje:

$$W = V \times I = I \times R \times I = R \times I^2 \quad (4.5.)$$

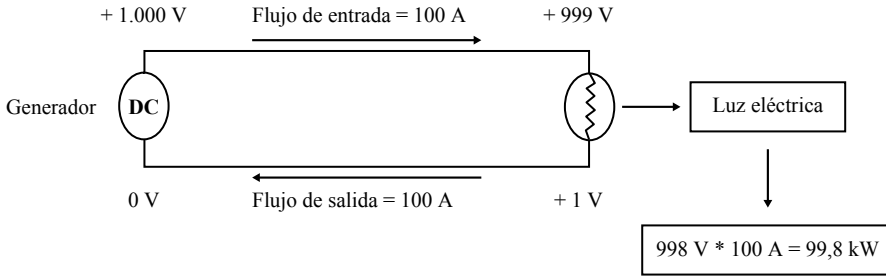
Como se comentó, esta potencia medida luego de la generación de energía en forma de luz eléctrica vendría a representar la pérdida de energía. Se aprecia claramente que las pérdidas de transmisión son directamente proporcionales a la resistencia y al cuadrado de la intensidad de la corriente. Este resultado es exacto en una línea de corriente directa y aproximado en una línea de corriente alterna. Alternativamente, las pérdidas también se pueden expresar de la siguiente forma:

$$L = \frac{R \times W^2}{V^2} = aW^2 \quad (4.6.)$$

Dado que es más económico usar las líneas de alto voltaje para la transmisión, pero que, por otro lado, dichos voltajes no se pueden usar para el consumo doméstico, pues se incrementan los problemas de seguridad, se requieren transformadores. Un transformador cambia el voltaje y el flujo de corriente sin cambiar la potencia; es decir, si por una línea ingresa a un transformador un voltaje V_1 y una corriente I_1 , y por el otro lado egresa un voltaje V_2 y una corriente I_2 , tenemos que:

$$W = V_1 \times I_1 = V_2 \times I_2 \quad (4.7.)$$

Gráfico 4.2. Reducción de pérdidas con mayor voltaje



Por ejemplo, si una línea de alta tensión tiene un voltaje de 10.000 V y transporta una corriente de 100 A, e ingresa a un transformador que convierte el voltaje a 220 V, la corriente que egresa será de:

$$I_2 = \frac{V_1 \times I_1}{V_2} = \frac{10.000 \text{ V} \times 100 \text{ A}}{220 \text{ V}} = 4.545 \text{ A} \quad (4.8.)$$

Dado que la sección de los conductores de las líneas de transporte de energía eléctrica depende de la intensidad de corriente que se requiere transmitir (cuanto menor es la intensidad es factible usar líneas de transmisión de menor diámetro), podemos entonces, mediante un transformador, elevar el voltaje hasta valores altos —alta tensión—. Con esto la misma energía puede ser distribuida a largas distancias con bajas intensidades de corriente y, por tanto, con bajas pérdidas por causa del efecto Joule.⁵ Una vez en el punto de utilización o en sus cercanías, el voltaje puede ser de nuevo reducido para su uso industrial o doméstico de forma cómoda y segura. Sin embargo, para que se puedan utilizar transformadores se requiere corriente alterna, pues no es posible modificar el voltaje cuando se utiliza corriente continua.

2. LÍMITES FÍSICOS DE LA TRANSMISIÓN

La transmisión de electricidad enfrenta tres tipos de límites físicos. El primer tipo son los límites térmicos por los cuales las pérdidas pueden elevar la temperatura de las líneas, haciéndolas ceder o fundirse. El segundo tipo es la energía reactiva, que surge de la desincronización del voltaje y la corriente eléctrica en los sistemas de corriente alterna, la cual ocasiona pérdidas, aunque ayuda a mantener el voltaje de destino a un cierto nivel y puede reducirse colocando capacitores en el destino de la carga.⁶

⁵ Si en un conductor circula corriente eléctrica, parte de la energía cinética de los electrones se transforma en calor debido al choque que sufren con las moléculas del conductor por el que circulan, elevando la temperatura del mismo y causando pérdidas de energía.

⁶ Una explicación adecuada puede encontrarse en Stoff 2002: 384-385.

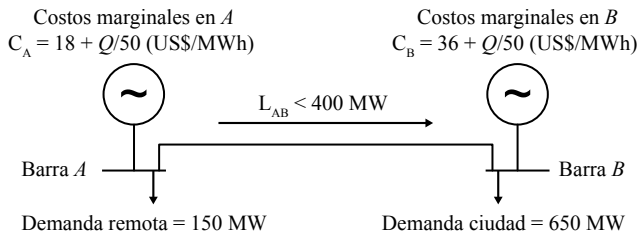
El tercer tipo tiene que ver con el límite de estabilidad del sistema ocasionado por la diferencia de voltaje entre extremos necesaria para que pueda fluir la corriente eléctrica. Diferencias mayores de voltaje entre extremos pueden generar un colapso del sistema. Para evitar estos problemas el operador del sistema impone límites a la cantidad de energía que se puede transmitir por una línea y en algunos casos incorpora criterios adicionales de diseño y operación a fin de mantener la confiabilidad del servicio, como el criterio « $n-1$ », donde el sistema posee cierta redundancia, haciendo que pueda seguir funcionando ante la salida de una línea con las $n-1$ líneas restantes.

3. CONGESTIÓN EN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

En el subcapítulo anterior se indicó cómo se calculan los límites a la capacidad de transmisión. Es decir, además de la capacidad de diseño de las líneas existen otros aspectos que se deben considerar, los cuales limitan la capacidad de transmisión por debajo de su capacidad teórica. Ellos son, como se ha mencionado, los límites térmicos, pérdidas de energía reactiva y límites de estabilidad. Debido a los límites en la capacidad de transmisión —los cuales causan congestión en algunos períodos—, el precio de la electricidad puede variar sustancialmente entre localidades.

Un ejemplo puede ayudar a ilustrar este tema. El gráfico 4.3. muestra dos localidades, A y B , en las cuales se produce y consume electricidad. Ambas están conectadas por una línea de transmisión a través de la cual lo máximo que se puede pasar son 400 MW. Existen varios generadores en A y B , de modo que el costo de abastecimiento es creciente en cada una de ellas. Se puede suponer por ejemplo que en A los generadores usan como combustible gas natural y en B usan centrales a diésel, teniendo algunas diferencias en la eficiencia de las centrales dentro de cada zona, lo que explica que los costos marginales sean crecientes.

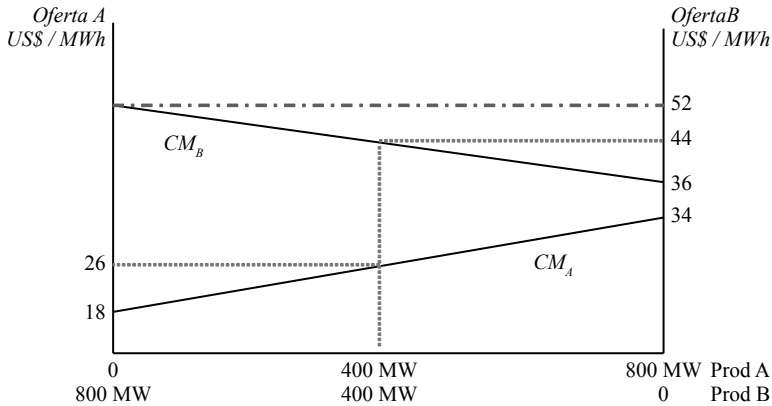
Gráfico 4.3. Ejemplo de análisis de transmitir electricidad entre dos localidades



Si graficamos ambas curvas de oferta o de costos marginales en el sentido inverso, es decir, una frente a la otra —para el total de 800 MW correspondiente a la suma de

las demandas de las dos localidades—, se pueden comparar los costos de producción de ambas localidades, tal como se muestra en el gráfico 4.4. Se asume por simplicidad que las demandas son inelásticas al precio.

Gráfico 4.4. Comparación de costos marginales entre zonas con igual reparto de la producción



Se puede ver del gráfico 4.4. que el costo marginal de producir en *A* es inferior al costo marginal de producir en *B* para todos los niveles de demanda existentes. A modo de ejercicio se pueden calcular los costos marginales en cada zona si ambas se repartieran proporcionalmente la demanda total (400 MW cada una), obteniéndose que el costo marginal en *A* es de US\$ 26 por MWh y el costo marginal en *B* es de US\$ 44 por MWh, los cuales también se presentan en el gráfico 4.4. Por ello, de no existir restricciones de transmisión, lo eficiente sería utilizar solo producción de los generadores en *A* para abastecer tanto la demanda de *A* como de *B*, y el costo marginal sería:

$$CMg = 18 + \frac{800}{50} = 34 \text{ US\$ / MWh} \quad (4.9.)$$

En un mercado competitivo, donde se abstraen los límites en la capacidad de transmisión, el precio será igual al costo marginal, es decir, US\$ 34 por MWh sin considerar el costo de transmisión.⁷

⁷ Este es un ejemplo simplificado pues hemos visto que en generación eléctrica se suele añadir el costo fijo anualizado, pero ello no altera la estructura de este análisis. Debe tenerse en cuenta también que el resultado obtenido en este caso particular —que *A* produzca toda la demanda de ambas localidades cuando no existen restricciones de transmisión— está asociado a las funciones de costos utilizadas, pues si estas cambiaran podría ser eficiente usar las centrales de ambas localidades haciéndolas producir hasta que los costos marginales de las generadoras de ambas localidades sean iguales. Por ejemplo, si se tuvieran

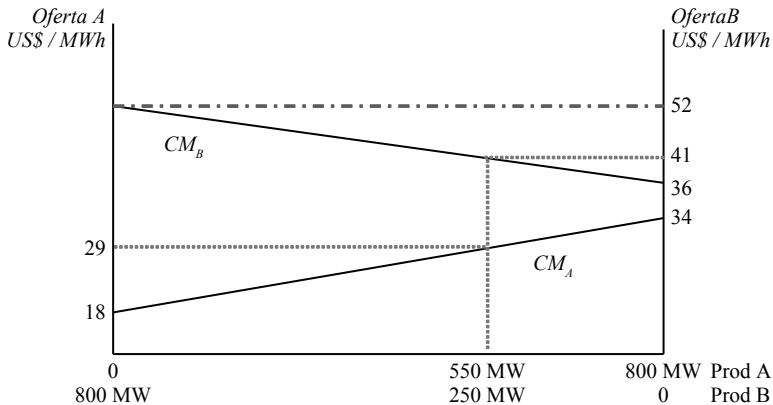
Por otro lado, en el gráfico 4.5. podemos determinar los precios que se formarían en cada localidad dada la restricción de transmisión de *A* a *B* de 400 MW. Puesto que *A* abastece también los 150 MW de demanda de su zona, tenemos que la producción de *A* es 550 MW y el costo marginal y precio en *A* es:

$$P_A = CM_{g_A} = 18 + \frac{550}{50} = \text{US\$ } 29 / \text{MWh} \quad (4.10.)$$

mientras que la producción en *B* es de 250 MW y el costo marginal y precio en *B* es de:

$$P_B = CM_{g_B} = 36 + \frac{250}{50} = \text{US\$ } 41 / \text{MWh} \quad (4.11.)$$

Gráfico 4.5. Comparación de costos marginales entre zonas con despacho eficiente considerando la restricción de transmisión



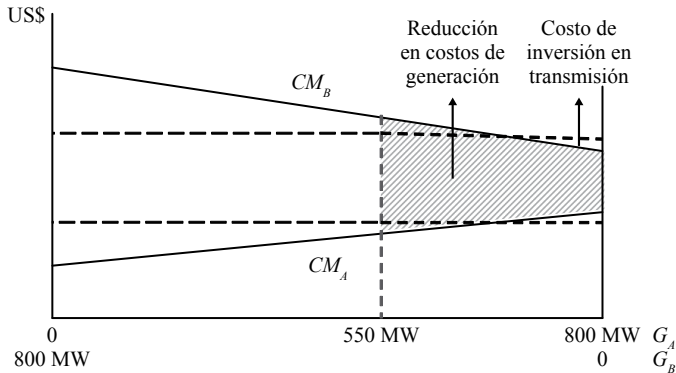
Comparando el precio de electricidad sin restricciones en la transmisión de US\$ 34 por MWh (4.9.) con el precio con restricciones de US\$ 29 por MWh para *A* y de US\$ 41 por MWh para *B*, vemos que se ha generado una diferencia de precios entre *A* y *B* de US\$ 12 por MWh.

Ello nos lleva a una pregunta: ¿vale la pena para los usuarios en *B* que se realice una ampliación de la capacidad de transmisión a fin de poder importar energía más barata de *A*? La respuesta es que para saberlo hay que calcular la diferencia entre los costos de generación debido a los 250 MW que se tienen que generar en *B* en lugar de *A* por la existencia de la restricción en la capacidad de transmisión. Esta diferencia, que sería un ahorro para los consumidores en *B*, hay que compararla con el costo

las funciones de costos $CM_{g_A} = 26 + \frac{G_A}{50}$ y $CM_{g_B} = 32 + \frac{G_B}{50}$, sería eficiente que en *A* se produjeran 550 MW, y en *B*, 250 MW, siendo el costo marginal en ambas localidades igual a US\$ 37 por MWh.

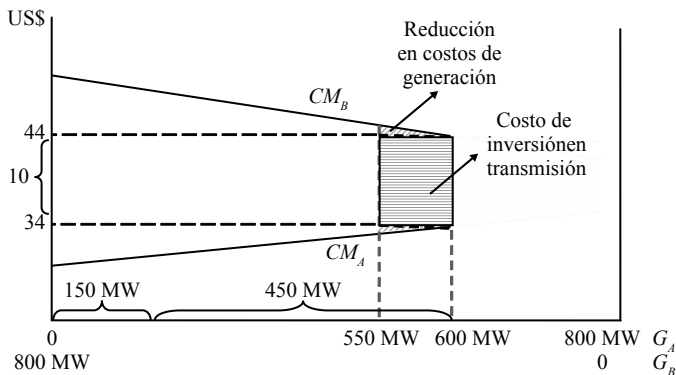
de la inversión requerida para ampliar la línea de transmisión. El gráfico 4.6. ilustra este análisis.

Gráfico 4.6. Ejemplo: ahorros y costos de incrementos en la capacidad de la transmisión



El área sombreada representa el ahorro de aumentar la generación en A y reducir la generación en B , mientras que el rectángulo muestra el costo de inversión en capacidad de transmisión —costo unitario multiplicado por los MW a transmitirse, en el caso de que este fuera constante—. En el gráfico 4.7. se puede ver que hasta en una ampliación de 400 MW a 450 MW en la capacidad de transmisión —es decir, que G_A pase de producir 550 a 600 MW—, el ahorro marginal en costos de generación es mayor que la inversión adicional en transmisión. Por lo tanto, en dicho ejemplo, valdría la pena ampliar la capacidad de transmisión en 50 MW pero no más que eso.

Gráfico 4.7. Obtención de la capacidad de transmisión óptima



Vemos que el área sombreada entre las curvas de costos para el rango entre 550 MW y 600 MW —pues incluye los 150 MW que se producen para satisfacer la

demanda interna de A — menos el rectángulo en el mismo rango representa el valor económico de la ampliación de la transmisión de 400 a 450 MW. Si queremos determinar el valor económico de ampliar más la capacidad de transmisión, digamos de 450 MW a 500 MW —lo que implica que G_A pase de 600 a 650 MW—, el valor sería negativo pues el área del rectángulo es mayor que el área sombreada.

Lo antes expuesto se puede generalizar para cualquier nivel de capacidad de transmisión, que se denominará K , por lo que el nivel óptimo de capacidad de transmisión se puede obtener de resolver el siguiente problema de optimización:

$$\text{Minimizar } CNT(K) = CF(K) - ACG(K) \quad (4.12.)$$

donde:

- $CNT(K)$: costo neto de la transmisión
- $CF(K)$: costo fijo de capacidad de transmisión (inversión y mantenimiento)
- $ACG(K)$: ahorro en costos de generación por la capacidad de transmisión
- K : capacidad de transmisión

Derivando e igualando a cero obtenemos las condiciones de primer orden:

$$\frac{\partial CF(K)}{\partial K} = \frac{\partial ACG(K)}{\partial K} \quad (4.13.)$$

Esta condición indica que el nivel óptimo de capacidad de transmisión se obtendrá cuando su costo marginal sea igual al ahorro marginal en los costos de generación en el sistema.

Si se asume un costo fijo de transmisión de US\$ 10 por MWh, usando los costos de generación del ejemplo, el nivel óptimo de capacidad se puede obtener de resolver la siguiente ecuación:

$$10 = \left[36 + \frac{G_B}{50} \right] - \left[18 + \frac{G_A}{50} \right] \quad (4.14.)$$

Si consideramos que A exportará a B la cantidad K , podemos definir que $G_A = D_A + K$ y por lo tanto que $G_B = D_B - K$. Reemplazando en la ecuación anterior nos da la siguiente expresión:

$$10 = \left[36 + \frac{D_B - K}{50} \right] - \left[18 + \frac{D_A + K}{50} \right] \quad (4.15.)$$

Reemplazando los valores de $D_B = 650$ y $D_A = 150$ y despejando tenemos que el valor óptimo de la capacidad de transmisión es 450 MW. Ello implica que debe ampliarse la capacidad de transmisión en 50 MW.

Un resultado importante del proceso de encontrar la capacidad de transmisión óptima usando estos criterios es que, si el costo unitario de transmisión es constante, se puede demostrar que, si se le paga al transmisor la diferencia de precios entre nodos por la capacidad de transmisión, este logrará recuperar todos sus costos. En este caso, ello implica que se cumpla la siguiente igualdad:

$$\text{Costo de transmisión} = 10K = (P_B - P_A) \times K \quad (4.16.)$$

Reemplazando los K óptimos tenemos: $10 \times 450 = (40 - 30) \times 450 = \text{US\$ } 4.500$ por MWh, que viene a representar el ingreso que debe generar la transmisión por MWh para amortizar sus costos.

Por ello, como se verá en el subcapítulo 6, un criterio de tarificación de las líneas de transmisión se basa en remunerarlas usando el valor obtenido de la diferencia de precios entre nodos. Este valor viene a ser la diferencia entre el pago total que realizan los consumidores de acuerdo a los costos marginales de suministro en cada nodo menos el valor de la energía producida valorizada al costo marginal de producción en cada nodo. Estos pagos y reconocimiento de costos son realizados normalmente en el mercado mayorista por el operador del sistema eléctrico. Los pagos de los consumidores y costos reconocidos a los generadores se resumen en el cuadro 4.2.:

Cuadro 4.2. Obtención del ingreso tarifario por congestión

Agente(demanda u oferta)	Cantidad demandada y cantidad producida	Precio y costo marginal en cada nodo (US\$ por MWh)	Costos de generadores y pagos de la demanda (US\$)
G_A	600	30	- 18.000
G_B	200	40	- 8.000
D_A	150	30	4.500
D_B	650	40	26.000
Suma algebraica (ingreso tarifario)	0		4.500

Sin embargo, este tipo de remuneración no necesariamente cubre todos los costos de las líneas debido a que suelen existir economías de escala en la construcción e indivisibilidades, lo que hace que las líneas no necesariamente se puedan adaptar al nivel óptimo. Por ejemplo, puede ser que el costo marginal de la inversión en transmisión sea US\$ 10 por MWh, pero que el costo medio sea mayor, como sucede si la función de costos de transmisión tiene la siguiente forma:

$$C(K) = 19K - \frac{K^2}{100} \quad \text{si } K < 700 \quad (4.17.)$$

En este caso el costo marginal será: $\frac{\partial C(K)}{\partial K} = 19 - \frac{K}{50}$, el cual evaluado en $K = 450$ da US\$ 10 por MWh.

Mientras que el costo medio será: $\frac{C(K)}{K} = 19 - \frac{K}{100}$, el cual evaluado en $K = 450$ da US\$ 14,5 por MWh.

En este caso el costo total de la transmisión será 14,5 por 450, lo que da US\$ 6.525, monto mayor a los US\$ 4.500 recaudados con el ingreso tarifario, por lo que el monto restante (US\$ 2.025) deberá ser recaudado mediante el cobro de un cargo complementario o peaje.

En resumen, tenemos los siguientes costos totales de generación y transmisión:

$$CTGT = CTG + IT + CC = 22.000 + 4.500 + 2.025 = \text{US\$ } 28.525 \quad (4.18.)$$

donde:

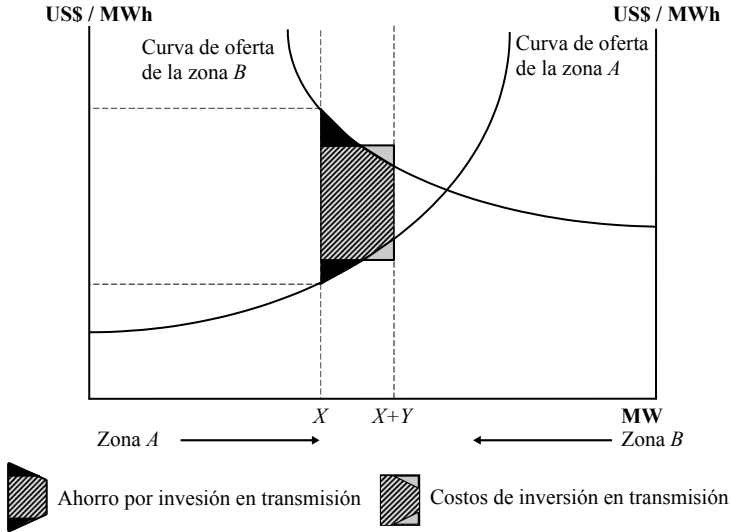
- $CTGT$: costo total generación y transmisión
- CTT : costo total de transmisión = $IT + CC$
- IT : ingreso tarifario por congestión
- CC : cargo complementario o peaje

El costo total por MWh es de US\$ 28.525, lo que, si asumimos que la demanda es igual durante todas las horas del año (8.760), nos da un costo total anual de US\$ 249.879.000. Adicionalmente, la inversión en transmisión presenta no solo economías de escala, sino indivisibilidades, lo que hace que muchas veces no se pueda tomar una decisión basada solo en criterios marginalistas. Además, si se tiene en cuenta que normalmente las decisiones de inversión las realiza un ente planificador dado el carácter monopolístico de este subsector, tenemos que el planificador tiene que comparar el valor presente de los ahorros en los costos de generación con el costo total de la expansión en transmisión, decisión que se ilustra en el gráfico 4.8. En este caso pueden permitirse inversiones adicionales —denominadas Y — hasta un nivel donde se compensen los ahorros generados —medidos por la diferencias de costos en este rango— con el costo de la capacidad adicional de transmisión —representada por el rectángulo—.

El ejemplo antes mostrado indica cómo deben evaluarse las decisiones de inversión en una línea de transmisión. También explica por qué no es necesariamente económico que la capacidad de transmisión sea tal que minimice las diferencias de precios entre áreas de consumo, pues esta tiene un costo que se debe incorporar en toda evaluación. A su vez se mostró cómo, si bien los criterios marginalistas sirven para remunerar las líneas, la existencia de economías de escala genera la necesidad de adicionar cargos complementarios para la recuperación de todos los costos de transmisión y la presencia de indivisibilidades genera la necesidad de introducir criterios

de evaluación de inversiones no solo basadas en principios marginalistas sino de recuperación de costos medios.

Gráfico 4.8. Inversión en transmisión en presencia de indivisibilidades



Fuente: Hunt 2002

4. REPARTO DEL FLUJO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN⁸

Influencia de los *loop flows*

Las líneas de transmisión en muchos casos convergen desde varios orígenes dando lugar a diversas opciones para el tránsito de la electricidad. Sucede que el flujo de potencia está en proporción inversa a la resistencia que se enfrenta entre cada posible ruta por la que puede fluir la electricidad. Esta condición da origen al fenómeno conocido como *loop flows*.

Para ilustrar este fenómeno, veamos el caso de dos nodos interconectados (ver gráfico 4.9.). Lo que se quiere hacer es llevar energía del nodo *A* al nodo *B*, pero existen dos líneas que interconectan ambos nodos. En la línea 1 (*L1*) se enfrenta una resistencia (*R1*) igual a α , mientras que en la línea 2 (*L2*) se enfrenta una resistencia (*R2*) igual a β . En este caso, en aplicación de la primera ley de Kirchhoff

⁸ Esta sección está basada en Ruff 2003.

(ver apéndice 4.1.) y dado que en la «malla» no existen cambios en la tensión, se cumplirá la siguiente igualdad:

$$\text{Flujo } L1 \times R1 = \text{Flujo } L2 \times R2 \quad (4.19.)$$

$$\text{Flujo } L1 \times \alpha = \text{Flujo } L2 \times \beta \quad (4.20.)$$

$$\text{Flujo } L1 = \frac{\text{Flujo } L2 \times \beta}{\alpha} \quad (4.21.)$$

Si además usamos la condición de que el flujo que pasa por ambas líneas tiene que sumar 1 MW —aplicación de la segunda ley de Kirchhoff—, dado que esta es la capacidad que queremos transmitir, se puede despejar la proporción del flujo de electricidad que pasará por cada línea. Por ejemplo, para la línea 1 tenemos:

$$\text{Flujo } L1 + \text{Flujo } L2 = 1 \quad (4.22.)$$

$$\text{Flujo } L2 = 1 - \text{Flujo } L1 \quad (4.23.)$$

Reemplazando 4.23. en 4.21. tenemos:

$$\text{Flujo } L1 = \frac{\text{Flujo } L2 \times \beta}{\alpha} = \frac{(1 - \text{Flujo } L1) \times \beta}{\alpha} \quad (4.24.)$$

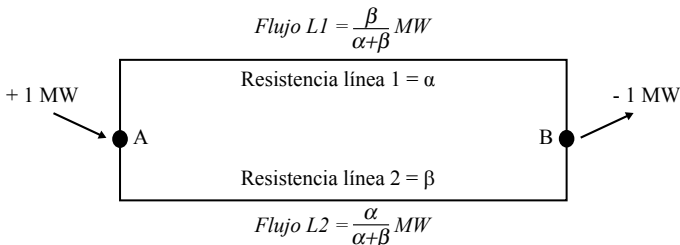
Despejando obtenemos el valor del flujo en L1:

$$\text{Flujo } L1 = \frac{\beta}{\alpha + \beta} \quad (4.25.)$$

Es decir, que el flujo que irá por la línea será directamente proporcional a la impedancia de la línea 2 —cuanto mayor sea esta, más energía irá por la línea 1— e inversamente proporcional a la impedancia total del sistema. Es posible replicar el mismo ejercicio para calcular la proporción del flujo que pasará por la línea 2, obteniéndose:

$$\text{Flujo } L2 = \frac{\alpha}{\alpha + \beta} \quad (4.26.)$$

Gráfico 4.9. Reparto del flujo de potencia cuando hay dos nodos



Fuente: Romero 2003a y Hsu 1997

En el gráfico 4.10. se muestra un sistema eléctrico con tres nodos A , B , y C , con impedancias α en el tramo de A a C , β en el tramo de A a B y δ en el tramo de B a C . En el gráfico 4.11. se presentan las proporciones en que se repartiría una cantidad de energía X que se produce en A y se dirige a C , suponiéndose que en el nodo B hay demanda y tomándolo por lo tanto como un nodo de paso.

Gráfico 4.10. Representación de un sistema de tres nodos

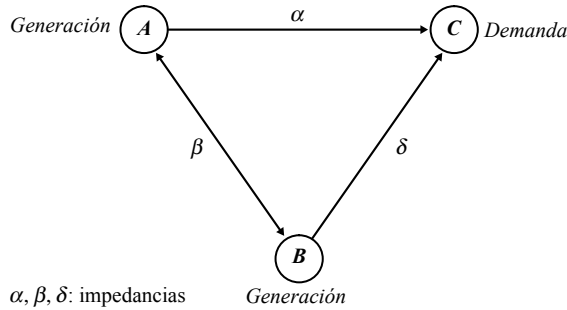
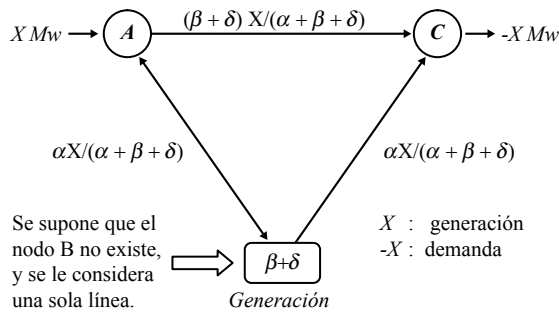


Gráfico 4.11. Reparto del flujo de potencia cuando hay tres nodos



Fuente: Romero 2003a y Hsu 1997

Ejemplo de influencia de los *loop flows* en el despacho óptimo

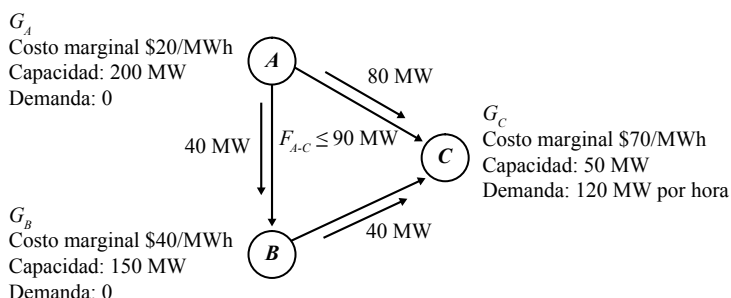
Veamos el ejemplo del gráfico 4.12. en que todos los segmentos de la línea tienen la misma impedancia (refiriéndonos a la sección anterior, ello implica que $\alpha = \beta = \delta$).⁹

⁹ La impedancia eléctrica mide la oposición de un circuito o de un componente eléctrico al paso de una corriente eléctrica alterna sinusoidal. El concepto de impedancia generaliza la ley de Ohm en el estudio de circuitos en corriente alterna (ac). La impedancia es la suma de la resistencia más la reactancia. La resistencia es el valor de oposición al paso de la corriente (sea directa o alterna) que tiene el resistor o resistencia. La reactancia es el valor de la oposición al paso de la corriente alterna que tienen los condensadores (capacitores) y las bobinas (inductores).

Lo que se busca es satisfacer la demanda en C , teniendo tres opciones de generación con sus costos marginales y capacidades máximas (nodos A , B y C).

A primera vista, la alternativa más económica es generar toda la energía en A y transmitir la electricidad a C . Sin embargo es necesario identificar cuánto será el flujo de energía en las líneas. Si se considera el circuito como un todo, para transmitir de A a C la impedancia puede considerarse como $1/3$, mientras que para transmitir de A a B y B a C la impedancia sería entonces como $2/3$. Por las leyes físicas explicadas en la sección anterior —«Influencia de los *loop flows*»—, ello implica que de lo que se genera en A , dos terceras partes del flujo se irían de A a C y una tercera parte del flujo iría de A a B y de B a C . Así, si se deben enviar 120 MW, 80 MW irían de A a C y 40 MW irían de A a B y de B a C como se muestra en el gráfico 4.12., completándose de esta manera las necesidades de 120 MW en el centro de consumo C . Sin considerar las pérdidas en la línea, que se estudiarán en los subcapítulos 5 y 6, el precio de la electricidad sería entonces de US\$ 20 por MWh en el centro de consumo C .

Gráfico 4.12. Ejemplo de la influencia de los *loop flows* en el despacho



¿Pero qué sucede si aumenta la demanda en C ? Supongamos que dicha demanda aumenta a 180 MW. Nótese que se incluye una limitación de capacidad de transmisión de 90 MW para la línea de A a C . Por ello, con un aumento de la demanda a 180 MW, no se podrá enviar 120 MW de A a C y 60 MW de A a B y de B a C como se habría hecho según la regla antes establecida.

Si denotamos como F_{AC}^A la energía producida en A y enviada a C directamente y como F_{AC}^B la energía producida en B y enviada por B a A y de A a C , tendremos que debe cumplirse la siguiente restricción:

$$F_{AC}^A + F_{AC}^B \leq 90 \quad (4.27.)$$

Por otro lado, la demanda total se debe satisfacer con la producción de las generadoras en A y B , es decir:

$$G_A + G_B = 180 \quad (4.28.)$$

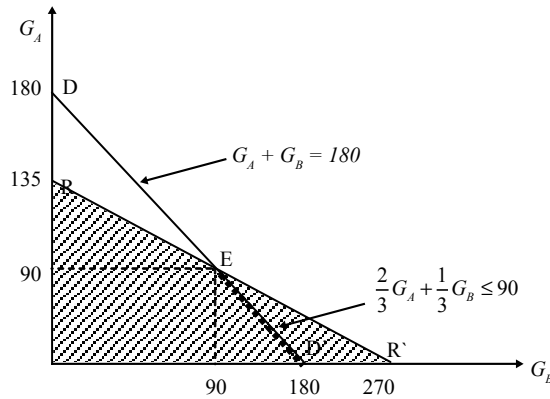
Hagamos uso ahora de las leyes físicas que indican que la energía transmitida por cada línea es inversamente proporcional a la impedancia. Dado que se asume la misma impedancia en todos los tramos de la red, esto quiere decir que la producción de A , o sea G_A , llega en dos terceras partes de A a C , y la producción de B , o sea G_B , llega en una tercera parte a través de B a A y de A a C . De esta manera la producción G_A en A y G_B en B llega a través de la línea AC , con un límite máximo de 90 MW de acuerdo a la siguiente desigualdad:

$$\frac{2}{3}G_A + \frac{1}{3}G_B \leq 90 \quad (4.29.)$$

Mientras que paralelamente debe cumplirse que la producción de A y B debe ser igual a la demanda, lo cual está representado por la ecuación 4.28. que señala que $G_A + G_B = 180$.

Las producciones óptimas son las que cumplen las ecuaciones 4.29. y 4.28., pero considerando adicionalmente que se debe minimizar el costo total de producción. Para ello grafiquemos primero ambas ecuaciones tal como se muestra en el gráfico 4.13.

Gráfico 4.13. Posibilidades de generación para cubrir la demanda y obtención del óptimo



Del gráfico 4.13. vemos que las combinaciones de producción G_A y G_B que satisfacen la ecuación de cobertura de la demanda están dadas por la recta DD' . Las combinaciones de producción que satisfacen las restricciones de transmisión a través de la línea AC —cumplen con la restricción de capacidad de 60 MW— están dadas por el área de la recta RR' hacia el origen (área sombreada). Podemos concluir que solo el tramo ED' , destacado en el gráfico con una línea punteada, cumple ambas ecuaciones. Ahora bien, se puede calcular el costo total de producción en el punto E .

Primero determinamos las cantidades a producirse en el punto E resolviendo el sistema de ecuaciones:

$$\begin{aligned}\frac{2}{3}G_A + \frac{1}{3}G_B &= 90 \\ G_A + G_B &= 180\end{aligned}$$

Lo que da: $G_A = 90$ y $G_B = 90$. Asimismo, el costo total (CT) viene a ser:

$$CT = \text{US\$}20/\text{MWh} \times 90\text{MW por hora} + \text{US\$}40/\text{MWh} \times 90\text{MW por hora} = \text{US\$}5.400$$

En cambio, el costo total en el punto D' , donde la producción es $G_A = 0$ y $G_B = 180$, es:

$$CT = \text{US\$}40 / \text{MWh} \times 180\text{MW por hora} = \text{US\$}7.200$$

Ello indica que el punto óptimo de producción y despacho es:

$G_A = 90$ MW con 60 MW transmitidos de A a C y 30 MW de A a B a C .

$G_B = 90$ MW con 30 MW transmitidos de B a A a C y 60 MW de B a C .

Por otra parte, el precio marginal local (*locational marginal price*, LMP)¹⁰ o costo marginal de abastecimiento en C es de US\$ 60 por MWh. Ello debido a que para producir una unidad de energía adicional en este nodo lo óptimo será reducir la producción de A en una unidad e incrementar la producción en B en dos unidades, por lo que el costo marginal será:

$$LMP_c = 2 \times 40\text{US\$} / \text{MWh} - 20\text{US\$} / \text{MWh} = 60\text{US\$} / \text{MWh}$$

Este costo marginal para el sistema es todavía menor que producir la energía con las centrales ubicadas en el nodo C cuyo costo es 70 US\$ por MWh, por lo que se confirma que en el problema de optimización graficado no era necesario incluir a las centrales del nodo C . Se puede demostrar que, en el caso de que apareciese demanda de los nodos A y B , esta debería ser abastecida por las centrales de cada localidad, debido a la restricción de transmisión y el nuevo nivel de demanda en C .

¹⁰ En los sistemas eléctricos desregulados, cuando los precios son declarados por los generadores, los costos marginales de cada nodo vienen a constituir los precios marginales locales (*locational marginal prices*, LMP). Los LMP son el menor costo de atender un MW adicional de carga en un nodo específico dados los costos de las centrales disponibles y considerando las restricciones de transmisión. Los LMP incluyen el costo de generación, el valor de la congestión y el valor de las pérdidas de energía. Estos precios dan las señales adecuadas tanto para la ubicación de las centrales (en los puntos donde son más altos) como para saber en qué tramos debe evaluarse la necesidad de invertir en capacidad de transmisión.

¿Y qué sucede si aumenta el costo en B? Veamos qué sucede con el despacho óptimo encontrado en el caso anterior si se incrementa el costo en B a US\$ 50 por MWh. En este caso ya no es óptimo mantener los niveles de producción en A de 90 MW y en B de 90 MW. Ello se puede ver analizando los costos marginales en cada nodo del sistema. En particular, si se quiere abastecer una unidad adicional de demanda en el nodo C, el costo incremental de abastecer C usando solo estos dos tipos de centrales sería:

$$\text{Costo marginal de abastecer C con A y B} = 2 \times 50\text{US\$/MWh} - 20\text{US\$/MWh} = 80\text{US\$/MWh}$$

Este costo es mayor que utilizar las unidades del nodo C que tienen un costo marginal de US\$ 70 por MWh, lo cual indica que las centrales de esta localidad deberían haber empezado a producir. Se puede comprobar que el nuevo despacho óptimo será $G_A^* = 135$, $G_B^* = 0$ y $G_C^* = 45$. Los costos marginales en cada nodo serán los LMP: $\text{LMP}_A = 20\text{US\$/MWh}$, $\text{LMP}_B = 45\text{US\$/MWh}$ y $\text{LMP}_C = 70\text{US\$/MWh}$.

Se puede comprobar que en este caso el costo total de abastecimiento ascenderá a US\$ 5.850, el cual puede reducirse si se incrementa la capacidad de transmisión entre A y C. Se puede demostrar que si esta capacidad se incrementa a 120 MW, la producción óptima será de $G_A^* = 180$, $G_B^* = 0$ y $G_C^* = 0$, y el costo total será de US\$ 3.600, es decir, US\$ 2.250 menos. Si la capacidad de transporte adicional (30 MW) tuviera un costo menor que este ahorro, sería eficiente que se incrementara la capacidad de transporte de la línea. Este tipo de criterios es el que se aplica en las metodologías usadas para remunerar la capacidad de transmisión, tal como se explica en las siguientes secciones.¹¹

Los cálculos realizados anteriormente se pueden generalizar para el ejemplo anterior mediante el planteamiento del siguiente problema de optimización —válido solamente cuando los costos marginales son constantes y por lo tanto cuando el costo total es igual a la suma de los costos marginales multiplicados por las cantidades producidas en cada localidad—:

$$\text{Minimizar } CT = G_A C_A + G_B C_B + G_C C_C$$

$G_{AA}, G_{AB}, G_{AC}, G_{BA}, G_{BB}, G_{BC}, G_{CA}, G_{CB}, G_{CC}$

¹¹ Sin embargo, este tema es complejo, pues existen casos de ampliaciones de la capacidad de transmisión que pueden ser eficientes *ex ante*, para un determinado nivel de demanda, pero que si esta se incrementa puede terminar generando mayores costos para el sistema, debido a que su existencia hará que los flujos de energía en cada tramo sigan las leyes físicas discutidas en esta sección (un ejemplo de estas inversiones, denominadas «detrimentales», se presenta en el apéndice 4.2.).

sujeto a :

$$G_{AA} + G_{BA} + G_{CA} = D_A \quad (I)$$

$$G_{AB} + G_{BB} + G_{CB} = D_B$$

$$G_{AC} + G_{BC} + G_{CC} = D_C$$

$$\frac{\beta + \delta}{(\alpha + \beta + \delta)} G_{AC} + \frac{\delta}{(\alpha + \beta + \delta)} G_{BC} = F_{AC} \leq \bar{T}_{AC} \quad (II)$$

$$(G_{AA} + G_{AB} + G_{AC}) \leq \bar{G}_A, \quad (G_{BA} + G_{BB} + G_{BC}) \leq \bar{G}_B, \quad (G_{CA} + G_{CB} + G_{CC}) \leq \bar{G}_C \quad (III)$$

$$G_{AA}, G_{AB}, G_{AC} \geq 0, G_{BA}, G_{BB}, G_{BC} \geq 0, G_{CA}, G_{CB}, G_{CC} \geq 0 \quad (IV) \quad (4.30.)$$

Donde G_{ij} es la energía generada en el nodo i para el nodo j , sin importar el trayecto que esta siga. Por lo que G_A , G_B y G_C se definen como:

$$G_A = G_{AA} + G_{AB} + G_{AC}$$

$$G_B = G_{BA} + G_{BB} + G_{BC}$$

$$G_C = G_{CA} + G_{CB} + G_{CC}$$

En este problema, se busca minimizar el costo total (CT), sujeto a: (I) las restricciones de satisfacer la demanda en cada nodo con la autoproducción y las importaciones, (II) respetar el flujo máximo por la línea AC en las proporciones físicas dadas por las impedancias en cada tramo de la red,¹² (III) que estas no superen sus niveles máximos de capacidad instalada y, (IV) que las producciones de cada central sean positivas. Es importante destacar que plantear el problema en términos más formales facilita el análisis del impacto de diferentes cambios en variables como la capacidad de las líneas, la capacidad de las centrales, los costos marginales, las impedancias, entre otras, sobre los costos totales, los niveles de producción y los precios marginales locales.

En particular, este problema se puede plantear con un lagrangiano pues se trata de un caso de optimización con restricciones, de igualdad y de desigualdad. Los multiplicadores de Lagrange de la primera restricción darán el precio marginal local o costo marginal del sistema ante un incremento marginal de la demanda en cada nodo. De otro lado, los multiplicadores de la segunda restricción darán la reducción marginal en los costos totales ante un incremento en la capacidad de transmisión de la línea AC . Por último, aquellos derivados de la tercera restricción nos dan la

¹² En la optimización de los sistemas eléctricos de potencia, la expresión general de esta restricción da origen a la matriz de «admitancia». Una presentación actualizada de la aplicación de la teoría de los precios *spot* se puede encontrar en Bushnell y Stoft 1996, mientras que la referencia clásica es Schweppe *et al.* 1988.

reducción de los costos totales ante un incremento de la capacidad de generación en cada nodo.¹³

Si reemplazamos los valores de los diferentes parámetros y variables del ejemplo que estamos examinando, en el caso de que la demanda en C sea igual a 180 MW y el costo marginal en B sea igual a US\$ 50 por MWh, la expresión formal de este ejercicio sería la siguiente:

$$\begin{aligned} \underset{G_{AC}, G_{BC}, G_{CC}}{\text{Minimizar}} \quad CT &= G_A \times 20 + G_B \times 50 + G_C \times 70 \\ \text{sujeto a :} & \\ G_{AC} + G_{BC} + G_{CC} &= 180 & (I) \\ \frac{2}{3}G_{AC} + \frac{1}{3}G_{BC} &\leq 90 & (II) \\ G_{AC} \leq 200, G_{BC} \leq 150, G_{CC} \leq 50 & & (III) \\ G_{AC} \geq 0, G_{BC} \geq 0, G_{CC} \geq 0 & & (IV) \end{aligned} \quad (4.31.)$$

Por último, debe notarse que en el ejemplo solo se impuso una restricción de capacidad máxima de transmisión a la línea AC , pudiendo existir restricciones en las otras líneas. En particular, es de especial interés la existencia de una restricción de capacidad máxima de transmisión en la línea AB , pues en este caso se debe aplicar el denominado *principio de superposición*, que indica que la restricción de capacidad de transmisión debe aplicarse sobre el flujo neto de energía que pasa por la línea. En este, debe aplicarse sobre el valor absoluto de la energía que viene desde A hacia C menos la que viene desde B hacia C . Un ejemplo de este caso considerando costos marginales crecientes se muestra en el apéndice 4.4.

5. TARIFAS DE TRANSMISIÓN SIN CONGESTIÓN

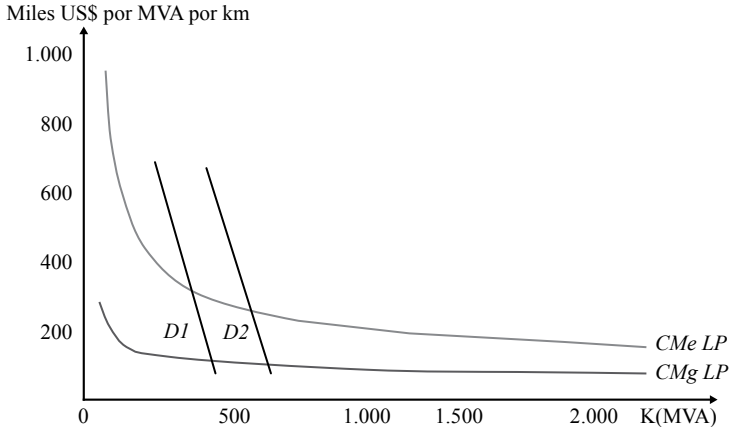
La transmisión de electricidad es una actividad en la cual los costos fijos —asociados a la inversión y mantenimiento de las redes— constituyen la mayor parte del costo total. Ello hace que, como se puede ver en el gráfico 4.14., donde se muestra la evolución de los costos en miles US\$ por Mega Vatio Amperio (MVA) por km conforme se incrementa la capacidad de transmisión (medida en MVA),¹⁴ dicha actividad esté

¹³ Un análisis más formal en términos de los precios marginales locales y su relación con las restricciones de transmisión del sistema, costos marginales de los generadores en los diferentes nodos e incluyendo la existencia de pérdidas de energía se puede ver en Green 1998 y Hsu 1997. Un resumen de estos resultados se presenta en el apéndice 4.3.

¹⁴ Rudnick 1999 muestra que la función de costos totales de la transmisión se podría aproximar por la forma: costo total = $L^{0,8} K^{0,42} e^{3,28+0,40N}$. Donde: L : longitud de la línea de transmisión,

sujeta a economías de escala *ex ante* bastante pronunciadas, observándose un costo medio decreciente conforme se incrementa la capacidad de transmisión a instalarse, siendo este siempre mayor al costo marginal.

Gráfico 4.14. El costo de la transmisión



Fuente: Rudnick 1999

Por otra parte, hay que tener en cuenta quiénes se benefician de la mayor capacidad de transmisión entre nodos. En términos generales, se benefician por un lado los usuarios ya que pueden recibir la electricidad generada en una localidad alejada, aunque en muchos casos pueden contar con generación de electricidad más cercana, pero más costosa. También los generadores se benefician con la línea de transmisión pues tienen un medio para llegar a consumidores que no se encuentran en su proximidad.

Combinando los dos temas antes expuestos, el de los altos costos fijos y el de la diversidad de usuarios que se benefician de la transmisión en proporciones diversas, se pueden plantear los dos grandes problemas de la fijación de tarifas de transmisión: ¿cómo se deben calcular estas tarifas?, ¿y quiénes deben pagar por la transmisión, y en qué proporción? Ambos temas serán tratados en las siguientes páginas. Este subcapítulo y el sexto responden a la primera pregunta, mientras que el subcapítulo 7 responde a la segunda pregunta.

K: capacidad de transmisión y *N*: número de circuitos. Se puede demostrar que con esta función de costos que depende de la capacidad de transmisión el costo marginal es igual a 0,42 veces el costo medio para todo nivel de demanda.

Rol de los costos variables (pérdidas y congestión) en la optimización del despacho

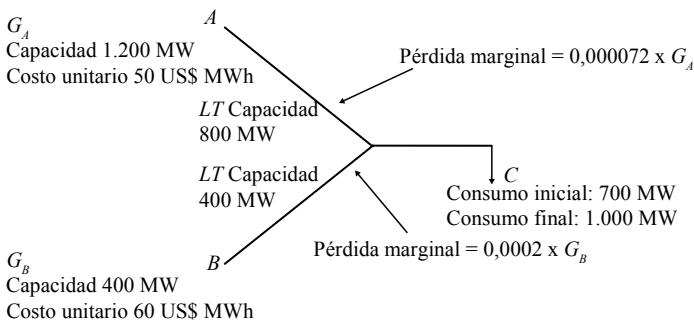
Los costos de transmisión se pueden dividir en dos grandes categorías según la duración del gasto: los costos fijos y los costos variables. Si bien los costos fijos o de inversión son claves para determinar la dimensión y trazado de las líneas, en el corto plazo se consideran como un dato al que se le suman los costos variables.

Comencemos analizando los costos variables. La transmisión de electricidad ocasiona dos tipos principales de costos variables. El primero es la porción de electricidad que se pierde durante la transmisión (véase el subcapítulo 1). Ello se debe a que el consumo de 1 MWh de electricidad requiere $(1+L)$ MWh de generación, donde L MWh va a representar un costo por el cual hay que compensar a los generadores. El segundo costo es el costo de congestión, el cual, para dar una señal adecuada, debe ser incluido en el precio.

En muchos sistemas tarifarios se incluye en los precios el valor de las pérdidas de energía y los costos ocasionados por la congestión pues ellos, conjuntamente con los costos de generación en cada nodo, permiten el logro de un parque generador que minimice los costos totales de generación y transmisión en cada punto del sistema. Por ello, la señal que da la suma de los dos componentes de costos variables de la transmisión es necesaria para determinar el despacho económico que maximice el bienestar de los agentes atendidos por el sistema.

Para ilustrar este punto, veamos el ejemplo mostrado en el gráfico 4.15. En este caso, el precio de la transmisión en el centro de consumo (C) para una demanda de 700 MW debe ser suficiente para pagar las pérdidas de transmitir la electricidad de A a C . Es decir, el generador en A recibe su costo marginal de generación de US\$ 50 por MWh más el costo marginal de la transmisión que refleja el valor marginal de las pérdidas. La pérdida marginal será igual a $700 \times 0,000072$, lo que da 0,0504 MW, siendo su valor $50 \times 0,0504$ lo que es igual a US\$ 2,52 por MWh. Por lo tanto, el costo marginal del sistema para proveer un incremento en la demanda en C es de US\$ 52,52 por MWh.

Gráfico 4.15. Ejemplo: incorporación de las pérdidas en los precios



Supongamos que el consumo en C sube a 1.000 MW, lo que hace necesario que ingrese a operar el generador en B , el cual producirá la diferencia entre la demanda y lo producido por A teniendo en cuenta la restricción de capacidad de transmisión y las pérdidas. Se puede demostrar que la solución a este problema de optimización, que incorpora las restricciones de transmisión y la existencia de pérdidas, será que en A se produzcan 800 MW de los cuales restando las pérdidas producidas en el trayecto llegarán a C en neto 778 MW. La diferencia necesaria para cubrir los 222 MW faltantes en el nodo de demanda se tendrá que enviar desde B , lo cual implica que para cubrir las pérdidas en B se produzcan 226,72 MW. En este caso el costo marginal de la transmisión se calcula como sigue:

Cuadro 4.3. Cálculo del costo marginal de transmisión incluyendo pérdidas y congestión

Componente	Fórmula de cálculo	Valor
Valor de las pérdidas marginales	$\underbrace{0,044 \text{ MW}}_{\text{Pérdida marginal}} \times \underbrace{60 \text{ US\$ / MWh}}_{\text{Costo } G_B}$ ($0,0002 \times 222 \text{ MW}$)	2,64 US\$/MWh
Valor de la congestión	$\underbrace{60 \text{ US\$ / MWh}}_{\text{Costo } G_B} - \underbrace{50 \text{ US\$ / MWh}}_{\text{Costo } G_A}$	10 US\$/MWh
Costo marginal de la transmisión		12,64 US\$/MWh

Es decir, el consumidor en C pagará como precio óptimo US\$ 62,64 por MWh, que viene a ser la suma del costo marginal sin congestión (US\$ 50 por MWh) más el costo marginal de la transmisión (US\$ 12,64 por MWh).

Ahora bien, para que los generadores en A y B no pierdan dinero, es necesario que cubran todos sus costos. Ello quiere decir que lo que se recaba por transmisión debe cubrir el valor de las pérdidas de energía de los generadores. Sin embargo, es necesario tener en cuenta que las pérdidas marginales son superiores a las pérdidas promedio, por lo que si se paga a los generadores el valor de las pérdidas marginales totales se les estará entregando una cantidad mayor al valor de las pérdidas realmente incurridas (el valor de las pérdidas totales medias). Ello se puede apreciar en la ecuación 4.6., en la cual se puede deducir que las pérdidas de un flujo de corriente son proporcionales a la potencia al cuadrado, o sea:

$$\text{Pérdida de energía} = a.W^2 \tag{4.32.}$$

Donde a es una constante y W es la potencia. La pérdida media por unidad de potencia se obtiene dividiendo 4.32. entre W , o sea:

$$\text{Pérdida media} = \frac{a.W^2}{W} = aW \tag{4.33.}$$

En cambio, la pérdida marginal se obtiene derivando 4.32. respecto a W , o sea:

$$P\text{Pérdida marginal} = \frac{\partial a.W^2}{\partial W} = 2aW \quad (4.34.)$$

Comparando la ecuación 4.33. con la 4.34. se puede advertir que las pérdidas medias de la transmisión son la mitad de las pérdidas marginales.

Tomemos como ejemplo el caso mostrado en el gráfico 4.15., donde para abastecer una demanda de 700 MW habría que pagarle al generador en A por producir 700 MW $\times (1 + 0,0252)$ o sea $700 \times 1,0252$ para que cubra sus costos totales incluyendo las pérdidas de energía. Alternativamente se le pagaría $50 \text{ US\$/MWh} \times 1,0252 = 51,26 \text{ US\$/MWh}$ por los 700 MW consumidos. Por otra parte, dado que el precio de la electricidad en el lugar de consumo debe registrar el costo marginal para que valga la pena producir la última unidad y se den las señales óptimas de los costos de abastecer los incrementos de la demanda en cada nodo, el precio en el lugar de consumo será de $50 \text{ US\$/MWh} \times (1 + 0,0504)$, o sea $50 \times 1,0504 = 52,52 \text{ US\$/MWh}$.

Se puede apreciar que si solo se le paga al generador $\text{US\$ } 51,26$ por MWh para compensar sus pérdidas, sobrarán $52,52 - 51,26 = 1,26 \text{ US\$/MWh}$. Este sobrante se denomina *ingreso tarifario* (IT) por valoración de las pérdidas y se utiliza para amortizar parte del costo total del transmisor.

En la práctica, el ingreso tarifario se calcula como la diferencia del valor de la energía en los nodos de retiro menos el valor de la energía en los nodos de inyección:

$$IT = E_{Destino} \times P_{Destino} - E_{Origen} \times P_{Origen} \quad (4.35.)$$

Podemos ver en nuestro ejemplo que:

$$IT = 700 \times P_{Destino} - 700 \times \underbrace{(1 + 0,0252)}_{P\text{Pérdida media}} \times P_{Origen}$$

$$IT = 700 \times P_{Destino} - 717,64 \times P_{Origen}^{15}$$

$$\text{Como } P_{Destino} = 1.0504 \times P_{Origen}$$

$$IT = 700 \times 1.0504 \times P_{Origen} - 700(1.0252) \times P_{Origen}$$

Es decir, que la empresa de transmisión recibe la mitad del valor de la pérdida marginal en este ejemplo. En la práctica lo que sucede es que el operador del sistema u otra entidad encargada instruye al generador a que pague al transmisor la cantidad especificada en 4.35.

¹⁵ La energía necesaria en el nodo de origen tiene la forma $w+aw^2 = 700 + 0,000036 \times 700^2 = 717,64$.

De este ejercicio podemos apreciar que si se compensa al generador con el 50% de lo recabado por el valor de las pérdidas marginales se cubrirán sus costos por pérdidas; lo que queda, es decir, la mitad del ingreso por pérdidas marginales, se entrega a las empresas de transmisión y forma parte del denominado *ingreso tarifario* (IT).

En algunos países lo recabado como costo de congestión, asociado a la diferencia de precios entre nodos debido a la existencia de capacidades máximas de transmisión, también se entrega a las empresas de transmisión como parte del ingreso tarifario.

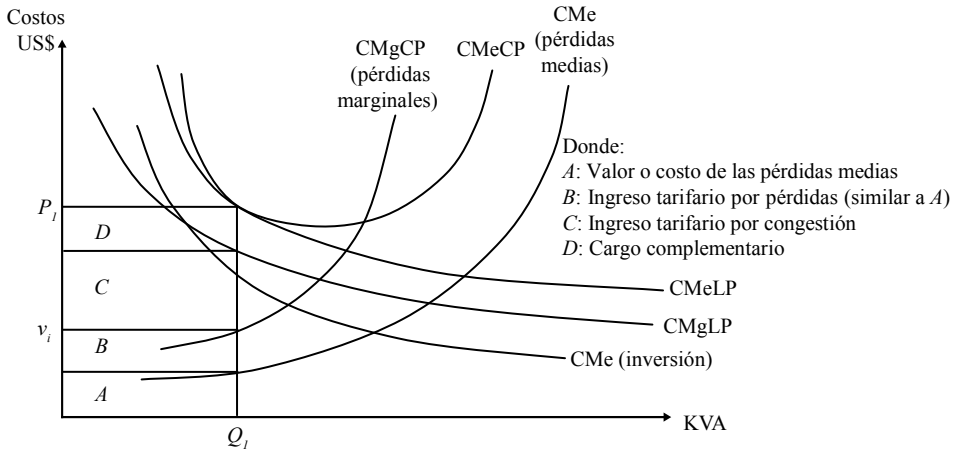
Determinación de las tarifas y del peaje de transmisión

Si se analizan los costos de inversión —anualizados— y de operación y mantenimiento de una empresa de transmisión, estos serán normalmente mucho mayores que el ingreso tarifario —que corresponde a una remuneración basada en criterios marginalistas—.

Si bien el primer mejor (*first best*) resultaría de fijar ingresos totales para la empresa de transmisión de modo que el precio fuera igual al costo marginal —dado que la transmisión es un monopolio natural con costos medios decrecientes (ver gráfico 4.16.)—, se tendría que pagar un subsidio a la empresa de transmisión para que cubriera todos sus costos. Como esta opción es complicada, y es particularmente más difícil en países subdesarrollados donde existen problemas institucionales que limitan la recaudación y el uso eficiente de los recursos, normalmente se aplica la teoría del segundo mejor (*second best*), es decir, que se determina un precio para la transmisión que cubra el costo promedio.

Como se observa en el gráfico 4.16., para una demanda de energía de Q_1 , si se cobrara el costo medio de largo plazo —que incluye el costo medio de las pérdidas—, el precio sería P_1 . Se puede ver que el valor de las pérdidas marginales sería v_1 . Sin embargo, se sabe que el valor real de las pérdidas que deben reconocerse corresponde al valor de las pérdidas medias, por lo que al reconocer las pérdidas marginales los generadores están obteniendo un excedente cuyo valor equivale al área B , conocido como *ingreso tarifario por pérdidas*, que deben devolver a la transmisora a fin de amortizar parte de sus costos. Como se deben recuperar los costos medios de largo plazo, el marco regulatorio establece que la diferencia no cubierta con el ingreso tarifario por pérdidas (B) más el ingreso tarifario por congestión (C) sea cubierta con el cargo complementario o peaje, cuyo valor en un sistema optimizado será igual a D . Esta diferencia surge debido a que el costo medio de largo plazo es mayor al costo marginal, lo que hace que el ingreso tarifario total no cubra todos los costos del sistema de transmisión.

Gráfico 4.16. Costos y valor de las pérdidas en la transmisión



Basado en Charún y Morandé 1996

Por lo expuesto, los precios que debe cobrar la transmisión para cubrir todos sus costos deberán cumplir la siguiente igualdad:

$$IT + \text{Peaje} = \text{Costo de inversión anualizado} + \text{Costo de operación y mantenimiento} \quad (4.36.)$$

Como se indicó anteriormente, el IT o ingreso tarifario se calcula como la mitad del valor de las pérdidas marginales más el valor de la congestión (ver el subcapítulo 6). Los costos de la transmisión se calculan normalmente con un criterio de eficiencia. Teniendo los valores mencionados se puede calcular el peaje por diferencia sobre la base de la ecuación 4.36.

Vale la pena mencionar que, en el caso de la regulación de la transmisión por incentivos, una parte significativa del tiempo requerido para la fijación de las tarifas de transmisión corresponde a la estimación de los costos eficientes de inversión, operación y mantenimiento indicados en la ecuación 4.36. Para ello, normalmente se utilizan estándares comúnmente aceptados como los modelos de redes eficientes que excluyen inversiones no requeridas, pues de lo contrario existiría una tendencia a sobreinvertir, sobre todo si la tasa de descuento utilizada en los cálculos es superior a la que las empresas realmente requieren para financiar sus inversiones (efecto Averch-Johnson).

Concluamos esta sección con un caso que ilustra cómo se determina la tarifa de transmisión utilizando el ejemplo del gráfico 4.15. y la ecuación 4.36. Supongamos que el costo de la línea de transmisión que va de A a C es:

Cuadro 4.4. Ejemplo de costos de transmisión

Capacidad de la línea (MW)	240
Costo de inversión (miles US\$)	179.000
Anualidad de la inversión (miles US\$)	22.222
Costo de operación y mantenimiento anual (miles US\$)	5.370
Costo total anual (miles US\$)	27.592
Energía transportada en el año (MWh)	2.102.400
Costo unitario total (US\$ por MWh)	13.12

Del cuadro 4.4. obtenemos el costo unitario total, el cual es de US\$ 13,12 por MWh. Como ya hemos calculado el ingreso tarifario unitario en US\$ 1,26 por MWh, entonces de la ecuación 4.36. calculamos el peaje unitario como:

$$\text{Peaje unitario} = 13,12 - 1,26 \text{ US\$/MWh} = 11,86 \text{ US\$/MWh} \quad (4.37.)$$

Por último, debe comentarse que el cobro del peaje en realidad se suele realizar por potencia o máxima demanda y no por energía, aunque la recaudación en ambos casos sea equivalente. Ello debido a que el transmisor pone a disposición de los agentes del sistema su capacidad de transmisión en cualquier momento del día; en este sentido, el servicio que brinda es la capacidad de transmitir energía. Por ello, consistente con el modelo de *Peak Load Pricing*, el cobro debe realizarse en función de un indicador de la capacidad de transmisión utilizada por los agentes en el momento de máxima demanda.

Por ejemplo, en un sistema con una máxima demanda de 3.000 MW, si se considera que el costo anual de la transmisión es de US\$ 100 millones, se tendría que cobrar US\$ 33,3 por KW-año. Si se considera un factor de carga de 80%, la energía consumida en el año sería de 21.024 GWh (3.000 x 0,8 x 8.760), por lo que el cobro equivalente en energía sería de US\$ 4,46 por MWh.

6. TARIFAS DE TRANSMISIÓN CUANDO HAY CONGESTIÓN Y PÉRDIDAS

En presencia de congestión, el costo marginal se calcula igualmente como el costo de abastecer una unidad adicional en cada nodo del sistema. Sin embargo, el ingreso tarifario sería mucho mayor que cuando no hay congestión. Retomemos el ejemplo que se presenta en el gráfico 4.15. Supongamos en este caso que el consumo se eleva a 1.000 MW. Se puede apreciar de dicho gráfico que se necesitará la producción del generador en *B* dado que la capacidad de la línea de transmisión *AC* no es suficiente, es decir, que está congestionada. En este caso, para calcular el costo marginal en *C*

debemos primero tener en cuenta que la línea AC transmitirá 800 MW, con lo cual llegarán 778,2 MW,¹⁶ donde 0,0252 MW corresponde a las pérdidas medias. Puesto en otros términos, se requieren $1.000 \text{ MW} - 778 \text{ MW} = 221,8 \text{ MW}$ de B a C . El precio en C debe corresponder entonces al costo marginal de proveer una unidad adicional de B a C . Es decir, si la pérdida marginal es de 0,044 MW, el costo marginal será de $60 \text{ US\$/MWh} \times (1,044 - 1) = 2,64 \text{ US\$/MWh}$. Por ello el precio en C será de US\$ 62,64 por MWh.

Para calcular el ingreso tarifario utilizamos la ecuación 4.35.:

$$IT = E_{Destino} \times P_{Destino} - E_{Origen_A} \times P_{Origen_A} - E_{Origen_B} \times P_{Origen_B} \quad (4.38.)$$

Reemplazando los valores mencionados y teniendo en cuenta la generación adicional para cubrir las pérdidas medias en cada nodo, tenemos:

$$IT = 1.000 \text{ MW} \times 62,64 \text{ US\$/MWh} - 800 \text{ MW} \times 50 \text{ US\$/MWh} - 221,8 \text{ MW} \times (1 + 0,022) \times 60 \text{ US\$/MWh}$$

$$IT = 62.640 - 40.000 - 13.613 = 9.027 \text{ US\$/MWh}$$

El peaje se determina de la misma forma que en el subcapítulo 5, obteniendo el costo total promedio de las líneas de transmisión y restando lo recaudado vía el ingreso tarifario.

7. METODOLOGÍAS DE ASIGNACIÓN DEL PEAJE O CARGO COMPLEMENTARIO

En las secciones anteriores, se han establecido los criterios y la metodología general para el cálculo de las tarifas de transmisión, y el mecanismo de pago mediante el ingreso tarifario (IT). Como se comentó, este pago no es suficiente para cubrir los costos totales del transmisor, lo que da origen al cargo complementario o peaje. Por ello, lo que falta aún por determinar es quién paga el peaje o cargo complementario. Existen cuatro metodologías (con variantes) para distribuir dicho peaje:

- Esquema de precios Ramsey.
- Medida tipo *postage stamp* o estampilla.
- Esquema basado en el beneficio de los usuarios.
- Esquema basado en el uso del sistema.

A continuación pasaremos a analizar cada una de ellas.

¹⁶ Este monto sale de resolver la siguiente ecuación: $800 = w + 0,000036w^2$, donde w representa el flujo neto de energía que llega al nodo de destino teniendo en cuenta que lo máximo que se puede transmitir es 800 MW.

Esquema de precios ramsey

Este esquema está basado en tratar de mantener en lo posible las señales generadas por el pago de las líneas usando el ingreso tarifario pues, como se ha descrito anteriormente, este se basa en el uso de criterios marginalistas. A fin de permanecer lo más cerca posible de una solución de primer mejor (*first best*), se calcula el cargo complementario incrementando en mayor medida los costos marginales de los nodos de destino que tengan una menor elasticidad-precio de la demanda, es decir, aquellos que reducen menos el consumo cuando se aumenta la tarifa de transmisión, y por lo tanto las pérdidas de excedente del consumidor son menores.

Si bien esta alternativa resultaría en una solución de segundo mejor (*second best*) lo más cercana al primer mejor (*first best*), los problemas de este método son los de determinar las elasticidades de la demanda de cada nodo de destino y sobre todo el efecto discriminatorio de elevar más las tarifas en los puntos de menor sensibilidad al precio —menor elasticidad—.

Método estampilla o *postage stamp*

Bajo este método el cargo complementario se distribuye en función de una medida estandarizada del uso que hacen los agentes de la capacidad del sistema, pudiendo utilizarse tanto una medida de potencia como de energía. Luego, según el modelo, se puede cargar a los consumidores, o una parte se puede cargar también a los generadores que estén conectados a la línea de transmisión troncal. Los usuarios pagan lo que les corresponde en función de una medida de su consumo.

Por ejemplo, en el caso peruano se calcula un peaje unitario utilizando la siguiente fórmula:

$$\text{Peaje unitario (US\$ por MW - a\text{a})} = \frac{\text{Costo total anual - Ingreso tarifario}}{\text{M\text{á}xima demanda del sistema}} \quad (4.39.)$$

Este método ha sido ampliamente utilizado en Estados Unidos no solo para repartir el cargo complementario sino el costo total de las instalaciones de transmisión. Así, se define el precio a pagar por cada transacción o *wheeling* en un período (PG) como una proporción, definida como la ratio entre la potencia requerida en la transacción (PT) y la potencia requerida por todo el sistema en las horas punta (PS), multiplicada por el costo total de la transmisión (CT):

$$PG = CT \times \frac{PT}{PS} \quad (4.40.)$$

Sin embargo, el reparto del costo total de la transmisión con este mecanismo tiene el problema de no generar las señales de localización adecuadas a los agentes, pudiendo tener mayor justificación en sistemas con configuraciones donde los costos de transmisión no sean muy diferentes entre zonas.

Método basado en el beneficio (generadores y usuarios)

Bajo este método, propuesto por Pérez Arriaga *et al.* (1995), se reparte el cargo complementario sobre la base de los beneficios que cada instalación de la red proporciona a sus usuarios. Se entiende por beneficios la mejora que experimenta cada agente por la existencia de la red de transmisión. Para cada generador el beneficio neto es:

$$\text{Beneficio neto generadores} = \text{Ingreso con instalación} - \text{Ingreso sin instalación} \quad (4.41.)$$

Para los consumidores, el beneficio se asocia a la diferencia de costos que tienen que pagar con y sin la línea:

$$\text{Beneficio neto consumidores} = \text{Costo sin instalación} - \text{Costo con instalación} \quad (4.42.)$$

Luego de calculados los beneficios de acuerdo a 4.41. y 4.42., se reparte el cargo complementario proporcionalmente a esos beneficios. Así tenemos que la participación del usuario k en el pago de la línea i sería:

$$Par_{ki} = \frac{B_{ki}}{\sum_k B_{ki}}; B_{ki} > 0 \quad (4.43.)$$

La principal dificultad de aplicar este método es que requiere simulaciones largas y complicadas para calcular los beneficios de cada usuario de la línea. Sin embargo, teóricamente es el de mayor mérito pues asigna los costos de la transmisión proporcionalmente a los beneficios de los agentes generando las señales económicas más adecuadas entre todos los métodos.

Método basado en el uso del sistema

Según este método, el cargo complementario se reparte en proporción a una estimación del uso que hace cada participante del sistema eléctrico. Para ello se calcula la influencia (uso) sobre la red de un incremento de consumo o producción de cada usuario.

Dado que no es posible efectuar mediciones que permitan obtener la participación de cada usuario en el uso de la red, se han desarrollado diversos métodos de estimación, incluyendo los propuestos por Bialek (1997) y Kirschen *et al.* (1997), basados en el «principio de proporcionalidad» entre las inyecciones y retiros de energía en cada

nodo de la red y, de otro lado, el método basado en los factores de distribución. Una explicación detallada de estos métodos, incluyendo casos prácticos, se puede ver en Rubio Odériz (1999), Danitz (2001) y Fahrenkrog (2004). Un ejemplo de aplicación de la asignación del cargo complementario por el método de Bialek se muestra en el apéndice 4.5.¹⁷

Esquemas de asignación del cargo complementario en países latinoamericanos

El cuadro 4.5. resume los diferentes esquemas de regulación de la transmisión, incluyendo los aspectos relacionados con el acceso a las redes, la asignación de los costos de transmisión y criterios de reparto de los cargos complementarios, así como otros aspectos regulatorios a nivel latinoamericano, descritos en el subcapítulo 7. Por otra parte, en el cuadro 4.6. se presenta la asignación de los cargos complementarios para las líneas troncales entre la demanda y la generación vigente al año 2003 en algunos países latinoamericanos y en otros con experiencias relevantes.

Cuadro 4.5. Métodos usados para asignar costos de transmisión en Latinoamérica

País	Argentina	Bolivia	Chile	Colombia	Perú
Precios: generación-transmisión	Precio de nodo basado en ofertas	Precio de nodo basado en costos	Precio de nodo basado en costos	Precio de mercado basado en ofertas	Precio de nodo basado en costos y ofertas con topes para los generadores a gas natural
Regulación al acceso abierto	Totalmente regulado	Totalmente regulado	Regulada la negociación entre las partes	Totalmente regulado	Totalmente regulado
Sistema que se paga	Determinado por el regulador	Sistema econ. adaptado determinado por el regulador	Negociado entre las partes	Sistema económico mínimo determinado por el regulador	Sistema econ. adaptado determinado por el regulador

¹⁷ Existen otras metodologías planteadas recientemente, como las que se basan en los criterios axiomáticos de los juegos cooperativos (Contreras 1997). En particular, estas usan mecanismos que buscan el reparto eficiente de costos comunes, como el criterio del valor de Shapley. Este valor es un concepto de solución para juegos cooperativos que selecciona una única imputación —conjunto de pagos— que puede ser considerada como justa por los jugadores en el sentido de establecer un reparto de referencia que se construye asignando a cada jugador un pago «medio». Este pago representa la contribución media de cada jugador al valor de las posibles coaliciones, medidas a través de las llamadas *funciones características*.

TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

País	Argentina	Bolivia	Chile	Colombia	Perú
Valor que se paga	VNR, valores hundidos al privatizarse	VNR	VNR	VNR	VNR
Costos de transmisión pagados por:	Generadores y consumidores	Generadores y consumidores	Generadores	Consumidores	Transferidos en las tarifas a los consumidores
Distribución de los pagos	Basada en el uso del sistema, de acuerdo a cambios incrementales	Basada en el uso del sistema, de acuerdo a cambios incrementales	Basada en el uso del sistema, de acuerdo a cambios incrementales	Basada en el uso del sistema, de acuerdo a cambios incrementales	Basada en el esquema de <i>postage stamp</i>
Medición del uso del sistema	En condiciones de punta	En diferentes condiciones de operación	En condiciones de punta	En condiciones de máximo uso del sistema	En condiciones de máximo uso del sistema
Prorrateo de pago basado en:	Máximo flujo transmitido	<i>Peak</i> de capacidad de generación y <i>peak</i> de demanda de consumo	Máximo flujo transmitido	Flujo ajustado para distribuir los pagos 50% a generadores y 50% a consumidores	<i>Peak</i> de demanda de consumo (para líneas principales) y estimación del flujo transmitido y beneficiarios para líneas secundarias

VNR: valor nuevo de reemplazo
 Basado en Danitz 2001

Cuadro 4.6. Comparación de la asignación de cargos en líneas troncales

País	Generación	Demanda
Chile	100%	0%
Colombia	0%	100%
Bolivia	25%	75%
Perú	0%	100%
Argentina	54%	46%
Suecia	Móvil	Móvil
Nueva Zelanda	Móvil	Móvil
Inglaterra	23%	77%
España	50%	50%
Canadá	50%	50%

Fuente: Rudnick, Mocárquer y Soré 2003

8. PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN

Las peculiaridades de las inversiones en transmisión exigen que estas sean objeto de un tratamiento regulatorio especial. En primer lugar, son altamente intensivas en capital, pues la mayor parte de los costos totales corresponden a las inversiones iniciales. En segundo lugar, estas inversiones poseen un carácter de «costo hundido» (*sunk cost*), pues la mayor parte no se puede utilizar luego para fines alternativos. En tercer lugar, su realización puede ser eficiente en un determinado contexto, pero luego las condiciones pueden cambiar y la línea podría dejar de utilizarse o ya no ser eficiente, lo que hace que si fueran pagadas solo con las diferencias de precios entre nodos, la recuperación de los costos no estaría garantizada. Por ejemplo, las condiciones del sistema pueden variar abruptamente cuando por algún motivo ingresa una nueva línea de transmisión que puede quitar parte de la carga que pasaba por una línea ya construida o hacer que algún cliente que antes usaba la línea antigua se conecte directamente a esta nueva línea. En cuarto lugar, la existencia de indivisibilidades y economías de escala hace que, incluso en el caso de que la línea siempre sea requerida, la remuneración obtenida sobre la base de los principios marginalistas no alcance para recuperar los costos totales.

Estas características complican la atracción de nuevas inversiones si solo se utilizaran las señales de precios que genera el sistema marginalista, pues los inversionistas tendrían una alta incertidumbre sobre la recuperación de sus inversiones y problemas para determinar sus rentabilidades.¹⁸ Por ello, una solución común a estos problemas es que el Estado apruebe el trazo y la capacidad de las nuevas líneas de transmisión y que a la vez establezca una tarifa estable por un período prolongado, lo cual se suele realizar mediante contratos de largo plazo.

Se ha visto que, en teoría, el sistema marginalista basado en precios marginales locales 1) permite identificar el impacto de la congestión sobre el bienestar de los consumidores y las ganancias de los generadores, dando las señales adecuadas para el consumo y la inversión; y 2) posibilita el uso de instrumentos de manejo de riesgos, como los derechos financieros de transmisión (FTR).

Sin embargo, en presencia de fallas de mercado debidas a la existencia de economías de escala y problemas de externalidades, y atendiendo a los potencialmente

¹⁸ El análisis económico de la inversión en contextos de incertidumbre ha mostrado que cuando un agente observa un alto grado de incertidumbre sobre la evolución futura de sus ingresos decidirá en muchos casos postergar sus decisiones de inversión hasta que la incertidumbre se reduzca. Ello es principalmente relevante cuando estas inversiones tienen el carácter de «costos hundidos» y las inversiones son muy específicas. La incertidumbre genera un valor adicional si se decide esperar o postergar las inversiones, lo que ha dado lugar a los modelos de opción real (*real option*). Una presentación de esta teoría se puede encontrar en Dixit y Pindyck 1994.

complejos problemas de acción colectiva derivados del hecho de que las líneas no benefician a un agente en particular, generalmente es necesario complementar estas señales, lo que requiere la intervención estatal. El Estado debe planificar la expansión del sistema, identificar proyectos con beneficios netos, determinar los beneficiarios y asignar los cargos. Ello, particularmente, para el caso de instalaciones que afectan a muchos agentes. La planificación de la transmisión se puede realizar en una entidad estatal o ser encargada a una entidad independiente de los otros agentes del sistema que presente un plan de inversiones en transmisión que debe ser aprobado por parte del Estado.

En algunos países se han implementado mecanismos alternativos para la autorización de la construcción de nuevas líneas tratando, en la medida de lo posible, de involucrar a los potenciales beneficiarios o agentes perjudicados. Así, se busca que los potenciales beneficiarios se comprometan a pagar las nuevas líneas y que los agentes que podrían verse perjudicados por su construcción puedan vetarlas si sobrepasan determinado umbral o buscar mecanismos que los compensen, siendo un caso importante a nivel internacional el mecanismo implementado en Argentina, donde los agentes perjudicados por las nuevas líneas pueden incluso vetar la realización de un proyecto (ver Romero 2003b).

Hogan (2004) considera que se requiere un análisis que viabilice un límite entre la regulación y el uso de señales de mercado. Las «inversiones reguladas» deben realizarse cuando existen beneficios económicos para la sociedad que no se reflejan en los incentivos privados, por lo que si se dejara que el mercado brinde las señales para las inversiones, no se darían las inversiones necesarias en el sector. Estas «inversiones reguladas» se justifican en los siguientes contextos:

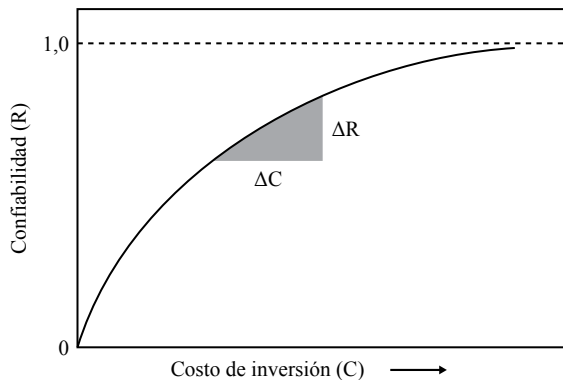
- Inversiones en confiabilidad (servicios complementarios como el soporte de potencia reactiva o de diseño, como las inversiones basadas en el «criterio $n-1$ »), ya que existen limitaciones para que el mercado pueda valorar los beneficios derivados de estos servicios.
- El financiamiento de inversiones indivisibles (*lumpy investments*) que pueden producir cambios materiales en los precios de los diferentes nodos del sistema. Estos cambios en los precios pueden hacer que el valor *ex post* de los ingresos tarifarios o lo recaudado por los derechos de transmisión de estas líneas sea menor que el costo de inversión y costos fijos adicionales requeridos por su carácter indivisible. Por ello el financiamiento de estas inversiones debe realizarse mediante cargos complementarios u otros mecanismos.
- Existen inversiones adicionales destinadas a mitigar el poder de mercado cuyos efectos sobre los costos sociales no son tenidos en cuenta directamente cuando se realiza un análisis basado en costos.

En estos casos, el regulador debe hacer uso de su poder coercitivo para identificar beneficiarios, calcular los beneficios y generar la obligación de pagar las instalaciones —mitigando los incentivos de *free riders* o polizones—.

Un tema de particular importancia en la planificación de las inversiones en transmisión es el referido a los criterios para invertir en confiabilidad. Por ejemplo, muchas veces se requieren inversiones adicionales como las instalaciones necesarias para cumplir con el «criterio $n-1$ », el cual, en términos generales, establece que el sistema debe ser capaz de soportar, en cualquier momento, la pérdida no programada de uno de sus elementos. Este criterio es de tipo «determinístico», y el sistema debe soportar la contingencia más severa, incluso si esta ocurriera en el momento más desfavorable. En este sentido, es preciso encontrar un equilibrio entre los costos necesarios para cumplir con este criterio de confiabilidad y la cantidad adicional de energía que se logra transmitir en el sistema cumpliendo este criterio, lo cual se ilustra en el gráfico 4.17.

Los problemas inherentes para encontrar el arreglo institucional adecuado y diseñar un sistema tarifario que permita tener un sistema de transmisión confiable han sido el origen de importantes eventos de caída del sistema eléctrico, como el apagón sucedido en Nueva York y el sur de Canadá en el año 2003 (ver Joskow 2003 y US-Canada Power System Outage Task Force, 2004). Como resultado se interrumpieron 63 GW de carga y se afectaron cincuenta millones de personas en ocho estados americanos y dos provincias canadienses.

Gráfico 4.17. Incremento en confiabilidad versus costos de inversión



Las decisiones de inversión en transmisión deben considerar los diferentes servicios que esta infraestructura provee a los agentes del sistema eléctrico y las disponibilidades de pagar de ellos. De acuerdo con Arellano y Serra (2004), el sistema de transmisión presta simultáneamente distintos servicios, y los beneficiados con cada uno de ellos pueden ser diferentes en cada caso, lo que dificulta el proceso de planificación de inversiones.

En efecto, el sistema de transmisión transporta energía desde los nodos más baratos hacia los nodos más caros, sustituye potencia instalada —principalmente cuando las demandas pico entre localidades difieren en el tiempo—, reduce la necesidad de reserva y aumenta la competencia en el mercado eléctrico, principalmente cuando el mercado mayorista se ha abierto a la competencia a través de una bolsa de energía.

9. COMENTARIOS FINALES

La transmisión eléctrica, además de ser un monopolio natural, es una industria de redes. Ello lleva a que la regulación de esta actividad sea bastante compleja. En primer lugar, debido a sus características de red surge la necesidad, en la mayor parte de los casos, de desarrollar un mecanismo de planificación que asegure la retribución de las inversiones dentro de un sistema eficiente y sostenible. En segundo lugar, los modelos de tarifas de transmisión no solo deben asegurar que se cobren los costos de operación e inversión sino tratar de lograr que estos sean pagados, en la medida de lo posible, por los beneficiarios del sistema de transmisión en proporción a los beneficios que estos obtienen por la transmisión.

En particular, en el análisis de las decisiones de inversión en capacidad de transmisión y la forma como esta debe remunerarse, debe tenerse en cuenta una serie de factores. En primer lugar, las inversiones en transmisión se deben evaluar considerando las características de la demanda y los costos de generación en cada uno de los nodos del sistema eléctrico, siendo viables económicamente solo cuando el ahorro logrado en los costos de generación es superior a los costos de la nueva capacidad de transmisión. En segundo lugar, si bien el uso de estos criterios, basados en principios marginalistas, permite identificar las inversiones necesarias y genera una forma de valorizarlas, la existencia de economías de escala y de indivisibilidades, y los efectos de las interconexiones sobre los precios nodales del sistema, hacen que la remuneración basada en la diferencia de precios entre nodos (ingreso tarifario) no sea suficiente para cubrir los costos de la transmisión y generar ingresos estables a los inversionistas. Por ello, se hacen necesarios cargos complementarios que terminen de cubrir todos los costos, los cuales son repartidos entre los beneficiarios de las redes a partir de diferentes criterios, sin que exista un consenso a nivel internacional sobre el mecanismo a utilizarse para asignarlos entre los agentes del sistema.

Además del problema de determinación de tarifas, las características descritas también dificultan la atracción de inversiones en transmisión basada solo en mecanismos de mercado, lo que hace necesaria la intervención estatal con mecanismos como la aprobación de nuevas inversiones y la creación de regímenes tarifarios que permitan garantizar la recuperación de las inversiones.

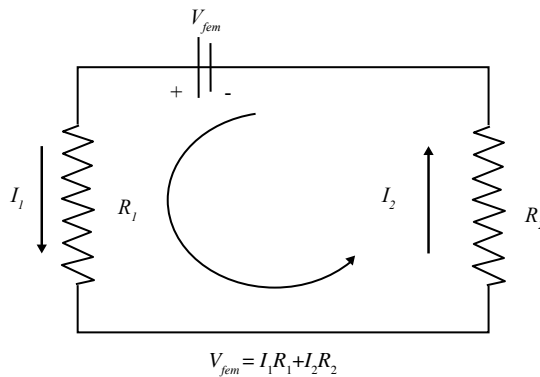
APÉNDICE 4.1. LAS LEYES DE KIRCHHOFF Y DE OHM

La primera ley de Kirchhoff (ley de mallas)

Esta ley establece que la suma de los voltajes de un sistema eléctrico es cero. El voltaje se puede entender como la «presión» de los electrones. La ley señala que en toda trayectoria cerrada en un circuito, la suma algebraica de las fuerzas electromotrices y las caídas de potencial es igual a cero.

En el gráfico se aprecia un circuito de una malla conformado por dos resistencias (R_1 y R_2) y una fuente electromotriz (V_{fem}). La corriente circula en sentido contrario a las manecillas del reloj. En términos gráficos se puede expresar esta ley de la siguiente manera:

Gráfico 1. Ley de mallas (primera ley de Kirchhoff)



La fuerza inicial con la que se mueve el electrón está dada por el generador (la fuerza electromotriz). Esta fuerza se reduce al pasar la corriente (I_1) por la primera resistencia (R_1). Con esta nueva fuerza el electrón sigue por el resto del circuito hasta llegar a la segunda resistencia (R_2), en donde nuevamente el electrón pierde su fuerza de desplazamiento. La ley de Kirchhoff establece que la suma de todas las fuerzas de desplazamiento que se pierden a lo largo del circuito eléctrico debe ser igual a la diferencia entre la fuerza con la que se inyecta y la fuerza con la que llega el electrón a la barra de generación.

Un enunciado alternativo de esta ley es que en «en toda malla la suma algebraica de las diferencias de potencial eléctrico debe ser cero».

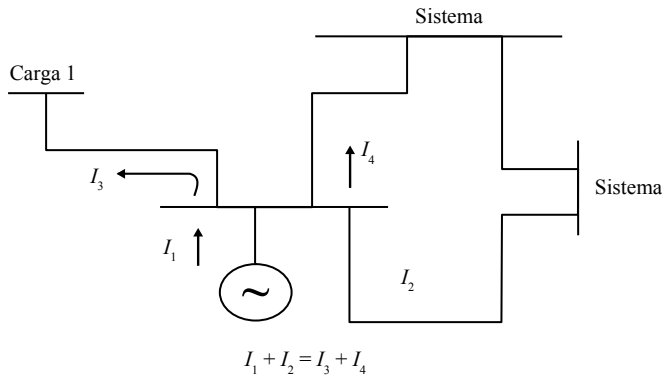
$$\sum_{k=1}^n V_k = 0$$

La segunda ley de Kirchhoff (ley de nudos)

Esta ley establece que la energía inyectada en una barra es igual a la cantidad de energía retirada de dicha barra. Esto explica por qué un generador localizado en la misma área geográfica de su cliente no abastece de manera exclusiva su contrato físico de suministro. Además, la energía proporcionada por el generador se consume a pesar de que su demanda puede ser menor. Es decir, no es posible el «almacenamiento» ni la «generación» de energía en las instalaciones de transmisión.

En el gráfico se aprecia que una de las barras recibe energía de dos fuentes: la primera es la inyección de un generador (I_1) y la segunda proviene del sistema (I_2). El total de esta energía se retira para abastecer la demanda de la carga 1 (I_3) y el resto se distribuye en el sistema (I_4).

Gráfico 2. Ley de nudos (segunda ley de Kirchhoff)



Haciendo una analogía con el sistema de agua potable, la primera ley de Kirchhoff se puede interpretar de la siguiente manera: la presión de inyección de agua —«fuerza electromotriz»— es igual a la suma de la presión a la que llega el agua al final de los conductores. En el caso de la segunda ley de Kirchhoff, la cantidad de agua (metros cúbicos por segundo) que llega a una subestación de bombeo es igual a la cantidad de agua —medida en metros cúbicos por segundo— que se distribuye entre las redes conectadas a dicha subestación.

La ley de Ohm

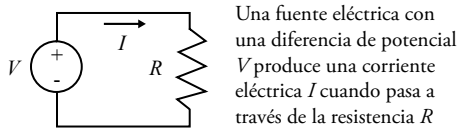
Esta ley señala que existe una relación entre la corriente de energía en un circuito y la diferencia de potencial aplicado a dicho circuito. Ohm encontró experimentalmente que esta relación era proporcional. Es decir, para un conductor dado, cuando por

ejemplo se duplica o se triplica la diferencial de potencia —voltaje—, también se duplica o triplica la corriente.

Tal como se describió anteriormente, la diferencia de potencial en los extremos del conductor se representa por la letra V y la corriente por la letra I . Además, si representamos la resistencia de un conductor i por R_i , la ley de Ohm se puede formular como:

$$V_i = I_i \times R_i$$

Gráfico 3. Circuito mostrando la ley de Ohm



Por su parte, la resistencia del conductor, entendida como la dificultad que se opone al paso de la corriente, depende de sus dimensiones, es decir, tendrá más resistencia cuanto más estrecho y largo sea el conductor. Esta proporcionalidad se expresa como:

$$R_i = \frac{\rho_i}{S_i}$$

donde:

- R_i : resistencia del conductor i (medida en ohmios)
- S_i : sección transversal del conductor (medida en metros cuadrados)
- ρ_i : resistividad o resistencia específica¹⁹

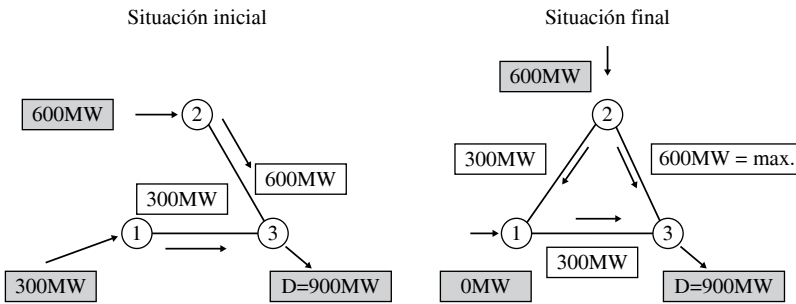
Una derivación de la ley de Ohm es que la energía se traslada por el conductor que ofrece menos resistencia. Siguiendo con la analogía del sistema de transporte de agua potable, supongamos que existen dos conductores que abastecen a dos poblaciones. La primera población está localizada a cuarenta metros sobre el nivel del mar y la segunda a solo veinte metros sobre el nivel del mar. Estos dos conductores están conectados a una estación de bombeo. La ley de Ohm nos dice que el agua se desplazará en mayor proporción por el primer conductor que por el segundo.

¹⁹ La resistividad es una constante que depende del material con que está fabricado el conductor en cuestión. A la inversa de la resistividad se le llama *conductividad*.

APÉNDICE 4.2. EJEMPLO DE INVERSIONES DETRIMENTALES EN TRANSMISIÓN²⁰

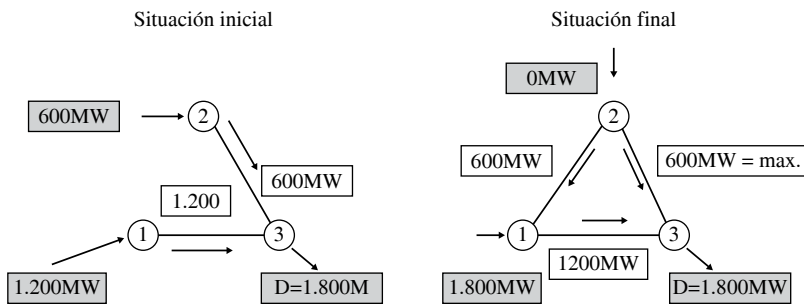
Consideraremos un sistema con tres nodos —dos de generación, uno caro (nodo 1) y otro barato (nodo 2), y un punto de consumo (nodo 3)—, una restricción de transmisión de 600 MW entre los nodos 2 y 3, y una capacidad máxima del generador 2 de 900 MW. Si se realiza una inversión en transmisión entre los nodos 1 y 2, el generador 2 podrá producir todo y los costos se reducirán.

Gráfico 1. Ejemplo de inversión detrimental: situación inicial



Sin embargo, una inversión inicialmente eficiente puede dejar de serlo ante un cambio en la demanda, por ejemplo si esta se incrementa de 900 MW a 1.800 MW. En este caso, debido a la necesidad de abastecer toda la demanda, el generador caro terminará produciendo toda la energía demandada.

Gráfico 2. Ejemplo de inversión detrimental: incremento de la demanda



²⁰ Este ejemplo se ha tomado de Hogan 1996 y Lasheras 1999.

APÉNDICE 4.3. DERIVACIÓN FORMAL DE LOS PRECIOS MARGINALES LOCALES²¹

En la derivación de los precios marginales óptimos debe realizarse un análisis previo que permita identificar un criterio general a partir del cual decidir los niveles de producción de electricidad. Para ello tenemos en cuenta que el bienestar de la sociedad se puede medir como la diferencia entre el bienestar obtenido por el consumidor para un nivel de demanda $B(D)$ y el costo de producción de una cantidad de producción $C(P)$. La planificación buscará maximizar esta diferencia, lo cual se puede plantear matemáticamente de la siguiente forma:

$$\text{Maximizar } B(D) - C(P)$$

$$\text{sujeto a: } P = D$$

El problema lagrangiano asociado es:

$$L(D, P, \lambda) = B(D) - C(P) + \lambda(P - D)$$

Obteniendo las condiciones de primer orden:

$$\frac{\partial L}{\partial D} = \frac{dB}{dD} - \lambda = 0 \quad (1)$$

$$\frac{\partial L}{\partial P} = -\frac{dC}{dP} + \lambda = 0 \quad (2)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = P - D = 0 \quad (3)$$

Igualando las expresiones 1 y 2 obtenemos: $\frac{dB}{dD} = \frac{dC}{dP} = \lambda$

Es decir, que en el óptimo el incremento marginal en el beneficio del consumidor por una mayor demanda debe ser igual al incremento marginal en el costo de producción. Este problema se puede plantear para un caso más general de la siguiente forma:

$$\text{Maximizar } \sum_K B(D_K) - \sum_J C_J(G_J)$$

sujeto a:

$$\sum_K d_K + \text{pérdidas} - \sum_J g_J = 0 \quad (I)$$

$$|Z_i| \leq Z_i^{\max} \quad (II)$$

$$g_j \leq g_j^{\max} \quad (III)$$

$$\sum_j g_j \leq g_{\text{crítico}} \quad (IV)$$

²¹ Esta sección se basa en Green 1998, Hsu 1997 y en los desarrollos del capítulo 6 de Kirschen y Strbac 2004.

donde:

- d_k : representa la demanda en el nodo k
- g_j : representa la generación en el nodo j
- g_j^{\max} : representa el máximo nivel de generación obtenible en el nodo j
- Z_j^{\max} : máximo flujo permitido por la línea i

Reescribiendo el problema como un lagrangiano tenemos:

$$\text{Maximizar } \sum_K B(d_k) - \sum_J C_J(g_j) - u_e \left[\sum_K d_k - \text{pérdidas} - \sum_J g_j \right] \quad (\text{I})$$

$$- u_i^{Qs} \left[|Z_i| - Z_i^{\max} \right] \quad (\text{II})$$

$$- u_j^{\max} \left[g_j - g_j^{\max} \right] \quad (\text{III})$$

$$- \gamma \left[\sum_j g_j - g_{\text{crítico}} \right] \quad (\text{IV})$$

siendo:

- (I) Restricción del balance de energía (demandas más pérdidas igual a generación total)
- (II) Restricciones del flujo máximo de las líneas
- (III) Restricciones de máximas capacidades de generación individuales
- (IV) Restricción de capacidad de generación total

Las condiciones de primer orden respecto a las demandas son:

$$\frac{\partial B}{\partial d_k} - u_e \left[1 + \frac{\partial \text{pérdidas}}{\partial d_k} \right] - \sum_i u_i^{Qs} \frac{\partial Z_i}{\partial d_k} = 0 \quad (1a)$$

Mientras que las condiciones de primer orden respecto a la producción en cada nodo son:

$$-\frac{\partial C}{\partial g_j} - u_e \left[\frac{\partial \text{pérdidas}}{\partial g_j} - 1 \right] - \sum_i u_i^{Qs} \frac{\partial Z_i}{\partial g_j} - u_j^{\max} - \gamma = 0 \quad (2a)$$

Si consideramos que el consumo en el nodo K se dará cuando el precio cobrado (P_k) sea igual al beneficio marginal obtenido por los consumidores, tendremos de la expresión 1a:

$$\frac{\partial B}{\partial d_k} = P_k = u_e \left[1 + \frac{\partial \text{pérdidas}}{\partial d_k} \right] + \sum_i u_i^{Qs} \frac{\partial Z_i}{\partial d_k} \quad (3a)$$

A su vez, debe tenerse en cuenta que una reducción de la generación en un nodo debe tener los mismos efectos sobre las pérdidas y las restricciones de transmisión que un incremento de la demanda, por lo que la ecuación 2a se puede reordenar de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} \frac{\partial C}{\partial g_j} + u_j^{\max} + \gamma &= u_e \left[1 + \frac{\partial p_{\text{pérdidas}}}{\partial g_j} \right] - \sum_i u_i^{\text{os}} \frac{\partial Z_i}{\partial g_j} = u_e \left[1 + \frac{\partial p_{\text{pérdidas}}}{\partial d_k} \right] + \sum_i u_i^{\text{os}} \frac{\partial Z_i}{\partial d_k} = P_k \\ \Rightarrow P_k &= \frac{\partial C}{\partial g_j} + u_j^{\max} + \gamma \end{aligned} \quad (4a)$$

Si definimos P^* como el precio en la barra de referencia (*swing bus*) y tenemos en cuenta que por definición los insumos en la barra base no afectan los flujos ni pérdidas del sistema, usando la ecuación 3a tenemos que:

$$P^* = u_e \quad (5a)$$

Es decir, que el precio sería igual al precio sombra de la restricción de balance de energía. Regresando al resultado de la ecuación 4a:

$$P_k = \frac{\partial C}{\partial g_j} + u_j^{\max} + \gamma$$

tenemos que el precio en el nodo base o de referencia sería la suma del costo marginal de generación en el nodo y los precios sombra de la capacidad de generación total y del nodo base.

Dado que por definición el generador marginal está localizado en la barra base, el multiplicador de la restricción de la capacidad de este generador es cero, ya que si este generador no tiene capacidad suficiente entonces todo el sistema no la tendrá, por lo que el precio sombra de la capacidad del sistema (γ) es igual a la diferencia entre el costo marginal de generación y el beneficio marginal de los consumidores en el nodo base:

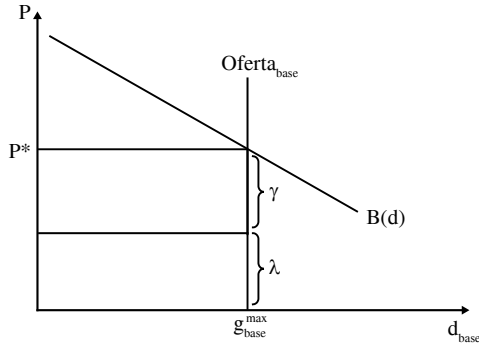
$$P^* = \frac{\partial C}{\partial g_j} + \gamma \Rightarrow \gamma = P^* - \frac{\partial C}{\partial g_j} \quad (6a)$$

Al costo marginal de generación en el nodo de referencia se le suele denominar λ :

$$\lambda = \frac{\partial C}{\partial g_j} \Rightarrow P^* = \lambda + \gamma \quad (7a)$$

De esta forma el precio en el nodo base será igual a la suma del costo marginal de generación (λ) más el multiplicador de la restricción de capacidad de generación (γ) cuando esta ha llegado a su máximo, tal como se puede ver en el gráfico adjunto.

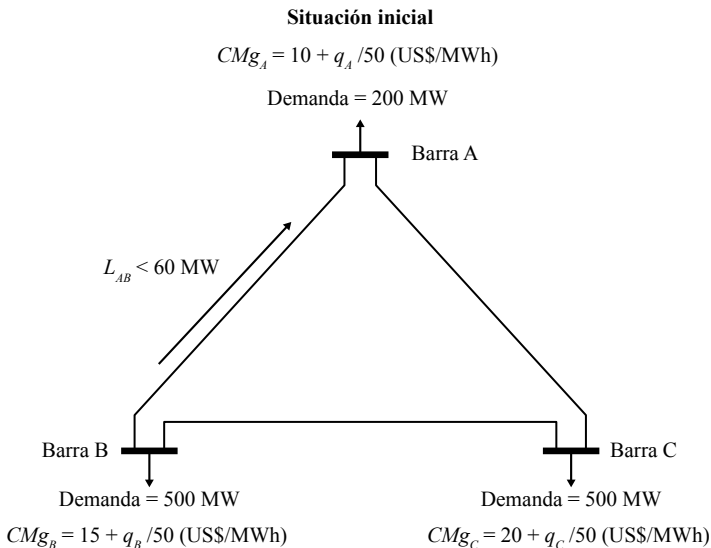
Gráfico 1. Multiplicadores del costo marginal y de la capacidad de generación



APÉNDICE 4.4. EJEMPLO DE USO DEL PRINCIPIO DE SUPERPOSICIÓN EN EL DESPACHO

Se tienen tres nodos (*A*, *B*, y *C*) con los datos de demanda y costos marginales que se muestran en el gráfico adjunto. La línea que conecta los nodos *A* y *B* tiene una capacidad máxima de 60 MW y en cada nodo podemos definir una función de costos marginales creciente, con los generadores en *A* operando a costos menores que los de *B* y *C*, siendo los costos de *B* más bajos que los de *C*. Todas las líneas tienen la misma impedancia.

Gráfico 1. Ejemplo del uso del principio de superposición: datos



El despacho óptimo considerando estos datos se puede obtener resolviendo el problema de minimización del costo total de generación, sujeto a las restricciones de capacidad de transmisión y las impuestas por la operación física del sistema. La expresión formal usando la notación de la sección «Ejemplo de influencia de los *loop flows* en el despacho óptimo» (subcapítulo 4) es la siguiente:

$$\text{Minimizar } CT = CT_A(G_A) + CT_B(G_B) + CT_C(G_C)$$

$$G_{AA}, G_{AB}, G_{AC}, G_{BA}, G_{BB}, G_{BC}, G_{CA}, G_{CB}, G_{CC}$$

sujeto a :

$$\begin{aligned} G_{AA} + G_{BA} + G_{CA} &= D_A \\ G_{AB} + G_{BB} + G_{CB} &= D_B \\ G_{AC} + G_{BC} + G_{CC} &= D_C \end{aligned} \quad (\text{Ia})$$

$$\begin{aligned} \frac{\alpha + \delta}{(\alpha + \beta + \delta)} G_{AB} + \frac{\alpha}{(\alpha + \beta + \delta)} G_{AC} + \frac{\delta}{(\alpha + \beta + \delta)} G_{CB} - \frac{\alpha + \delta}{(\alpha + \beta + \delta)} G_{BA} \\ - \frac{\delta}{(\alpha + \beta + \delta)} G_{BC} - \frac{\alpha}{(\alpha + \beta + \delta)} G_{CA} = F_{AB} \leq \bar{T}_{AB} \end{aligned} \quad (\text{IIa})$$

$$G_{AA}, G_{AB}, G_{AC} \geq 0, G_{BA}, G_{BB}, G_{BC} \geq 0, G_{CA}, G_{CB}, G_{CC} \geq 0 \quad (\text{IIIa})$$

donde G_{ij} es la energía generada en el nodo i para el nodo j , sin importar el trayecto que esta siga. Por lo que G_A , G_B y G_C se definen como:

$$\begin{aligned} G_A &= G_{AA} + G_{AB} + G_{AC} \\ G_B &= G_{BA} + G_{BB} + G_{BC} \\ G_C &= G_{CA} + G_{CB} + G_{CC} \end{aligned}$$

Usando los datos del problema, e integrando las funciones de costos marginales, tenemos:

$$\text{Minimizar } CT = \left(10 \times G_A + \frac{G_A^2}{100}\right) + \left(15 \times G_B + \frac{G_B^2}{100}\right) + \left(20 \times G_C + \frac{G_C^2}{100}\right)$$

$$G_{AA}, G_{AB}, G_{AC}, G_{BA}, G_{BB}, G_{BC}, G_{CA}, G_{CB}, G_{CC}$$

sujeto a :

$$\begin{aligned} G_{AA} + G_{BA} + G_{CA} &= 200 \\ G_{AB} + G_{BB} + G_{CB} &= 500 \\ G_{AC} + G_{BC} + G_{CC} &= 500 \end{aligned} \quad (\text{Ib})$$

$$\frac{2}{3} G_{AB} + \frac{1}{3} G_{AC} + \frac{1}{3} G_{CB} - \frac{2}{3} G_{BA} - \frac{1}{3} G_{BC} - \frac{1}{3} G_{CA} \leq 60 \quad (\text{IIb})$$

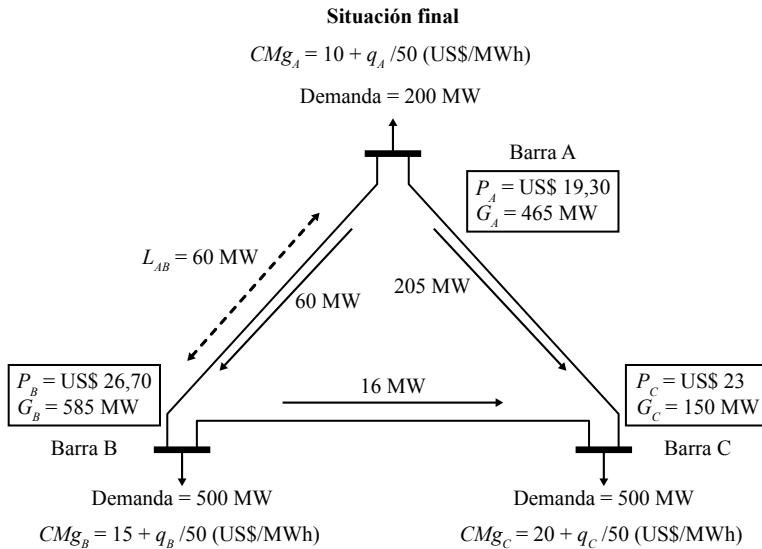
$$G_{AA}, G_{AB}, G_{AC} \geq 0, G_{BA}, G_{BB}, G_{BC} \geq 0, G_{CA}, G_{CB}, G_{CC} \geq 0 \quad (\text{IIIb})$$

Se puede demostrar que la solución a este problema será la siguiente: $G_A^* = 465$, $G_B^* = 585$ y $G_C^* = 150$. Los costos marginales o precios marginales locales (LMP's) serán: $LMP_A = 19,30$ US\$/MWh, $LMP_B = 26,70$ US\$/MWh y $LMP_C = 23,00$ US\$/MWh. El costo total asciende a US\$ 22.235.

Como se puede comprobar en este caso, en el despacho óptimo se estaría cumpliendo el «principio de superposición», el cual establece que las restricciones de transmisión se deben evaluar en relación al valor neto de la energía transmitida en un tramo de la red eléctrica. Dado que la restricción de transmisión está limitando en el óptimo, su valor será igual a la suma del flujo que pasa por la línea en las proporciones definidas por las leyes físicas desde *A* hacia *B* y *C*, desde *C* hacia *B*, menos el flujo que va desde *B* hacia *A* y *C*, y desde *C* hacia *A*.

Debe notarse que en este caso el LMP o costo marginal en el nodo *C* es menor que en el nodo *B* debido a las restricciones de transmisión y de satisfacción de la demanda en todos los nodos. También debido a que conforme se incrementa el nivel de producción, los costos marginales también lo hacen, de modo que se llega a un momento en que las centrales que inicialmente eran más baratas igualan sus costos marginales con las de los otros nodos, siendo eficiente que ya no produzcan cantidades adicionales.²² La situación final, luego de haberse optimizado el despacho, se muestra en el gráfico 2.

Gráfico 2. Ejemplo del uso del principio de superposición: resolución

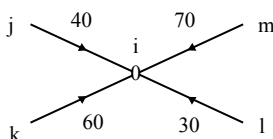


²² Ello se puede comprobar si se elimina la restricción de capacidad máxima de transmisión entre *A* y *B*. En este caso la optimización del despacho, teniendo en cuenta que no hay restricciones de capacidad de generación, implicará que se produzca hasta que los costos marginales en los tres nodos sean iguales. Se puede comprobar que ello se logrará con unos niveles de producción, con un costo marginal de US\$ 23 por MWh.

APÉNDICE 4.5. EJEMPLO DE ASIGNACIÓN DEL CARGO COMPLEMENTARIO CON EL MÉTODO DE BIALEK²³

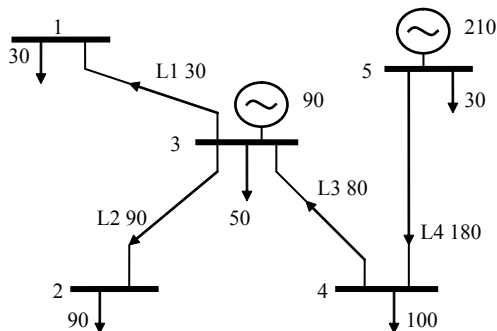
Este método, utilizado para trazar el flujo de electricidad a través de un «sistema enmallado», se basa en el uso del «principio de proporcionalidad», el cual se deriva del cumplimiento de las leyes de Kirchhoff. Este se puede ilustrar en el siguiente gráfico, donde existen cuatro líneas conectadas al nodo *i* de las cuales dos inyectan potencia al nodo y dos se la retiran.

Gráfico 1. Ejemplo del uso del principio de proporcionalidad



La potencia total que pasa a través del nodo es $P_i = 40 + 60$, de la cual 40% proviene de la rama *ji* y 60% proviene de la rama *ki*. Se adopta el supuesto de que cada MW que se retira de este nodo contiene la misma proporción de potencia proveniente de las ramas que inyectan potencia al nodo. Así, para la rama *im* por la que pasa un flujo de 70 MW, el 40% provendría de la rama *ji* (28 MW) y el 60% de la rama *ki* (42 MW). Aplicando este principio al sistema eléctrico ilustrado en el gráfico 2, donde existen cuatro consumidores y cuatro líneas interconectadas, se obtienen los pagos por consumidor para cada línea del sistema presentados en el cuadro 1. Se puede ver que las líneas 1 y 2 son pagadas solo por los consumidores 1 y 2 respectivamente, pues son los únicos que las usan, mientras que la línea 3 es pagada proporcionalmente por los consumidores 1, 2 y 3; y la línea 4, por todos los consumidores.

Gráfico 2. Ejemplo del reparto de costos por el método de Bialek



²³ Basado en Rubio Odériz 1999 y Danitz 2001.

Cuadro 1. Ejemplo del reparto de costos por el método de Bialek

Consumidor	Línea 1	Línea 2	Línea 3	Línea 4
Consumidor 1	CC L1		$\frac{30}{170}$ CC L3	$\frac{30}{170} \frac{80}{180}$ CC L4
Consumidor 2		CC L2	$\frac{90}{170}$ CC L3	$\frac{90}{170} \frac{80}{180}$ CC L4
Consumidor 3			$\frac{50}{170}$ CC L3	$\frac{50}{170} \frac{80}{180}$ CC L4
Consumidor 4				$\frac{100}{180}$ CC L4

CAPÍTULO 5

DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

1. CARACTERÍSTICAS

La red de distribución es el medio a través del cual se transmite la electricidad al usuario final partiendo de una barra del sistema de transmisión. Las redes de distribución, que pueden ser aéreas o subterráneas, están compuestas por segmentos que operan en distintos voltajes. Es posible distinguir los siguientes segmentos:

- Redes de alta tensión. Emplean voltajes mayores a 100 kV y se utilizan en sistemas de subtransmisión. En ellas el flujo de energía va en una sola dirección para llevar la energía de la red de transmisión troncal, conformada por las líneas donde el flujo de energía no tiene una dirección única y que alimenta a todos los puntos de retiro de energía del sistema, a los centros poblados.
- Redes de media tensión. Emplean voltajes comprendidos entre 1 kV y 100 kV, y se utilizan tanto para llegar a instalaciones industriales de alto consumo de electricidad como para la distribución de energía en una ciudad.
- Redes de baja tensión. Emplean voltajes de 110-220 voltios para consumo residencial y de 500-600 voltios para consumo industrial. Se emplean para abastecer de electricidad a los usuarios desde un punto cercano de la red de media tensión. El costo por kWh de estas redes es mayor que para las redes de media tensión.

Las redes de diferentes niveles de tensión requieren transformadores para interconectarlas. Respecto de la configuración y tecnología de las redes, estas se clasifican en: 1) sistemas radiales: líneas que salen desde una subestación hacia un área de consumo sin tener puntos en común con otras líneas; 2) sistemas en anillo: líneas alimentadas desde varias fuentes —transformadores— a la vez, de modo que si falla una fuente se puede mantener el suministro con las fuentes restantes; y 3) sistemas enmallados: todas las líneas forman anillos, con lo que se obtiene una estructura similar a una malla, que da mayor seguridad al sistema.

Adicionalmente, un sistema de distribución posee equipos de protección y seccionamiento que reducen tanto el número como la duración de las interrupciones de suministro. Otro tema importante es la densidad del servicio. Entre los indicadores de densidad más utilizados tenemos el número de clientes y el volumen de electricidad (GWh), medidos por kilómetro de red.

Claramente existe un ahorro en costos cuando la densidad es mayor. Esto hace que las redes de distribución de un área se clasifiquen en áreas típicas, las cuales están basadas en indicadores de densidad —áreas urbanas, urbano-rurales, rurales—. Es más, tal como señala Bernstein (1999), existen algunos estudios que indican que la condición de monopolio natural de la distribución se debe más a la existencia de economías de densidad¹ que a las economías de escala propiamente dichas, pues el costo medio no se reduciría apreciablemente conforme se incrementa el consumo si se controla por el factor de densidad.

2. COSTOS DE DISTRIBUCIÓN

Los costos de distribución incluyen el valor del capital, el costo de operación y mantenimiento, y las pérdidas de energía. El valor del capital de una empresa distribuidora equivale a la depreciación de sus instalaciones más los intereses del capital invertido. La tasa de costo de capital normalmente se asocia con el costo promedio del capital o WACC (*Weighted Average Cost of Capital*),² que se define como el promedio ponderado de las tasas de retorno requeridas por el capital aportado por los inversionistas y el capital prestado por entidades financieras. El costo del capital, de acuerdo al CAPM (*Capital Asset Pricing Model*), es igual a una tasa libre de riesgo —por ejemplo, la tasa de interés de los bonos del gobierno— más una prima por riesgo que depende del sector y del riesgo-país.³ En la práctica existen tres alternativas para evaluar los bienes e instalaciones en servicio que conforman el costo del capital invertido: costo histórico, costo de reposición y costo de sustitución o valor nuevo de reemplazo (VNR).

¹ Definidas como la reducción de los costos medios conforme se incrementa el número de usuarios por metro cuadrado del área de concesión.

² $WACC = \left(\frac{D}{D+E} \right) (1-t)r_D + \left(\frac{E}{D+E} \right) r_E$, donde: r_D = tasa de la deuda, r_E = tasa del capital propio (*equity*), D = financiamiento vía deuda de largo plazo, E = financiamiento vía capital propio, t = tasa impositiva. El porcentaje óptimo de endeudamiento (*leverage*) depende de una serie de factores, lo que complica el cálculo de la tasa de costo del capital. Un libro de texto estándar sobre finanzas corporativas que se puede consultar para más detalles es Brealey y Myers 2000.

³ Para una derivación detallada del costo de capital y su aplicación a las empresas distribuidoras, ver García y Pérez-Reyes 2005.

- El *costo histórico* es el valor efectivamente pagado por la distribuidora por sus instalaciones y equipos, menos la depreciación acumulada.
- El *costo de reposición* representa lo que costaría construir las mismas instalaciones y equipos hoy, sin tener en cuenta la obsolescencia de la tecnología utilizada.
- El *costo de sustitución* o *valor nuevo de reemplazo* (VNR) es el costo actual de adquisición de nuevas instalaciones y equipos que permitan ofrecer un servicio idéntico al proporcionado por las instalaciones existentes pero utilizando la última tecnología y buscando el mínimo costo. Este concepto responde a la necesidad de garantizar que los usuarios no financien inversiones ineficientes.

Los costos de operación y mantenimiento corresponden a los costos necesarios para mantener disponible el servicio con la calidad adecuada, e incluyen las actividades de mantenimiento preventivo, mantenimiento menor y mantenimiento mayor, programadas de acuerdo a la frecuencia requerida por cada una de ellas.

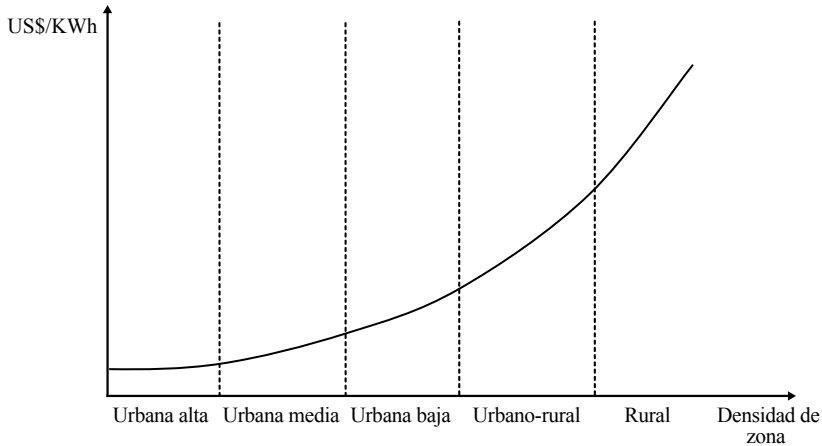
Tanto los costos unitarios de inversión como los costos de operación y mantenimiento dependen de la densidad poblacional o características del servicio, incluyendo los niveles de calidad de suministro para los que se hayan diseñado las redes. Es decir, el costo promedio en la zona rural será mayor que en la zona urbana debido a que la distancia entre los clientes es mayor si se considera un mismo nivel de confiabilidad. Ello debido a que, si bien el costo por kilómetro en una zona rural puede ser menor que en una urbana —pues las distancias entre postes, conocidas como *vanos*, suelen ser mayores y por lo tanto se requiere un menor número de ellos—, cuanto más urbana es la zona generalmente el consumo de kWh por persona es mayor, efecto que supera al primero. Por ello, si se considera que la calidad del servicio es similar, el costo medio de distribución tiende a ser mayor conforme se va de zonas urbanas de alta densidad a zonas urbanas de media densidad, hasta llegar a zonas rurales. Este comportamiento típico de los costos unitarios por kWh según densidad de zona, considerando niveles similares de calidad de suministro, se ilustra en el gráfico 5.1.

Esta diferencia de costos entre zonas es tomada en cuenta en la regulación de tarifas de electricidad al calcularse los costos de los concesionarios considerando tanto la concentración de población como los niveles de consumo típicos. Este tema se verá con mayor detalle en las secciones siguientes.

Respecto al costo de las pérdidas, las pérdidas técnicas como porcentaje de la energía transportada aumentan conforme el voltaje disminuye. Como la distribuidora compra energía y potencia —aunque a veces se expresa todo en energía— a la generadora, la distribuidora suma el costo de las pérdidas a los costos de distribución, que en el caso peruano se suman al valor agregado de distribución (VAD). Sin

embargo, como regla en los países donde se utilizan mecanismos de regulación por incentivos, las tarifas deben reconocer solo un porcentaje de pérdidas basadas en condiciones eficientes de operación.

Gráfico 5.1. Costo de distribución eléctrica según densidad de la zona



3. MÉTODOS DE REGULACIÓN EN DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

Al igual que la transmisión, las redes de distribución de electricidad también son un monopolio natural, y están a cargo de empresas que generalmente tienen el monopolio legal o concesión exclusiva en cada región. En vista de ello, los precios se determinan en función de los costos medios aplicando el criterio del «segundo mejor» como se indicó en el capítulo primero. A continuación, se consideran tres métodos de regulación que son los más comunes en la distribución eléctrica: 1) regulación por tasa de retorno (*rate of return*, ROR) o costo de servicio; 2) regulación por *price cap* y *revenue cap*; y 3) regulación por *yardstick competition* / empresa eficiente.

Regulación por tasa de retorno o costo de servicio

Este es el método tradicional utilizado por las *Public Utility Commissions* en Estados Unidos. Consiste en fijar tarifas iguales al costo medio estimando y auditando los costos en que incurre la empresa para prestar el servicio. De esta manera, todos los costos reconocidos son trasladados directamente a los consumidores. Tradicionalmente esta metodología, o método de los ingresos necesarios, cubre los siguientes tres aspectos: 1) la supervisión y control de los costos de operación y mantenimiento a

reconocerse; 2) la determinación del capital remunerable (*rate base*); y 3) la elección de la tasa de retorno permitida.

En general, el costo anual del servicio se calcula como la suma de los costos de operación y mantenimiento (*COyM*) más la depreciación del período (*D*), los impuestos (*T*) y el costo anual del capital (*K*), menos los ingresos no directamente relacionados con la venta de electricidad (*I*):

$$\text{Costo de servicio} = COyM + D + K + T - I \quad (5.1.)$$

Para determinar el costo anual del capital (*K*) es necesario calcular la inversión neta remunerable (*rate base*), que incluye el valor de la propiedad y las instalaciones en uso no depreciadas más el activo circulante. Generalmente se utiliza el método del valor histórico aunque en algunos esquemas de regulación se utilizan los valores de reposición. Para incluir las obras en curso también existen variantes: se puede incluir la inversión que esté en proceso de realización o el interés que se debe pagar por la obra en construcción. Una vez calculada la inversión neta remunerable, se debe aplicar una tasa de retorno (*rate of return, ROR*), que se estima tomando como referencia la opinión de expertos o estudios de los factores que intervienen en su formación tomando como base una tasa libre de riesgo a la que se le añaden el riesgo de la industria y otros riesgos, como el riesgo-país. Luego el costo anual del capital (*K*) se determina como:

$$K = ROR * (\text{Valor activos no depreciados} + \text{Capital de trabajo}) = ROR \times (\text{Rate base}) \quad (5.2.)$$

Respecto a la depreciación, habitualmente se utiliza un método de depreciación lineal, aunque en algunos casos se pueden aprobar métodos de depreciación acelerada.

Un aspecto importante está referido a los incentivos que puede producir la regulación por costo de servicio o tasa de retorno. Un problema que puede presentarse es el incentivo a sobreinvertir en capital, conocido como el «efecto Averch-Johnson». En este caso, la empresa regulada tiene el incentivo a utilizar un excesivo nivel de capital cuando el regulador reconoce en los cálculos tarifarios un costo de capital superior al que la firma realmente posee en el mercado. De esta manera la firma se asegura un ingreso adicional por cada unidad de capital invertida en exceso, lo que lleva a que utilice una combinación de capital/trabajo que no es eficiente.⁴ El otro efecto, conocido como «ineficiencia X», se debe a que los costos de producción, si bien legítimos por ser auditados, pueden ser superiores a los costos que resultarían de la operación eficiente de la empresa, debido a ineficiencias inducidas por la ausencia

⁴ En la sección 3 del capítulo 1 se analiza con más detalle este problema.

de competencia, asociadas con problemas en la gestión y un menor esfuerzo en la compra de insumos, entre otros factores (Leibenstein 1966).

En algunos esquemas se busca reducir estas ineficiencias permitiendo que la empresa regulada se apropie de parte de las ganancias que obtendría si mejora su desempeño respecto de los estándares utilizados en los cálculos tarifarios. Esto podría lograrse, en este esquema, si la regulación se realizara en períodos espaciados de tiempo —mayor rezago regulatorio— de forma que, si al terminar un período regulatorio la empresa invirtiera en mejorar la eficiencia, esta podría apropiarse de las ganancias adicionales hasta que los precios se ajusten en la próxima regulación.

Regulación por *revenue cap* (ingreso máximo) y por *price cap* (precio máximo)

En la regulación por *revenue cap* se limitan los ingresos de la firma mediante la siguiente fórmula:

$$R_t = (R_{t-1} + CGA \times \Delta Cli) \times (1 + I - X) \pm Z \quad (5.3)$$

donde:

- R_t : ingresos autorizados a la firma en el período t
- CGA : factor de ajuste por crecimiento de clientes (US\$/cliente)
- ΔCli : cambio anual en el número de clientes
- I : índice de inflación
- X : factor de productividad
- Z : ajustes por aspectos no tomados en cuenta

Se puede apreciar que la ecuación 5.3. se corrige de acuerdo al número de clientes, a la inflación, y a un índice de productividad determinado por el regulador. Bajo este esquema la firma tiene incentivos para reducir costos y aumentar su rentabilidad, para lo cual sería necesario que el tiempo entre períodos de fijación tarifaria fuera suficientemente largo. El factor Z incluido en la ecuación 5.3. corresponde a eventos inesperados tales como cambios en impuestos, modificaciones en la metodología contable, cambios regulatorios, restricciones ambientales, entre otros.

En cuanto al esquema de precios tope (*price caps*), los precios se limitan sin imponer restricciones a los ingresos de la distribuidora. La fórmula es:

$$P_t = P_{t-1} \times (1 + I - X) \pm Z \quad (5.4)$$

donde:

- P_t : precios máximos en el período t
- P_{t-1} : precios máximos en el período $t-1$

La ecuación 5.4. relaciona los precios de un período (año) con los del período anterior, los cuales son corregidos por la inflación y un índice de productividad, además del factor Z por cambios en el entorno.

Tanto para el esquema de ingresos tope (*revenue cap*) como para el de precios tope (*price cap*) la firma busca maximizar su beneficio. La diferencia está en que bajo el esquema de ingresos tope la empresa busca producir una menor cantidad por un precio más alto, mientras que, con el modelo de precios tope, la empresa busca maximizar sus ventas, típicamente hasta que el ingreso marginal iguale al costo marginal.

Por ejemplo, la regulación en Colombia utiliza el modelo de precios tope. En este modelo, el precio máximo está definido de acuerdo al costo unitario de prestación del servicio por kWh, definido para cada unidad de tensión de suministro —voltaje—. El costo unitario incluye el costo de generación y transmisión —ambos calculados por separado—, al cual se añade el costo de distribución y comercialización, mientras que en el denominador se toman en cuenta las pérdidas. La fórmula final es la siguiente:

$$C_u = \frac{\text{Compras(generación)} + \text{Transmisión} + \text{Distribución} + \text{Adicionales} + \text{Comercialización}}{(1 - \% \text{pérdidas})} \quad (5.5.)$$

El precio de compra de energía corresponde al costo de la generación, que en Colombia es el promedio ponderado de los contratos y las compras al mercado *spot* efectuadas por los agentes del mercado. Similarmente, el cargo por transmisión es calculado de acuerdo a los criterios de reparto de los costos entre la demanda y los generadores establecidos regulatoriamente para este segmento.

En cuanto a los costos de distribución en Colombia, estos se componen de la remuneración del capital sobre el costo de reposición de las instalaciones utilizando una tasa de interés del 9%, agregándole un porcentaje definido por el regulador para gastos de administración, operación y mantenimiento para cada uno de los cuatro niveles de tensión. Estos costos, que varían entre 2% y 4% de los costos de inversión, se han establecido según nivel de tensión sobre la base de empresas eficientes, de acuerdo a lo establecido en la ley vigente.

El costo unitario de distribución se estima dividiendo el costo total de distribución entre la energía anual correspondiente al año anterior, descontando las pérdidas reconocidas para la distribución.

Dado que la regulación de la distribución se realiza cada cinco años, los costos unitarios de distribución resultantes se indexan de un año a otro a fin de reflejar el incremento de productividad de las empresas y la disminución de las pérdidas de energía, de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$D_t = D_{t-1} \times (1 + \Delta IPSE - \Delta PR) \times \Delta IPC \quad (5.6.)$$

donde:

- D_t : costos unitarios de distribución reconocidos en el período t
- D_{t-1} : costos unitarios de distribución reconocidos en el período $t-1$
- $\Delta IPSE$: índice de productividad del sector eléctrico
- ΔPR : variación de las pérdidas reconocidas respecto al año anterior
- ΔIPC : variación del índice de inflación

En cuanto a los costos de comercialización, estos reconocen los costos máximos para atender a los clientes regulados, utilizándose la siguiente fórmula:

$$C_t = \frac{C_0}{CMF_{t-1}} \times \frac{(1 - \Delta IPSE) \times IPC_{t-1}}{IPC_0} \quad (5.7.)$$

donde:

- C_t : costo de comercialización del período t
- C_0 : costo base.
- CMF_{t-1} : consumo medio facturado del año anterior
- $\Delta IPSE$: índice de productividad del sector
- IPC_{t-1} : índice de precios del año anterior
- IPC_0 : índice de precios del año base

En este tipo de modelos de regulación por precios tope es importante analizar los métodos usados para el cálculo del factor de productividad y el período regulatorio a fin de reducir el riesgo de desincentivar inversiones en eficiencia y a la vez permitir el traslado oportuno de estas mejoras a los consumidores.

Regulación por *yardstick competition*

El modelo de *yardstick competition*, o competencia por comparación entre empresas de características similares, consiste en fijar las tarifas sobre la base del costo de producción representativo de estas empresas. Por ejemplo, si se tiene un grupo de N empresas similares —misma topología, similar densidad de redes y niveles de consumo, etcétera—, el precio se calcula como:

$$p_i = \bar{c} \quad \text{siendo} \quad \bar{c} = \sum_{i=1}^{N-1} \frac{1}{N-1} c_i \quad \forall j \neq i \quad (5.8.)$$

donde:

- p_i : precio fijado para el concesionario i
- \bar{c} : costo promedio de los demás concesionarios comparables
- N : número de concesionarios comparables
- c_i : costo de la empresa i

Luego, a cada una de las empresas de este grupo se le asigna un precio basado en la ecuación 5.8. Como las N empresas son similares, tienen la posibilidad de mejorar su eficiencia haciendo que sus costos sean inferiores a \bar{c} , que es el promedio de los costos de las demás empresas. Este modelo fue originalmente propuesto por Shleifer (1985), quien sugirió que el precio a reconocer a una empresa monopólica en una zona sea el promedio de los costos presentados por las demás empresas monopólicas de otras zonas similares, sin considerar en este promedio el costo de la propia empresa a fin de desvincular el precio de su costo y generar incentivos hacia la eficiencia. Nótese además que la ganancia se ve en parte disminuida por la inversión que tiene que hacer la empresa en bajar sus costos, por lo que existirá un nivel óptimo de costos unitarios a los cuales convergirán las empresas. En esta sección solo se ha esbozado la lógica del modelo de *yardstick competition*, que está sustentado en una teoría más compleja. Un desarrollo más completo se presenta en el apéndice 5.1.

Cuando las empresas no son fácilmente comparables existen diferentes metodologías econométricas que intentan corregir estas diferencias y buscan una forma de compararlas. Otra modalidad es la creación de una «empresa modelo eficiente». Estos casos también se incluyen dentro de la modalidad de *yardstick competition* donde la empresa modelo se utiliza como el patrón de comparación o *yardstick*.

Recientemente, se ha venido utilizando como alternativa la construcción de fronteras de eficiencia tanto de costos como de producción basadas en las mejores prácticas de la industria, a partir de las cuales se puede comparar el desempeño de las empresas. Estas fronteras se pueden construir ya sea mediante métodos no paramétricos, usando la técnica de programación lineal conocida como DEA (*data envelopment analysis*), o mediante técnicas econométricas o paramétricas que se usan para la construcción de fronteras estocásticas y donde se introduce la posibilidad de tomar en cuenta efectos aleatorios ajenos al control de las empresas (técnica conocida como *stochastic frontier analysis*, SFA).⁵

Regulación por empresa modelo eficiente

En primer lugar se debe tener en cuenta el objetivo y la definición de la empresa modelo eficiente. El concepto de «empresa modelo eficiente» se desarrolló en Chile a principios de 1980 para evitar que las tarifas estuvieran influidas por motivos no

⁵ Una presentación accesible de las teorías y aplicaciones de estas técnicas se puede encontrar en Coelli *et al.* 2003. Un análisis usando las técnicas DEA para comparar el desempeño de las empresas eléctricas dependiendo de su estructura de propiedad en el caso del Reino Unido y Estados Unidos se puede consultar en Pollitt 1995. Por otra parte, una primera aplicación de estas técnicas para comparar el desempeño de las empresas distribuidoras en el Perú se puede ver en Alva y Bonifaz 2003.

económicos como había sucedido en el pasado. Así surgió el concepto de empresa eficiente como aquella que opera con los costos indispensables para proveer los servicios sujetos a regulación tarifaria de forma eficiente, de acuerdo a la tecnología disponible y manteniendo la calidad establecida para dichos servicios, adaptándose a la geografía y la demanda en cada área de servicio.⁶

Por otro lado, se ha visto en el capítulo primero que, de acuerdo a la teoría del *second best* o segundo mejor, el precio se debe igualar al costo medio de proveer el servicio. Siguiendo a Bustos y Galetovic (2002), asumiendo la existencia de economías de escala y aplicando este criterio a lo largo de la vida útil de la empresa, ello implica que se cumpla la siguiente relación:

$$p = c + \frac{K(q)}{Q(p) \cdot R} \quad (5.9)$$

donde:

- p : precio
- c : costo variable o de operación
- $K(q)$: costo de inversión o valor nuevo de reemplazo (como si toda la inversión se realizara al momento del cálculo de la tarifa)
- $Q(p)$: unidades demandadas al precio p
- $1/R = 1 / \int_0^T e^{-rt} dt$: factor de descuento para traer a valor presente un flujo continuo para un tiempo T a una tasa de descuento r

Se puede apreciar en 5.9. que $K(q)/Q(p)$ es el costo unitario del capital, mientras que $1/R$ es el factor de recuperación continuo. En cálculos discretos este factor de descuento sería: $\frac{1}{r} \left(1 - \frac{1}{(1+r)^T} \right)$.

La labor del regulador es calcular los costos eficientes de c y K , y estimar R y $Q(p)$.

Cabe señalar que remunerar empleando anualidades implica valorizar las instalaciones como si fueran nuevas, y ello tiene una serie de ventajas frente al esquema de tasa de retorno con el cual se remunera el activo fijo luego de haber descontado la depreciación (activo fijo neto). Una de las principales ventajas es que da una señal para el uso de la tecnología eficiente y para adaptar el tamaño de planta en cada período de tiempo, por lo que las empresas son remuneradas en un nivel de capacidad que corresponde al costo medio de largo plazo. En este caso, la empresa asume el riesgo de obsolescencia, lo cual se verá reflejado en la tasa de descuento, a diferencia del mecanismo de tasa de retorno donde son los consumidores quienes asumen este riesgo. Si bien el mecanismo de tasa de retorno también busca una tarifa sostenible en el

⁶ Artículo 30 A y C, título V, ley 18168 de 1982, ley de telecomunicaciones de Chile, y artículos 294 a 296 de la ley eléctrica de Chile.

tiempo, remunera en cada período una tarifa que depende del capital depreciado, por lo que no genera las mismas señales a la eficiencia que el esquema de empresa modelo eficiente (ver Bustos y Galetovic 2002).

Por último, un punto de importancia está referido a los incentivos a la expansión del servicio cuando se utiliza este modelo de fijación de tarifas. En el esquema de tasa de retorno, por ejemplo, puede ser necesario calcular los costos incrementales cuando existe un proyecto de expansión del servicio. Sin embargo, en el caso de la regulación por empresa modelo eficiente se calculan solo los costos medios de largo plazo. Esta simplificación es consistente con la premisa de que los retornos a escala en distribución de electricidad son constantes una vez que se ajusta por la densidad. En ese caso el costo marginal y el medio coinciden, y es innecesario calcular tarifas diferentes. El esquema de empresa modelo eficiente se utiliza en la regulación de las tarifas de distribución de Chile y Perú. A continuación se describen con mayor detalle los procedimientos utilizados en la fijación de tarifas en el caso peruano.

Aplicación de la regulación por empresa modelo eficiente en el Perú

Normalmente no es apropiado establecer un valor promedio de distribución para todo el país, pues existen varias empresas regionales con características diferentes. ¿Cómo tratar, pues, las diferencias en los costos de distribución? Una forma de resolver este problema, como se hace en el caso del Perú, es dividir las áreas de distribución en sectores típicos. Por ejemplo, se pueden considerar cinco sectores: urbano de alta densidad, urbano de media densidad, urbano de baja densidad, urbano rural y rural.⁷ La comparación de los diferentes costos de distribución se muestra en el gráfico 5.1. del subcapítulo 2.

Dados los sectores típicos, se identifica un sistema de distribución representativo en cada sector típico y, a partir de este, se estiman los costos de una empresa modelo eficiente (ver cuadro 5.1.). Para obtener esta empresa modelo se selecciona un sistema eléctrico en cada sector típico y se construye la empresa modelo para abastecer la demanda sobre la base de consideraciones de eficiencia, teniendo en cuenta su dispersión geográfica y niveles esperados de consumo. En el cálculo de los costos eficientes, se consideran los costos de operación y mantenimiento, incluyendo los costos de explotación comercial, así como el costo de inversión estimado a valor nuevo de reemplazo (VNR)⁸. El cálculo del VNR supone la elección de las tecnologías más

⁷ En el apéndice 5.2. se presentan los criterios usados en el caso peruano para la clasificación de los sistemas eléctricos en diferentes sectores típicos.

⁸ Según el artículo 76 de la ley de concesiones eléctricas, el VNR «representa el costo de renovar las obras y bienes físicos destinados a prestar el mismo servicio con la tecnología y precios vigentes». Una discusión

adecuadas tanto para los niveles de media tensión (redes aéreas, redes subterráneas y equipos de protección y seccionamiento) como para las de baja tensión (subestaciones de distribución MT/BT asignadas de acuerdo a la zonificación, redes aéreas, redes subterráneas y alumbrado público).

Cuadro 5.1. Ejemplo de sistemas eléctricos representativos por sector típico

Sector típico		Sistema de distribución eléctrica (empresa modelo)	Empresa de distribución eléctrica responsable
1	Urbano de alta densidad	Lima Sur	Luz del Sur
2	Urbano de media densidad	Huancayo	Electrocentro
3	Urbano de baja densidad	Caraz-Carhuaz-Huaraz	Hidrandina
4	Urbano-rural	Chulucanas	Electronoroeste
5	Rural	Valle Sagrado (Calca, Urubamba y Písac)	Electro Sur Este
Especial	Sistema de distribución eléctrica de Villacurí*	Villacurí	Coelvisa

* Este es un sistema agrícola con niveles de carga y configuración particulares
Fuente: OSINERGMIN 2005

Con estos datos se puede calcular el costo de distribución o valor agregado de distribución (VAD) mediante la siguiente fórmula:

$$VAD_{\text{modelo}} = COyM_{ST_i} + aVNR_{ST_i} \text{ (en US\$/kW-mes o US\$/kWh)} \quad (5.10.)$$

donde:

- ST_i : sector típico i
- $VAD_{\text{modelo}}_{ST_i}$: valor agregado de distribución para la empresa modelo del sector típico i ($i = 1, 2, \dots, N$)
- $COyM_{ST_i}$: costo de operación y mantenimiento para la empresa modelo del sector típico i
- a : factor de anualización de la inversión
- $aVNR_{ST_i}$: anualidad del valor nuevo de reemplazo de la inversión para el sector típico i considerando una tasa de descuento de 12% antes de impuestos a las ganancias

sobre los conflictos regulatorios que se han suscitado en la aplicación del concepto del VNR en la regulación de la distribución en el Perú, en particular en 1997, se puede consultar en Bonifaz 2001.

A continuación se determina el valor agregado ponderado para cada empresa de distribución mediante la siguiente fórmula:

$$VAD_J = \sum_{i=1}^N w_i \times VAD_{ST_i}^{\text{modelo}} \quad (5.11.)$$

donde:

- VAD_J : valor agregado de distribución para la empresa j
- w_i : proporción de consumo de electricidad del sector típico sobre el total de consumo de electricidad tomado de la empresa j

Debe resaltarse adicionalmente que el VAD también se calcula de forma separada para las instalaciones de media y baja tensión. Por ejemplo, una empresa de distribución que posee sistemas que forman parte de dos sectores típicos (el 2 y el 3), donde el ST2 representa el 20% del consumo de capacidad de distribución y el ST3 representa el 80% del consumo de capacidad de distribución de la empresa, tendrá un VAD_J de:

$$VAD_J = 0,20 \times VAD_{ST2}^{\text{modelo}} + 0,80 \times VAD_{ST3}^{\text{modelo}}$$

Queda entonces ajustar las tarifas según escalas deslizantes (*sliding scales*). Bajo este esquema, los precios se ajustan de forma que la tasa de retorno se ubique dentro de un rango considerado como apropiado. Si la tasa de retorno cae por debajo de la banda los precios se incrementan, y viceversa. Este fue uno de los primeros esquemas de incentivos aunque todavía mantiene algunos de los problemas del esquema de tasa de retorno.

Un ajuste de este tipo, pero en un esquema de regulación por costos eficientes, se realiza en los casos chileno y peruano. En el caso peruano se establecen grupos de empresas en donde los VAD ponderados por concesionario difieren como máximo en un porcentaje previamente determinado —en el procedimiento se utiliza un porcentaje de 10%—, tal como se muestra en el gráfico 5.2. Luego se toman las empresas de cada grupo y se obtiene un VAD promedio para el grupo (como en la fórmula 5.10.). A continuación se ajusta el VAD promedio para que la tasa interna de retorno (TIR) se ubique entre 8% y 16% (ver gráfico 5.3.).⁹

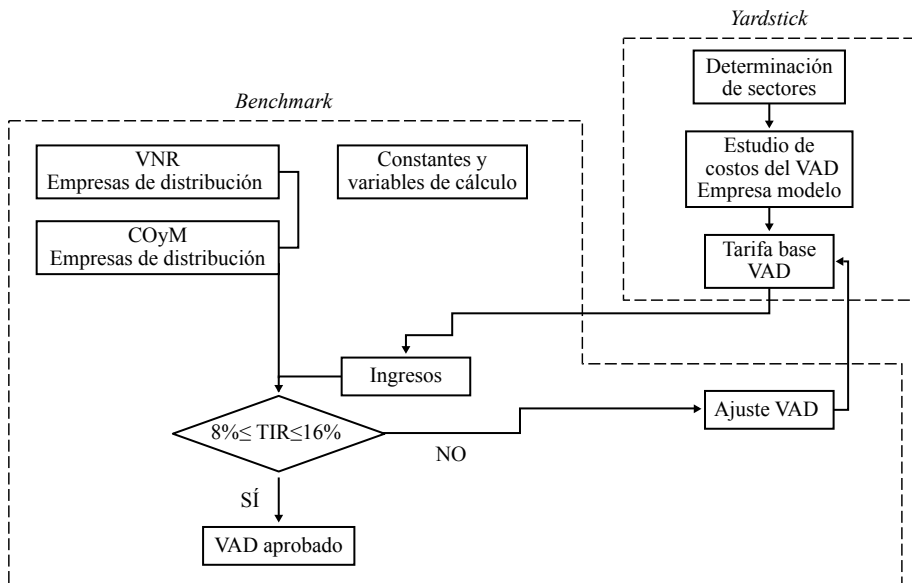
⁹ La tasa interna de retorno (TIR) de un proyecto de inversión es aquella que hace que el valor actual neto (VAN) sea igual a cero. Esta tasa se debe comparar con el costo de oportunidad del capital del inversionista a fin de decidir si se realiza o no el proyecto o la inversión.

Gráfico 5.2. Agrupación de las empresas en el proceso de verificación de la rentabilidad

Grupos	Empresas	
Grupo I	1 2 3	10% de diferencia en ingresos entre la 1 y 3
Grupo II	4 5 6	10% de diferencia en ingresos entre la 4 y 6
• • • •	• • • •	
Grupo L	N-2 N-1 N	10% de diferencia en ingresos entre las N-2 y la N

Gráfico 5.3. Proceso de reajuste de los valores agregados de distribución propuestos

Resumen



Fuente: GART-OSINERGMIN

Para realizar la verificación de la TIR se suman los ingresos de las empresas de un grupo considerando la tarifa para dicho grupo:

$$\sum_{i=1}^N \text{Ingresos}_{\text{Grupo } i} = \sum_{i=1}^N Q_i \times T_{\text{Grupo } i} \quad (5.12.)$$

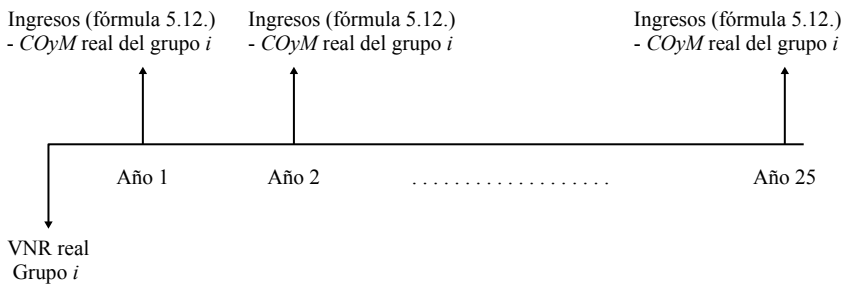
donde:

- Q_i : electricidad consumida por el grupo i
- $T_{\text{Grupo } i}$: tarifa promedio del grupo i según la fórmula 5.10

Por otra parte, se suman el $COyM$ y los VNR reales de las empresas del grupo i , siempre aplicando el criterio de no reconocer gastos innecesarios. Luego se proyectan los ingresos mostrados en 5.11. para un horizonte de veinticinco años y, considerando los anuales costos de operación y mantenimiento y el VNR real como la inversión al inicio del período, se calcula la TIR para el grupo i . Para mayor claridad este proceso se ilustra en el gráfico 5.4.

Si la tasa interna de retorno calculada según el gráfico 5.4. está entre 8% y 16% se mantiene la tarifa calculada para el grupo i según la fórmula 5.11. Si la TIR es inferior a 8% o superior a 16% se ajustan los VAD proporcionalmente hasta que la TIR se ubique dentro de este rango. Tal como se indica en el gráfico 5.3., en este ajuste se aplica también un esquema de *yardstick competition*, pues las empresas más «eficientes» podrán obtener una mayor rentabilidad que las empresas que han originado el ajuste de los VAD si este se hizo hacia el alza.

Gráfico 5.4. Cálculo de la TIR por grupos de concesionarios



Comparación de los métodos de regulación de la distribución

En esta sección se presenta una forma de comparar los diferentes métodos de regulación de la actividad de distribución con sus ventajas y desventajas. Los diferentes esquemas regulatorios proporcionan diferentes incentivos para que las empresas reguladas se vuelvan más eficientes. En esta parte se analizan los métodos usando los

criterios de Laffont y Tirole (1994) de acuerdo a la presentación de Bernstein (1999). Para ello se parte del siguiente modelo genérico que permite evaluar los incentivos generados por cada esquema:

$$\text{Ingresos} = a + b \times \text{costos} \quad (5.13.)$$

donde:

- *Ingresos* : ingresos recibidos por la empresa *ex post*
- *a* : pago fijo especificado por el regulador *ex ante*
- *b* : proporción de costos especificados *ex ante* ($0 < b < 1$)
- *Costos* : costos *ex post* incurridos por la empresa

Según Laffont y Tirole (1994), un esquema regulatorio provee incentivos adecuados cuando puede recompensar a una empresa que minimiza sus costos.¹⁰ Ellos clasifican un esquema de altos incentivos si *b* tiende a cero, y de bajos incentivos si *b* tiende a 1. Consideran que un esquema de costo de servicio puro (*rate of return*) con fijación tarifaria frecuente —en el cual cualquier ahorro o incremento de costos se corrige inmediatamente con la nueva tarifa— no proporciona incentivos a la reducción de costos, es decir, que *b* en la expresión 5.13. es cercano a 1. En cambio, una empresa que se regula bajo un esquema de incentivos —por ejemplo, *price cap*, *revenue cap* o *yardstick competition*— tiene la posibilidad de aumentar temporalmente sus ingresos, ya que *b* es mayor que cero y menor que 1. Finalmente, el caso extremo, no corresponde a una empresa regulada sino a una empresa que opera en un mercado en competencia perfecta, donde los precios están dictados por el mercado y corresponden a los costos marginales donde se alcanza la mayor eficiencia posible. Es decir, en dicho caso los ingresos no son función de los costos de la empresa sino del precio del mercado competitivo, o sea que *b* es igual a cero.

Si bien la regulación por incentivos —*price cap*, *revenue cap* o *yardstick competition*— tiene la ventaja de motivar a las empresas a incrementar su eficiencia productiva, y por otro lado reduce los costos regulatorios respecto a regulaciones frecuentes, puede conllevar algunos riesgos tales como:

- Generar ineficiencias en la asignación si los períodos de revisión son muy largos. En esta situación, las empresas pueden obtener muchas ganancias de productividad que se transferirían con bastante retardo a los consumidores. Ello implica que en estos esquemas surja en determinados períodos un conflicto

¹⁰ Una discusión más amplia en el marco del diseño de mecanismos que generen incentivos a la eficiencia se puede consultar en el capítulo 2 de Laffont y Tirole 2000.

en la búsqueda de eficiencia y la apropiación de «rentas» por parte de las empresas que las incentiven a reducir costos.

- Generar riesgos para los inversionistas dependiendo de cómo se estime el cambio en la productividad. Adicionalmente, se puede generar en los reguladores algunos incentivos a cambiar las reglas de juego, como el período de revisión de las tarifas o la metodología de cálculo de precios, si la empresa obtiene más ganancias de las esperadas.
- Producir un deterioro de la calidad del servicio, producto del afán de las empresas por reducir costos, lo que lleva a la necesidad de un mayor esfuerzo en establecer estándares de calidad y supervisar su cumplimiento.

El cuadro 5.2. resume las características y requerimientos de los principales métodos de regulación de actividades como la distribución de electricidad.

Cuadro 5.2. Comparación entre mecanismos regulatorios de la distribución

Características y mecanismos regulatorios	Costo de servicio (<i>rate of return</i>)		Regulación por incentivos		
	Puro	Normal (períodos de regulación largos)	Ingreso máximo	Precio máximo	<i>Yardstick Competition</i>
Frecuencia regulatoria	Alta	Media	Baja	Baja	Baja
Reparto de beneficios incrementales	-----	-----	Opcional	Opcional	Opcional
Poder de incentivos	Ninguno	Medio	Medio a alto	Medio a alto	Alto
Información requerida por el regulador	Alta	Media a alta	Media	Media	Media a baja

Basado en Bernstein 1999

En el cuadro 5.3. se presenta una comparación detallada de los principales procedimientos y criterios usados en los cálculos de las tarifas de distribución a nivel latinoamericano.

Cuadro 5.3. Métodos de cálculo de la remuneración de la actividad de distribución en Latinoamérica

	Argentina*	Bolivia	Brasil	Colombia	Chile	Ecuador	Paraguay	Perú	Uruguay	Venezuela
Descripción general de remuneración de inversiones	El método está sujeto al resultado de la renegociación de los contratos. Estaba prevista la estimación de una base tarifaria de inversiones a remunerar, a partir del valor nuevo de reemplazo (VNR) depreciado según la antigüedad de los equipos.	Se remunera el valor contable de libros, depreciado de acuerdo a su tiempo en servicio.	Se remunera el nuevo de reemplazo (VNR) de una red adaptada.	En sistemas de tensión menor a 57,5 kV se remunera por <i>price cap</i> , con cargos máximos eficientes que puede cobrar el distribuidor por unidad de energía en cada nivel. Para tensiones mayores se determina un ingreso total eficiente para las instalaciones.	Anualidad a valor nuevo de los costos de inversión calculados sobre la base de zonas típicas.	Anualidad a valor de reemplazo.	Tasa de retorno sobre los activos fijos, netos, para la empresa Administración Nacional de Electricidad (ANDE), a cargo de la provisión de electricidad en el país.	Anualidad a valor nuevo de los costos de inversión calculados sobre la base de zonas típicas.	Anualidad a valor de reemplazo de los costos de inversión calculados sobre la base de zonas típicas.	Se está elaborando un régimen de remuneración por una anualidad del valor nuevo de reemplazo de los activos.
¿Si remunera red óptima o real?	Estaba prevista la remuneración a una red óptima diseñada para zonas típicas representativas del área de concesión, en un horizonte de al menos 5 años.	Se remunera las instalaciones existentes en la red.	Se diseñan redes típicas adaptadas dentro de cada región y sus resultados se expanden a la totalidad de la región.	Para tensión mayor a 1 kV se remunera las instalaciones existentes pero a costo medio eficiente que resulta de tomar el valor que deja por debajo al 57% la probabilidad de la distribución de costos de la totalidad de empresas existentes. Para baja tensión se remunera el costo unitario de una red modelo eficiente.	Red óptima eficiente.	Instalaciones reales más las previstas en plan de cuatro años.	Red real.	Red óptima para la demanda del año anterior a la revisión.	Red óptima eficiente.	Se prevé remunerar una red óptima eficiente.
Tasa de retorno empleada en la actualidad	Estaba prevista su estimación por el método CAPM.	10, 1% real después de impuestos a los beneficios.	Se aplica la metodología WACC empleando una estructura capital/deuda óptima.	Sistemas de 57,5 kV, 14,06% real antes de impuestos, sistemas de tensión menor, 14,06% ó 16,06% real antes de impuestos.	10% real antes de impuestos.	7,5% real antes de impuestos.	Rentabilidad entre el 8% y el 10% de la inversión inmovilizada contable.	12% real antes de impuestos.	10% real antes de impuestos en forma provisoria.	La tasa de retorno empleada es variable de acuerdo con el tipo de empresa. En promedio es del 12% real después de impuestos a los beneficios.

	Argentina*	Bolivia	Brasil	Colombia	Chile	Ecuador	Paraguay	Perú	Uruguay	Venezuela
Tasa de impuesto a los beneficios										
Reducción de la remuneración entre revisiones	Está prevista en la regulación, si bien en los primeros diez años no se ha aplicado.	No se aplica.	Se aplica una reducción anual de tarifas por concepto de factor X, por ganancia de productividad.	Por dos conceptos: reducción en las pérdidas máximas admisibles y factor por incremento de productividad, de 0,42% anual en los niveles menores a 57,5 kV	No.	No.	No.	Sí, por concepto de economías de escala.	Sí, por concepto de economías de escala.	No está prevista.
Estudios técnicos para cálculo de remuneraciones	La empresa presenta sus cálculos y el ENRE encarga estudios a consultores independientes, a partir de los cuales decide la propuesta de remuneración.	Los estudios son realizados por la empresa. Si la sire se discrepa con el valor propuesto, puede contratar un consultor para que opine sobre las discrepancias.		Realizados por el regulador (CREG). Los distribuidores realizan los inventarios de instalaciones a remunerar supervisados por auditores autorizados por la CREG.	De la CNE (ponderado con 2/3) y del distribuidor (ponderado con 1/3).	Del regulador.	No.	De la empresa, verificados por el regulador.	Del regulador.	Del regulador.
Estimaciones de flujo de fondos futuros			Se aplican en el cálculo del factor X.	No se emplean.	Si las tarifas básicas preliminares con tasa 10% aplicadas al conjunto de las empresas no dan tasa promedio entre 6% y 14% en flujo de fondos, se ajusta la remuneración.	No se aplican.	No.	Si las tarifas básicas preliminares con tasa 12% aplicadas al conjunto de las empresas no dan tasa promedio entre 8% y 16% en flujo de fondos, se ajusta la remuneración.	No se aplican.	

	Argentina*	Bolivia	Brasil	Colombia	Chile	Ecuador	Paraguay	Perú	Uruguay	Venezuela
Ingresos por actividades reguladas ¿reducen la remuneración regulada?	No está previsto explícitamente. Solo ocurriría si como resultado de las revisiones se reducen las inversiones en la base tarifaria.	Sí, al reducirse la provisión de ingresos regulados necesarios para obtener la rentabilidad objetivo.	Sí, ANEEL propuso metodología al respecto.	No hasta el momento.	No.	No.	No.	Sí.	Sí.	No se prevé.
¿Régimen de remuneración previsto para el distribuidor se aplica exactamente?	La ley de emergencia económica del año 2002 suspendió la aplicación del régimen previsto, al pesificar y congelar las tarifas.	No en su totalidad, ya que se está en un periodo transitorio de adecuación tarifaria.	Con motivo de la crisis energética y racionalización del año 2001, se recurrió a soluciones <i>ad hoc</i> para compensar las pérdidas de los distribuidores.	Sí.	Sí.	Régimen transitorio de actualización tarifaria.	La tasa de retorno obtenida no alcanza por la normativa.	Sí.	Aún no se ha iniciado la aplicación, ni se ha hecho público el VADE.	Aún no se ha definido el nuevo marco.

* Se describe principalmente la situación de las empresas reguladas por el ENRE, concesionadas por el Estado nacional
Fuente: CIER 2003

4. COMENTARIOS FINALES

El análisis de la actividad de distribución de electricidad puede realizarse con cierta independencia de la operación de los sistemas eléctricos, que obliga a un análisis conjunto de las actividades de transmisión y generación. Sin embargo, también posee una serie de peculiaridades como existencia de pérdidas de energía y cierto tipo de economías que se pueden generar dependiendo de la configuración de las redes, que hacen que tenga características de monopolio natural, y que obligan a la regulación de esta actividad.

En general, la tendencia mundial ha sido introducir mecanismos de regulación por incentivos en esta actividad, a fin de reducir los costos de transmisión y transferir estas ganancias de eficiencia a los usuarios (Joskow y Schmalensee 1999). Los mecanismos que se pueden usar son diversos, y lo usual es que se adopten modalidades mixtas, que buscan reducir la asimetría de información del regulador respecto de la empresa regulada usando *benchmarks* e información comparable.

En el caso peruano, siguiendo el modelo chileno, se ha adoptado el modelo de regulación por empresa modelo eficiente combinada con *yardstick competition*, en el cual se escogen determinados sistemas eléctricos representativos y a partir de estos se construye una empresa modelo que los abastezca al menor costo posible. Luego, se introduce un mecanismo de competencia a través de comparar la rentabilidad de grupos similares ajustando las tarifas sobre la base del promedio para que estas se ubiquen dentro de un rango aceptable de tasa de retorno.

Si bien este modelo implica un número relativamente reducido de cálculos e implícitamente fomenta un mecanismo de competencia, su aplicación requiere agrupar sistemas eléctricos dentro de una tipología reducida, lo cual puede ocasionar problemas a los sistemas intrínsecamente más costosos dentro de cada grupo. Otros esquemas de regulación por incentivos que pueden aplicarse son realizar un cálculo de costos eficientes por sistema eléctrico o introducir mecanismos de ajustes tarifarios por ganancias de productividad. Estos esquemas tienen la ventaja de considerar las características únicas de cada sistema, pero suelen requerir mayor cantidad de información así como un proceso considerable de cálculos para realizar todas las estimaciones. En la evaluación de cada uno de estos mecanismos debe tenerse en cuenta el conflicto o *trade off* existente entre una mayor precisión en la determinación de las tarifas versus un mayor costo de regulación.

APÉNDICE 5.1. EL MODELO DE YARDSTICK COMPETITION

En esta metodología el regulador compara empresas similares entre sí para inferir los costos razonables que deben alcanzar. En el *paper* original de Shleifer (1985) se muestra cómo en este caso se puede diseñar un mecanismo de incentivos que induzca a las empresas a operar eficientemente por más que cada empresa sea un monopolio local.

El modelo más simple considera:

- Un período regulatorio.
- n firmas idénticas neutrales al riesgo que deben ser reguladas.
- La no existencia de incertidumbre.
- Demandas idénticas en cada mercado, $q(p)$.

Cada empresa tiene un costo inicial c_0 que es reducible a c , pero con un costo $R(c)$. Asumimos que $R(c_0) = 0$, $R'(c) < 0$ y $R''(c) > 0$.

El regulador debe transferir un pago T a cada empresa y fijar sus precios, no conociendo $R(c)$ *a priori*.

El modelo

Los beneficios de la firma están dados por:

$$\pi = (p - c) \cdot q(p) + T - R(c) \tag{1}$$

donde T es una transferencia de suma fija a la empresa.

El objetivo del regulador será maximizar el bienestar —se considera que la transferencia es recaudada vía impuestos—. Por lo tanto, el regulador fijará c , p y T para maximizar:

$$\text{Max} \int_p^\infty q(x) dx + (p - c) \cdot q(p) - R(c) \tag{2}$$

Sujeto a que no se incurre en pérdidas: $\pi \geq 0$

En el caso de que no haya ganancias extraordinarias ($\pi = 0$) tenemos:

$$(p - c) \cdot q(p) + T - R(c) = 0 \tag{3}$$

Derivando la expresión 2 respecto a p —asociado al nivel de demanda—, se obtiene:

$$\frac{\overbrace{-q(p)}^{\quad}}{\partial \left[\int_p^\infty q(x) dx \right]} + \frac{q(p) + \overbrace{(p - c) \cdot q'(p)}^{\quad}}{\partial [(p - c) \cdot q(p)]} + \frac{\overbrace{0}^{\quad}}{\partial [-R(c)]} = 0$$

Simplificando se obtiene la condición a cumplirse en el óptimo:

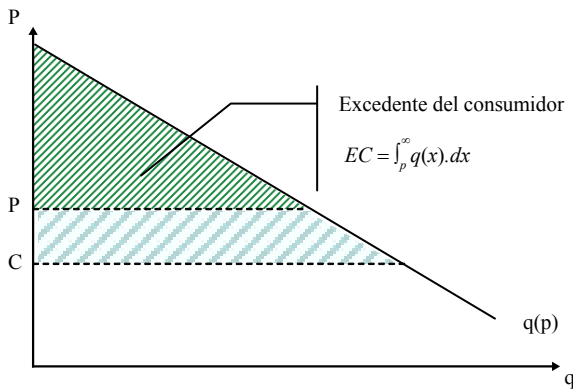
$$(p - c) \cdot q'(p) = 0 \Rightarrow p^* = c^* \quad (4)$$

Derivando el EC respecto a p :

$$\frac{\partial}{\partial p} \int_p^{\infty} q(x) \cdot dx = q(\infty) - q(p)$$

cuando $p \rightarrow \infty, q \rightarrow 0$. Tenemos: $EC = -q(p)$

Gráfico 1. Excedente del consumidor en el modelo de *yardstick competition*



Derivando la expresión 2 respecto a c —asociado al nivel de esfuerzo— se obtiene la siguiente condición:

$$\frac{\frac{\partial}{\partial c} \left[\int_p^{\infty} q(x) dx \right]}{\frac{\partial}{\partial c} \left[\int_p^{\infty} q(x) dx \right]} - \frac{\frac{\partial}{\partial c} \left[(p - c) \cdot q(p) \right]}{\frac{\partial}{\partial c} \left[(p - c) \cdot q(p) \right]} - \frac{\frac{\partial}{\partial c} \left[-R(c) \right]}{\frac{\partial}{\partial c} \left[-R(c) \right]} = 0 \quad (5)$$

La última ecuación implica que, en el óptimo, la inversión en una reducción marginal de los costos es igual al ahorro generado —ahorro marginal por la cantidad producida—.

$$-R'(c^*) \nabla c = q(p^*) \nabla c$$

Por último, los resultados de las ecuaciones 3 y 4 implican que en el óptimo debe cumplirse lo siguiente:

$$T^* = R(c^*) \quad (6)$$

En el caso de que no exista la posibilidad de transferencias ($T=0$), lo que normalmente se hará es fijar el precio correspondiente a la solución de segundo mejor (*second best*), lo cual implicará que las empresas obtengan un margen precio-costo (*mark-up*) positivo a fin de recuperar el esfuerzo incurrido en reducir sus costos:

$$(p - c).q(p) = R(c)$$

Nótese que en el caso del primer mejor (*first best*), $p=c$ y la recuperación se realiza vía T .

Política de fijación de precios

El mecanismo regulatorio comprende las siguientes etapas: 1) el regulador anuncia su regla para fijar p y T ; 2) las firmas invierten en reducción de costos; 3) el regulador observa c y $R(c)$ y con esa información fija los precios y las transferencias; 4) la firma produce y vende a los precios fijados.

Se puede demostrar que con una determinada regla, el único equilibrio de Nash posible coincidirá con el óptimo social —en el cual cada empresa reduce sus costos hasta tener $c_i =$ costo marginal—. Teniendo en cuenta que el regulador actúa frente a $N \geq 2$ empresas idénticas, para cada empresa definimos:

$$\bar{c}_i = \frac{1}{N-1} \cdot \sum_{j \neq i} c_j$$

$$\bar{R}_i = \frac{1}{N-1} \cdot \sum_{j \neq i} R(c_j)$$

La regla de precios y transferencias que el regulador debe fijar es la siguiente:

$$p_i = \bar{c}_i$$

$$T_i = \bar{R}_i$$

Teniendo en cuenta estos precios y transferencias, cada empresa maximizará la siguiente función:

$$q(\bar{c}_i) \cdot (\bar{c}_i - c_i) - R(c_i) + \bar{R}_i$$

Esta maximización implica:

$$-q(\bar{c}_i) - R'(c_i) = 0$$

$$-R'(c_i) = q(\bar{c}_i)$$

Si cada empresa fija $c_i = c^*$, entonces $p_i = c_i = c^*$.

Supongamos que no todas las empresas fijan $c_i = c^*$.

De las condiciones iniciales y de segundo orden tenemos que:

$$q(c) > -R'(c), \quad c > c^*$$

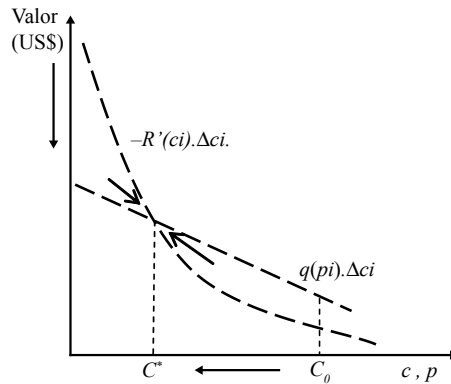
$$q(c) > -R'(c), \quad c < c^*$$

Si no todas las empresas eligen c^* , entonces si una empresa elige un nivel $c_i > c^*$, se tendrá que $c_i \geq p_i$ —dado que p_i es el costo unitario promedio de los costos unitarios de las demás empresas los cuales son menores que c_i —. Si ahora la empresa reduce c en una cantidad Δc_i entonces gana $q(p_i) \cdot \Delta c_i$ con un costo de $-R'(c_i) \cdot \Delta c_i$. Pero dado que $-R'(c_i) < q(p_i) \leq q(c_i)$, se puede ver claramente que preferirá alcanzar un costo menor, pues $q(p_i) \cdot \Delta c_i > -R'(c_i) \cdot \Delta c_i$, por lo que esta no sería una situación de equilibrio.

Por otro lado, si $c_i < c^*$, puede demostrarse que la empresa i va a incrementar c y por lo tanto tampoco es equilibrio. Esta contradicción muestra que la estrategia de la empresa es única: $c_i = c^*$ (equilibrio de Nash).

De la explicación anterior se puede apreciar que un nivel de costos diferente a c^* no será de equilibrio y que este nivel c^* será el único equilibrio posible (ver el gráfico 2).

Gráfico 2. Convergencia al mínimo costo en el modelo de *yardstick competition*



El principal atributo del mecanismo es que evita que los costos ineficientes en que puede incurrir la empresa influyan en el precio y la transferencia que puede obtener del regulador. Este precio y transferencia dependen de los costos de las empresas restantes, y en equilibrio se logrará que las empresas lleguen al óptimo sin necesidad de una «renta informacional», ya que la transferencia cubrirá los costos realmente incurridos en alcanzar el nivel de eficiencia.

Incluso si las empresas a comparar no fueran completamente idénticas se puede mostrar que la metodología de *yardstick competition* funciona mejor que el mecanismo

de costo del servicio (Bernstein 1999). Sin embargo, existen algunos problemas con la regulación por *yardstick competition*:

- Las empresas tienen diferentes características, lo que lleva a la necesidad de regulación por «forma reducida» sobre la base de regresiones que busquen estimar el impacto de estas características específicas (ver la sección siguiente).
- La independencia entre los precios y los costos puede incrementar el riesgo regulatorio, lo cual se puede reflejar en una mayor tasa de descuento por parte de los inversionistas.
- Pueden existir problemas de colusión entre las empresas a fin de mantener las ganancias, aunque ello dependerá del entorno en el cual operen.

Regulación por forma reducida

El mecanismo de regulación por comparación puede utilizarse aun si las empresas tienen características diferentes y a pesar de no ser comparables, siempre que se estimen adecuadamente los costos.

Asumamos que se tienen características exógenas directamente observables θ , por ejemplo la densidad de determinada zona de concesión; el primer mejor está dado por los costos $c(\theta)$, precios $p(\theta)$ y transferencias $T(\theta)$ para cada tipo de θ , cumpliéndose:

$$-R_1(c, \theta) = q(p)$$

$$c(\theta) = p(\theta)$$

$$T(\theta) = R(c, \theta)$$

Reemplazando la segunda ecuación en la primera tenemos:

$$-R_1(c, \theta) = q(c(\theta))$$

La relación anterior puede ser aproximada por una expansión de Taylor alrededor de un punto $(\theta_m, c_m(\theta_m))$, que se resuelve para expresar la relación en función de c y θ .

$$R_1(c, \theta) \approx R_1(c_m(\theta_m), \theta_m) + R_{11} \cdot (c - c_m) + R_{12} \cdot (\theta - \theta_m)$$

$$q(c(\theta)) \approx q(c_m) + q_1 \cdot (c - c_m)$$

Donde: $R_{11} = \frac{\partial R_1}{\partial c}(c_m, \theta_m)$, $R_{12} = \frac{\partial R_1}{\partial \theta}(c_m, \theta_m)$, $q_1 = \frac{\partial q}{\partial c}$

Igualando tenemos:

$$-R_1(c_m, \theta_m) - R_{11} \cdot (c - c_m) - R_{12} \cdot (\theta - \theta_m) = q(c_m) + q_1 \cdot (c - c_m)$$

Como $-R_1(c, \theta) = q(c)$

$$\Rightarrow -R_{11}(c - c_m) - R_{12}(\theta - \theta_m) = q_1(c - c_m)$$

$$(q_1 + R_{11}) \cdot c_m - R_{12} \cdot \theta + R_{12} \cdot \theta_m = (q_1 + R_{11}) \cdot c$$

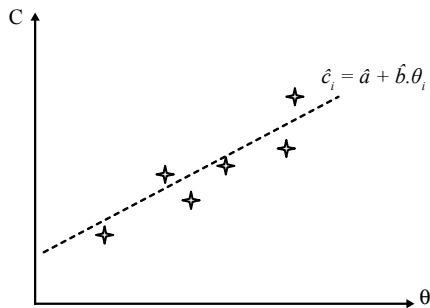
Reordenando términos tenemos:

$$c \approx a + b \cdot \theta$$

$$\text{Donde: } a = \frac{(q_1 + R_{11}) \cdot c_m + R_{12} \cdot \theta_m}{q_1 + R_{11}}, \quad b = \frac{R_{12}}{q_1 + R_{11}}$$

De esta forma los costos de cada empresa se pueden expresar como una relación lineal de las características de las mismas y el regulador puede estimar económicamente los parámetros a y b de la ecuación anterior (ver gráfico 3).

Gráfico 3. Estimación de costos usando las características de las áreas de concesión



APÉNDICE 5.2. DETERMINACIÓN DE LOS SECTORES DE DISTRIBUCIÓN TÍPICOS EN EL PERÚ

El Ministerio de Energía y Minas (MINEM), a través de la resolución directoral 015-2004-EM/DGE, estableció los siguientes sectores de distribución típicos para el período noviembre 2005-octubre 2009:

- Sector de distribución típico 1: urbano de alta densidad.
- Sector de distribución típico 2: urbano de media densidad.
- Sector de distribución típico 3: urbano de baja densidad.
- Sector de distribución típico 4: urbano-rural.
- Sector de distribución típico 5: rural.

Los sistemas de distribución eléctrica de Lima Norte y Lima Sur (Edelnor y Luz del Sur respectivamente) se clasifican como pertenecientes al sector de distribución típico 1, mientras que el sistema de distribución eléctrica de Villacurí y de otros nuevos sistemas similares se clasifica como perteneciente a un sector de distribución especial, para lo cual se realiza un estudio de costos particular sobre las características propias de este sistema.

La clasificación de los sistemas de distribución eléctrica distintos a los sistemas de Lima Norte, Lima Sur y Villacurí se realiza considerando los siguientes indicadores:

- I_1 : longitud de la red aérea de media tensión entre la demanda máxima total del sistema (km/MW).
- I_2 : longitud de la red aérea de baja tensión del servicio particular por demanda máxima total del sistema (km/MW).
- I_3 : número de usuarios por consumo de energía anual (usuarios/MWh).

La clasificación se realiza siguiendo los siguientes pasos:

1. Se calculan los indicadores I_1 , I_2 , e I_3 .
2. Se calcula el indicador de clasificación usando la siguiente fórmula:

$$I_{Clasif} = 89,44 + 1,49 \times I_1 + 1,96 \times I_2 - 57,92 \times I_3$$

De acuerdo con los resultados del indicador de clasificación (I_{Clasif}), los sistemas se clasifican siguiendo los rangos mostrados en el cuadro siguiente:

Cuadro 1. Clasificación de los sistemas eléctricos en sectores de distribución típicos

Rango de I_{Clasif}	Sector de distribución típico
$I_{Clasif} \leq 145$	2
$145 < I_{Clasif} \leq 230$	3
$230 < I_{Clasif} \leq 315$	4
$I_{Clasif} > 315$	5

CAPÍTULO 6

EXPERIENCIAS INTERNACIONALES EN EL DISEÑO DE MERCADOS Y REGULACIÓN

1. INTRODUCCIÓN

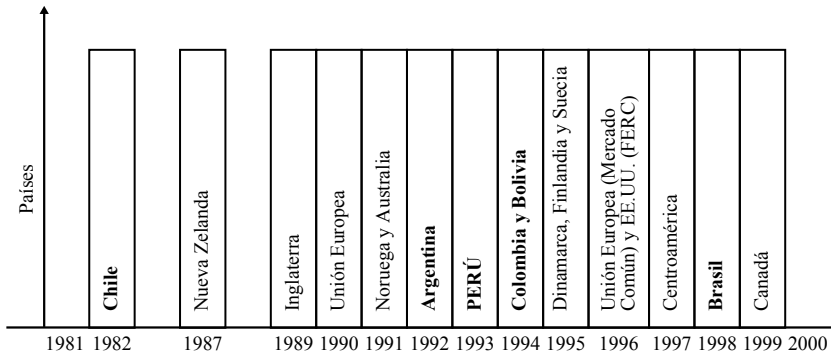
Las reformas estructurales introducidas en el sector eléctrico en las dos últimas décadas se han basado principalmente en la identificación y separación vertical de los segmentos de la industria que fuesen potencialmente competitivos —generación y comercialización—, la creación de mercados mayoristas, la aplicación de esquemas regulatorios con incentivos en los segmentos monopólicos, la implementación de procesos de privatización en casos de industrias operadas por empresas estatales y, en algunos casos, la creación de mercados minoristas.

Sin embargo, la motivación de las reformas ha sido variada, especialmente si se compara a los países subdesarrollados con los desarrollados. En los primeros, las reformas obedecieron principalmente a serios desequilibrios macroeconómicos caracterizados por problemas en las cuentas fiscales y externas, crecientes niveles de precios y también por problemas de endeudamiento, así como a las limitaciones y agotamiento del modelo de empresa pública como responsable de proveer el servicio. En economías desarrolladas, como la estadounidense o la inglesa, el origen de las reformas puede ser hallado en la insatisfacción con respecto al desempeño de las industrias, en general, y con el paulatino descrédito de la regulación y de los esquemas de regulación por costos, en particular, siendo que las industrias reguladas en estas economías fueron crecientemente identificadas como fuentes de ineficiencias o de favoritismo. Por ello, en estos casos, las reformas buscaron disminuir los precios de los servicios a través de las ganancias en eficiencia y mejorar las posibilidades de elección y opciones del usuario a través de la introducción de mecanismos de competencia, la promoción de innovaciones, la mayor diferenciación de los productos y servicios, la provisión de incentivos en los esquemas de regulación, la mejora en el balance de la distribución de riesgos entre usuarios y empresas, entre otros.¹

¹ Una discusión más detallada de estos temas y análisis de algunas experiencias se puede ver en Damert, Gallardo y García 2005.

El primer proceso de reforma fue el modelo chileno (1982), aunque su esquema era más conservador que los diseños de mercado implementados en países como Nueva Zelanda (1987) y Reino Unido (1989), por lo que se suele considerar a estos modelos como los intentos más importantes de introducir con mayor énfasis mecanismos de mercado en el sector eléctrico.

Gráfico 6.1. Cronología de las reformas del sector eléctrico



Fuente: CTE. Situación de las tarifas eléctricas 1993-2000

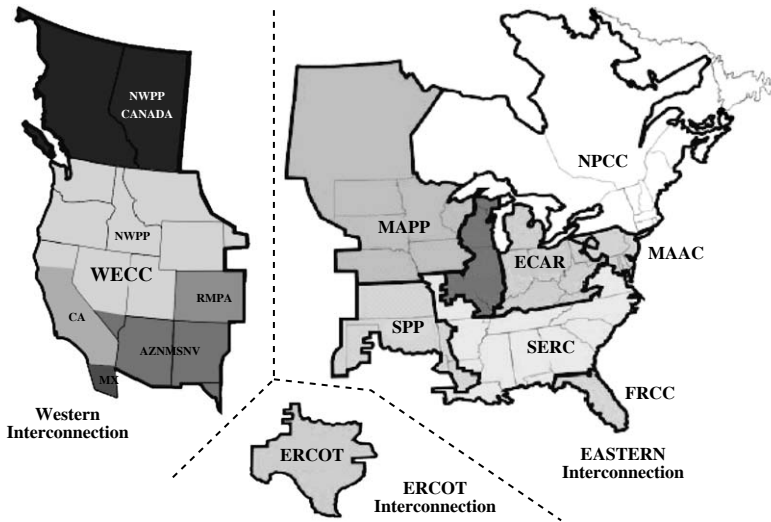
En este capítulo se ilustra la evolución, problemas y mejoras en el diseño de mercados y regulación para cuatro países: Estados Unidos (California), Inglaterra, Brasil y el Perú. Se han escogido los dos primeros casos por su importancia dentro de los procesos de reforma a nivel internacional y porque los problemas enfrentados tienen una clara relación con aspectos específicos de los diseños de mercado adoptados. Se escogió el caso de Brasil porque allí se viene implementando un mecanismo novedoso de atracción mediante licitaciones de contratos de suministro. Asimismo, se presenta una caracterización de las principales experiencias de reforma a nivel internacional, así como de los diseños de mercado a nivel latinoamericano; por último, se discute brevemente los instrumentos que debe incluir el diseño de mercado de acuerdo a la propuesta del «Diseño de mercado estándar de la FERC» (*Standard Market Design*).

En la presentación de cada caso se explicará la situación antes de la reforma, los objetivos que esta buscaba, los problemas presentados, los resultados obtenidos y, en la medida de lo posible, las lecciones aprendidas.

2. LA CRISIS ELÉCTRICA DE CALIFORNIA, AÑO 2000²

En Estados Unidos existen tres grandes mercados eléctricos relacionados muy débilmente por líneas de transmisión: la Conexión Occidental (Western Interconnection, WECC), que cubre desde el Estado de Washington hasta California en la costa oeste; la Conexión Oriental (Eastern Interconnection), que cubre desde el este de Canadá hasta Florida; y Texas (ERCOT Interconnection, ERCOT) (ver gráfico 6.2.).

Gráfico 6.2. Sistemas eléctricos en Estados Unidos y el sistema de California



Fuente: LECG 2003

Dado que estas interconexiones tienen características diferentes, en este capítulo se cubrirá la Conexión Occidental y, dentro de esta, el caso de California. Antes de la reforma, hasta los años noventa, las características principales del mercado eléctrico de California eran:

- El 75% de la demanda era provista por tres empresas verticalmente integradas (*utilities*) de propiedad privada —Pacific Gas and Electric (PG&E), San Diego Gas and Electric (SDG&E) y Southern California Edison (SCE)— y el 25% por empresas municipales —Los Angeles Department of Water and Power (LADWP) y Sacramento Municipal Utility District (SMUD)—.

² Sobre la crisis de California se ha escrito una serie de investigaciones. Se puede consultar como referencia Joskow 2001, Weare 2003, Wisner, Pickle y Siddiqui 2003, LECG 2003 y Wolak 2005.

- Como se ve en el cuadro 6.1., en 1999 la capacidad de generación sobre la base de derivados de petróleo y gas natural representaba el 31%; la capacidad hidroeléctrica, el 20,1%; la capacidad de generación a carbón, 19,8%; la capacidad nuclear, un 16,2% y las energías renovables, un 12,2%, con una producción total de 259 TWh.
- Las empresas eran en su mayoría verticalmente integradas y sujetas a regulación por costos (ROR).
- Existía poca dinámica en la inversión en generación desde fines de los años ochenta, lo cual se debía en parte a las restricciones ambientales vigentes.
- Existía preocupación respecto al nivel de los precios minoristas —precios al consumidor—, los cuales eran relativamente altos (30% mayores al promedio de Estados Unidos, y se ubicaban entre los más altos del país).

Cuadro 6.1. Participación en la provisión de electricidad en California por tipo de generación (1999)

Fuente	Participación
Hidroeléctrica	20,10%
Nuclear	16,20%
Carbón	19,80%
Gas y petróleo	31,00%
Energías renovables	12,20%
Total	259 TWh

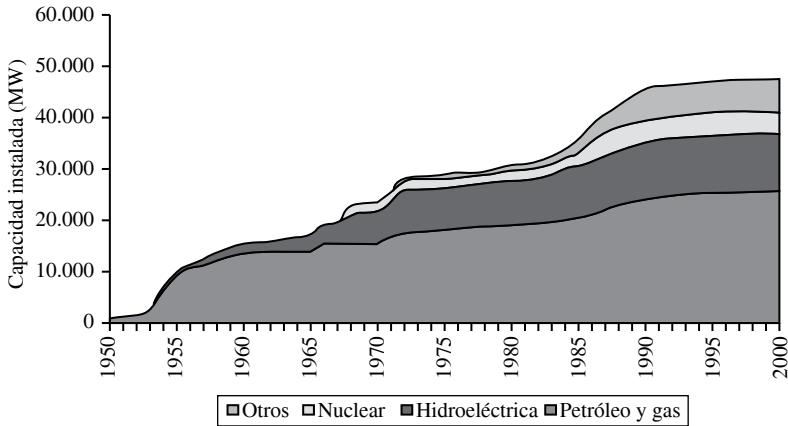
Nota: dentro de California, en el año 1999, existían más de 1.300 plantas de generación, aunque cerca del 20% de la energía era importada, la cual se incluye en las estadísticas

Fuente: Rothwell y Gómez 2003

En cuanto a la relación entre generadores, distribuidores y consumidores finales, la mayor parte de la distribución al público se originaba de las unidades de generación de la misma distribuidora; generalmente la transmisión era también parte de esta empresa. En el caso de las distribuidoras municipales sucedía algo similar. También se adquiría electricidad de generadoras de otros Estados —importaciones— a través de líneas de transmisión. Existían cláusulas según las cuales las generadoras y distribuidoras independientes tenían acceso a las líneas de transmisión bajo condiciones reguladas por la Federal Energy Regulatory Commission (FERC). Por otra parte, el precio de venta de las distribuidoras a los consumidores era fijado por la reguladora estatal según métodos de regulación por costo de servicio (ROR).

Dadas las restricciones ambientales, los incrementos de capacidad de generación de los años noventa fueron basados en generadoras a gas natural y de energías no renovables (ver gráfico 6.3.).

Gráfico 6.3. Evolución de la capacidad de generación en California por tipo de fuente



Nota: Incluye centrales en California con capacidades mayores a 0,1 MW.

Fuente: LECG (2003)

En 1996 se decidió reformar el mercado eléctrico de California. Las razones principales fueron:

- Los altos costos de electricidad. El componente de generación en los precios minoristas —al consumidor— costaba US\$ 65 por MWh mientras que el precio de aquella energía que se transaba en el mercado mayorista —entre generadores y distribuidores independientes— era de US\$ 25 por MWh. Con la reforma, se pretendía reducir el precio del componente de generación al consumidor final.
- Dado que se había tomado la decisión de suspender la generación con energía nuclear, se debía encontrar una fórmula para compensar a las empresas integradas que habían realizado inversiones en esta tecnología por los costos que no iban a recuperar en el nuevo escenario, conocidos como «costos varados» (*stranded costs*).³

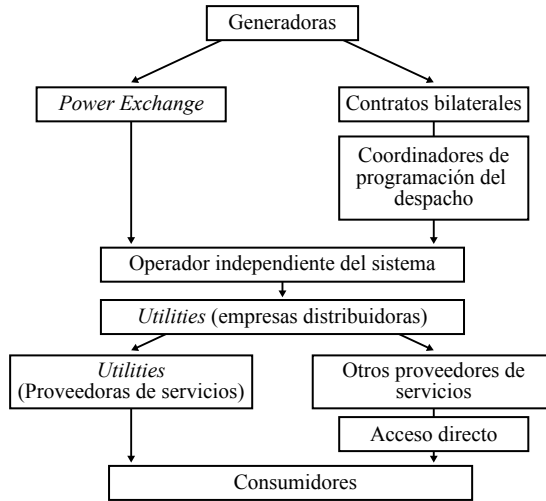
³ La proporción de los costos que no se recuperarán de inversiones realizadas antes de un proceso de liberalización se conoce como «costos varados» o *stranded costs*.

- En general, se quería dar mayor competitividad al sistema introduciendo competencia en generación y comercialización y reformando la regulación de la transmisión y distribución.
- Otro objetivo era el de fomentar las energías renovables con la finalidad de reducir la contaminación.

Por ello, luego de un proceso de negociación e intenso debate, en septiembre de 1996 se aprobó la norma que dio inicio al proceso de reestructuración (Assembly Bill 1890). El nuevo mercado inició sus operaciones en abril de 1998. Las características principales de la reforma fueron:

- Se diferenciaron las actividades de transmisión, distribución y comercialización minorista. Aun cuando las distribuidoras y generadoras podían pertenecer al mismo grupo empresarial estaban obligadas a separar sus operaciones.
- Se estableció un mercado mayorista competitivo y un mercado minorista.
- El mercado mayorista estaba basado en un esquema de subastas administrado por el operador del mercado mayorista o *Power Exchange* (PX), habiéndose separado la función de operación técnica del sistema en otra entidad denominada el operador de red (*Independent System Operator*, ISO). Antes el mercado mayorista era operado por la California Public Utilities Commission (CPUC).
- Con el fin de que las *utilities* pudieran recuperar los costos de las centrales nucleares desactivadas se estableció un precio minorista fijo por cuatro años igual a US\$ 110 por MWh para las distribuidoras, suficiente para cubrir dichos costos y las compras de energía a las generadoras, el cual estaba vigente hasta marzo de 2002. El costo de generación en 1998 estaba en el rango de US\$ 20 por MWh a US\$ 50 por MWh, con un promedio de US\$ 33 por MWh.
- Las distribuidoras que pertenecían a un grupo no podían comprar directamente la energía a las generadoras del mismo grupo sino que debían comprar en el mercado *spot* (administrado por el *Power Exchange*).
- Las distribuidoras integradas no podían celebrar contratos financieros bilaterales con los generadores sino que tenían que realizar sus compras al mercado *spot*. Esta medida se tomó para incentivar el mercado *spot* y se basaba en la expectativa de que los precios en este mercado tenderían a disminuir.
- El mercado mayorista se regulaba por la reguladora federal —FERC—, mientras que el mercado minorista y los precios a clientes finales se regulaban por la CPUC de ámbito estatal. El diseño del mercado establecido en California se ilustra en el gráfico 6.4.

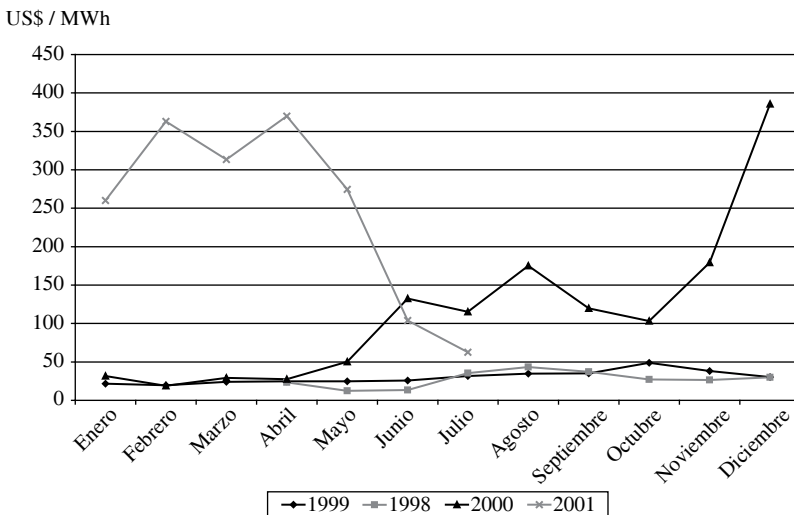
Gráfico 6.4. Diseño del mercado eléctrico de California



Fuente: Wiser, Pickle y Siddiqui 2003

El nuevo sistema eléctrico de California entró en crisis a partir de mayo de 2000. En el gráfico 6.5. se puede ver cómo los precios en el mercado mayorista empezaron a incrementarse hacia niveles de US\$ 50 por MWh para luego aumentar considerablemente hasta casi llegar a US\$ 400 por MWh para fines de dicho año.

Gráfico 6.5. Evolución de los precios en el mercado de día previo en California

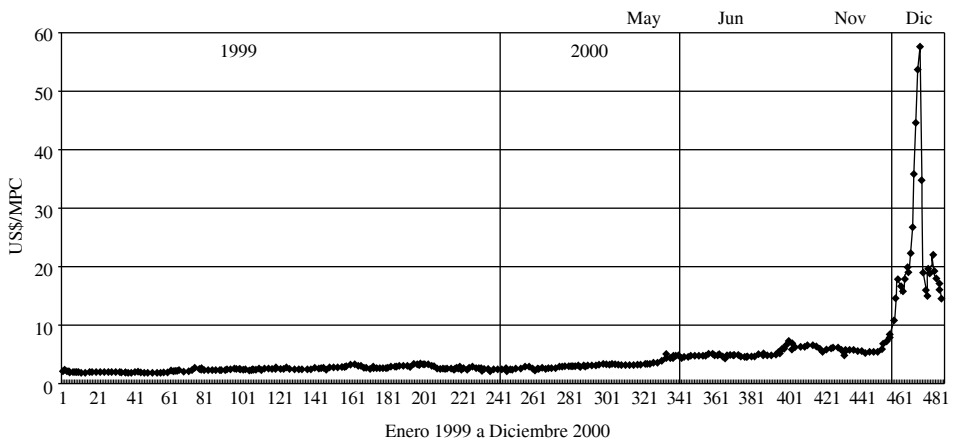


Fuente: Joskow 2001

Si bien el detonante inicial fue el comienzo de un verano especialmente caluroso, existió una serie de factores coyunturales y estructurales que agudizaron esta crisis. Estos factores fueron:

- Incremento inesperado del consumo debido, como se mencionó anteriormente, a un verano particularmente caluroso.
- Incremento de los precios del gas natural proveniente de Texas por problemas en los ductos hasta llegar en diciembre a niveles hasta treinta veces su valor normal (ver gráfico 6.6.). Asimismo, una explosión en el ducto de gas natural de la compañía El Paso exacerbó esta situación.
- Disminución de las importaciones de los otros Estados de la costa oeste debido al mayor consumo ocasionado por el caluroso verano, así como la menor disponibilidad de las centrales hidráulicas del noroeste.
- Incremento de las restricciones ambientales a la generación térmica, incluyendo un mayor precio para los créditos de emisiones de NO_x^4 , que paralelamente venían limitando nuevas inversiones.

Gráfico 6.6. Incremento de los precios de gas natural en California



Fuente: Joskow 2001

⁴ El NO_x hace referencia a un grupo de gases muy reactivos, como el óxido nítrico (NO) y el dióxido de nitrógeno (NO_2), que contienen nitrógeno y oxígeno en diversas proporciones. Muchos de los óxidos de nitrógeno son incoloros e inodoros. Sin embargo, el dióxido de nitrógeno (NO_2) forma en el aire junto a las partículas en suspensión una capa entre rojiza y marrón que suele contaminar zonas urbanas.

Por otra parte, no hubo capacidad de respuesta del sistema regulatorio, dado que:

- Los precios finales estaban congelados por la CPUC mientras que los precios mayoristas se fueron incrementando.
- Al no permitirse los contratos de largo plazo por parte de las distribuidoras, estas estaban totalmente expuestas a los precios *spot* y no había un *passthrough* a los consumidores.
- Existía poder de mercado en el mercado mayorista con lo cual las generadoras no despachaban a plena capacidad.

Como consecuencia de todos estos factores el sistema entró en crisis, ya que las distribuidoras no podían cubrir sus costos por el congelamiento de los precios. Las empresas generadoras, por su parte, se mostraron reticentes a vender a empresas de distribución con crecientes problemas financieros. Algunas empresas distribuidoras fueron declaradas en quiebra, lo que obligó a que el Departamento de Energía y el Estado de California se involucraran gradualmente. Por otra parte, el *Power Exchange* dejó de funcionar a inicios del año 2001. El Estado de California debió llevar a cabo el rescate financiero de las empresas eléctricas y facilitó la firma de contratos a largo plazo entre generadoras y distribuidoras a precios muy superiores a los precios congelados existentes anteriormente.

En resumen, analistas de la crisis como Joskow (2001) y Weare (2003) concluyen que para que esta se hubiera podido evitar o afrontar más eficazmente se habría requerido que:

- Se permitieran contratos a largo plazo entre generadoras y distribuidoras para reducir la volatilidad de precios, garantizar capacidad de generación y reducir los incentivos a ofertar precios altos en el mercado *spot*.
- Las autoridades regulatorias deberían haber estado facultadas para hacer correcciones en el proceso tanto respecto a la fijación de precios como para hacer frente al poder de mercado de algunas empresas mediante sanciones por indisponibilidades no justificadas u otros mecanismos de monitoreo.
- Se permitiera que los grandes consumidores pudieran ajustar su nivel de consumo ante variaciones de precios, como por ejemplo mediante ventas de energía al sistema en momentos en que los precios estaban muy altos.
- Se removieran algunas restricciones a la inversión relacionadas con regulaciones medioambientales y se establecieran medidas correctivas para reducir tales restricciones.

Lecciones de la crisis de California

Una de las principales lecciones de la crisis de California es la necesidad de que los clientes de todo nivel tengan, en la medida de lo posible, señales de precios que reflejen la escasez en cada momento del tiempo. Este tema ha estimulado una serie de investigaciones que tratan sobre los beneficios de la tarificación en tiempo real y el fomento de la respuesta de la demanda (ver Borenstein 2005 y Ruff 2003).

Otra importante lección es la necesidad de incorporar mecanismos que reduzcan los incentivos para ejercer el poder de mercado, no solo a través de una mayor elasticidad de la demanda, sino imponiendo topes de precios y fomentando el mercado de contratos. Esto es importante pues adquirir obligaciones con los clientes reduce los incentivos de los generadores a ofertar precios altos en el mercado *spot*, debido a que estos últimos asumen un mayor riesgo al no entrar a despachar y tener que pagar el precio *spot* vigente por los retiros de energía del sistema de sus clientes. En particular, algunos estudios como el realizado por Joskow y Kahn (2002) indican que los generadores habrían ejercido poder de mercado en la crisis de California, lo cual sería una de las razones del importante incremento de precios aparte de los factores que desencadenaron la crisis.

Otra lección encontrada es la necesidad de que el diseño de mercado establezca un mecanismo adecuado de manejo de riesgos entre los agentes. En el caso de California, al prohibirse a los distribuidores la compra vía contratos de largo plazo e imponerles un precio final fijo, se les obligó a asumir el riesgo de las fluctuaciones de los precios mayoristas sin tener un mecanismo para administrarlo.

Por último, un problema particular del caso de California fue el inadecuado diseño institucional que otorgaba determinadas prerrogativas a la regulación estatal y a la regulación federal, y que devino en algunas inconsistencias como el fomento de mercados mayoristas competitivos por parte de la regulación federal y en el congelamiento de precios a clientes finales por parte de la regulación estatal, que luego no se pudieron remover con la rapidez necesaria para afrontar mejor la crisis. En este sentido, es recomendable que solo una proporción pequeña de las compras de energía se realice al mercado *spot* y más bien la mayor parte se haga vía contratos que protejan de la volatilidad a los agentes (Wolak 2005).

La crisis de California generó una serie de análisis y críticas a los procesos de desregulación del sector eléctrico en los Estados Unidos. Esto hizo que dichas iniciativas se tomaran con mayor precaución y, en algunos casos, que se paralizaran temporalmente (Joskow 2005). A su vez, motivaron una serie de estudios por parte de organismos como la FERC a fin de identificar las mejores prácticas e instrumentos que se puedan utilizar en los procesos de reforma y que permitan mantener la confiabilidad del suministro y fomentar la competencia en la industria.

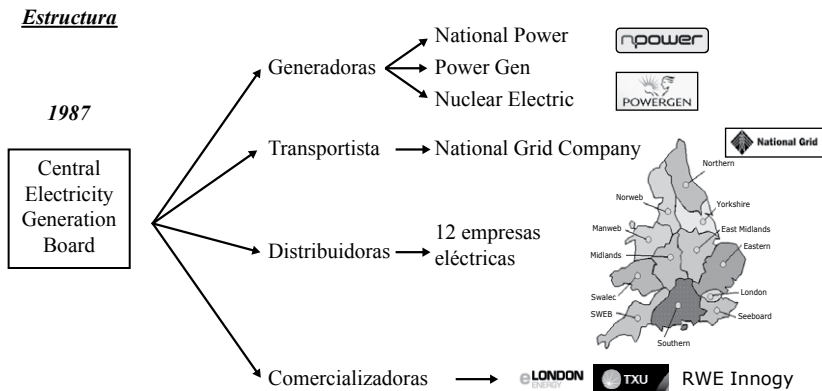
3. LA REFORMA EN INGLATERRA Y GALES

La primera reforma⁵

En Inglaterra y Gales el 80% de la electricidad era generada con carbón, siendo los precios de electricidad y beneficios relativamente altos respecto al promedio de los países europeos, lo cual motivó la reforma mediante el fomento de la participación privada y mecanismos de mercado. La reforma se inició en 1989 mediante The Electricity Act con el objeto de privatizar la industria, previa desintegración vertical, y de establecer un mercado mayorista competitivo a fin de fomentar la eficiencia del sistema.

En marzo de 1990, la empresa pública Central Electricity Generating Board (CEGB) se dividió en cuatro empresas: Power Gen, National Power, Nuclear Electric y National Grid Company (NGC). La nueva empresa NGC retomó las actividades de transmisión de la CEGB y las actividades de generación se dividieron entre las otras tres empresas, quedando la generación nuclear en manos del Estado. A las doce empresas eléctricas regionales (*Regional Electricity Companies, REC*) de Inglaterra y Gales, antes conocidas como las *Area Boards*, responsables de la distribución de la energía local, se les dieron acciones de la NGC y luego fueron privatizadas (ver gráfico 6.7.).

Gráfico 6.7. Cambios en la estructura de la industria eléctrica en Inglaterra



Elaboración: OSINERGMIN

⁵ Una discusión de esta etapa del proceso de reforma y privatización en la industria eléctrica en Inglaterra se puede ver en Armstrong *et al.* 1994, específicamente en el capítulo 9, y en Green y Newbery 1996.

En cuanto al marco regulatorio y diseño del mercado, se adoptaron las siguientes reglas:

- Se establecieron contratos entre las distribuidoras y las generadoras a carbón —las cuales generaban el 80% de la electricidad— a fin de que estas generadoras se vieran menos afectadas con la reforma.
- Todos los generadores debían ofertar energía en el mercado mayorista. Sobre la base de los resultados de las subastas se establecía el orden de despacho de las centrales, que era independiente de los contratos financieros bilaterales que pudiera haber entre los generadores con las distribuidoras o grandes clientes. Las diferencias entre lo despachado y los compromisos contractuales del generador eran atendidas por el *pool* y compradas al precio *spot* del sistema.
- Se estableció un pago por capacidad a las generadoras (*Capacity Payment*, CP) basado en la probabilidad de pérdida de carga (*Loss of Load Probability*, LOLP) y el valor de energía no servida (*Value of Lost Load*, VOLL).
- La transmisión y la distribución se regulaban por un modelo de *price caps* ($RPI - X$).
- Se desregularon las tarifas finales para los clientes con consumos mayores a un MW.

En cuanto al funcionamiento del *pool*, en el mercado mayorista se estableció que un día antes del despacho los generadores ofertaran precios y disponibilidad de capacidad para cada media hora del día siguiente. Luego el operador del sistema debía estimar un orden de méritos que minimizara el costo de abastecer la demanda proyectada. Con el precio de oferta del último generador despachado —costo marginal— se determinaba el precio marginal del sistema (*System Marginal Price*, SMP) para cada media hora. A este se le sumaba un pago por capacidad (*Capacity Payment*, CP) que dependía del valor de la energía no suministrada (VOLL) multiplicado por la probabilidad de pérdida de carga (LOLP). El VOLL representaba el máximo precio teórico que los consumidores habrían estado dispuestos a pagar por tener energía. La probabilidad de pérdida de carga o de falla, calculada cada media hora, era un estimado basado en escenarios de consumo y la capacidad que podría estar operativa en ese período. Así, el pago por capacidad se calculaba mediante las siguientes fórmulas:

- A cada generador que despachaba (generador D) se le asignaba un pago por capacidad igual a:

$$CP_D = (VOLL - SMP) \times LOLP \quad (6.1.)$$

- Mientras que a cada generador que no despachaba (generador *ND*) se le asignaba un pago por capacidad igual a:

$$CP_{ND} = (VOLL - \text{Precio de oferta de generador no despachado}) \times LOLP \quad (6.2.)$$

El pago por capacidad a ambas categorías de generadores se sumaba al precio marginal del sistema (*SMP*) para obtener el precio de compra del *pool* (*Pool Purchase Price*, *PPP*), precio al cual se compraba capacidad a las generadoras con capacidad disponible:

$$PPP = SMP + \text{Pago por capacidad} \quad (6.3.)$$

A este valor se le sumaban los costos de transmisión y los servicios complementarios (*ancillary services*), que daban lugar a un cargo denominado *uplift*, para obtener el «precio de venta del *pool*» (*Pool Selling Price*, *PSP*), que venía a ser el precio al cual se valorizaban las ventas a generadoras con déficit de que tenían que comprar energía al sistema para cumplir con sus contratos a las generadoras con superávit de capacidad disponible que adquirirían energía de las generadoras con superávit. Así, el precio final para la adquisición de energía en el sistema era el siguiente:

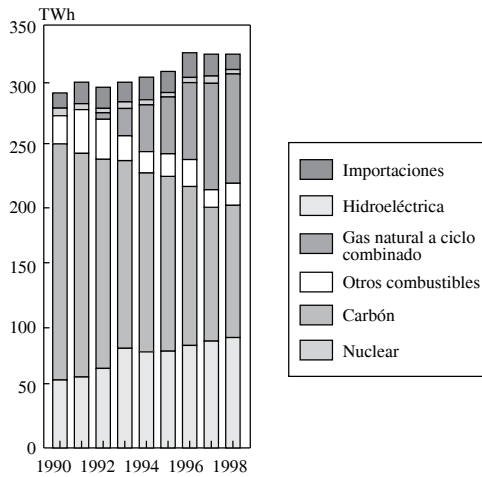
$$PSP = PPP + \text{Pago transmisión} + \text{Costo servicios complementarios} \quad (6.4.)$$

Esta primera reforma tuvo como resultado un incremento de la eficiencia productiva que se tradujo en una reducción de los costos de operación y mantenimiento (Newbery y Pollitt 1997). Por otra parte, en los primeros cinco años de implementación de la reforma (1990-1995), la capacidad instalada se expandió en una magnitud equivalente a un cuarto de la capacidad inicial del sistema, a partir de centrales a gas natural de ciclo combinado, reduciéndose la participación de las centrales a carbón en el parque generador, las cuales eran más ineficientes y contaminantes (ver gráfico 6.8.).

Sin embargo, a pesar de la entrada de las nuevas centrales, persistía el poder de mercado de General Power y Power Gen. Además, se detectó una manipulación del pago de capacidad —mediante la declaración estratégica de indisponibilidades—, lo cual incrementaba la probabilidad de pérdida de carga, aumentando las tarifas (véanse las ecuaciones 6.1. y 6.2., así como los gráficos 6.9. y 6.10.). Ello derivó en incrementos en los precios del *pool*, a pesar de la disminución de los costos y ganancias de eficiencia de las empresas (ver Newbery 1999). Por lo tanto, parte importante de las ganancias de eficiencia no se trasladaron a los usuarios debido a problemas de poder de mercado (Newbery y Pollitt 1997). Algunas de estas conductas se corrigieron, como resultado de la amenaza del director general del departamento de Abastecimiento Eléctrico de denunciar a estas empresas ante la agencia encargada de velar por la competencia (Monopolies and Mergers Commission, MMC) a fin de que

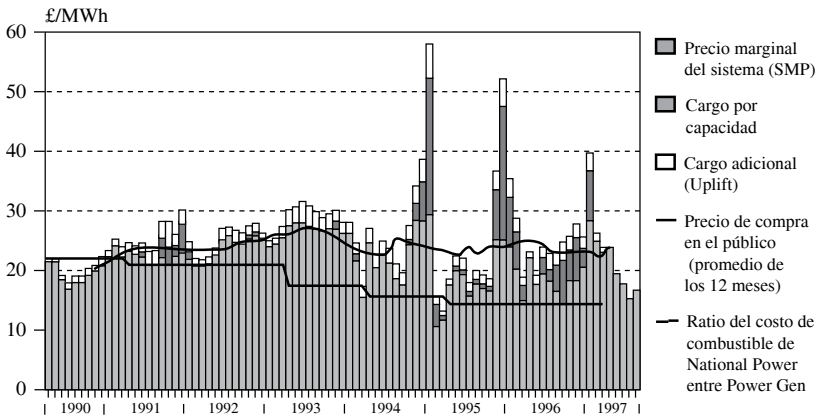
interveniera en el mercado eléctrico.⁶ El origen de estos problemas estaría en que la bolsa se abrió con un alto grado de concentración en la actividad de generación, lo cual podría haberse evitado si en el proceso de privatización se hubiera dividido en más empresas los activos de la CEBG.

Gráfico 6.8. Evolución de la generación por tipo de fuente en Inglaterra y Gales



Fuente: Newbery 1999

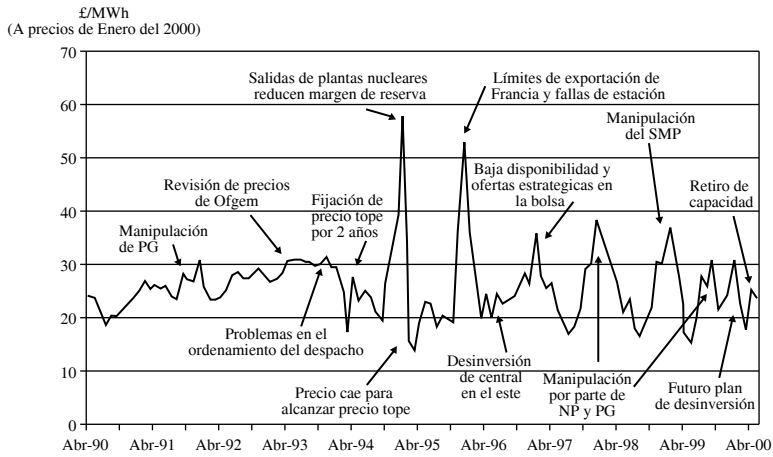
Gráfico 6.9. Evolución de los pagos de capacidad en el *pool* inglés



Fuente: Newbery 1999

⁶ En particular, según Armstrong *et al.* 1994, National Power y Power Gen se comprometieron a vender 4.000 y 2.000 MW, respectivamente, en plantas a carbón y petróleo. Adicionalmente, se comprometieron a que el promedio de sus precios ofertados en el *pool* no excediera de determinado nivel tope calculado sobre la base de sus costos y que era 7% inferior a los precios del período 1993-1994.

Gráfico 6.10. Eventos y evolución de los precios en el *pool* inglés

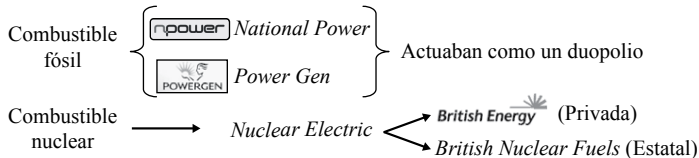


Fuente: Newbery 2002

A inicios del año 2000 la concentración en la actividad de generación en Inglaterra y Gales había disminuido significativamente, tal como se aprecia en el gráfico 6.11.

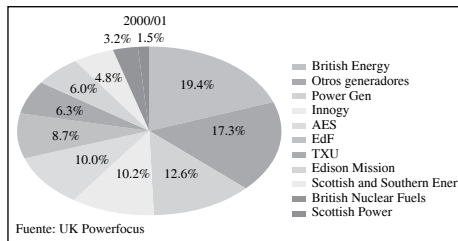
Gráfico 6.11. Evolución del número de generadoras en Inglaterra y Gales

Inicio de 1990



Inicios de 2000

38 grandes empresas generadoras



Elaboración: OSINERGMIN

Adicionalmente, la organización del *pool* tenía una serie de problemas, entre los cuales destacaban:

- El proceso de formación de precios era complejo y poco transparente.
- Los procedimientos de gobernanza del *pool* eran inflexibles, e impedían o dilataban cualquier cambio en las reglas. Por ejemplo, no se logró introducir

la participación de la demanda en el *pool*, a fin de que esta pudiera ofertar servicios complementarios y que tuviera la posibilidad de dejar de consumir en determinados momentos y vender esta energía al *pool*. La demanda se tomaba más bien como un dato en el despacho.

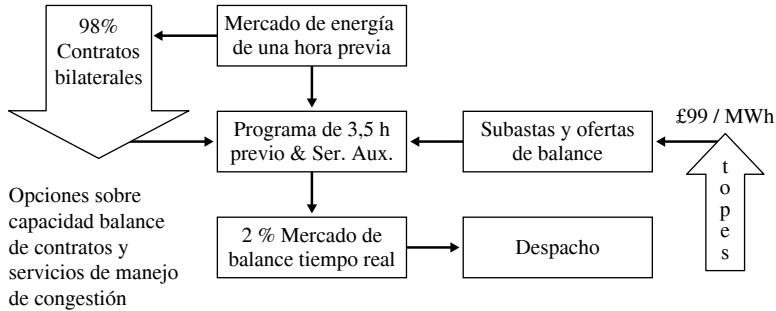
El nuevo modelo: NETA

Dado que, como se ha indicado anteriormente, existía manipulación por parte de las generadoras para incrementar los pagos de capacidad, y el *pool* supuestamente tenía problemas de diseño para incorporar mejoras, en marzo de 2001 se decidió modificar drásticamente el diseño del mercado inglés pasando a un esquema más descentralizado y desregulado. Este esquema, denominado New Electricity Trading Arrangements (NETA), está basado en contratos físicos bilaterales y administrados por un operador encargado de asegurar la estabilidad del sistema (*National Grid Transco*, NGT).

En este esquema se abandonó el despacho centralizado, por lo cual los generadores solo informan al operador del sistema de sus compromisos para el establecimiento del despacho —lo que en la práctica sería como «autodespacharse»— y asumen la obligación de mantener un balance entre su producción y demanda contratada. Es decir, en este modelo los generadores ya no despachan en orden de menor a mayor precio ofertado, sino de acuerdo a sus contratos, los cuales deben ser informados al operador del sistema para analizar si son factibles de realizarse físicamente. Sin embargo, como pueden darse incumplimientos por el lado de la oferta y la demanda, existe un mercado de balance manejado por el operador del sistema. Este mercado opera sobre la base de subastas con discriminación de precios. En estas subastas se paga un precio diferente a cada generador según su oferta —modalidad conocida como *pay as bid*— y no sobre la base de un solo precio para todo el sistema.

Otra característica de este esquema es que no existen pagos por capacidad ni hay remuneración separada para la reserva. Tampoco se imponen mecanismos de requerimientos de capacidad. Todo esto no excluye que los contratos bilaterales tengan garantías de abastecimiento, lo cual puede asegurar la capacidad necesaria. Lo que no existe es un mecanismo que asegure la capacidad de todo el sistema de forma obligatoria. El operador del sistema también celebra contratos que le dan la opción de comprar capacidad para mantener el balance del sistema. Estos contratos han surgido sobre la base de mecanismos de competencia entre los generadores dispuestos a ofertar capacidad. En la actualidad cerca del 98% de las transacciones se realizan mediante contratos bilaterales y solo se recurre al mercado de balance en tiempo real para completar el 2% restante.

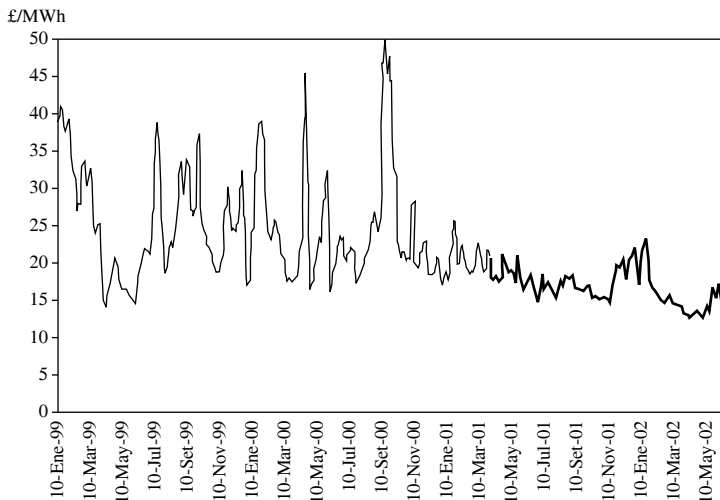
Gráfico 6.12. Funcionamiento del modelo NETA



Fuente: Zhou 2003

Los resultados de la reforma del año 2001 han sido positivos aparentemente para los consumidores, apreciándose una tendencia a la reducción de precios como se refleja en la evolución del mercado de balance (ver gráfico 6.13.). Si bien se dio esta mejora en la evolución de los precios, no se puede descartar que ello se deba a una mayor competencia, como lo indican algunos analistas, y no tanto al rediseño del mercado eléctrico. A su vez, estos precios no reflejan todas las transacciones en el mercado, particularmente las de los contratos, pues no es necesario que los precios de estos se informen al operador del sistema.

Gráfico 6.13. Evolución de precios en el mercado mayorista en Inglaterra y Gales (1999-2002)

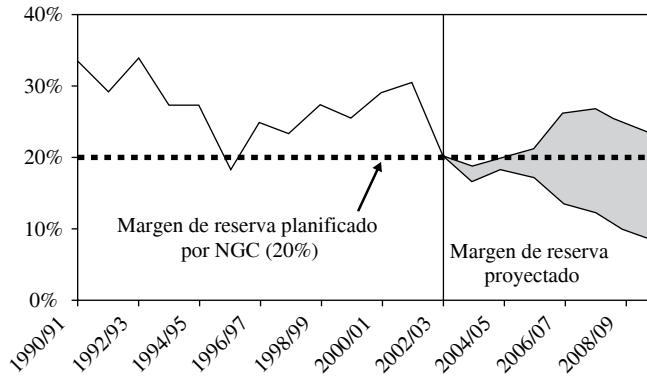
* Promedio móvil semanal del *Power Purchase Price* (PPP)

Fuente: Newbery 2002

Otro aspecto favorable de la diversificación de este tipo de contratos es que llevó a una mejora de la participación de la demanda en la formación de precios del mercado en tiempo real y en la provisión de servicios complementarios, pues los grandes clientes pueden decidir dejar de consumir y vender al sistema cuando se requiera reserva para la regulación de frecuencia o reserva fría —donde representa cerca del 30%— e incluso como reserva de rápido arranque.

Sin embargo, el principal problema detectado fue la disminución en las inversiones realizadas y planeadas, posiblemente por la falta de pago de margen de reserva en forma global, reduciéndose el margen de reserva por debajo del 20% en contraste con los márgenes anteriores a la reforma ubicados entre 20% al 30% (ver gráfico 6.14.).

Gráfico 6.14. Margen de capacidad de generación del sistema en Inglaterra y Gales



Fuente: Roques *et al.* 2004

4. EL MODELO DE LICITACIONES EN BRASIL⁷

Antes del año 1995, en Brasil existían empresas regionales o municipales que atendían la mayoría de la carga, y una empresa nacional —Eletrobras— que actuaba como *holding*. Dado que la mayor parte de la generación —un 90%— era hidráulica, se requería una cuidadosa coordinación de la operación del sistema. La mayoría de las distribuidoras estaban controladas por los gobiernos de los Estados y en algunos de los más grandes —Sao Paulo, Minas Gerais, Paraná, Río Grande do Sul y Río de Janeiro— las generadoras estaban integradas en las distribuidoras.

⁷ Para mayores detalles de la reforma de Brasil se puede consultar Pereira 2004, Pereira y Barroso 2005 y el capítulo 3 de Millán 2003.

El gobierno federal, por su parte, a través de Eletrobras, controlaba las grandes empresas de generación y transmisión: Companhia Hidro Elétrica do Sao Francisco (CHESF), Furnas Centrais Elétricas (FURNAS), Centrais Elétricas do Norte do Brasil (Eletronorte) y Empresa do Sul do Brasil (Eletrosul). La planta hidroeléctrica de Itaipú, con 12.500 MW de capacidad, estaba operada por un ente binacional bajo un tratado con Paraguay. Eletrobras estaba además encargada de la planificación de la expansión, los programas de investigación y eficiencia energética y los aspectos financieros del sector, entre otras funciones.

Dada la gran extensión de Brasil, la red eléctrica estaba constituida por tres sistemas aislados que no se integraron hasta finales de los años noventa. El sistema sursudeste comprendía los centros donde se concentra la mayor parte de la actividad económica del país; el sistema nordeste aprovechaba el recurso hidrológico del río San Francisco para suministrar electricidad a dicha región; y el norte consistía en varios sistemas aislados que se fueron integrando parcialmente.

El desempeño del sector eléctrico fue variable. A pesar de los altos costos de inversión, la operación del sistema de generación fue relativamente eficiente. En cambio, la mayoría de las distribuidoras estaban sujetas a presiones políticas con una gestión deficiente del manejo de pérdidas y cobranzas. En algunos estados la cobertura llegó a niveles altos, como el 96% alcanzado en Santa Catalina, mientras que en otros llegó a niveles de solo 3% como en Pará.

Durante los años setenta se produjo un auge en la construcción de nuevas plantas de generación, gracias a la abundancia del crédito disponible en esa época. En cambio, en los años ochenta, cuando se cerraron las fuentes externas de financiamiento, Brasil recurrió a la banca multilateral obteniendo financiamiento del orden de US\$ 8.000 millones. Sin embargo, la imposibilidad política de mantener tarifas que hicieran sustentables los proyectos llevó a la postergación de obras y algunas regiones debieron soportar varios períodos con racionamiento eléctrico, a pesar de cuantiosos subsidios por parte del gobierno.

El regulador —DNAEE— supervisaba el sistema de tarifas que requería que las empresas obtuvieran un rendimiento del 10% anual sobre activos. Sin embargo, para establecer una tarifa uniforme para todo el país, el gobierno creó un fondo compensatorio, denominado Cuentas de Resultados para Compensar (CRC). A pesar del conocimiento y experiencia del DNAEE, la estructura de tarifas establecida por el gobierno subsidió a las grandes empresas como parte de la política industrial en Brasil.

En la década de 1980, el sector eléctrico no obtuvo la rentabilidad del 10% y las transferencias para compensar la insuficiencia de rentabilidad fueron disminuyendo, resultando en una deuda del gobierno federal con el sector eléctrico del orden de US\$ 26.000 millones.

Como consecuencia de lo arriba indicado, el sector eléctrico en Brasil se encontró en una crisis muy grave a principios de los años noventa. El volumen de inversiones cayó a la mitad del nivel de la década anterior. La construcción de varias plantas hidroeléctricas se paralizó por falta de fondos. Bajo la hiperinflación existente las tarifas no eran corregidas debidamente con lo cual la generación interna de recursos de las empresas no era suficiente para cubrir sus costos operativos y el servicio de la deuda. Por otra parte, las pérdidas por hurto y la mala facturación eran elevadas, y la eficiencia y la calidad de la distribución se habían deteriorado por falta de mantenimiento y nuevas inversiones. Tenemos que en 1992, el servicio de la deuda absorbía el 70% de los ingresos de FURNAS y el 100% de los de Itaipú. Se hubiera requerido una tarifa media de US\$ 80 por MWh, pero la tarifa que se cobraba a los usuarios era de solo US\$ 33 por MWh.

A partir de 1993 el gobierno comenzó a aplicar un conjunto de medidas para el saneamiento financiero del sector eléctrico. Estas incluyeron la abolición de la tarifa única a nivel nacional, la recuperación de los niveles tarifarios en términos reales, la eliminación de subsidios y la cancelación de pasivos de las empresas.

En 1995, el gobierno reglamentó (ley 9074) la ley de concesiones, aprobada en 1988, para impulsar proyectos de generación del sector privado y poner en marcha un ambicioso programa de privatización. Este delegó en el Banco Nacional de Desarrollo (BNDS) el proceso de privatización comenzando con las empresas de distribución. Entre 1995 y 1998 se privatizó cerca del 60% de la distribución, incluyendo ESCELSA, Light y CERS de Río de Janeiro.

El nuevo modelo del sector eléctrico incluyó la creación de los denominados productores independientes de energía eléctrica (PIE), autoprodutores de energía eléctrica, el mercado mayorista de energía (MAE), el operador nacional del sistema eléctrico (ONS), y como organismo encargado de la regulación y supervisión, la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL). Las principales características de las nuevas instituciones son:

- *Operador nacional del sistema eléctrico* (ONS): agente privado responsable de la operación integrada del sistema que reemplazó al antiguo grupo coordinador (GCO I) estatal.
- *Mercado mayorista de energía* (MAE): determina la producción de cada planta y calcula el costo marginal de operación del mercado mayorista, el cual depende de las circunstancias hidrológicas.
- *Agencia Nacional de Energía Eléctrica* (ANEEL): creada en diciembre de 1996 para fiscalizar los contratos de concesión y la calidad de los servicios.

A pesar de la reforma emprendida en el año 2001 se generó una crisis de abastecimiento. En abril ese mismo año, el gobierno fue sorprendido por un racionamiento de gran magnitud debido al bajo nivel de caudales y del agua almacenada en los embalses. El gobierno reaccionó nombrando al ministro de la Presidencia como coordinador de la Cámara de Gestión de la Crisis (GCE) para adoptar las medidas necesarias, incluyendo el procedimiento de racionamiento de electricidad. La GCE dispuso una serie de medidas para obtener generación de emergencia, acelerar los proyectos en ejecución y reducir el consumo en un 20%. Esta última medida incluía un sistema de cuotas para cada consumidor con pago de los excedentes al precio *spot* —mercado de entrega inmediata— y bonificaciones a cierto tipo de consumidores que lograban ahorros mayores.⁸ Por otro lado, se otorgaron subsidios a los usuarios de bajos ingresos para que instalaran lámparas eficientes, y a las empresas que tenían excedentes, debido a la reducción de consumo de sus clientes, se les autorizó a venderlos a empresas deficitarias. Estas medidas redujeron la necesidad de cortes programados. Los resultados del programa fueron positivos en el sentido de que el consumo, tres años después, no había regresado a los niveles anteriores a la crisis. Sin embargo, las menores ventas ocasionaron pérdidas cuantiosas a las distribuidoras.

¿Cuál fue el origen de la crisis? Si bien se han dado toda clase de explicaciones, la primera es que la sequía fue mayor que la esperada. Igualmente, la falta de inversiones de años anteriores, como consecuencia de las políticas previas a la reforma y la incertidumbre para los inversionistas potenciales mientras se definían los elementos principales del nuevo marco regulatorio, así como el manejo del riesgo cambiario, llevó al déficit de electricidad en el año 2001.

Pasada la crisis, la GCE fue la encargada de efectuar ajustes en el nuevo modelo. Los principales ajustes fueron:

- Se establecieron subastas obligatorias para el suministro de la energía de largo plazo por un equivalente al 95% de la demanda.
- Se revisó la energía asegurada y se mejoraron los intercambios en el mercado de entrega inmediata.
- Se reactivó el Consejo Nacional de Política Energética (CNPE) que había sido creado en 1998 y había estado inoperante.
- Se creó un organismo encargado del planeamiento, y un comité responsable del seguimiento del mercado a fin de prevenir crisis futuras.
- Se reformó el gobierno del ONS y del MAE otorgándoles mayores facultades en la toma de decisiones.

⁸ De acuerdo con Pereira 2004, el racionamiento alcanzó a un 80% de la población, siendo las pérdidas económicas estimadas en US\$ 15.000 millones.

- Se dictaron medidas para evitar el riesgo cambiario en la compra de combustible (con Petrobrást).

Después de una etapa de transición con contratos de mediano plazo entre generadoras y distribuidoras, que duró hasta el año 2006, se estableció un nuevo modelo. En primer lugar, se establecieron dos mercados: uno regulado para clientes de un tamaño determinado y servido por las distribuidoras, y otro libre, conformado por grandes clientes. Los grandes clientes participan en el mercado libre como lo hacían anteriormente, negociando su energía por medio de contratos bilaterales con generadores independientes y en el mercado *spot*. La novedad del sistema está en el mercado regulado. En este mercado, las distribuidoras obtienen la energía mediante dos tipos de subastas:

- Una subasta por «energía vieja» que se genera en plantas existentes con contratos por cantidades de energía por períodos de cinco a quince años. En este mercado se prevé que los costos tenderán al costo marginal.
- Una subasta por «energía nueva» —expansión—, con contratos por disponibilidad de energía en los cuales el comprador asume los riesgos. Ello se debe a que la distribuidora paga al generador una cantidad fija por la energía asegurada y además compensa los costos operativos en caso de que se requiera generar electricidad con la puesta en marcha de generadoras térmicas. Los contratos para nueva capacidad son de larga duración: diez años o más. Además se tienen dos tipos de subastas: una para contrataciones de cinco años en adelante y otra de tres años en adelante.

Otras características importantes del nuevo modelo de licitaciones son que estas se hacen en conjunto y se otorgan de acuerdo a la menor tarifa ofrecida por energía firme. Sin embargo, luego de realizadas, cada generadora contratada firma contratos bilaterales con cada distribuidora a través de un reparto proporcional a la energía ofertada respecto al total.

Por otra parte, las distribuidoras están obligadas a contratar el 100% de sus necesidades con un margen de holgura —3% hacia arriba y 4% hacia abajo—. En el caso de desajustes se programan licitaciones por menores cantidades en el sistema. Además, para proteger a los consumidores, ANEEL calcula un precio máximo para las licitaciones tomando como referencia un costo marginal de largo plazo.

En el año 2005 se realizó la primera subasta por energía vieja con dos fases:

- Fase 1: reducción progresiva de precios hasta igualar la oferta y la demanda, garantizando que los precios obtenidos sean menores a los precios de reserva

por producto (*descending price clock auction*). En este esquema los generadores ofrecen las cantidades que están dispuestos a vender a cada precio.

- Fase 2: ronda final de ofertas de precios (*pay as bid auction*).

Los resultados obtenidos se presentan en el cuadro 6.2.

Cuadro 6.2. Resultados de la primera licitación en Brasil

Año	Monto MW (Promedio)	Precio (US\$/MWh)
2005	9.000	25
2006	7.000	29
2007	1.000	33
Total	17.000	

Oferta total de energía: 21.000 MW promedio (18 empresas). US\$ 32.000 millones en contratos (depende de la tasa de cambio)

Fuente: Pereira y Barroso 2005

La primera subasta de energía nueva se realizó en diciembre de 2005 y cubrió los años 2008, 2009 y 2010. El resultado fue la contratación de 1.300 MW promedio para el 2008 —de un total estimado de 3.000 MW promedio— con un precio de los contratos de 37 US\$ por MWh. Para el año 2009 no se logró contratar capacidad. La razón parece haber sido que los precios límite eran demasiado bajos.

Se puede apreciar que el nuevo modelo sectorial presenta características positivas para la confiabilidad del suministro y para la entrada de nuevas inversiones. En particular, la contratación a plazo de quince años o más, facilita las nuevas inversiones posibilitando la obtención del financiamiento bajo la modalidad de *Project Finance*. Dado que los contratos de electricidad nueva son por capacidad, se disminuyen los riesgos de los inversionistas.

5. LA REFORMA DEL SECTOR ELÉCTRICO PERUANO ⁹

En el Perú, a inicios de los años noventa, el esquema de la empresa estatal verticalmente integrada presentaba serios problemas de ineficiencia, cortes de electricidad y falta de inversiones, tal como se indica en el cuadro 6.3.

⁹ Un análisis más detallado del proceso de reforma peruano se puede consultar en Dammert, Gallardo y García 2005 y Santiváñez-Seminario 2001.

Cuadro 6.3. Algunos indicadores del sector eléctrico peruano prerreforma (inicios de la década de 1900)

<ul style="list-style-type: none"> • La oferta de energía solo cubría el 74% de la demanda y las pérdidas de distribución superaban el 20%.
<ul style="list-style-type: none"> • El coeficiente de electrificación alcanzaba solo al 45% de la población, uno de los más bajos de América Latina.
<ul style="list-style-type: none"> • Las tarifas eléctricas eran fijadas con criterios políticos, incluso por debajo de sus costos de operación (solo cubrían un 23%).
<ul style="list-style-type: none"> • Ello produjo significativas pérdidas en las empresas del sector, que en 1989 se estimaron en US\$ 426 millones.
<ul style="list-style-type: none"> • Se contaba con más de 15.000 empleados en el sector, más del doble de los actuales.

Para hacer frente a estos problemas se promulgó la ley de concesiones eléctricas (LCE) mediante el decreto ley 25844, que tenía entre sus objetivos:

- Garantizar el suministro de energía promoviendo la inversión.
- Fijar tarifas que remuneraran adecuadamente las inversiones.
- Promover la eficiencia mediante la introducción de competencia en diferentes niveles.
- Aumentar la cobertura del servicio eléctrico.

Las principales medidas que se tomaron fueron:

- Se implementó un nuevo diseño de mercado separándose las actividades de generación, transmisión y distribución.
- Entre 1994 y 1996 se privatizó cerca del 55% de la capacidad de generación y cerca del 60% de la distribución —medida por el número de clientes—, a través de la división de las empresas estatales Electroperú y Electrolima en diferentes unidades de negocio, tanto de generación como de distribución. Posteriormente, en el año 2002, se transfirió la actividad de transmisión al sector privado mediante un esquema de concesión basado en el mayor pago realizado por el postor ganador (que fue la empresa ISA de Colombia) a cambio de recibir un ingreso fijo anual y comprometerse a realizar la operación y mantenimiento de las redes por un período de treinta años.¹⁰
- Se establecieron las siguientes reglas del mercado:
 - a) Creación de una entidad encargada de la operación técnica del sistema, así como de la valorización de las transacciones en el mercado *spot*, denominada Comité de Operación Económica del Sistema (COES). Esta entidad está

¹⁰ Para mayores detalles del proceso ver Dammert, Gallardo y García 2005.

conformada por los generadores cuya potencia efectiva fuera superior al 1% de la del sistema interconectado y que comercializaran más del 15% de su energía, así como por los transmisores de las redes troncales.¹¹

b) Establecimiento de un mercado *spot* exclusivamente para transar electricidad entre generadores que tuvieran superávit o déficit de producción respecto a sus obligaciones contractuales administrado por el COES.

c) Libre entrada a la generación luego de superar algunos requisitos establecidos por el MINEM.

d) Regulación de tarifas para clientes de consumo menor a 1 MW (clientes regulados) y libre contratación para clientes de consumo mayor a 1 MW.

e) Obligatoriedad de contratos de largo plazo entre generadores y distribuidores para clientes regulados con la obligación de las distribuidoras de contratar el 100% de sus necesidades por un período mínimo de dos años.

Respecto al esquema regulatorio (resumido en el cuadro 6.5) se separó la política sectorial, relacionada con el otorgamiento de concesiones, la generación de normas y planificación, la cual se encargó al Ministerio de Energía y Minas (MINEM) a través de la Dirección General de Electricidad (DGE), de la regulación y supervisión, la cual se encargó al Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG), mientras que al Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (INDECOPI) se le encargó velar por la libre competencia en el sector.¹²

OSINERG se creó en diciembre de 1996, mediante la ley 26734; posteriormente absorbió a la Comisión de Tarifas de Energía (CTE), la cual pasó a ser la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART).¹³ Las atribuciones de OSINERG incluían, entre otras:

- Fijar las tarifas de generación, transmisión y distribución de electricidad.

¹¹ En otros países se ha optado por dejar la operación del sistema a una entidad independiente o ampliar los tipos de agentes que pueden integrar el directorio del operador como sucede con la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA) en Argentina, donde además de los generadores y transmisores se incluyen representantes de las compañías distribuidoras y de los grandes clientes.

¹² En particular INDECOPI es la autoridad que tiene la facultad para autorizar, previa evaluación, los procesos de integración horizontal que superen un porcentaje de 15% de los ingresos por actividades y procesos de integración vertical que superen un porcentaje de 5% de los ingresos entre actividades. Una discusión de la política del control de concentraciones en el sector eléctrico peruano se puede encontrar en Gallardo y Dávila 2003, y sobre los criterios para evaluar fusiones verticales en el sector eléctrico en Galetovic 2003.

¹³ Las facultades de los organismos reguladores, y en particular de OSINERGMIN, se ordenaron en julio de 2000, con la promulgación de la ley marco de los organismos reguladores de la inversión privada en los servicios públicos (ley 27332).

- Supervisar la calidad y seguridad del servicio eléctrico.
- Atender los reclamos de los usuarios en segunda instancia.
- Realizar una serie de actividades de supervisión en el sector hidrocarburos.

Desde el año 2007 OSINERG asumió funciones de supervisión de aspectos de seguridad y medio ambiente en el sector minero, pasando a denominarse Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN).

Cuadro 6.4. Principales empresas privatizadas en el Perú

Compañía	Actividad	% de Ventas	Precios (US\$ MM)	Fecha	Comprador	Propietario actual
Edelnor	Distribución	60,00%	176,5	Jul.1994	Endesa y Enersis	Endesa
Luz del Sur	Distribución	60,00%	212,5	Jul.1994	Chilquinta y Ontario Hydro	PSEG y Semptra
Cahua	Generación	60,00%	41,8	Abr.1995	Sipesa	Skanska y NRG Energy
Edegel	Generación	60,00%	524,5	Oct.1995	Endesa	Endesa
Ede-Chancay	Distribución	60,00%	10,4	Dic.1995	Endesa y Enersis	Endesa
Etevenza	Distribución	60,00%	120,1	Dic.1995	Endesa	Endesa
Egenor	Generación	60,00%	228,2	Jun.1996	Duke	Duke
Ede-Cañete	Distribución	100,00%	8,6	Jun.1996	Chilquinta y Ontario Hydro	PSEG y Semptra
Empresa Eléctrica de Piura	Generación	60,00%	59,7	Oct.1996	Endesa	Endesa
Electro Sur Medio	Distribución	98,20%	51,3	Nov.1997	IATE	IATE
Mantaro-Socabaya	Transmisión	BOOT	179,2	Feb.1998	Hydro Quebec	Hydro Quebec
Reforzamiento Sur	Transmisión	BOOT	74,5	Ene.1999	Red Eléctrica de España	Red Eléctrica de España
Cahua	Generación	30,00%	9,5	Mar.2000	Skanska y Vatenfall	Skanska y NRG Energy
Oroya - Derivación Antamina y Aguaytía-Pucallpa	Transmisión	BOOT	65,4	Feb.2001	ISA	ISA
Electroandes	Generación	100,00%	227,5	Jul.2001	PSEG	PSEG
Etecen y Etesur	Transmisión	Concesión	272,5	Jun.2002	ISA	Estado

Fuente: PROINVERSION

Cuadro 6.5: Instituciones estatales involucradas en el mercado eléctrico peruano

<p>MINEM – DGE</p> <ul style="list-style-type: none"> • Establece la política sectorial y promulga las normas correspondientes • Otorga concesiones • Elabora el plan indicativo de expansión: generación-transmisión • Aprueba los procedimientos para la operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional
<p>OSINERGMIN</p> <ul style="list-style-type: none"> • Vela por el cumplimiento de la LCE • Fiscaliza las obligaciones de los concesionarios establecidas en la ley y su reglamento • Fiscaliza la adecuada prestación del servicio público de electricidad • Fiscaliza el cumplimiento de las funciones del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES-SINAC) • Supervisa la calidad y el suministro de energía • Determina semestralmente los porcentajes de participación de mercado de las empresas • Supervisa aspectos de seguridad y medio ambiente del sector minero
<p>GART – OSINERGMIN</p> <ul style="list-style-type: none"> • Fija las tarifas de generación, transmisión y distribución de electricidad • Fija las condiciones de ajuste de las tarifas a cliente final • Fija las tarifas de transporte y distribución de gas natural por ductos • Publica los precios de referencia para combustibles líquidos
<p>INDECOPI</p> <ul style="list-style-type: none"> • Promueve la competencia en el sector • Vela por el cumplimiento de la ley antimonopolio y antioligopolio (ley 26876) dictada en noviembre de 1997

Fuente: LCE, reglamento y sus modificaciones, y otros

Fijación de tarifas de generación

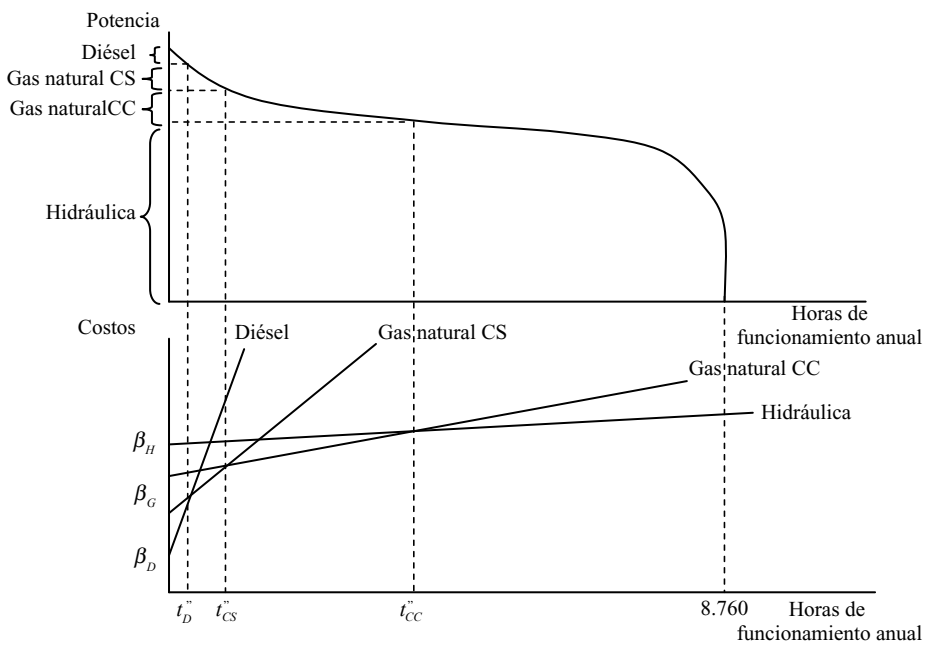
Respecto al mecanismo de fijación de tarifas de generación, este se rige por el modelo de *peak load pricing*. Dicho modelo establece que:

- El precio de energía de cada bloque horario del sistema debe corresponder al costo variable de la última unidad de generación que ingresa a despachar. En el caso peruano, estos precios se calculan para un horizonte de dos años teniendo en cuenta el uso óptimo de los recursos hidroeléctricos a lo largo del tiempo.
- El precio de potencia corresponde al costo de instalar y mantener disponible una unidad de generación de punta para cubrir el crecimiento de la demanda de potencia, considerando un margen de reserva para el riesgo de fallas.¹⁴

¹⁴ En el apéndice 6.1. se resumen los detalles del procedimiento de fijación de los precios básicos de energía y potencia.

La aplicación de estos criterios permite que los ingresos obtenidos cubran los costos de inversión y operación de cada tipo de tecnología de generación siempre y cuando el parque generador esté adaptado para cubrir la demanda al costo mínimo. Al mismo tiempo, este esquema da las señales para que esta adaptación se vaya logrando a lo largo del tiempo conforme se disponga de nuevas tecnologías o existan cambios estructurales en los costos relativos de las diferentes tecnologías (ver gráfico 6.15.). En los últimos años se viene incrementando la participación de las centrales a gas natural en el parque generador debido a la concreción del proyecto de Camisea que permite que por primera vez el Perú tenga gas natural como una alternativa de importancia para la generación de electricidad, llegando en el año 2007 a representar cerca de un tercio de la capacidad efectiva de generación del SEIN.¹⁵

Gráfico 6.15. Minimización de costos



¹⁵ Para mayor detalle sobre las características del proyecto de Camisea, su marco regulatorio vigente y el impacto que este tiene en los diferentes sectores, incluido el eléctrico, se puede revisar Espinoza 2000. García y Vásquez 2004 y Dammert y Molinelli 2006.

Fijación de las tarifas de transmisión

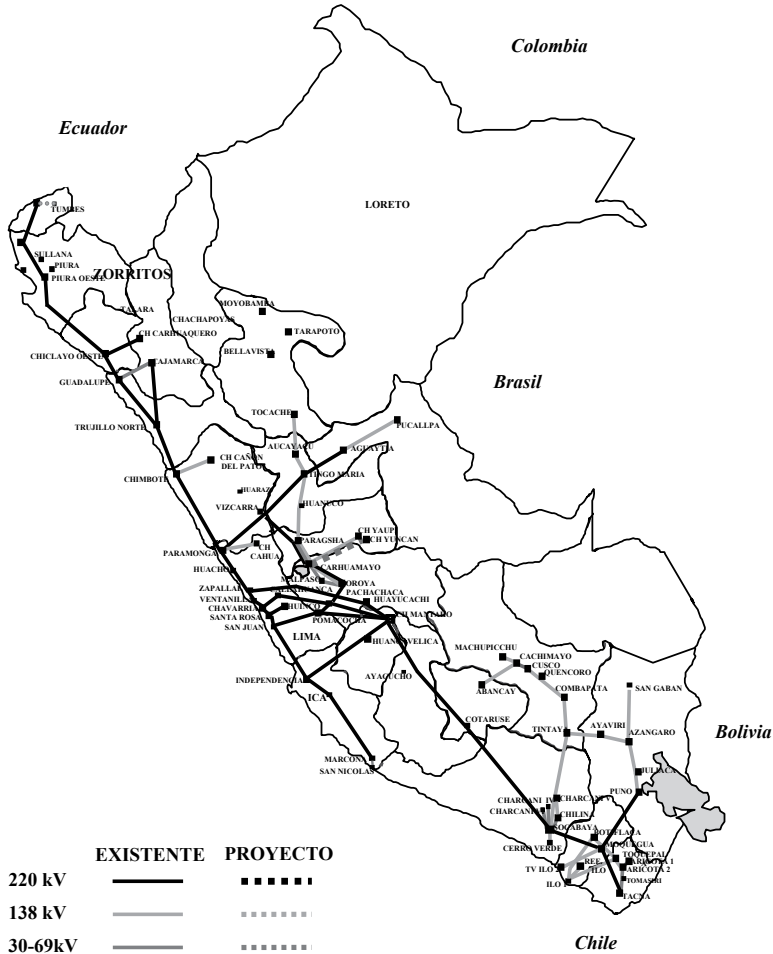
En lo que concierne a la fijación de las tarifas de transmisión, se consideró la subdivisión del sistema en un Sistema Principal de Transmisión (SPT) y un Sistema Secundario de Transmisión (SST). En el gráfico 6.16. se muestra el sistema de transmisión del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

El SPT es aquella parte del sistema de transmisión común al conjunto de todos los generadores, que permite el intercambio de electricidad beneficiando a todo el sistema. En este caso la tarifa se calcula determinándose un costo anual total (CT) que incluye la anualidad del valor nuevo de reemplazo (AVNR) y los costos eficientes de operación y mantenimiento. Esta tarifa la pagan todos los consumidores beneficiarios del sistema mediante un peaje por unidad de potencia consumida. Este peaje resulta de restar al costo total anual lo recaudado por la aplicación del sistema de precios nodales que reflejan las pérdidas de transmisión y los costos de congestión que se asigna al SPT como ingreso tarifario (IT), ver el subcapítulo 7 del capítulo 4.

El SST es la parte del sistema de transmisión destinada a transferir electricidad en un sentido unidireccional, ya sea para inyectar energía al sistema por parte de un generador en una barra del SPT o retirar energía del sistema por parte de un distribuidor o consumidor específico desde una barra del SPT. La tarifa es calculada igual que para el SPT pero la pagan solamente los beneficiarios directos.

Es importante mencionar que la fijación de tarifas de transmisión estaba basada en un sistema económicamente adaptado (SEA), es decir, en la dimensión de la red requerida para el flujo eléctrico de los próximos años. Debido a ello, la capacidad reconocida para tramos específicos de la red podía disminuir en el caso que se redujeran las necesidades de usar la misma, lo que generaba inestabilidad para el inversionista. Por esto último, para asegurar las inversiones necesarias, el Estado peruano suscribió contratos con rango de ley del tipo BOOT (*Build, Operate, Own and Transfer*) con inversionistas en líneas de transmisión, en los cuales se les aseguraba un ingreso anual prácticamente constante —la oferta de costos de inversión del postor que solicitara el menor monto a reconocerse es anualizada a treinta años, mientras que los costos de operación y mantenimiento se estabilizaron posteriormente—, independizándola del proceso de regulación periódica.

Gráfico 6.16. El sistema de transmisión nacional



Fuente: GART - OSINERGMIN

Fijación de las tarifas de distribución

En cuanto a la fijación de las tarifas de distribución, estas reconocen un costo total anual igual a la suma de la anualidad del valor nuevo de reemplazo (VNR), calculada sobre la base de los costos de inversión de una «empresa modelo eficiente» más los costos anuales asociados a la operación y mantenimiento. Estas tarifas se establecen para cada sistema eléctrico, divididos en seis sectores típicos de distribución: urbano de alta densidad, urbano de media densidad, urbano de baja densidad, urbano-rural, rural, así como un sector especial para ciertas zonas agrícolas. Asimismo, se establece

una verificación de la rentabilidad por grupos de concesionarios, ajustándose la tarifa para que se sitúe en un rango entre 8% y 16% de tasa interna de retorno (para una descripción detallada véase el subcapítulo 3 del capítulo 5).

Adicionalmente, se preanunció un cronograma de reducción de las pérdidas de energía reconocidas en las tarifas con una duración de doce años, donde estas convergían a un nivel de 7% en el año 2005. Este preanuncio les daba fuertes incentivos a las empresas a ser más eficientes, y evitaba efectos *ratchet*¹⁶ al hacer que el estándar de eficiencia con el cual se les iba a comparar no dependiera del desempeño pasado de las distribuidoras.

Por último, es necesario mencionar que en noviembre de 2001, mediante la ley 27510, se puso en vigencia el Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE). Este esquema de subsidios entre consumidores beneficia a los usuarios con consumos mensuales menores a 100 kWh —nivel algo menor al consumo promedio del consumo mensual de los clientes residenciales en baja tensión— mediante descuentos fijos y proporcionales. El monto de estos descuentos es financiado mediante un incremento de las tarifas de los consumidores regulados con consumos mensuales mayores a los 100 kWh.¹⁷ En julio de 2004, el FOSE se amplió mediante la ley 28305, alcanzando a subsidiar hasta en 50% en el SEIN y 62,5% en los sistemas aislados a los usuarios de consumos menores de 30 kWh, incluyendo un grado de focalización por localización geográfica (rural-urbano).

Principales logros alcanzados

Entre los principales logros obtenidos como resultado de la reforma destacan el incremento de la cobertura eléctrica, la cual pasó de menos del 60% en 1994 a un 78% en el 2006, alcanzando en Lima el 100% de cobertura, aunque aún en el segmento rural solo cerca del 40% de los pobladores tiene acceso a electricidad.

Otro indicador importante es el incremento en la capacidad de generación, gracias a la maduración de los compromisos de inversión y otras iniciativas, que hizo que se minimice el riesgo de racionamiento existente a inicios de los noventa, aunque en los últimos años se aprecia una tendencia a un estrechamiento del margen de reserva. A su vez, en el caso de las distribuidoras destacan la disminución de las pérdidas

¹⁶ El *efecto ratchet* alude al incentivo de las empresas a no ser más eficientes en vista de que en el futuro se les medirá sobre la base de su desempeño en el pasado.

¹⁷ Una evaluación de los problemas de focalización del FOSE se puede encontrar en Gallardo y Bendejú 2005. Por su parte, Bendejú y Gallardo 2006 presentan un análisis de la demanda de electricidad de los hogares peruanos para el cual utilizan el efecto que tiene la introducción de un mecanismo como el FOSE sobre los precios para diferentes niveles de consumo.

de energía —las cuales superaban el 20% en 1994 y eran algo mayores a 8% en el 2006— y el incremento de clientes conectados por trabajador, asociado a una mayor cobertura. Estos resultados se muestran en el cuadro 6.6.¹⁸

Cuadro 6.6. Principales resultados de la reforma del sector eléctrico peruano

Indicador	1994	2006
Grado de electrificación	58,5%	78%
Pérdidas de energía en distribución	20,6%	8,4%
Clientes por trabajador en distribución	243	1.139
Margen de reserva	21%	34,1%

Fuente: OSINERGMIN

Por su parte, en cuanto al nivel de competencia en el mercado de clientes libres, si bien en un inicio se detectó una serie de problemas, la reglamentación posterior de las condiciones y precios de acceso ha llevado a un incremento de la competencia y la pérdida de clientes ubicados en la zona de concesión de las distribuidoras que decidieron firmar contratos directamente con los generadores.¹⁹

A partir del año 2004 se identificaron algunos problemas respecto al funcionamiento del mercado eléctrico establecido al amparo de la ley de concesiones eléctricas de 1992. Los principales problemas fueron:

- Las distribuidoras tuvieron dificultades para renovar sus contratos a los precios regulados —«tarifas en barra»— con los generadores dado que, como consecuencia de la sequía, el precio *spot* estaba muy por encima del precio regulado (ver gráfico 6.17.), así como a cuestionamientos a la forma de cálculo de los precios regulados.²⁰ En este contexto, los generadores deficitarios tuvieron que comprar al precio *spot* y vender al precio regulado, asumiendo pérdidas financieras en dichas transacciones. Adicionalmente, se tuvieron que aprobar algunas medidas de emergencia como la que estableció que los retiros de energía que realicen las distribuidoras para el servicio público sin

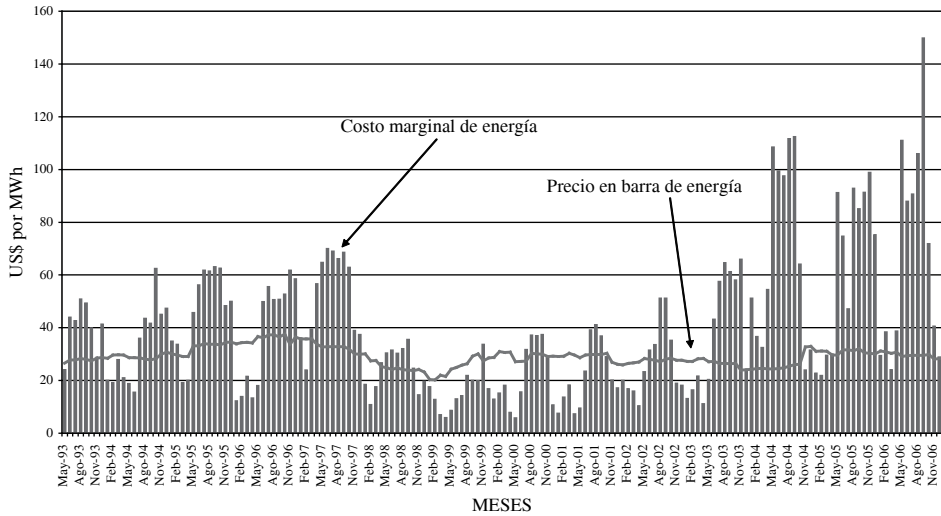
¹⁸ En el apéndice 6.2 se muestra la evolución año a año de estos indicadores. Una evaluación de la reforma del sector eléctrico peruano se puede encontrar en Dammert, Gallardo y García 2005, un análisis de los determinantes de los procesos de privatización en algunos casos específicos en Macroconsult 2000 y una discusión enfocada en las tarifas para los clientes finales se puede encontrar en Aguilar 2003.

¹⁹ Si bien en el Perú no existen comercializadores independientes, algunas propuestas recientes han tratado de identificar los potenciales beneficios que ello generaría en el caso peruano (ver Oyanguren 2007).

²⁰ Un análisis de las razones por las cuales los generadores no tendrían incentivos a renovar sus contratos a los precios regulados por OSINERGMIN se puede ver en García (2006).

el respaldo de un contrato se prorratearán entre todos los generadores según su potencia firme.

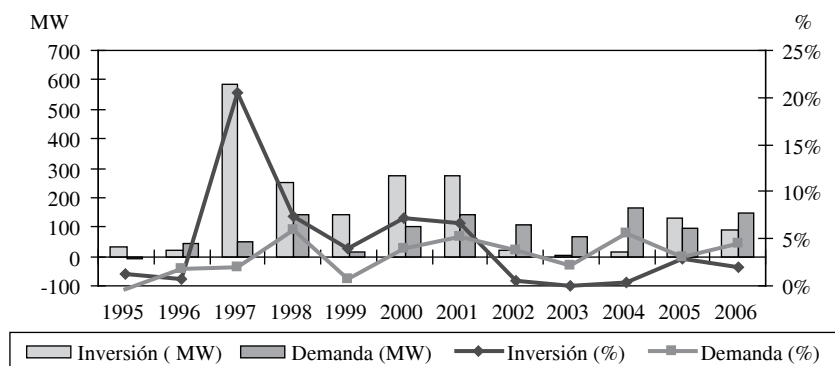
Gráfico 6.17. Evolución del precio *spot* y el precio en barra de energía en el Perú (1993-2006)



Fuente: COES-SINAC y OSINERGMIN

- A pesar de que las empresas privadas y el Estado han invertido en capacidad de generación, las inversiones no guardan proporción con las futuras necesidades del sector. Por un lado, el consumo de electricidad crecía entre un 7% y 10% por año, mientras que por el otro los inversionistas consideraron que había un nivel de incertidumbre y que las tarifas eran relativamente bajas (ver gráfico 6.18.). Se debe recordar que los contratos de largo plazo entre generadoras y distribuidoras, si bien indicaban un nivel máximo de potencia que podía retirarse a cargo del contrato, los precios de potencia y energía punta y fuera de punta no eran prefijados sino que estaban asociados a los precios vigentes en cada período de regulación, los cuales variaban semestralmente y posteriormente año a año.
- En cuanto a la inversión en transmisión, si bien se venía resolviendo la incertidumbre inherente a la regulación de tarifas mediante los contratos BOOT para ampliaciones y nuevas inversiones, este era un mecanismo diseñado *ad hoc* y no era concordante con los criterios establecidos en la LCE. Además, no existía un mecanismo claro de planificación de la inversión en transmisión por lo que las inversiones realizadas mediante los contratos BOOT eran el resultado de decisiones relativamente aisladas.

Gráfico 6.18. Inversión en capacidad y máxima demanda en el Perú
(Niveles y variaciones porcentuales)



Fuente: GART-OSINERGMIN

Con el objetivo de hacer frente a los problemas existentes bajo la ley de concesiones eléctricas de 1992, a propuesta del Ejecutivo, el Congreso aprobó la ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica (ley 28832) en julio de 2006 basada en el *libro blanco* elaborado por una comisión de especialistas del MINEM y OSINERGMIN. Las principales modificaciones en el marco regulatorio de las actividades de generación y transmisión contenidas en esta ley y basadas en el Libro Blanco se resumen a continuación.²¹

Modificaciones en la actividad de generación

- Se creó un mecanismo de licitaciones de contratos entre distribuidoras y generadoras mediante el cual se obtendría el precio de la energía, ordenándose las ofertas de los generadores de menor a mayor hasta cubrir la demanda a contratarse. El precio de la potencia sigue siendo determinado anualmente por el regulador.
- Después de una etapa de transición, los distribuidores deben contratar con una anticipación no menor a tres años su demanda regulada —los consumidores libres pueden adherirse a estas licitaciones— para incentivar a los nuevos inversionistas e introducir competencia a los actuales.

²¹ En la ley 28832 se incluyen unas modificaciones adicionales entre las cuales destacan la reestructuración del COES, cuya asamblea estará conformada por cuatro comités —representantes de los generadores, transmisores, distribuidores y usuarios libres—. Además este ente se encargará de elaborar la propuesta del plan de transmisión para su aprobación por el MINEM.

- Los distribuidores que inicien licitaciones para cubrir su demanda deben permitir la asociación de otros distribuidores, a fin de que estas se puedan licitar en paquete.
- Los contratos pueden suscribirse hasta por diez años.
- Los contratos de menos de cinco años solo pueden cubrir hasta el 25% de la demanda regulada y los de menos de tres años solo hasta el 3%.
- Si bien las transacciones entre generadores y distribuidores son al precio que haya resultado en cada contrato, se crea un mecanismo de compensación de tal manera que todos los usuarios regulados de cada concesionario paguen la misma tarifa de generación.
- OSINERGMIN establecerá un precio tope para el precio de la energía en las licitaciones —desconocido hasta que se dan a conocer los resultados de las licitaciones— siempre que la demanda a licitar no sea cubierta con las ofertas válidas.

Modificaciones en la actividad de transmisión²²

- Se crea una entidad independiente encargada del planeamiento de la transmisión, cuya función es identificar las necesidades de transmisión en el futuro, analizar las opciones de proyectos alternativos y determinar los beneficiarios.
- Se establece un Sistema Garantizado de Transmisión (SGT) que está conformado por todas aquellas instalaciones incluidas en el plan de transmisión que se construyen como resultado de un proceso de licitación y un Sistema Complementario de Transmisión (SCT) que surge de acuerdo a las necesidades específicas de los generadores, distribuidores y grandes usuarios.
- Las tarifas del SGT se fijan a través de licitaciones en las cuales se paga el costo de inversión y de operación y mantenimiento para un período de hasta treinta años que hayan solicitado los postores ganadores, pasado el cual se transfiere a otro operador reconociéndose el valor remanente, asociado principalmente a los refuerzos que se hayan tenido que hacer y el costo de operación y mantenimiento por el tiempo que dure la instalación.
- Las tarifas del SCT las fija el regulador sobre la base de costos eficientes o se determinan por negociación cuando están destinadas a transmitir la energía de los generadores o proporcionarla a usuarios libres que hayan previamente efectuado contratos con las entidades que construyeron las líneas.

²² Mayores detalles sobre estas modificaciones se pueden revisar en el decreto supremo 027-2007-EM. Reglamento de transmisión y modificación reglamento de la ley de concesiones eléctricas.

- Los activos existentes se pagarán de acuerdo a la metodología que se ha venido utilizando en cada caso. Los activos nuevos los pagarán, en el caso del SGT, los beneficiarios de cada zona, y, en el caso del SCT, los beneficiarios identificados dentro de la zona de beneficio o según contrato (asignación tipo estampilla o *postage stamp*).

Con estas modificaciones, se pretende: 1) en el caso de la generación, asegurar nuevas inversiones, pues las tarifas serán definidas por el mercado, y establecer un plazo largo para los contratos, a la vez que dichas tarifas tenderán a los costos eficientes ya que surgirán de la competencia en las licitaciones de generadores actuales y potenciales y estarán sujetas a un precio tope razonable; 2) en el caso de la transmisión, se establece un marco estable de ingresos, con tarifas pagadas por los beneficiarios y determinadas competitivamente a través de licitaciones para las líneas establecidas bajo el plan de transmisión.

6. CARACTERIZACIÓN DE LOS PROCESOS DE REFORMA

En el cuadro 6.7. se presentan las principales características e instrumentos utilizados en los más importantes procesos de reforma. En dichos modelos, los mercados en tiempo real funcionan generalmente para un balance de posiciones entre la cantidad despachada y los compromisos contractuales, los cuales pueden pactarse en contratos de mediano plazo o contratos realizados en los mercados de día previo. A su vez, en varias experiencias los contratos no solo tienen un carácter financiero, sino que también tienen implicancias para el despacho.

Cuadro 6.7. Comparación de los instrumentos utilizados en los principales procesos de reforma

Mercado	Contratos bilaterales	Derivados financieros	Mercado de día previo	Mercado en tiempo real	Precios marginales locales	Requerimientos de capacidad instalada	Derechos financieros de transmisión	Precio tope
Nord Pool	X	X	X	X		X	CFD	
Australia	Financiero		Indicativo	X			SRA	X
UK-NETA	X	X	Privado	X				
PJM	X		X	X	X	X	X	X
ERCOT	X		Indicativo	X			Tcc	X
FERC SMD	X		X	X	X	X	X	X

CFD : *Contract for Differences*

TCC : *Transmission Congestion Contract*

SRA : *Settlement Residue Actions*

Fuente: Spiller *et al.* 2004.

Del mismo modo, se observa la existencia de imposiciones regulatorias que determinan la creación de mercados de capacidad y de servicios complementarios de reserva, los cuales brindan sostenibilidad y confiabilidad al sistema. El manejo de la congestión también cuenta con pautas similares en los mercados mencionados, existiendo mercados competitivos en los que se transan los derechos de transmisión.

En cuanto a los resultados obtenidos, es difícil evaluar las diversas experiencias debido a que se tienen que tomar en cuenta diferentes indicadores de desempeño. Una primera evaluación, que toma en cuenta criterios como niveles de inversión y seguridad de suministro —a través del margen de reserva—, poder de mercado, ineficiencias, dificultades en el manejo de riesgos y el grado de participación de la demanda, se presenta en el cuadro 6.8.

Cuadro 6.8. Comparación de los resultados de los principales procesos de reforma

Mercado	Margen de reserva (2002)	Poder de mercado	Ineficiencias	Desarrollo de manejo de riesgos	Participación de la demanda
Nord Pool	29%	No significativo	Infrecuentes	Muy significativa	Significativa
Australia	18%	Significativo	Poco frecuentes	Poco significativa	Poco significativa
UK-NETA	27,5%	Poco significativo	Poco frecuentes	Significativa	Significativa
PJM	17,2%	Significativo	Frecuentes	Poco significativa	Poco significativa
ERCOT	> 30%	Significativo	Frecuentes	No significativa	Poco significativa

Fuente: Spiller *et al.* 2004

Los procesos de reforma a nivel latinoamericano, que se iniciaron tempranamente con la reforma del mercado chileno en el año 1982, estuvieron marcados, básicamente, por el rediseño de los mercados eléctricos, la introducción de competencia en determinados segmentos y la promoción de la participación privada.²³

Sin embargo, el grado de desregulación y avances logrados ha variado ampliamente, dependiendo de las características institucionales y del tamaño de mercado, teniéndose experiencias como la colombiana en un extremo, con una bolsa de energía y la introducción de competencia a nivel minorista; y en el otro, el caso de Guyana, donde existe un monopolio de propiedad mixta. En el gráfico 6.19. se caracterizan

²³ Una primera revisión de las principales reformas del sector eléctrico en los países latinoamericanos se puede consultar en Spiller y Martorell 1996.

estos diseños sobre la base de los esquemas presentados en el capítulo 2 y la participación en la propiedad del sector público y del sector privado.

Gráfico 6.19. Diseños de mercado latinoamericano



Fuente: Millán 2003

7. EL DISEÑO DE MERCADO ESTÁNDAR DE LA FERC

Luego de la crisis de California y de los cambios que se han tenido que hacer en importantes experiencias como la de Reino Unido, los especialistas del sector dentro de Estados Unidos han venido trabajando la propuesta de un diseño de mercado estándar (*Standard Market Design, SMD*), el cual ha sido presentando en una serie de documentos de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC). Este diseño de mercado planteado se basa en la búsqueda de algunos objetivos básicos: 1) promover la operación diaria eficiente del mercado, 2) entregar señales adecuadas para los inversionistas y la demanda y, 3) que los mecanismos planteados en el modelo sean implementables a un costo razonable para la sociedad.

Esta propuesta ha sido estudiada adicionalmente por diferentes entidades tales como el Departamento de Energía de Estados Unidos, habiéndose realizado una serie de análisis sobre sus potenciales impactos en los diferentes mercados regionales. A continuación resumimos las principales características de la propuesta de la FERC de acuerdo a un documento elaborado por el Departamento de Energía de Estados Unidos (2003):

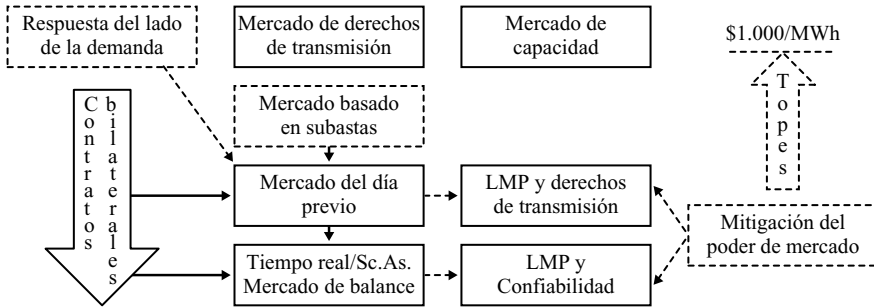
- Creación de un operador de la red independiente de cualquier participante del mercado que se encargue del despacho y las restricciones de transmisión con el fin de evitar la influencia de los agentes involucrados en las transacciones del mercado mayorista sobre la operación del sistema.

- Un mercado basado principalmente en la firma de contratos de largo plazo como forma predominante de hacer negocios, que permita estabilidad al sistema y reduzca los incentivos a ejercer poder de mercado en el mercado *spot*.
- Un mercado *spot* de corto plazo voluntario con precios transparentes. En particular, se requeriría un mercado de un día antes (*Day Ahead Market*) para coordinar el compromiso de las centrales. A su vez, el manejo de desbalances requeriría la operación de un mercado *spot* en tiempo real basado en subastas competitivas.
- Un planeamiento regional de la transmisión, que incluya guías para la instalación de centrales y líneas de transmisión económicamente eficientes así como programas para fomentar la generación distribuida —es decir, dentro del área de concesión de las distribuidoras, lo cual reduce las inversiones en transmisión y las pérdidas de energía—, la respuesta de la demanda a los precios en el mercado *spot*²⁴ y mejoras en el manejo en tiempo real de la red. Ello asegurará el abastecimiento eficiente de la electricidad a lo largo del territorio.
- Señales de precios locales. Los mercados *spot* deben usar precios marginales locales (*Locational Marginal Prices*, LMP), que valoren las restricciones de transmisión. Estos darán las señales para las inversiones de una capacidad de generación rentable y fomentarán, donde sea necesaria, una mayor capacidad de transmisión.
- Derechos de transmisión comercializables. Estos derechos deben acompañar a los LMP, ya que permiten a los compradores del mercado mayorista, generadores y comercializadores, manejar los riesgos de incrementos súbitos en los precios. Los mecanismos más usados son los «derechos financieros de transmisión».
- Necesidad de medidas destinadas a mitigar el poder de mercado. Ello debido a que generalmente en las bolsas de energía pueden darse comportamientos explotadores del poder de mercado en determinadas horas, los cuales son difíciles de distinguir en un contexto de una alta volatilidad de precios. En muchas experiencias se han usado precios topes.
- Una medida adicional destinada a evitar problemas de capacidad insuficiente y cortes son los requisitos de adecuación de recursos, en particular a través de la exigencia de niveles de reserva mínimos (cerca de 12%).²⁵

²⁴ Para una discusión de los principios económicos y beneficios de incrementar la respuesta de la demanda, ver Ruff 2002.

²⁵ Una discusión de las medidas planteadas por la FERC y análisis de su posible impacto sobre los mercados eléctricos de Estados Unidos se presenta en US Department of Energy 2003.

Gráfico 6.20. El diseño de mercado estándar de la FERC



Fuente: Zhou 2003

8. COMENTARIOS FINALES

La revisión realizada de algunas experiencias relevantes de reforma del sector eléctrico muestra que estos procesos han tenido que enfrentar una serie de eventos inesperados, lo que llevó en algunos casos a una crisis del modelo adoptado (California) y en otros a la necesidad de realizar cambios radicales al diseño de mercado (Inglaterra y Gales). Por otra parte, en Latinoamérica se vienen adoptando esquemas híbridos como las licitaciones de contratos de largo plazo usadas en Brasil como forma de atraer inversiones, modelo que también se está implementando en el Perú, país donde la reforma ha obtenido importantes logros y donde no se ha enfrentado un período de crisis del sistema como en otros casos latinoamericanos.

En vista de los resultados obtenidos en los procesos de reforma a nivel internacional se puede ver que la introducción de mecanismos de mercado y participación privada en el sector eléctrico está todavía en un proceso de maduración y refinamiento, tratándose de encontrar los diseños de mercado más adecuados a las características institucionales y estructurales de cada país. En particular, existe un proceso de aprendizaje y búsqueda de las reglas que permitan garantizar inversiones suficientes y promover la competencia y la eficiencia en el sector eléctrico. En este proceso existen algunos avances como la propuesta de diseño de mercado estándar de la FERC, pero que todavía está lejos de convertirse en un modelo de consenso a nivel internacional. Parece ser que cada país debe ir aprendiendo de los problemas enfrentados y buscar un modelo propio que se adapte a las peculiaridades de su mercado, teniendo como marco de referencia los problemas enfrentados en otras experiencias.

APÉNDICE 6.1. PROCEDIMIENTO DE FIJACIÓN DE PRECIOS DE ENERGÍA Y POTENCIA EN EL PERÚ

Precio básico de energía

El precio básico de energía viene a ser aquel precio estabilizado que permite que los generadores obtengan ingresos equivalentes a los que se habrían registrado de aplicarse los costos marginales mensuales del mercado *spot*, considerando la evolución esperada de la oferta y la demanda. La finalidad de este cálculo es reducir la volatilidad de los precios tanto para el generador como para el distribuidor, y por lo tanto a sus clientes finales, además de dar una señal de precios de mediano plazo con la cual puedan analizar sus decisiones de inversión los potenciales inversionistas.²⁶

Para determinar el costo marginal mensual se utiliza un modelo de programación dinámica (PERSEO), en el cual se minimiza el costo de operación teniendo en cuenta no solo los costos de las centrales térmicas sino también el costo de oportunidad del uso del agua. Se asume que el agua puede ser embalsada para usarla en el futuro, o ser utilizada en el presente, con el riesgo de que el costo de operación sea mayor en el futuro, debido a la necesidad de recurrir a las centrales térmicas. En un parque hidrotérmico como el peruano, el objetivo en cada período es minimizar la suma de los costos operativos inmediatos dados por las centrales térmicas, más el costo futuro del uso del agua. Este modelo debe respetar las restricciones técnicas del balance hídrico, los límites de transmisión y la capacidad de generación, y las leyes físicas que gobiernan los sistemas eléctricos.

El modelo PERSEO realiza esta función obteniendo el despacho en cada barra del sistema y los costos marginales mensuales. Se utiliza programación dinámica para determinar la estrategia óptima de operación considerando la incertidumbre sobre el comportamiento de la hidrología, por lo que se consideran diferentes escenarios de hidrología basados en registros históricos de caudales naturalizados de los últimos 36 años.

La demanda del sistema es proyectada a partir de dos componentes: 1) un componente vegetativo del consumo que se estima usando un modelo econométrico, donde las ventas de electricidad dependen del PBI esperado, las tarifas y el crecimiento poblacional²⁷ y, 2) un componente que incorpora las cargas adicionales o grandes

²⁶ Una manera sencilla, aunque incompleta, de analizar las decisiones de inversión consiste en comparar los precios promedios del sistema con el costo medio de una central de generación, el cual dependerá a su vez, en forma inversa, del grado de utilización de la capacidad instalada o del despacho esperado de la central, lo cual se puede medir a través del «factor de planta» (ver Stoft 2002: capítulos 1-3).

²⁷ Una discusión detallada de los diferentes modelos de estimación de la demanda agregada, incluyendo la necesidad de usar un modelo en logaritmos para poder interpretar los coeficientes como

proyectos que pueden alterar significativamente el crecimiento de la demanda de electricidad y que el modelo econométrico no necesariamente captura, dado el tamaño de la demanda nacional de electricidad. El modelo PERSEO utiliza la demanda al nivel de barras usando pérdidas de energía estándares a transmisión y distribución. Se construyen diagramas de carga mensuales divididos en dos bloques horarios —punta y fuera de punta—, estos bloques se abastecen con la oferta disponible buscando el mínimo costo y se calculan los costos marginales correspondientes, cuyos promedios se utilizan para fijar las tarifas de energía punta y fuera de punta. Respecto al «Plan de obras» —relación de centrales generadoras que entrarán a operar en los próximos veinticuatro meses—, los criterios básicos que se han usado para incorporar centrales fueron considerar inicialmente las centrales incorporadas en el «plan referencial de electricidad» del MINEM, y luego aquellas cuyo ingreso esperado al sistema sea más factible, de acuerdo al grado de avance de las obras, el financiamiento y el compromiso de los operadores. Sin embargo, los criterios utilizados no han sido aceptados por consenso, lo que ha dado lugar a una serie de discusiones con el COES.

El precio en barra de energía se calcula como un costo promedio de abastecimiento para un horizonte de veinticuatro meses, ponderando los costos marginales (CMg_j) con las demandas de energía mensuales proyectadas (q_j). Este valor se actualiza usando la tasa regulatoria (r) de 12% real anual establecida en la ley de concesiones eléctricas.

$$\sum_{j=1}^{24} \frac{PB \cdot q_j}{(1+r)^j} = \sum_{j=1}^{24} \frac{CMg_j \cdot q_j}{(1+r)^j} \Rightarrow PB = \frac{\sum_{j=1}^{24} \frac{CMg_j \cdot q_j}{(1+r)^j}}{\sum_{j=1}^{24} \frac{q_j}{(1+r)^j}}$$

Adicionalmente, las modificaciones introducidas en diciembre de 2004 han considerado pertinente que las tarifas incorporen también la evolución de la oferta y la demanda de los doce últimos meses, como un mecanismo que permita ajustar las tarifas a la evolución real del sector.

En el cálculo de las tarifas se utilizan los costos variables auditados de los generadores, que incluyen el costo variable del combustible y otros costos variables —asociados a los lubricantes y mantenimientos por hora de operación—, conocidos como costos variables no combustibles. Sin embargo, debe destacarse que las centrales a gas natural pueden declarar anualmente sus costos variables con un tope máximo basado en el precio del gas de Camisea en boca de pozo, más el costo del transporte y distribución del gas en Lima (en aplicación del procedimiento 31 C del COES-SINAC).

elasticidades y una especificación de un «modelo de corrección de errores» se encuentra en Bendezú y Gallardo 2004.

Precio básico de potencia

El precio básico de potencia se basa en el costo de instalación y mantenimiento de la central que será la última en despachar en los períodos de máxima demanda proyectada durante los próximos dos años, incluyendo un margen de reserva y un porcentaje de indisponibilidad forzada. En la actualidad el cálculo de este precio se basa en el «Procedimiento para la determinación del precio básico de potencia», aprobado mediante resolución OSINERG 260-2004-OS/CDE.

La central con cuyos costos se calcula el precio básico de potencia deberá tener una capacidad estándar no menor al 3,5% y ni superior al 5,0% de la máxima demanda anual del sistema. En la actualidad la central corresponde a una unidad turbogás de 174,2 MW —ISO - diésel 2—. El precio de potencia se obtiene de calcular un valor por MW-mes sobre la base de la anualidad de los costos de inversión y operación y mantenimiento, considerando una vida útil de treinta años para la conexión y de veinte años para el generador, y usando una tasa de actualización de 12%. Se considera que la central está ubicada en Lima —centro de carga—, siendo la potencia efectiva el 95,1% de la potencia ISO. A este costo se le suman otros componentes que resultan de aplicar los factores de indisponibilidad fortuita de la unidad punta (FIF) y el factor margen de reserva firme objetivo (FMRFO). En el primer caso se considera una tasa de indisponibilidad fortuita (TIF) de 2,63% y en el segundo un margen de reserva firme objetivo (MRFO) de 19,4%. Luego de aplicar estos dos factores al precio de potencia (PP), se obtiene el precio básico de potencia (PBP). La idea es que de esta forma los generadores podrán recaudar en sus contratos, a través de la tarifa en barra, el monto de dinero necesario para pagar a las centrales disponibles incluyendo la reserva del sistema.

$$PBP = PP * (1 + MRFO) * (1/1-TIF) = PP * FMRFO * FIF$$

Debe considerarse, por último, que la central marginal no necesariamente corresponde a una central existente en el sistema, sino más bien a una central eficiente de acuerdo a consideraciones técnicas y económicas, que permitan identificar un costo razonable de expansión del sistema. Entre estas consideraciones están el tamaño y la tecnología o modelo a utilizar, para lo cual se toma como referencia la información de la publicación *Gas Turbine World Handbook* del año vigente, la cual considera precios promedio del mercado. Los resultados de la regulación tarifaria de mayo de 2006 se resumen en el cuadro 6.9.:

**Cuadro 1. Fijación del precio básico de potencia en el Perú
(mayo de 2006)**

CENTRAL TERMOELECTRICA		TASA	Moneda Extranjera Miles US\$	Moneda Nacional Miles US\$	TOTAL Miles US\$
Precio FOB			35 212.50		35 212.50
Repuestos iniciales		2.50%	880.31		880.31
Transporte y Seguro Marítimo		4.00%	1 408.50		1 408.50
Aranceles ad-valorem		4.00%		1 500.05	1 500.05
Gastos de desaduanaje		0.80%		300.01	300.01
Transporte local				202.67	202.67
Montaje electromecánico			293.38	569.40	862.78
Pruebas y puesta en marcha				120.50	120.50
Supervisión			241.72	469.23	710.95
Adquisición de terreno (incluye sub estación)				283.66	283.66
Obras Preliminares y Cerco (incluye subestación)				120.42	120.42
Obras civiles				341.92	341.92
Suministro de sistema de combustible				1 003.41	1 003.41
Suministro de sistema contra incendio				177.34	177.34
Gastos Generales - Utilidad Contratista				215.16	215.16
Intereses Durante la Construcción	(1)	6.76%	2 572.16	358.66	2 930.82
Costo Total de Inversión de la Central Termoeléctrica (CTI _{CT})			40 608.57	5 662.44	46 271.01

CONEXIÓN ELECTRICA		TASA	Moneda Extranjera Miles US\$	Moneda Nacional Miles US\$	TOTAL Miles US\$
Precio FOB			2 107.51		2 107.51
Transporte y Seguro Marítimo		4.00%	84.30		84.30
Aranceles ad-valorem		4.00%		87.67	87.67
Gastos de desaduanaje		0.80%		17.53	17.53
Transporte local				18.60	18.60
Obras civiles				36.56	36.56
Ingeniería, Montaje, Pruebas y puesta en servicio, suministro local				130.27	130.27
Supervisión				47.74	47.74
Gastos Generales - Utilidad Contratista				26.38	26.38
Intereses Durante la Construcción	(1)	6.76%	148.22	24.67	172.88
Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica (CTI _{CE})			2 340.03	389.43	2 729.46

ANUALIDAD DE LA INVERSION				
CENTRAL TERMOELECTRICA		Miles US\$ / año	Miles US\$ / año	Miles US\$ / año
Vida Útil (años)	20			
Factor de Recupero de Capital	13.39%			
Anualidad del Costo Total de la Inversión de la Central Térmica (aCTI _{CT})		5 436.63	758.08	6 194.71

CONEXIÓN ELECTRICA		Miles US\$ / año	Miles US\$ / año	Miles US\$ / año
Vida Útil (años)	30			
Factor de Recupero de Capital	12.41%			
Anualidad del Costo Total de la Inversión de la Conexión Eléctrica (aCTI _{CE})		290.50	48.35	338.84

Costo Fijo Anual de Operación y Mantenimiento		Miles US\$ / año	Miles US\$ / año	Miles US\$ / año
Costo Fijo de Personal y Otros (CFPyO)			890.28	890.28
Costos Fijos de Operación y Mantenimiento (CFOyM)		662.46		662.46
Participación		79.02%	20.98%	
Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento (CFaOyMe)		8.92	US\$ / kW-año	

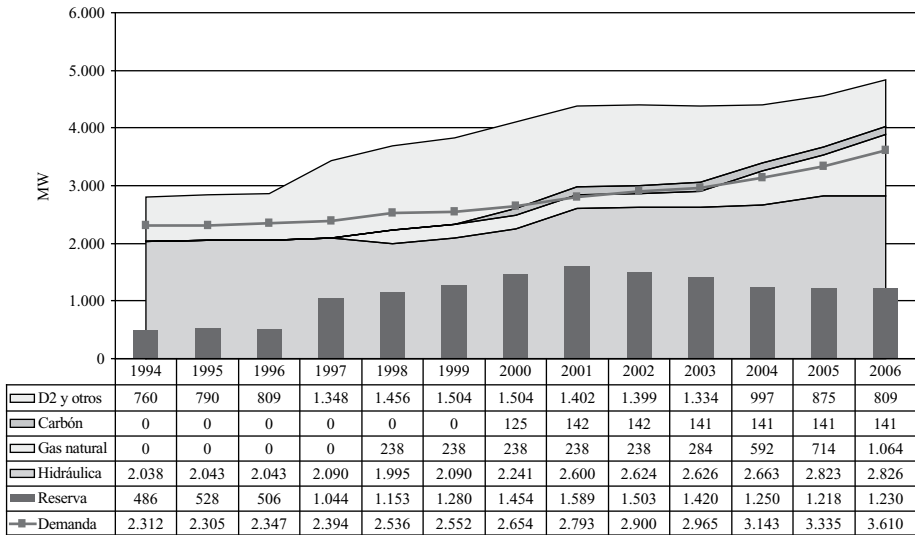
Anualidad de la Inversión de la Unidad de Punta		37.52	US\$ / kW-año
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Estándar (CCUPS)		46.43	US\$ / kW-año
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Efectiva (CCUPE)		48.78	US\$ / kW-año
Precio Básico de la Potencia (PBP)		59.82	US\$ / kW-año

Capacidad Estándar de la unidad de Punta (CE _{ISE})		174.2	MW
Potencia Efectiva (P _{EF})		165.8	MW
Factor de Ubicación (FU)		1.051	
Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema (MRFO)		19.40%	
Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad (TIF)		2.63%	

Fuente: OSINERG-GART/DGT 058-2006

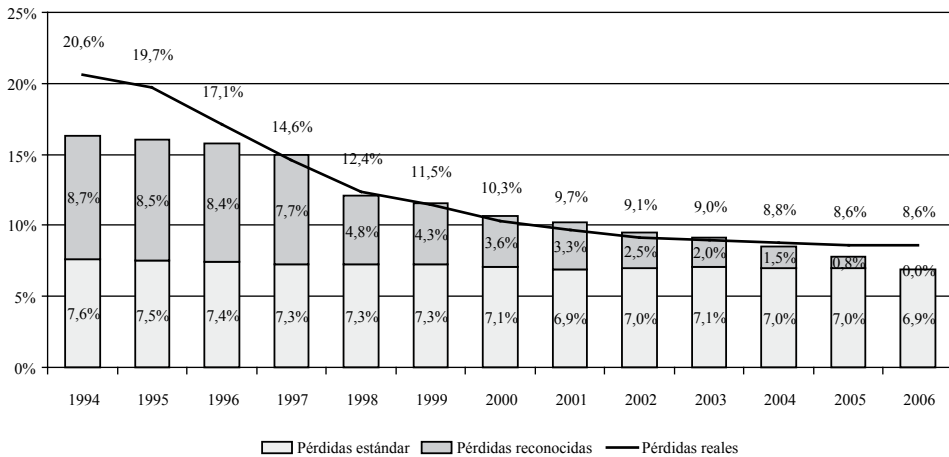
APÉNDICE 6.2. INDICADORES DE DESEMPEÑO DEL SECTOR ELÉCTRICO PERUANO (1994-2006)

Gráfico 1. Evolución de la demanda y oferta de electricidad en el SEIN (1994-2006)



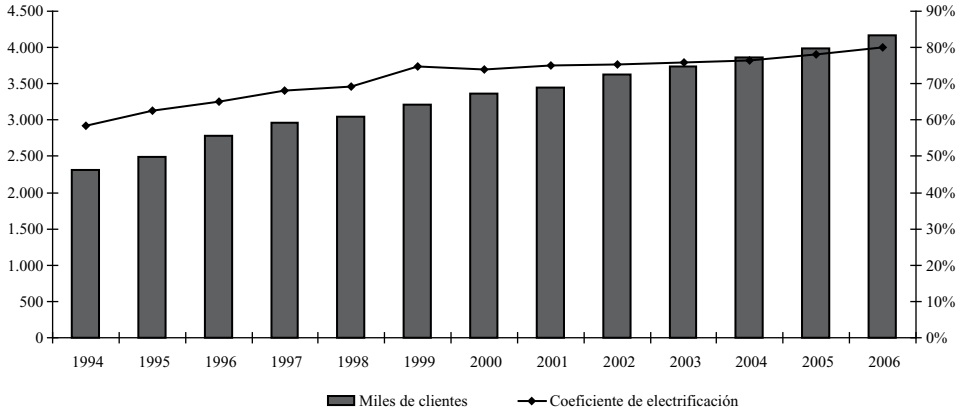
Fuente: GART - OSINERGMIN

Gráfico 2. Evolución de las pérdidas de energía en distribución (1994-2006)



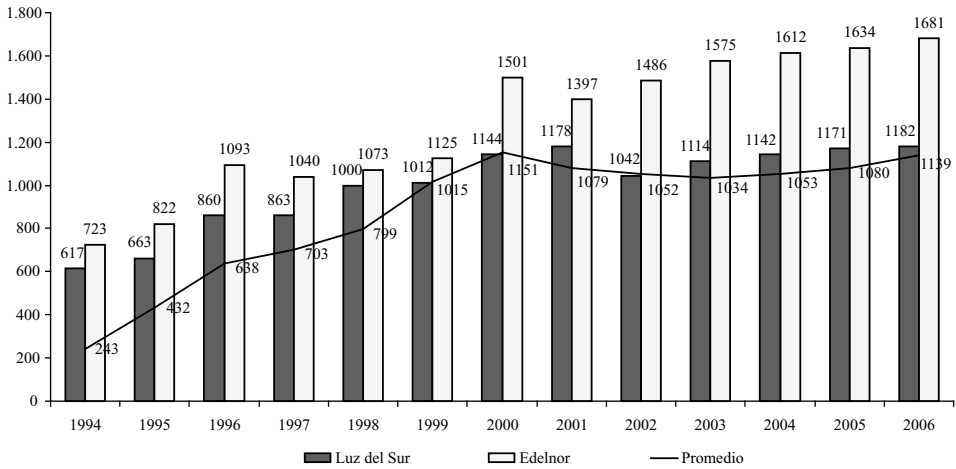
Fuente: GART - OSINERGMIN

Gráfico 3. Evolución de la cobertura (1994-2006)



Fuente: GART-OSINERGMIN

Gráfico 4. Evolución del número de clientes por trabajador (1994-2006)



Fuente: GART-OSINERGMIN

CAPÍTULO 7

SUPERVISIÓN DE LA CALIDAD EN EL SECTOR ELÉCTRICO PERUANO

1. INTRODUCCIÓN

En los mercados competitivos si una empresa decide incrementar unilateralmente la relación precio-calidad que ofrece a los consumidores, el resultado sería una disminución en su nivel de ventas con la consiguiente reducción o pérdida de su participación en el mercado. Esto se debe a que los consumidores pueden recurrir a otras empresas para obtener la mejor relación calidad-precio. En este tipo de mercados, por lo tanto, no se justifica la regulación de la calidad, pudiendo la intervención más bien terminar restringiendo artificialmente la gama de productos ofrecidos (Shapiro 1982).¹

La regulación de la calidad en industrias de redes, donde no se puede elegir libremente al proveedor y la sustitución del bien o servicio es limitada, ha sido enfatizada a partir del trabajo de Spence (1975) donde se muestra que la provisión de calidad por parte de un monopolista no regulado determinará un nivel de calidad distinto del socialmente óptimo. Más específicamente, un monopolista elige el nivel de la calidad a proveer de acuerdo a las preferencias del consumidor que marginalmente consume el bien o servicio, mientras que el nivel óptimo para la provisión de calidad debe reflejar más bien la valoración promedio de los distintos consumidores (ver detalles en Dammert, Gallardo y Quiso 2004).

La supervisión de la calidad del servicio eléctrico es un aspecto importante de la intervención del Estado en esta actividad debido no solo a las características monopólicas de la provisión del servicio sino a los incentivos que pueden tener las empresas para brindar niveles de calidad inferiores a los deseables y a las dificultades que

¹ La calidad se puede definir como el conjunto de propiedades inherentes a un producto o servicio que le confieren la capacidad de satisfacer necesidades implícitas o explícitas. En esa medida estas características le confieren valor al bien o servicio incrementando la disponibilidad a pagar de los consumidores por el mismo.

enfrentan muchas veces los consumidores para distinguir una mala calidad —información asimétrica— y realizar reclamos a las empresas.²

Si bien existen estudios sobre la calidad en el servicio eléctrico, no se conocían anteriormente aplicaciones extensivas de los mismos que incorporaran los niveles de calidad deseados y los instrumentos de supervisión y sanción para el lograr el cumplimiento —*enforcement*— de los mismos. Por eso, en el Perú, el Organismo Regulador y Supervisor de la Energía y Minería (OSINERGMIN) desarrolló en el año 2003 una metodología integral que incorpora estos conceptos. El presente capítulo, por lo tanto, desarrolla los conceptos utilizados y la experiencia del OSINERGMIN en este tema.

2. ÁMBITO DE LA SUPERVISIÓN DE LA CALIDAD EN EL SERVICIO ELÉCTRICO

En los mercados donde existe competencia efectiva, las empresas compiten ofertando diferentes precios y niveles de calidad, de modo tal que los clientes pagan un precio competitivo para el nivel de calidad que desean o están dispuestos a pagar. En cambio, en las industrias de redes —como en el caso del sector eléctrico— se enfrentan dos problemas: 1) dado que no existe competencia en precios tampoco se compete por calidad; 2) dentro de una zona de concesión no es posible ofrecer diferentes opciones de precio y calidad de producto, salvo en los aspectos relacionados con la comercialización del bien o servicio.

Dadas estas consideraciones, es común que en el sector eléctrico se regulen no solamente los precios, sino también la calidad del suministro. Los aspectos de la calidad que normalmente se regulan son los siguientes:

Calidad técnica

La calidad técnica considera dos componentes: la calidad de producto y la calidad de suministro.

² En un contexto de información asimétrica, Besanko, Donnenfeld y White 1987 estudian el caso de un monopolista discriminador en presencia de consumidores heterogéneos. En un contexto de discriminación de segundo grado el monopolista ofrece una canasta de bienes o servicios con diferentes calidades buscando un proceso de autoselección de los consumidores. El marco regulatorio también incide en los incentivos para proveer calidad, en el caso de tasa de retorno para sobreinvertir en ella y en el caso de los mecanismos de incentivos para subinvertir en ella en el afán de reducir costos y maximizar ganancias residuales.

Calidad del producto

En lo referente a la calidad del producto, los principales aspectos a considerar son la tensión, la frecuencia y las perturbaciones —*flicker* y tensiones armónicas—, los cuales se explican a continuación brevemente.

La tensión o voltaje es la presión eléctrica que se ejerce sobre la corriente, valor que varía entre sistemas eléctricos. Para el consumidor es importante el nivel de voltaje que recibe del sistema eléctrico, ya que variaciones en el mismo pueden ocasionar daños a sus instalaciones y equipos. Por ello un indicador de la calidad de tensión mide la diferencia entre la tensión efectiva en el punto de entrega (V_K) y la tensión nominal (V_N) (220 V en muchos países).

$$\Delta V_K (\%) = \frac{V_K - V_N}{V_N} \cdot 100\% \quad (7.1)$$

Esta medición la realizan las empresas en intervalos durante el día.

Otra medida importante es la frecuencia, que corresponde al número de ciclos que suceden durante un segundo, siendo su unidad de medida el hertz (Hz). Un hertz es un ciclo por segundo. Una frecuencia típica es 60 Hz y las variaciones permisibles son de alrededor de 1 Hz. Grandes variaciones de la frecuencia pueden dañar los equipos de generación u otros —cambios de velocidad en máquinas rotativas, mal funcionamiento de equipos sincronizados, sobrecalentamientos, entre otros—. La raíz de las variaciones de la frecuencia son los desequilibrios entre la generación y el consumo que pueden existir en el despacho en tiempo real, siendo principalmente una variable de control del operador del sistema eléctrico. Un indicador de la calidad de la frecuencia es:

$$\Delta f_K (\%) = \frac{f_K - f_N}{f_N} \cdot 100\% \quad (7.2)$$

Donde f_K es la frecuencia registrada y f_N es la frecuencia nominal.

Por otra parte, un tipo de perturbación es el *flicker* (parpadeo), el cual consiste en variaciones temporales de la luminosidad ocasionadas por distorsiones en la onda de tensión. Este fenómeno provoca molestias por encima de ciertos umbrales, incrementándose esta rápidamente con la amplitud de la fluctuación o con repetición por más que sea débil (Rivier Abbad 1999). El origen de este fenómeno radica en oscilaciones importantes de potencia eléctrica en la red, que provocan variaciones en la tensión, debido por ejemplo a hornos de arco, soldadura por puntos (resistiva), motores con arranques frecuentes, laminadoras, molinos industriales, máquinas herramientas, entre otros equipos que se conectan a la red.

Por último, otro tipo de perturbación son las «tensiones armónicas».³ Estas son originadas por cargas conectadas a la red que demandan intensidades no sinusoidales. Rivier Abbad (1999) menciona algunas cargas de uso industrial, como los convertidores de potencia (rectificadores), los hornos de inducción y los hornos de arco; y algunas cargas de uso residencial, como los televisores, los aparatos controlados por tiristores o las lámparas fluorescentes. Asimismo, la sobrecarga de transformadores de voltaje y equipos que transforman la corriente alterna en continua también son causas potenciales de estas perturbaciones. Los efectos negativos comprometen los equipos de control y las protecciones. También provocan sobrecalentamiento de motores y condensadores, aumento de pérdidas de energía, errores en la medición de energía, interferencia con sistemas de telecomunicaciones, etcétera.

Calidad de suministro

La calidad de suministro está relacionada con la ocurrencia de las interrupciones en el sistema eléctrico. En general, se suelen contabilizar las interrupciones que superan los tres minutos, aunque en algunos países el umbral para empezar a contabilizarlas es de un minuto.

Las interrupciones pueden originarse por problemas en las etapas de generación, transmisión o distribución de electricidad. Sin embargo, en la medida en que exista un parque generador desarrollado, capaz de atender al íntegro de la demanda nacional y hacerlo de manera rápida, esta etapa del servicio puede tener muy poca incidencia en el origen de las interrupciones. Un caso similar es el de transmisión, en la medida en que se trata de un segmento muy monitoreado, debido a que las fallas en este sistema pueden ocasionar daños a grandes sectores de la red eléctrica. Por estas razones, los resultados de diferentes estudios indican que entre un 80% a 95% de las interrupciones se deben a problemas en la etapa de distribución (ver Rivier Abbad 1999).

También es importante el hecho de que el impacto de las inversiones en calidad de suministro en la red de distribución sea muy localizado, y aunque para mejorar la calidad de suministro de determinados sectores se requieran inversiones pequeñas, para hacerlo con la población en general se requiere de un monto de inversión agregado significativamente mayor —la agregación de todas las pequeñas inversiones—. Por otro lado, la mayor vulnerabilidad de la red de distribución (debido en parte a

³ Estas son variaciones irregulares en las ondas, en particular, tensiones cuya frecuencia es un múltiplo entero de la frecuencia fundamental nominal de la tensión de alimentación (que en el caso peruano es de 60 Hz) y que conforman la onda emitida por la empresa distribuidora. De esta manera, los armónicos se miden como la amplitud relativa de su valor eficaz (media del valor eficaz) con respecto al de la frecuencia fundamental (o frecuencia nominal del sistema).

que es más costoso implantar sistemas de protección dada su configuración en comparación con la de transmisión), hace que los orígenes de las fallas en el suministro sean bastante más diversos que en el caso de las etapas de generación y transmisión, aumentando su probabilidad de ocurrencia.⁴

Normalmente se utilizan dos indicadores de calidad del suministro. El primero es el número de interrupciones durante un período dado —semestral, anual—. El segundo es la duración total de las interrupciones durante un período, el cual puede incluir interrupciones programadas a las cuales se les da comúnmente una ponderación menor en el indicador. La fórmula de este indicador es:

$$D = \sum_{i=1}^N k_i d_i \quad (7.3.)$$

Donde d_i es la duración de la interrupción i y k_i es el factor de ponderación de la duración de las interrupciones dependiendo de su causa, por ejemplo:

- Interrupciones programadas por expansión o reforzamiento: $k_i = 0,25$
- Interrupciones programadas por mantenimiento: $k_i = 0,5$
- Las demás interrupciones: $k_i = 1$
- Interrupciones por fuerza mayor: $k_i = 0$

Internacionalmente se suelen usar dos indicadores de calidad de suministro a nivel de sistemas eléctricos. Ellos son el SAIFI (frecuencia media de interrupción por usuario, en inglés *System Average Interruption Frequency Index*) y el SAIDI (duración media de interrupción por usuario, en inglés *System Average Interruption Duration Index*). La definición de estos indicadores se expresa con las siguientes fórmulas:

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n u_i}{N} \quad , \quad SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n t_i \times u_i}{N} \quad (7.4.)$$

Donde:

- u_i : número de usuarios afectados en cada interrupción « i »
- t_i : duración de cada interrupción « i » (medida en horas)
- n : número de interrupciones en el período
- N : número de usuarios del sistema eléctrico al final del período

⁴ Una clasificación común de las causas de las fallas de calidad de suministro en la red de distribución, de acuerdo con sus diversos orígenes, las divide en las siguientes categorías: climatológico, externo, interno, fuerza mayor y desconocido.

Los indicadores de SAIFI y SAIDI dan una buena idea de la calidad promedio de suministro para todos los clientes del sistema eléctrico en evaluación.⁵

Calidad comercial

La calidad comercial del servicio eléctrico considera tres grandes rubros: la atención al cliente, la facturación y registro, y la medición del consumo. Respecto a la atención al cliente, los indicadores de calidad están relacionados con la atención a las solicitudes, los tiempos de espera y el trato al cliente. Respecto a la facturación, las facturas deben ser claras y correctas, contener toda la información necesaria y basarse en lecturas reales.

En cuanto a la medición del consumo, se debe garantizar que la energía facturada no presente errores de medida que exceden los límites especificados. Como parte de este último se consideran la calibración y el reemplazo de los medidores eléctricos.

Alumbrado público

En algunos países el alumbrado público es responsabilidad de las empresas concesionarias y se incluye en las tarifas. En otros es responsabilidad de la municipalidad, la cual se encarga de cobrarla en los arbitrios. En cualquier caso, la calidad del alumbrado público está relacionada con los niveles de iluminación de acuerdo a la zona. Un indicador de calidad del alumbrado público se define como la sumatoria de los tramos de la vía pública con alumbrado deficiente sobre el total de tramos de la vía pública.

Un resumen comparativo de las regulaciones internacionales de calidad se presenta en el cuadro 7.1.

⁵ Existen otros indicadores que se enfocan en la calidad de suministro a los clientes interrumpidos, denominados CAIFI (frecuencia media de interrupción por usuario cortado, en inglés *Customer Average Interruption Frequency Index*) y CAIDI (duración media de interrupción por usuario cortado, en inglés *Customer Average Interruption Duration Index*).

Cuadro 7.1. Resumen comparativo de las regulaciones internacionales de calidad

Países	Aspectos de la calidad regulados	Responsabilidad de la distribuidora	Incent./penal. Beneficiario de las penalizaciones	Zonificación de objetivos de calidad	Tipo de índices de calidad	Modo de control de la calidad	Separación distribución comercialización	Regulación por etapas
Argentina	Continuidad, calidad de la onda, y atención al cliente	Fiabilidad agregada, generación, transporte y distribución	Penalización: reducción en tarifa a clientes afectados	Por nivel de tensión: BT, MT y AT	Etapa 1: índices de sistema. Etapa 2: índices individuales	Medición selectiva con bases de datos de contingencias	No	Sí
Chile	Continuidad, calidad de la onda, y atención al cliente	Solo calidad de distribución. Deben cubrir tres años de demanda	Penalizaciones	Zonas urbanas y rurales (pendiente de definición: def. ant. 30 km o más de subestación primaria)	Índices individuales y de sistema	Clientes concretos, nudos elegidos estrictamente. Encuestas anuales	No	No
Inglaterra y Gales	Atención al cliente	Solo calidad de distribución	Penalización: compensación a clientes afectados	Relajación de la norma P. 2/5 en zonas de difícil suministro (Es-cocia)	Individuales garantizados, de sistemas objetivos	Encuestas a clientes, informes de distribuidoras a OFFER	Sí	No
Francia	Continuidad del suministro y calidad de la onda según contrato	Agregada	Según contratos	Por nivel de tensión (> o < 63 kV) Por N° de hab. (> o < 100.000)	Índices individuales	Compromiso de EDF con clientes en MT, AT	No	No
NYSEG	Continuidad del suministro. Atención al cliente		Incentivos / penalizaciones	12 divisiones del mercado de NYSEG	Índices de sistema	Control sobre cada una de las 12 divisiones de NYSEG	No	Sí
Noruega	Nivel de tensión y frecuencia. En proyecto continuidad del suministro	Según contratos para continuidad del suministro, si la falta tiene su origen en las redes de distribución	Penalización caso culpa. Distribuidora. Arbitrado por comité	Según contratos. Para continuidad del suministro no hay zonificación	Individuales según contrato si lo hay. Para continuidad del suministro, índices individuales	Informes obligatorios a los clientes	Sí	No

Fuente: Rivier Abbad 1999

3. DETERMINACIÓN DE LOS NIVELES ÓPTIMOS DE CALIDAD

La fijación de parámetros para niveles mínimos de calidad es necesaria debido a los incentivos intrínsecos y también a los derivados de los diferentes marcos regulatorios que tienen las empresas monopólicas para reducir sus niveles de calidad. El establecimiento de estos parámetros de niveles de calidad se puede hacer sin recurrir a mayores estudios usando criterios basados solo en los «niveles deseables» para la sociedad. Sin embargo, se debe tener en cuenta que cada nivel de calidad tendrá asociado un costo y que dicho costo será trasladado al consumidor.⁶

Por lo expuesto, aun cuando la determinación del nivel de calidad tenga un componente subjetivo, es recomendable tener en cuenta que a mayor calidad mayor será el costo del servicio. Un análisis de la provisión óptima de calidad debe, por lo tanto, considerar sus costos y beneficios. Rivier Abbad (1999) define el costo social neto (CSN) de proveer la calidad como la suma de las inversiones necesarias para lograr un determinado nivel de calidad más el costo o daño a los clientes asociado con este nivel de calidad —es decir, lo que pierden por no tener mayor calidad—. Por ejemplo, se puede pensar en el costo que representa para una fábrica tener una interrupción del servicio. El CSN se puede expresar en la siguiente fórmula:

$$CSN = I(CAL) + C(CAL) \quad (7.5.)$$

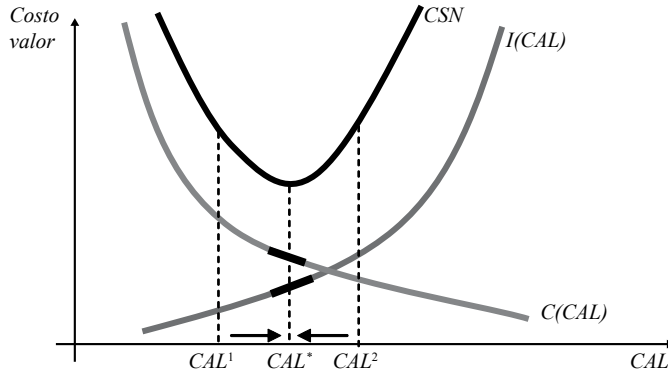
Donde:

- $I(CAL)$: costos de inversión necesarios para lograr un nivel de calidad « CAL »
- $C(CAL)$: costo de los usuarios asociado al nivel de calidad « CAL » (costo para el usuario de tener el nivel de calidad « CAL » en vez de la calidad máxima)

Se asume que tanto $I(CAL)$ como $C(CAL)$ son funciones convexas. Es decir, en el caso de $I(CAL)$ el costo de mejorar la calidad en una unidad es cada vez mayor y en el caso $C(CAL)$ el costo para el usuario de incrementar la calidad en una unidad es cada vez menor, lo que indica que los primeros incrementos en la calidad tienen un mayor efecto sobre el bienestar del usuario. Las funciones CSN , $I(CAL)$ y $C(CAL)$ se muestran en el gráfico 7.1.

⁶ Una discusión sobre la problemática de la regulación de la calidad en servicios públicos se puede encontrar en el capítulo 19 de Baldwin y Cave 1999. Sobre la determinación de los niveles óptimos de calidad en la provisión de electricidad se puede consultar Munasinghe y Gellerson 1979 y Munasinghe 1981.

Gráfico 7.1. Los costos y beneficios de provisión de calidad



Minimizando la función CSN de la expresión 7.5., tenemos que el nivel óptimo de calidad se encuentra donde:

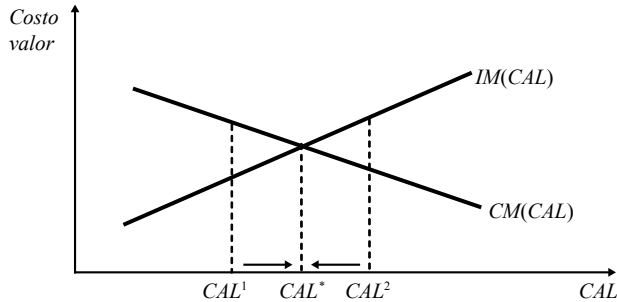
$$IM(CAL) = \frac{\partial I(CAL)}{\partial CAL} = -\frac{\partial C(CAL)}{\partial CAL} = CM(CAL) \quad (7.6.)$$

El punto correspondiente al óptimo se presenta como CAL^* en el gráfico 7.1. En este punto, la inversión marginal en la que incurren las empresas concesionarias para mejorar la calidad ($IM(CAL)$) es igual a la reducción marginal en los costos de los usuarios por una mejora en la calidad ($CM(CAL)$). Si se grafican estas dos funciones, el nivel óptimo de calidad también se puede ver como el punto en que ambas se intersecan (ver gráfico 7.2.). En un punto como CAL^1 la inversión marginal en calidad es menor que el valor marginal que los consumidores le otorgan a mayor calidad, por lo que este nivel debe incrementarse. Lo contrario sucede si se parte de un nivel de calidad como CAL^2 .

Este gráfico también permite analizar de manera simple dos problemas inmediatos del marco analítico descrito. En primer lugar, debido a la heterogeneidad de los clientes, cada uno de ellos tiene diferentes valoraciones de las fallas de calidad. En segundo lugar, el costo de proveer calidad en diferentes zonas del país puede también ser diferente, de modo que las funciones de costos de cada empresa distribuidora también pueden variar. Así, del análisis anterior podemos apreciar, por ejemplo, que el nivel aceptable de interrupciones del suministro de electricidad puede ser mayor en una zona rural donde los consumidores prefieren tener un menor nivel de calidad si ello significa pagar menos. El caso opuesto sería el de una empresa, por ejemplo minera, cuya producción puede verse afectada por una interrupción del suministro. En la práctica para determinar los niveles de calidad aceptables se pueden realizar encuestas a los diferentes clientes para extraer sus valoraciones por calidad, estudios de la evolución de los costos respecto a la calidad suministrada y análisis de *benchmarks*

internacionales como, por ejemplo, ver los niveles de calidad reconocidos en países con ingreso per cápita y otras características similares.

Gráfico 7.2. Obtención del nivel óptimo de calidad



4. SUPERVISIÓN DE LA CALIDAD

Un enfoque moderno para la supervisión de la calidad requiere de procedimientos efectivos que a su vez estén sujetos a criterios económicos. Un esquema típico de supervisión incluye las siguientes etapas:

- 1) La autoridad normativa establece los niveles requeridos de calidad para cada caso teniendo en cuenta los beneficios y costos (gráfico 7.1.).
- 2) El ente regulador o supervisor diseña los procedimientos de supervisión con el fin de alcanzar los niveles de calidad fijados en las normas, la forma como las empresas prestadoras del servicio deben medir y reportar sus niveles de calidad, así como las sanciones por los incumplimientos.
- 3) La empresa prestadora del servicio informa al regulador o supervisor los niveles de calidad alcanzados de acuerdo a los procedimientos de requerimiento de información.
- 4) El regulador o supervisor verifica que la información proporcionada por la empresa sea correcta. Dependiendo del indicador de calidad a medirse este proceso puede realizarse a través de un muestreo —alumbrado, facturación, contraste de medidores, entre otros—, dispositivos electrónicos —equipos testigos para la detección de interrupciones o medición de variaciones en la tensión e imágenes satelitales en el caso de aspectos medioambientales por ejemplo—, entre otros.
- 5) Cuando los niveles de calidad encontrados están por debajo de la norma, el regulador o supervisor aplica sanciones que normalmente consisten en multas pecuniarias, pero que pueden llegar en casos extremos a la paralización de los servicios, como en el caso de peligro inminente o daño irreversible.

En el caso peruano, en octubre de 1997, se promulgó la norma técnica de calidad de los servicios eléctricos-NTCE (decreto supremo 020-97-EM), donde se fijaron los estándares y compensaciones a cumplirse en los aspectos de calidad del suministro, calidad del producto y alumbrado público, así como un cronograma de aplicación por etapas. Paralelamente a ello, OSINERGMIN ha establecido una serie de procedimientos destinados a monitorear diferentes indicadores de calidad y seguridad que se deben supervisar en las actividades de generación, operación, transmisión y distribución. El cuadro 7.2. muestra los alcances de la función supervisora en el caso del Perú, mientras que el cuadro 7.3. muestra los indicadores utilizados en los procesos de supervisión del servicio público de electricidad para el caso peruano.

Cuadro 7.2. Alcances de la función de supervisión de OSINERGMIN

Área/objetivos	Metodología para empresas (obligaciones)	Procedimiento de supervisión de OSINERGMIN	Sanciones/compensaciones
Contraste de medidores	<ul style="list-style-type: none"> • Contrastar a solicitud del usuario. • Contrastar anualmente el 10% del parque de medidores. • Suministrar a OSINERGMIN información de su programa. 	<ul style="list-style-type: none"> • Verifica realización de contrastes. • Supervisa realización de contrastes en función de muestreo estadístico (resolución 005-2004-os/CD). 	<ul style="list-style-type: none"> • Aplicación de sanción administrativa por incumplimiento de contrastación. • Procedimiento establece evaluación semestral.
Alumbrado público	<ul style="list-style-type: none"> • Prestar servicio de alumbrado público y mantener instalaciones. • Atender oportunamente quejas de los usuarios. 	<ul style="list-style-type: none"> • Supervisión del funcionamiento del parque basado en muestra estadística representativa. • Establecimiento de tolerancias admisibles y de procedimiento de supervisión (resolución 192-2003-os/CD). 	<ul style="list-style-type: none"> • Aplicación de sanción administrativa por excederse de los límites de deficiencias admitidas en el procedimiento. • Evaluación semestral.
Zonas de alta afluencia de público (ZAAP)	<ul style="list-style-type: none"> • Notificar a los responsables de los establecimientos para que obtengan el certificado de buen funcionamiento eléctrico de certificadoras (CBFE). • Efectuar el corte del servicio a aquellos establecimientos que no presenten el CBFE. 	<ul style="list-style-type: none"> • OSINERGMIN comunica a concesionarias de electricidad relación de ZAAP que están obligadas a presentar CBFE. • Supervisa mediante muestra el cumplimiento de procedimiento 084-2005-os/CD. 	<ul style="list-style-type: none"> • Verifica muestralmente los cortes del servicio por no contar con los CBFE. • Aplica sanciones administrativas por excederse de límites. • Informa a Fiscalía de Prevención de Delito para que actúe en casos de alto riesgo.

Área/objetivos	Metodología para empresas (obligaciones)	Procedimiento de supervisión de OSINERGMIN	Sanciones/compensaciones
Seguridad pública en redes de distribución	<ul style="list-style-type: none"> • Conservar y mantener las redes e instalaciones cumpliendo las distancias y normas de seguridad. • Reportar periódicamente a OSINERGMIN información relativa a instalaciones de alto riesgo y riesgo moderado. 	<ul style="list-style-type: none"> • Establece procedimiento de supervisión (resolución 011-2004-os/CD). • Supervisa mediante muestras e indicadores de deficiencias establecidos en media tensión y en subestaciones de distribución. 	<ul style="list-style-type: none"> • Aplicación de multas administrativas cuando no se subsanan deficiencias según metas establecidas.
Zonas de alto riesgo eléctrico en servidumbres de líneas de transmisión (ZARES)	<ul style="list-style-type: none"> • Mantener líneas de transmisión y salvaguardar seguridad pública conservando distancias mínimas establecidas. • Informar a OSINERGMIN deficiencias según procedimiento establecido. • Disminuir zonas de riesgo identificadas mediante trabajos de saneamiento de zonas de servidumbre. 	<ul style="list-style-type: none"> • Establece procedimientos de reporte de información y de metas de saneamiento de líneas de transmisión (procedimiento 264-2005-05/CD). 	<ul style="list-style-type: none"> • Aplica sanciones administrativas por incumplimiento de metas establecidas de saneamiento de pliegos. • Dispone medidas cautelares por nuevas invasiones a franjas de servidumbre.
Fiscalización de generación de sistemas aislados	<ul style="list-style-type: none"> • Mantener eficientemente los sistemas de generación aislada evitando cortes prolongados del servicio. • Informar periódicamente al OSINERGMIN sobre el estado de equipos, margen de reserva de cada sistema y planes de contingencia operativa (PCO). 	<ul style="list-style-type: none"> • Establece procedimientos para la fiscalización y sistema de información de interrupciones y del balance entre oferta y demanda. • Supervisa planes de contingencia (<i>ex ante</i>) y verifica cumplimiento (<i>ex post</i>). 	<ul style="list-style-type: none"> • Aplica sanciones administrativas por exceder interrupciones o no contar con márgenes de reserva regulados.

Fuente: GFE-OSINERGMIN

Cuadro 7.3. Indicadores utilizados en el proceso de supervisión por OSINERGMIN

Procedimiento	Indicador	Fórmula	Fórmula	Frecuencia	Tamaño de muestra
Supervisión y fiscalización del servicio de alumbrado público	Deficiencias de alumbrado público (AP)	$DEF\% = \frac{DEF}{LAMP} \times 100$	<ul style="list-style-type: none"> • <i>DEF^{AP}</i>: porcentaje de lámparas de AP deficientes • <i>DEF</i>: número de lámparas deficientes en la muestra • <i>LAMP</i>: número total de lámparas de la muestra 	Semestral	4,62%
	Reclamos no atendidos	$RECL\% = \frac{RNAT}{RECLA} \times 100$	<ul style="list-style-type: none"> • <i>RECL</i>%; porcentaje de reclamos no atendidos en la muestra • <i>RNAT</i>: número de reclamos no atendidos • <i>RECLA</i>: número de reclamos del período 	Trimestral	100% (*)
Fiscalización de contratación y/o verificación de medidores de electricidad	Medidores no contrastados	$LOTEM = \frac{5}{100} \times PARQUE$	<ul style="list-style-type: none"> • <i>LOTEM</i>: número de medidores a contrastar • <i>PARQUE</i>: número total de medidores de la concesionaria 	Semestral	4%
	Cantidad de deficiencias por kilómetro de red	$DTMT\% = \frac{DEFTMT}{LRMT} \times 100$	<ul style="list-style-type: none"> • <i>DTMT</i>: deficiencias por cada cien kilómetros de red • <i>DEFTMT</i>: número de deficiencias por kilómetros de red MT • <i>LRMT</i>: longitud de la red MT 	Semestral	8%
Fiscalización de deficiencias en líneas y subestaciones eléctricas de media tensión	Deficiencias de subestaciones de distribución	$DSED\% = \frac{DEFSED}{NTSED} \times 100$	<ul style="list-style-type: none"> • <i>DSED</i>%; porcentaje de subestaciones deficientes • <i>DEFSED</i>: número de subestaciones deficientes en la muestra • <i>NTSED</i>: número de subestaciones de la muestra 	Semestral	7%
	Deficiencias de estructuras de media tensión	$DETM\% = \frac{DEFETM}{NTETM} \times 100$	<ul style="list-style-type: none"> • <i>DETM</i>%; porcentaje de deficiencias de estructuras de media tensión • <i>DEFETM</i>: número de deficiencias en la muestra • <i>NTETM</i>: tamaño de la muestra de estructuras 	Semestral	8%

Procedimiento	Indicador	Fórmula	Fórmula	Frecuencia	Tamaño de muestra
	Desviación del monto facturado	$DMF = \left(\frac{MFC}{MCO} - 1 \right) \times 100$	<ul style="list-style-type: none"> DMF: porcentaje de desviación del monto de facturación MFC: monto facturado por concesionario (muestra) MCO: monto de facturación calculado por OSINERGMIN (muestra) 	Semestral	0,20%
	Calidad de facturación	$NCF = \frac{NRP}{NUA} \times 100$	<ul style="list-style-type: none"> NCF: calidad de facturación NRP: número de facturas corregidas (antes de vencimiento) NUA: número de usuarios facturados de la concesionaria 	Mensual	100% (*)
Supervisión de la facturación, cobranza y atención al usuario	Desviación en el número de días de consumo facturado	$DND = \frac{\sum (DNDF \times NUAF)}{NUA}$	<ul style="list-style-type: none"> DNDF: desviación de días facturados respecto a los regulados NUAF: número de usuarios con desviación respecto a regulado NUA: número de usuarios facturados de la concesionaria 	Semestral	0,20%
	Desviación en el plazo de vencimiento	$DPV = \frac{\sum (DND \times NUAF)}{NUA} \times 100$	<ul style="list-style-type: none"> DND: número de días de menos respecto a lo previsto por ley NUAF: número de usuarios afectados por la desviación NUA: número de usuarios facturados de la concesionaria 	Semestral	0,20%
	Desviación del tiempo de atención	$DTA = \frac{(TAC - TAE)}{TAE} \times 100$	<ul style="list-style-type: none"> TAC: tiempo de atención determinado por OSINERGMIN en la visita muestral TAE: tiempo de atención estándar (quince minutos) 	Trimestral	Variable (**)

Procedimiento	Indicador	Fórmula	Frecuencia	Tamaño de muestra
	Desviación del monto de los presupuestos de nuevos suministros	$DMP = \left(\frac{\sum MPC}{\sum MPO} - 1 \right) \times 100$	Trimestral	18%
	Desviación de los plazos de atención de un nuevo suministro	$DPAT = \left(\frac{N'}{N} \right) \times \left(1 + \frac{D'}{D} \right)$	Trimestral	18%
	Desviación en los plazos de atención de reclamos	$DART = \left(\frac{N'}{N} \right) \times \left(1 + \frac{D'}{D} \right)$	Trimestral	26%
Supervisión del cumplimiento de normas vigentes sobre corte y reconexión del servicio público de electricidad	Desviación del monto facturado por corte y reconexión	$FCR = \left(\frac{MFC}{MCO} - 1 \right) \times 100$	Semestre	0,30%
	Desviación de los cortes realizados indebidamente	$DCI = \left(\frac{NUAF}{NUA} \right) \times 100$	Semestre	0,30%

Procedimiento	Indicador	Fórmula	Frecuencia	Tamaño de muestra
Supervisión de la generación en sistemas eléctricos aislados	Desviación del tiempo de reconexión	$DTRT = \left(\frac{N'}{N}\right) \times \left(1 + \frac{D'}{D}\right)$	Semestral	0,30%
	Margen de reserva operativo de generación	$MR = \left(\frac{PF}{MD} - 1\right) \times 100$	Semestral	Variable(**)
	Tasa de salidas forzadas	$TSF = \frac{NSF}{TES}$	Semestral	Variable(**)
Supervisión de deficiencias en seguridad en líneas de transmisión y en zonas de servidumbre	Índice de indisponibilidad forzada	$IIF = \frac{HIF}{TEH}$	Semestral	Variable(**)
	Indicador de zonas de alto riesgo eléctrico saneadas	$Ic = \frac{VFSS}{VCFST} \times 100$	Semestral	3%

Notas:

(*) La supervisión se realiza considerando el 100% de casos reportados por la concesionaria.

(**) Dependiendo del tamaño de la concesionaria se establece el tamaño de la muestra.

Fuente: GFE-OSINERGMIN

5. USO DE MUESTREO EN LA DETERMINACIÓN DE LA CALIDAD ALCANZADA

La determinación de la calidad alcanzada para un determinado indicador en un sistema eléctrico o para cada concesionario, según sea el caso, se realiza tomando una muestra representativa. Un caso típico es cuando se quiere verificar si las unidades cumplen o no con determinada característica como puede ser, en el caso de las unidades de alumbrado público, que estén en funcionamiento o no lo estén. Para determinar el tamaño de la muestra se puede utilizar la fórmula estándar de una muestra representativa cuando la población es infinita o suficientemente grande, adaptada al caso correspondiente a un proceso de muestreo por proporciones:⁷

$$n_0 = \frac{z^2 \sigma^2}{d^2} = \frac{z^2 p q}{d^2} \text{ (tamaño de muestra para una población infinita)} \quad (7.7.)$$

Para obtener la muestra óptima cuando la población es finita (n) es necesario modificar el tamaño de muestra obtenido con la fórmula anterior de la siguiente forma:

$$n = \frac{n_0}{1 + (n_0 - 1)/N} \text{ (tamaño de muestra para una población finita)} \quad (7.8.)$$

Donde:

- n : tamaño de la muestra a verificar
- N : tamaño de la población a evaluar
- p : proporción de las unidades que cumplen con el estándar de calidad
- $q = (1-p)$: proporción de las unidades que incumplen con el estándar de calidad
- z : abcisa que corta a la distribución normal formando áreas del tamaño $\alpha/2$ en ambas colas. Por ejemplo, si $Z=1,96$ en valor absoluto, el intervalo de confianza es de 95%, siendo α igual a 5%
- d : nivel de precisión diseñado para la distribución. Por ejemplo, si $d = 0,01$ entonces si en una muestra se encuentra un 10% de unidades defectuosas, la población puede tener entre 9% y 11% de unidades defectuosas con un determinado nivel de confianza preestablecido, que puede ser 95% o 99%

Como se puede ver, el tamaño de la muestra para una población muy grande —infinita— es mayor que el requerido para una población finita debido a que en

⁷ Para la derivación de esta fórmula se asume una distribución normal de los eventos. La derivación de esta fórmula escapa a los alcances de este libro; los detalles se pueden encontrar en Thompson 2002.

esta última existe una mayor probabilidad de encontrar unidades que cumplen con la característica deseada.

A modo de ejemplo, veamos cómo se obtendría la muestra óptima para el caso de la empresa eléctrica Luz del Sur si se quiere supervisar que las lámparas de alumbrado público (o unidades de alumbrado público, UAPs) estén en funcionamiento.

Si Luz del Sur tiene 222.986 lámparas ($N =$ población), considerando un nivel de confianza de 95% ($z = 1,96$) y un nivel de precisión d de 1%, y usando las fórmulas anteriores se obtienen las muestras correspondientes a una población infinita (aproximadamente 3.457) y luego la muestra corregida considerando el tamaño de la población de lámparas de alumbrado público (aproximadamente 3.408). Estos cálculos se muestran a continuación.

Muestra para una población infinita:

$$n_0 = \frac{z^2 p(1-p)}{d^2} = \frac{(1,96)^2 0,1(0,9)}{(0,01)^2} \approx 3.457 \text{ UAP}$$

Muestra para una población finita:

$$n_{\text{Luz del Sur}} = \frac{n_0}{1 + (n_0 - 1)/N} = \frac{3.457}{1 + (3.457 - 1)/222.986} \approx 3.408 \text{ UAP}$$

Como se puede ver, gracias al muestreo, la supervisión en este caso solo se tiene que realizar a cerca del 1,4% de la población para tener una muestra representativa de la calidad del servicio.

6. MULTAS ÓPTIMAS Y MULTAS DISUASIVAS

La teoría económica del *public enforcement of law* consiste en el uso óptimo, desde el punto del bienestar social, de instrumentos de sanción tales como multas o penas más drásticas —por ejemplo, cierres temporales, clausura de locales, privación de la libertad— y de variables de supervisión —como el esfuerzo de supervisión, cuyo nivel determina la probabilidad de detección de una infracción—. El esquema general que resulta de este enfoque considera la determinación simultánea de los montos de multas o sanciones (m), el esfuerzo de supervisión (e) y el período de penas privativas de la libertad o de cierre del local (t).

Desde un punto de vista social, se debe tomar en cuenta no solo el daño directo ocasionado por la infracción o delito, sino también el costo de los esfuerzos de detección —gastos de supervisión de las entidades públicas correspondientes—, el costo de aplicación de una sanción —gastos judiciales—, el costo administrativo de utilizar

instrumentos como la privación de la libertad —gastos en prisiones—, así como los distintos costos incurridos por el propio infractor.

El modelo teórico desarrollado por Polinsky y Shavell (2000) incorpora todos estos aspectos, y permite obtener los valores óptimos de la multa o sanción (m), del esfuerzo de supervisión (e) y de la pena privativa o tiempo de clausura del local « t ». En este modelo existe un beneficio para el infractor de un magnitud B y un costo para la sociedad que incluye el daño directo a los usuarios (d), la probabilidad de detectar la infracción dado un nivel de esfuerzo $p(e)$, el costo de aplicar la sanción (k), la probabilidad (q) de que esta se aplique una vez detectada la falta,⁸ el costo administrativo (α) que genera monitorear que no se reabra el local o los gastos asociados a la pena de privación de la libertad, y la «desutilidad» que le genera al infractor la pena por unidad de tiempo (λ).

Con los elementos antes indicados, el beneficio máximo para la sociedad (W) se encontrará luego de resolver el siguiente problema de optimización:

$$\text{Max } W\{e, t, m\} = \int_{\tilde{B}}^{\infty} B \cdot f(B) \cdot dB - (1 - F(\tilde{B})) (d + q \cdot P(e) \cdot [t \cdot (\lambda + \alpha) + k]) - e \quad (7.9.)$$

<p>Beneficio esperado agregado obtenido por las empresas que infringen las normas. Se obtiene de aplicar la suma continua (integral) de los beneficios esperados de las empresas</p>	<p>Daño esperado agregado por las actividades de las empresas, que incluyen el daño a la sociedad, las pérdidas ocasionadas por la suspensión de las actividades de las empresas y los costos administrativos de aplicar las sanciones</p>	<p>Costo administrativo de la ejecución de la supervisión</p>
--	--	---

Donde \tilde{B} es el «beneficio crítico» o valor límite para el beneficio de la empresa infractora debajo del cual dicho beneficio resulta inferior a la penalidad —producto de las probabilidades de detección y sanción por la multa más la «desutilidad» del tiempo de cierre—. Es decir:

$$\tilde{B} = q \cdot p(e) \cdot (m + \lambda t) \quad (7.10.)$$

Si se toman derivadas parciales de W (de la ecuación 7.9.) respecto a la multa (m), al tiempo de clausura del local (t) y al esfuerzo de supervisión (e), y se igualan a cero, se obtienen las condiciones de primer orden a partir de las cuales se pueden despejar los niveles óptimos de m , t y e . Normalmente, una práctica usual es considerar el esfuerzo de fiscalización e y la pena privativa o clausura como valores fijos.

⁸ Se introduce esta probabilidad pues se considera que no siempre el infractor será sancionado como, por ejemplo, cuando el infractor puede, por medios legales u otros, suspender la aplicación de la multa. Una exposición detallada de este modelo en un contexto donde se aplica el sector hidrocarburos se puede encontrar en Gallardo y Vásquez 2006.

En este caso se obtiene la siguiente solución simplificada del problema de optimización planteado en 7.9.:

$$m = \frac{d}{q \cdot p(e)} + t \cdot \alpha + k \quad (7.11.)$$

En la ecuación 7.11. observamos que la multa óptima es igual al daño causado dividido entre la probabilidad de sanción (q) cuando se detecta la falta por la probabilidad de detección $p(e)$, más el costo de la pena privativa o clausura del local multiplicado por el tiempo ($t \cdot \alpha$) y el costo administrativo de aplicar la sanción (k). Esta multa se puede interpretar como una solución de «primer mejor» pues se impone una sanción que es igual al costo para la sociedad ocasionado por la infracción.

Sin embargo, Polinsky y Shavell señalan que si bien esta multa es socialmente óptima *ex post*, no necesariamente es institucionalmente aplicable, pues en algunos países el daño debe compensarse por la vía judicial, y en algunos casos puede no ser disuasiva, principalmente si la estimación del daño es complicada. Por ello, se puede recurrir a una solución de «segundo mejor»⁹ basada solo en el beneficio ilícito obtenido por la empresa por incumplir la norma. En este caso, la multa es óptima *ex ante*, en el sentido de que es suficiente para disuadir a las empresas de incumplir las normas, aunque no *ex post*, debiéndose cubrir la diferencia mediante un proceso judicial o mecanismo compensatorio. La magnitud de esta multa, donde el beneficio derivado de la infracción es B , será la siguiente:¹⁰

$$m = \frac{B}{q \cdot p(e)} \quad (7.12.)$$

Otra alternativa es incorporar en las actividades donde haya existido daño ambiental una fracción (f) del daño,¹¹ más algún indicador de atenuantes (At) y agra-

⁹ Este «segundo mejor» no es del mismo tipo que el utilizado para determinar los precios regulados, sino que alude, en términos generales, a que la sanción requerida para desincentivar la conducta infractora solo requiere la incorporación de criterios basados en el beneficio privado de incumplir y no en el daño para la sociedad.

¹⁰ Se considera en este caso que no es conveniente la paralización de las actividades ($t=0$) debido a que ello reduciría más bien el bienestar de la sociedad y que k es igual a cero pues es financiado por el aporte por regulación que realizan los usuarios y que se incorpora en las tarifas. Esta forma de cálculo de la multa se puede obtener de una forma más sencilla teniendo en cuenta que la multa óptima debe hacer igual a cero el beneficio de incumplir con la norma, el cual está definido de la siguiente forma:

Beneficio de incumplir = Ahorro (costo evitado) – (Probabilidad de detección) x Multa

Igualando a cero se puede despejar la multa óptima, la cual tiene la siguiente expresión:

Multa = Ahorro (costo evitado)/(Probabilidad de detección)

¹¹ Si se quiere llegar a la multa óptima el valor de $f \times d$ debería ser tal que cierre la brecha entre IM^* y CM^* en el gráfico 7.1. Sin embargo, dado que las compensaciones por el daño se suelen canalizar por otros mecanismos, como el poder judicial o normas específicas, solo se incluye en la multa una proporción

vantes (Ag), como se hace en OSINERGMIN en los procesos que tienen un importante componente de daño ambiental. En este caso la expresión es:

$$m = \frac{B}{q \cdot p(e)} + f \times d \pm At / Ag \quad (7.13.)$$

Con este marco de análisis se puede notar que tomando como punto de partida un esquema de supervisión inadecuado, con un esfuerzo de fiscalización bajo y la falta de aplicación efectiva de multas, es posible que el bienestar de la sociedad no sea el óptimo. Ello lleva a la recomendación de que los esquemas de supervisión deben incluir mecanismos de sanciones que tomen en cuenta el beneficio y el costo para la sociedad, tal como el que se ha desarrollado en esta sección. De este análisis, se puede apreciar también que si se incrementa el esfuerzo de fiscalización $p(e)$ también se reducirá el nivel de multas necesario para que las empresas se comporten adecuadamente.

7. APLICACIONES EN EL SECTOR ELÉCTRICO¹²

Determinación de multas por calidad del alumbrado público¹³

En este caso, lo primero que se ha hecho es simplificar el esquema de supervisión, centrándose en el funcionamiento de las lámparas de alumbrado público, más que en las características técnicas de la iluminación —luminancia e iluminancia—. Luego se establecieron tolerancias para las lámparas fuera de funcionamiento. Estas tolerancias son de 3% para el 2004 de todo el parque del concesionario; 2,5 % para el 2005; 2,0 % para el 2006 y 1,5% para el 2007 en adelante.

Para reflejar de la manera más confiable posible la evolución de este indicador, las unidades supervisadas deben provenir de un muestreo representativo del total de la población de lámparas. En la práctica, sin embargo, esto debe ser aproximado en las

menor del daño. Se puede consultar Gallardo y Vásquez 2006 para mayores detalles sobre los procesos de sanción donde existen importantes componentes de daño, principalmente al medio ambiente, aunque enfocado en el sector hidrocarburos. También se puede ver Vásquez 2006 para una discusión sobre la medición del valor de los servicios ambientales y el esquema de sanciones por daño ambiental en el sector hidrocarburos, donde se utilizan encuestas que intentan capturar todos los valores de uso y no uso perdidos, así como estudios de otros casos cuyos valores, luego de determinadas correcciones, se pueden utilizar (transferir) para estimar el daño.

¹² Los dos primeros casos presentados en esta sección están basados en Dammert, Gallardo y Quiso 2005.

¹³ Esta multa se incorporó como el anexo 5 a la Escala de Multas de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica de OSINERGMIN (resolución 054-2004-OS/CD).

distintas zonas de concesión, por un muestreo entre las subestaciones de distribución (SED). Los tamaños de muestra se deben determinar de acuerdo a criterios técnicos y no de acuerdo a parámetros con valores predeterminados. Básicamente el tipo de muestreo propuesto corresponde a un proceso que consiste, en primer lugar, en determinar las SED a ser evaluadas, para posteriormente evaluar a todas las unidades de alumbrado público que se encuentran en el ámbito de cada subestación incluida en la muestra.¹⁴

El cuadro 7.4. presenta el tamaño de muestra en varias zonas de concesión, el cual depende la composición de sectores típicos en las empresas de distribución. En el caso de la empresa Luz del Sur, por ejemplo, se requiere una muestra de 3.405 unidades de alumbrado público, lo que corresponde a la supervisión de 64 subestaciones aproximadamente.

Este cálculo se obtuvo considerando un universo de fiscalización de 222.986 unidades, considerando una varianza de 0,09 (que corresponde a una proporción de UAP con deficiencias de 0,10 asumiendo una distribución Bernoulli), un margen de error de 1% y un nivel de confianza de 95% (lo que implica un valor z de 1,96). En el caso de empresas que tienen concesiones fuera de Lima Metropolitana, considero un porcentaje de deficiencias de 15% del parque de lámparas, teniendo en cuenta que en supervisiones anteriores se encontró que el alumbrado público fuera de Lima era más deficiente.

Cuadro 7.4. Tamaño de muestra para supervisión de alumbrado público

Empresa	Tamaño de muestra					
	Sector típico 1		Sector típico 2		Total	
	SED	UAP	SED	UAP	SED	UAP
Edecañete			68	2.052	68	2.052
Luz del Sur	64	3.405			64	3.405
Edelnor	66	3.053	11	359	77	3.412
Hidrandina			104	4.702	104	4.702
SEAL			128	4.621	128	4.621
Electrocentro			155	4.421	155	4.421
Electronorte			111	4.463	111	4.463
ENOSA			103	4.498	103	4.498

¹⁴ Este tipo de muestreo corresponde a un muestreo por conglomerados, donde las unidades primarias o conglomerados vendrían a ser las SED, mientras que las unidades de muestreo secundario serían las luminarias, que son los elementos de la población que van a ser evaluados.

Empresa	Tamaño de muestra					
	Sector típico 1		Sector típico 2		Total	
	SED	UAP	SED	UAP	SED	UAP
Electro Oriente			97	4.265	97	4.265
Electro Puno			69	4.107	69	4.107
Electro Sur Este			82	4.123	82	4.123
Electro Sur Medio			115	4.280	115	4.280
Electro Sur			87	4.216	87	4.216
Electro Ucayali			79	3.602	79	3.602
Total	130	6.458	1.208	49.709	1.338	56.167

Fuente: OEE, GFE-OSINERGMIN

En lo referente a la supervisión del plazo de atención de denuncias individuales por tipo de deficiencias del alumbrado público, se establecieron plazos diferenciados dependiendo de la zona geográfica (ver cuadro 7.5.). En este caso también se realiza un muestreo para determinar el porcentaje de reclamos atendidos dentro de los plazos previstos, fijándose un plazo para subsanar la deficiencia, el cual rige desde el momento en que la concesionaria detecta la deficiencia, o la misma es notificada por el organismo regulador, la municipalidad o denunciada por cualquier usuario.

Cuadro 7.5. Plazos máximos por tipo de deficiencia de alumbrado público

Código	Deficiencia	Zona urbana	Zona urbano-rural o rural
DT1	Lámpara inoperativa	3 días útiles	7 días útiles
DT2	Pastoral roto o mal orientado	3 días útiles	7 días útiles
DT3	Falta de unidad de alumbrado público	7 días útiles	14 días útiles
DT4	Interferencia de árbol	45 días útiles	45 días útiles

Fuente: OSINERGMIN

Naturalmente, si los concesionarios sobrepasan dichos niveles de tolerancia deben ser multados de acuerdo a lo dispuesto en la escala de multas y sanciones. Desde una perspectiva disuasiva, el beneficio que obtendrían las concesionarias del no funcionamiento de las lámparas sería igual al monto dejado de invertir en la reparación de las deficiencias del servicio de alumbrado público para cumplir con los estándares establecidos.

Dado que la proporción de tipos de luminarias cambia por área de concesión, se deben hacer los ajustes necesarios ponderando los costos por la proporción de cada tipo de luminaria. Esta proporción viene determinada por las características de las vías a iluminar. Así, por ejemplo, en calles principales o avenidas se utilizan luminarias con una potencia de 250W o 150W, mientras que en otras calles se utilizan luminarias de potencia de 70W. Asimismo, se deben ponderar los costos por tipo de deficiencia encontrada, siendo tomadas en cuenta en la directiva tres tipos de deficiencias.

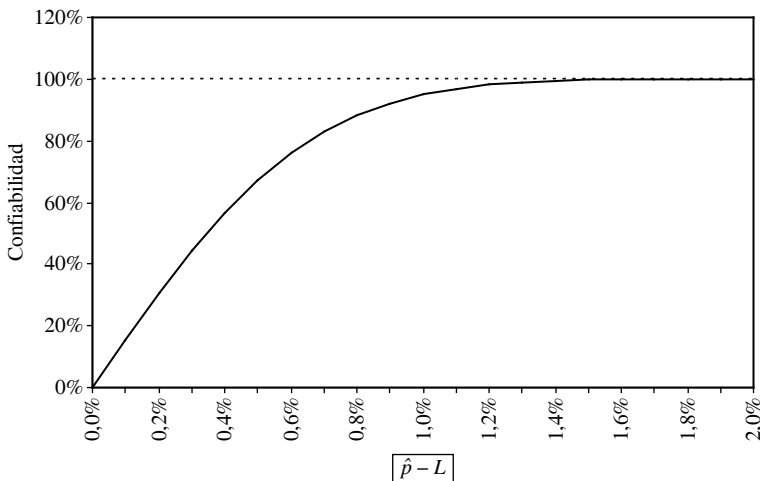
Cuadro 7.6. Composición del parque de alumbrado público

Descripción	Lima	Provincias
U.A.P. Na 70W	0,6	0,85
U.A.P. Na 150W	0,3	0,10
U.A.P. Na 250W	0,1	0,05

Fuente: GFE-OSINERGMIN
 Elaboración: OEE, GFE-OSINERGMIN

Considerando la composición del parque mostrada en el cuadro 7.6, los costos estándares y una proporción por tipo de deficiencias de 85% para DT1, 7% para DT2 y 8% para DT3, se obtiene una multa de 61,2 nuevos soles por unidad de alumbrado público con deficiencias para los concesionarios de Lima y de 56,1 nuevos soles para los concesionarios de provincias.

Gráfico 7.3. Margen de error y confiabilidad



Debido a que en todo proceso de muestreo existe un margen de error, es necesario realizar ajustes en el esquema de sanciones. Por ejemplo, se puede dar el caso de que luego de realizar el muestreo en una empresa se estime que la proporción de unidades de alumbrado público con deficiencias es de 3,5%, cuando en realidad la proporción de unidades con deficiencias es solo de 2,5%, lo que implica estar dentro del margen permitido por la directiva. En esta perspectiva y considerando que el margen de error de diseño para el muestreo es de $\pm 1\%$ (dado que se ha tomado $d = 0,01$), es conveniente ajustar el importe unitario de la multa por unidad de alumbrado público deficiente para el intervalo entre 3% y 4%.¹⁵ El gráfico 7.3. muestra la relación estimada entre la confiabilidad y el margen de error que se obtiene fijando el tamaño de muestra y la varianza. Así, se sugirió que para que la multa refleje la confiabilidad de la estimación en el tramo de 3% a 4%, se debe ajustar su magnitud con la finalidad de reflejar el error de estimación.¹⁶

De esta manera, utilizando los criterios anteriormente mencionados, se debe considerar una multa en función del porcentaje de unidades de alumbrado público con deficiencias obtenido en la muestra fiscalizada durante el semestre de evaluación. La multa a pagar está expresada para cada 0,1% en exceso del porcentaje permitido L en la directiva de alumbrado, tomando en consideración el número de unidades del universo fiscalizado por concesionario. El monto de la multa por cada 0,1% sobre el límite establecido se fija por tramos de acuerdo al cuadro 7.7., donde el monto se ha expresado en términos de unidades impositivas tributarias (UIT).

Los resultados iniciales de la implementación de la estrategia de supervisión detallada en la tercera sección de este documento muestran importantes logros tanto en el indicador agregado como en los indicadores por empresa. Así, tenemos que el indicador de deficiencias en las unidades de alumbrado público mostraba un porcentaje

¹⁵ La metodología seguida para este caso utiliza la ecuación del tamaño de muestra. En esta ecuación del punto crítico de la distribución normal, un determinado nivel de confianza Z y un margen de error α se pueden relacionar mediante la siguiente fórmula:

$$\int_z^{\infty} \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2}x^2} dx = \frac{\alpha}{2}$$

Es decir, que fijando el tamaño de muestra y la varianza, podemos tener una función que relacione el nivel de confianza con el margen de error; dado que no es posible tener una fórmula para la integral de la ecuación anterior, esta se evalúa de manera numérica.

¹⁶ Utilizando los resultados de este análisis, se puede determinar que el promedio de la confiabilidad en el tramo de 0% a 0,5% es de aproximadamente 30% (confiabilidad para $\hat{p} - L$ en el gráfico 7.3.), por lo que la multa en el tramo de 3 a 3,5% debería ser el 30% del monto de la multa calculada previamente, y en el tramo del 0,5% al 1% es de aproximadamente 80%, por lo que en el tramo de 3,5% al 4% el monto de la multa debería ser el 80% del monto calculado. Por último, para valores superiores al 1% la confiabilidad es cercana al 100%, por lo que a partir del 4% el monto de la multa debería ser igual al 100% del monto calculado previamente.

promedio para los años 2002 y 2003 superior a 10%. Luego de la implementación del nuevo procedimiento de fiscalización en alumbrado público, el porcentaje agregado de unidades con deficiencias se redujo a 5,1% en el primer semestre del año 2004 y a 3,5% en el segundo semestre. Debe mencionarse que los indicadores de los años 2002 y 2003 no son exactamente comparables con los del año 2004 debido a diferencias en el muestreo, la forma como se han construido, entre otros factores. No obstante, la magnitud de las diferencias sugiere mejoras que además son generalizables al conjunto de empresas de distribución, sean estas privadas o públicas. Esta evidencia sugiere la relevancia de la aplicación de esquemas de incentivos en la supervisión. Un análisis detallado del impacto del cambio en el modelo de supervisión del alumbrado público se puede ver en Murillo (2007).

Cuadro 7.7. Multas por deficiencias en alumbrado público (en UIT)

Rango según el número de unidades de alumbrado público del universo fiscalizado	Tramo			
	<i>L</i> a <i>L</i> + 0,5%	<i>L</i> + 0,5% a <i>L</i> + 1,0%	<i>L</i> + 1,0% a 10,0%	10,0% a más
Menos de 10.000 U.A.P.	0,039	0,105	0,132	0,197
De 10.000 a 15.000 U.A.P.	0,066	0,175	0,219	0,329
De 15.001 a 20.000 U.A.P.	0,092	0,245	0,307	0,460
De 20.001 a 30.000 U.A.P.	0,132	0,351	0,438	0,658
De 30.001 a 40.000 U.A.P.	0,184	0,491	0,614	0,920
De 40.001 a 50.000 U.A.P.	0,237	0,631	0,789	1,183
De 50.001 a 100.000 U.A.P.	0,394	1,052	1,315	1,972
De 100.001 a 200.000 U.A.P.	0,789	2,104	2,630	3,945
De 200.001 a más U.A.P.	1,434	3,825	4,781	7,172

Elaboración: OEE, GFE-OSINERGMIN

Determinación de multas por fallas en la precisión de la medida de la energía¹⁷

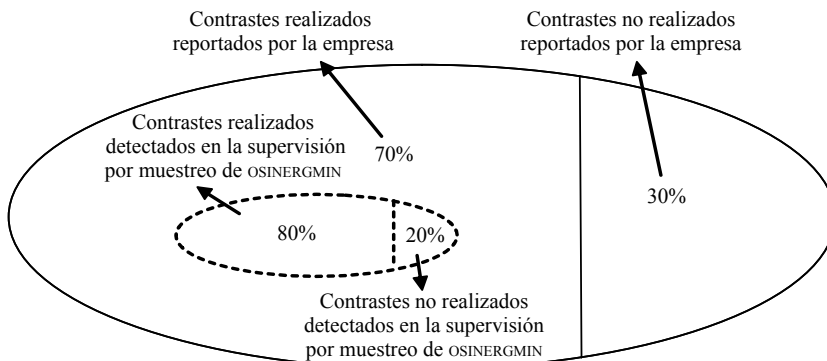
El énfasis del procedimiento de contraste de medidores es mejorar la calidad de la medición de energía garantizando que las empresas concesionarias cumplan con hacer el mantenimiento y reposición de los medidores que las tarifas les reconocen. El procedimiento establece el contraste de un lote de medidores por semestre, el cual es supervisado por el organismo regulador de acuerdo a un esquema de muestreo.

¹⁷ Esta multa se incorporó como el anexo 6 a la escala de multas de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica de OSINERGMIN (resolución 192-2004-os/CD).

La selección de los medidores sujetos a contrastación debe tener como criterios, ordenados de mayor a menor importancia, la fecha de la última contrastación o verificación, la antigüedad de su instalación, así como la marca y modelo. Asimismo, se debe considerar que la contrastación de toda la población de medidores debe efectuarse en un período de diez años, lo cual indica que en cada semestre debe evaluarse el 5% del parque de medidores. El procedimiento también establece, entre otros, la renovación de todos aquellos medidores electromecánicos que pasen los treinta años de antigüedad.

Las empresas están sujetas a multas si se comprueba que no se ha cumplido con el programa de contrastación o verificación, que los medidores defectuosos no han sido reemplazados en la oportunidad señalada, o que se incumplieron las disposiciones dadas por el organismo regulador. Para cumplir con lo dispuesto en el procedimiento de una manera más esquemática se consideran tres tipos de sanciones. La primera se refiere a la no realización de la totalidad de contrastes requeridos por semestre, es decir, el 5% del parque total de medidores. La segunda se refiere a la no realización de los contrastes programados. Finalmente, la tercera multa se refiere al no reemplazo de los medidores que no hayan pasado la prueba de contrastación. Por otro lado, se está estableciendo un procedimiento de sanciones por presentar resultados inexactos con respecto a los resultados de los contrastes de medidores, lo cual requiere la modificación de la normatividad de fiscalización de la calidad de la precisión de la medida de energía.

Gráfico 7.4. Ejemplo de multas aplicadas por contraste de medidores



Fuente: OSINERGMIN

Como se ha señalado, cada semestre se debe realizar contrastes en el 5% del parque de medidores. Este porcentaje es el universo de referencia de la fiscalización semestral. El gráfico 7.4. muestra algunos problemas que se pueden presentar en la supervisión de los contrastes. En primer lugar se debe distinguir una fracción de me-

didores que no pueden ser evaluados pues la empresa concesionaria no ha realizado el contraste (en el gráfico esto representa el 30% del número de medidores a contrastar). En segundo lugar, dentro del grupo de medidores evaluados se tienen que distinguir aquellos que son reportados como contrastados pero que no lo han sido (el 20% de los medidores sujetos a contraste). En tercer lugar, se tiene que distinguir el porcentaje de medidores defectuosos encontrados en el lote que no han sido reemplazados (una fracción del 70% evaluado).

a) Multas por los contrastes reportados por la empresa como no realizados

Para el primer caso, es decir, cuando no se ha cumplido con contrastar el 5% del parque total de medidores, la multa disuasiva debe ser equivalente al costo de la contrastación del parque pendiente estimado sobre la base del muestro. Este puede ser aproximado multiplicando el costo promedio de realizar un contraste por el número de contrastes pendientes. De esta manera la empresa tendría incentivos para contrastar en lugar de pagar la multa.

Para calcular el monto de la multa debemos tener en consideración el número de usuarios por empresa concesionaria agrupados por sectores típicos, ya que los costos de realizar un contraste varían entre los diversos sectores típicos, debido a que es más costosa la contrastación en los sectores típicos 3 y 4 (menor densidad) que en los sectores 1 y 2, por los mayores costos de transporte que ello implica.

Para el cálculo del monto de la multa se han tomado como referencia los costos de mercado de la realización de contrastes. De acuerdo a información proporcionada por empresas contrastadoras autorizadas por INDECOPI, los costos de cada contraste varían entre sectores típicos: 25 nuevos soles en el sector típico 1; 30 nuevos soles en el sector típico 2; 45 nuevos soles en el sector típico 3; y 55 nuevos soles en el sector típico 4. Considerando la composición por zona de concesión, se obtuvo un costo promedio ponderado de 30,35 nuevos soles, el cual se utilizó en los cálculos para los montos de las multas por incumplir con el 5% de nivel de contrastaciones.

Cuadro 7.8. Beneficio esperado por incumplir el programa de contrastación

Clasificación de la empresa según el número de usuarios	Beneficio por cada 0,1% de contrastes no realizados (nuevos soles)
Menos de 20.000 usuarios	30,4
De 20.000 a 40.000 usuarios	60,7
De 40.001 a 70.000 usuarios	106,2
De 70.001 a 100.000 usuarios	151,8
De 100.001 a 130.000 usuarios	197,3

Clasificación de la empresa según el número de usuarios	Beneficio por cada 0,1% de contrastes no realizados (nuevos soles)
De 130.001 a 160.000 usuarios	242,8
De 160.001 a 190.000 usuarios	288,3
De 190.001 a 230.000 usuarios	349,0
De 230.001 a 280.000 usuarios	424,9
De 280.001 a 330.000 usuarios	500,8
De 330.001 a 400.000 usuarios	607,0
De 400.001 a 500.000 usuarios	758,8
De 500.001 a más usuarios	1.365,8

Elaboración: OEE, GFE-OSINERGMIN

Adicionalmente, para tramos por encima del 10% de contrastes no realizados se ha incrementado el monto de la multa en un 50%, con objeto de reflejar el daño generado a los usuarios por no realizar los contrastes por encima de dicho valor (ver cuadro 7.9.).

Cuadro 7.9. Multas por incumplimiento del programa de contrastación

Clasificación de la empresa según el número de usuarios	Multa por cada 0,1% de contrastes no realizados (nuevos soles)	
	0 - 10%	10% a más
Menos de 20.000 usuarios	30,4	45,5
De 20.000 a 40.000 usuarios	60,7	91,1
De 40.001 a 70.000 usuarios	106,2	159,3
De 70.001 a 100.000 usuarios	151,8	227,6
De 100.001 a 130.000 usuarios	197,3	295,9
De 130.001 a 160.000 usuarios	242,8	364,2
De 160.001 a 190.000 usuarios	288,3	432,5
De 190.001 a 230.000 usuarios	349,0	523,5
De 230.001 a 280.000 usuarios	424,9	637,4
De 280.001 a 330.000 usuarios	500,8	751,2
De 330.001 a 400.000 usuarios	607,0	910,5
De 400.001 a 500.000 usuarios	758,8	1.138,1
De 500.001 a más usuarios	1.365,8	2.048,6

Elaboración: OEE, GFE-OSINERGMIN

b) Multas por no realizar los contrastes detectados en el muestreo de OSINERGMIN

Esta multa es aplicada sobre los contrastes no realizados por la empresa que son detectados mediante el muestreo aleatorio realizado por OSINERGMIN durante el semestre de evaluación. Este muestreo es realizado sobre los contrastes que la empresa reporta como realizados, con la finalidad de supervisar el cumplimiento de dichos contrastes.

Una variable clave para determinar el monto de la multa disuasiva por dicho concepto es el cálculo del beneficio esperado por la empresa por no cumplir con realizar un determinado contraste. Claramente, el beneficio por no realizar un contraste es el costo del contraste mismo. Sin embargo, al reportar dicho contraste como realizado, también se está evitando el pagar la multa respectiva, que de acuerdo a la metodología es equivalente al costo del contraste. Adicionalmente, se debe tomar en consideración que el reportar un contraste como realizado cuando en realidad no ha sido hecho, implica que dicho medidor no va a ser contrastado. Es decir, que en este caso el beneficio esperado debe ser igual a dos veces el costo de realizar el contraste —una vez por no realizar el contraste y otra por evitar el pago de la multa—.

De acuerdo a los criterios anteriormente presentados, además del beneficio esperado para el cálculo de la multa óptima, debemos considerar también la probabilidad de detección. Si el muestreo es aleatorio, entonces la probabilidad de detección puede ser aproximada tomando en consideración el tamaño de la muestra utilizada en la fiscalización. La probabilidad de detectar un contraste no realizado, de un universo de N contrastes reportados por la empresa utilizando un muestreo con tamaño de muestra de n , puede ser aproximada como n/N . En ese sentido, el monto de la multa a aplicar por encontrar un contraste no realizado del universo de contrastes reportados siguiendo los criterios de disuasión debería ser igual al beneficio dividido entre la probabilidad de detección.

$$\text{Multa por medidor no contrastado} = \frac{B}{\text{prob}} = \frac{B}{n/N} \quad (7.14.)$$

De esta manera, si en el muestreo detectamos m contrastes no realizados, tenemos que la multa por los m contrastes detectados debería ser igual a m multiplicado por la expresión anterior, que representa la multa por medidor no contrastado. Es decir, que la multa por no realizar los contrastes puede estimarse con la siguiente expresión:

$$\text{Multa} = m \frac{B}{n/N} = \frac{m}{n} \cdot B \cdot N \quad (7.15.)$$

Dado que m/n es la proporción de contrastes no realizados (q) de la muestra fiscalizada, podemos expresar la multa por este concepto en función de la proporción de contrastes no realizados de la muestra fiscalizada, el beneficio de cometer la infracción —que es igual a dos veces el costo promedio de realizar el contraste— y el número de contrastes realizados reportado por la empresa. En resumen, el monto de la multa disuasiva debe ser igual a:

$$\text{Multa} = q \cdot B \cdot N \quad (7.16.)$$

Donde:

- q : proporción de contrastes no realizados de la muestra fiscalizada
- B : beneficio de la empresa por reportar un contraste no realizado como realizado, que es igual a 60,7 nuevos soles (dos veces el costo promedio de un contraste)
- N : número de contrastes realizados reportado por la empresa, que es el universo sobre el cual se fiscaliza el aspecto en consideración

c) Multas por no reemplazar los medidores defectuosos

Para el tercer caso, es decir, cuando no se reemplazan los medidores que no pasen la prueba de contrastación, la multa disuasiva por medidor no reemplazado debería ser mayor o igual al costo del medidor, incluidos los costos de instalación más un monto positivo que es equivalente al valor actual de los futuros ingresos derivados de la mala medición de la energía; todo esto dividido entre la probabilidad de detección que viene determinada por el esfuerzo en la fiscalización de este aspecto por parte de OSINERGMIN.

El costo de un medidor electrónico monofásico clase 2 de 220V es de aproximadamente US\$ 25, lo que equivale a 87,5 nuevos soles. Si a este monto le adicionamos un cargo por instalación de 20 nuevos soles, el costo de reemplazar un medidor sería de aproximadamente 107,5 nuevos soles. Adicionalmente, debemos considerar también los beneficios derivados de la sobrefacturación de la energía consumida. Por ejemplo, puede darse el caso de que luego de la contrastación se determine que se ha facturado en exceso un 5% y que la facturación promedio utilizando el medidor en mal estado sea de 50 nuevos soles. En este caso tendríamos que en realidad se está consumiendo el equivalente a 47,6 nuevos soles, por lo que estarían cobrando en exceso 2,4 nuevos soles mensuales.¹⁸

¹⁸ En este caso, si el medidor sigue funcionando en esas condiciones durante un año, recibirá un beneficio adicional de 28,6 nuevos soles. Como la directiva establece que cada medidor sea contrastado por lo menos una vez cada diez años, el medidor con errores de medición podría seguir funcionando por

Para aplicar este esquema debemos, en primer lugar, tomar en consideración diversos aspectos, como la facturación promedio por empresa, el número de usuarios, el tamaño de la muestra empleada, el universo fiscalizado y el número de medidores no reemplazados. Utilizando información histórica podemos estimar los consumos promedio por sector de distribución típico. Según la fijación tarifaria para distribución, tenemos los consumos promedio por área de concesión en el cuadro 7.10. Sin embargo, es preciso resaltar que para los cálculos se ha excluido el sistema eléctrico Villacurí por ser un caso atípico en la conformación del sistema eléctrico peruano.

Cuadro 7.10. Consumo y facturación mensual de energía eléctrica

Sector típico	Consumo mensual kWh	Facturación mensual (nuevos soles)
1	227,2	79,5
2	76,6	26,8
3	50,6	17,7
4	31,8	11,1

Fuente: GART-OSINERGMIN

Elaboración: OEE, GFE-OSINERGMIN

Por lo tanto, utilizando el criterio mencionado líneas arriba, podemos aproximar el beneficio que obtiene la empresa por no reemplazar un medidor que presenta errores en la medición de la energía. Para esto una variable muy importante es el porcentaje de desvíos en exceso que debemos utilizar para el cálculo del beneficio esperado. Utilizando la base de datos de la campaña de contrastes de medidores del año 2003 se encontró un porcentaje de errores de medición igual al 6,85%.¹⁹ Dado que existe una proporción del parque que presenta errores de medición a favor del usuario, es lógico suponer que la empresa concesionaria tenga los incentivos suficientes derivados de las pérdidas debido a la mala facturación para reemplazar estos medidores, por lo que utilizando el valor indicado, estaríamos asegurando que la empresa reemplace todos los medidores defectuosos, independientemente de si están a favor o en contra del usuario. De lo contrario, de tomarse un valor demasiado bajo, la empresa conce-

diez años más, hasta ser detectado nuevamente por el regulador, de esta manera el monto de la multa debería ser igual al valor presente del monto de 28,6 soles por un período de diez años:

$$Multa\ unitaria = \sum_{t=1}^{10} \frac{28,6}{(1+r)^t} + Costo\ del\ medidor$$

Utilizando como tasa de descuento 12% el monto de la multa debería ser igual a 161,6 nuevos soles más el costo de reposición de medidor (107,5 nuevos soles), es decir 269,1 nuevos soles.

¹⁹ Se ha tomado el percentil 99 del total de errores de medición.

sionaria solo reemplazaría los medidores que presentan errores de medida menores al valor utilizado. Otra variable empleada en el análisis es la tasa de descuento, habiéndose utilizado en los cálculos el 12% establecido como costo de capital para las empresas distribuidoras en la ley de concesiones eléctricas (LCE).

Cuadro 7.11. Cálculo del beneficio de no reemplazar medidores (en nuevos soles)

Sector típico	Valor presente del error en la facturación	Costo de cambio del medidor	Beneficio esperado por no reemplazar un medidor
1	369,3	107,5	476,8
2	124,5	112,5	237,0
3	82,3	117,5	199,8
4	51,7	122,5	174,2

Elaboración: OEE, GFE-OSINERGMIN

El beneficio que obtiene la empresa por no reemplazar un medidor con problemas es presentado en el cuadro 7.11., para cada sector típico. Se puede apreciar que el beneficio que obtienen las empresas concesionarias es mayor en el sector típico de distribución 1, ya que tienen un mayor consumo promedio y por lo tanto, al haber errores de desvío, el monto de la sobrefacturación es mucho mayor que en las empresas que operan en los sectores típicos de distribución 2, 3 y 4. El valor presente de los flujos que recibe la empresa por los errores de medición puede superar incluso el costo del medidor.

Para establecer las multas por no realizar el cambio de medidor se debe tomar en consideración la proporción de suministros por sector típico de cada empresa concesionaria, así como la probabilidad de detección que depende del esfuerzo desplegado por OSINERGMIN en la fiscalización. Para el cálculo de la probabilidad de detección deben ser tomados en cuenta diversos aspectos, tales como el tamaño del lote fiscalizado y el tamaño de la población de medidores con errores de medición del período de control. Dado que el muestreo es aleatorio, una vez determinada la proporción de medidores no reemplazados de la muestra fiscalizada, el monto de la multa debería ser igual a la siguiente expresión.

$$Multa = p \cdot B2 \cdot N \quad (7.17.)$$

Donde:

- $B2$: importe unitario de la multa
- N : número de medidores que presentaron problemas de medición determinado en el proceso de contrastación de medidores
- p : proporción de medidores con errores de medición que no fueron reemplazados de la muestra fiscalizada

El importe unitario de la multa por no reemplazo de medidores es mostrado en la siguiente tabla:

Rango según el número de usuarios	B2
Menos de 100.000 usuarios	207
Entre 101.000 a 200.000 usuarios	222
Entre 201.000 a 500.000 usuarios	224
Más de 500.000 usuarios	466

Determinación de multas por indisponibilidades y estado operativo de las unidades de generación²⁰

Una de las funciones del OSINERGMIN es fiscalizar la adecuada aplicación de los procedimientos que establece el Comité de Operación Económica del SEIN (COES-SINAC) para el despacho económico. En ejercicio de estas funciones, se detectó una inadecuada aplicación del procedimiento N° 25 del COES-SINAC (en adelante, PR-N° 25), referido a la verificación de disponibilidades de las unidades mediante pruebas aleatorias. Dada esta problemática, OSINERGMIN publicó en octubre de 2005 el «Procedimiento para supervisar la “disponibilidad y el estado operativo de las unidades de generación del SEIN».²¹

En resumen, el procedimiento busca cumplir los siguientes objetivos: 1) verificar el desarrollo del proceso aleatorio operado por el COES-SINAC y, 2) determinar el estado operativo de las unidades térmicas. Ello permitirá a OSINERGMIN constatar la disponibilidad real de las unidades térmicas del SEIN a partir de su conservación y mantenimiento adecuados, y supervisar las actividades de mantenimiento de las unidades de generación, tanto de los programados mensualmente como de aquellos no programados, así como de los programados con horizonte diario.

Según el procedimiento, se establecen las siguientes causales para la aplicación de multas a las empresas titulares de las unidades de generación:

- Cuando la verificación de la prueba aleatoria no haya sido exitosa.
- Cuando no se encuentre disponible la unidad de generación, luego de haber sido convocada al despacho por requerimiento del SEIN.
- Cuando exceda del plazo extendido para la actividad de mantenimiento.

²⁰ Esta multa se incorporó como el anexo 10 a la escala de multas de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica de OSINERGMIN (resolución 672-2006-OS/CD).

²¹ Resolución de Consejo Directivo 316-2005-OS/CD.

A continuación se presentan las multas establecidas por el incumplimiento de cada uno de estos indicadores y los criterios usados, los cuales se basan en el marco teórico explicado anteriormente, que sirvieron de sustento para la escala de multas.²²

a) Prueba aleatoria

El PR-N° 25 establece la verificación de disponibilidades de las unidades térmicas mediante pruebas aleatorias, proceso que es verificado por OSINERGMIN. Se realizan cuatro pruebas mensuales durante el año. La selección de los días de prueba se hace mediante un sorteo que se lleva a cabo todos los días a las 16:00 horas con el siguiente procedimiento:

- Los representantes de la DOCOES (Dirección de Operaciones del COES) y del coordinador (entidad encargada de la operación en tiempo real) reunirán al inicio del mes, en una urna, tantas balotas como días tenga el mes, de las cuales cuatro (4) serán de color negro y las restantes de color blanco.
- Se selecciona en forma aleatoria una balota de la urna, la cual no se reintegrará a la urna. Si la balota resulta ser negra, se realizará la prueba ese día.

Si, conforme al punto anterior, se seleccionara una balota negra, se procederá inmediatamente con la selección de la unidad de generación que se someterá a prueba, con el siguiente procedimiento:

- Los representantes de la DOCOES y del coordinador reunirán, en una urna, tantas balotas como unidades tenga el parque térmico en ese momento, excluidas aquellas que hayan operado exitosamente en los treinta días previos y las que no se encuentren disponibles según el programa semanal de operación. Cada balota mostrará la identificación de una de las unidades de generación térmica.
- Las unidades que ya fueron sometidas a pruebas mediante esta selección no serán consideradas en la selección para las pruebas siguientes del mes en curso.
- Se seleccionará en forma aleatoria una balota de la urna. La unidad a la que corresponda será sometida a una prueba a partir de las 17:00 horas de ese día.

La prueba aleatoria será considerada exitosa en caso de que la unidad en prueba haya cumplido las condiciones estipuladas en el PR-N° 25, y de fallar en el arranque, el titular de la unidad de generación podrá solicitar a la DOCOES, a su propio costo, un re arranque dentro de su tiempo de re arranque declarado. De no sincronizar la unidad en prueba y cumplir con lo estipulado en el PR-N° 25, en esta segunda oportunidad la prueba será declarada no exitosa por OSINERGMIN.

²² Resolución OSINERG 672-2006-OS/CD.

De acuerdo a la metodología propuesta, la multa por una prueba no exitosa está determinada por los costos evitados de no efectuar el mantenimiento adecuado para garantizar el arranque exitoso —que se refleja en los ingresos obtenidos por potencia mensual—, debido a que la unidad no operó en los treinta últimos días y a una probabilidad de detección —que es la probabilidad de que una de las unidades que no ha operado los últimos treinta días sea seleccionada para la prueba aleatoria—. De esta manera la multa propuesta es la siguiente:

$$\text{Multa} = \frac{\text{Ingreso garantizado por potencia}}{\text{Probabilidad de detección}} \quad (7.18.)$$

Donde:

- *Ingreso garantizado por potencia* : corresponde al ingreso garantizado por potencia del mes anterior a la ocurrencia de la prueba aleatoria correspondiente
- *Probabilidad de detección* : es la probabilidad de que, el día en que se realice la prueba, una unidad sea elegida entre las que se encuentren disponibles para entrar al sorteo según lo establecido en el PR-N° 25. Esta se calculará como: $1/n$, siendo n el número de unidades que entran al sorteo según lo establecido en el PR-N° 25

b) Arranque por requerimiento del sistema

La DOCOES, sobre la base de sus procedimientos 1, 2, 6 y 9, efectúa la programación y la reprogramación de la operación de corto plazo del SEIN —en sus horizontes semanal y diario— y el coordinador realiza la operación en tiempo real.

Si el arranque de determinada unidad de generación se encuentra programado, o el coordinador lo requiere en el despacho, y esta no se encuentra disponible, se genera ineficiencia en el sistema, ya que dependiendo de las condiciones, puede ocasionar el ingreso de otra unidad de mayor costo variable. Se considera, entonces, que el titular de la unidad no mantuvo la unidad de generación en adecuadas condiciones de conservación y mantenimiento.

En este sentido, es conveniente señalar que el arranque fallido puede incrementar los precios del mercado *spot* y, por lo tanto, podría generar un beneficio económico al titular de la unidad de generación. Una manera de considerar estos efectos, tanto el potencial incremento en el beneficio como la externalidad que causa el incremento de los costos operativos y costos marginales del sistema, es estimando la diferencia

entre el costo marginal de la unidad de mayor costo despachada menos el costo marginal de la unidad de mayor costo si la unidad que falló hubiese arrancado. Teniendo en cuenta este criterio, la multa se calcula con la siguiente fórmula:

$$Multa = CVNC \times h \times P + \sum_h (CMg_i - CMg'_i) \times 0,25 \times P \quad (7.19.)$$

Donde:

- $CVNC$: costo variable no combustible de la unidad, expresada en nuevos soles por MWh, reconocido en la fijación tarifaria vigente
- h : tiempo (en horas) que la unidad tarda en reestablecer su disponibilidad, la cual será constatada por OSINERGMIN en la siguiente programación de la operación (la que incluye las actividades de mantenimiento), elaborada conforme a los procedimientos del COES-SINAC. Se aceptará como tolerancia no sujeta a multa un arranque fallido por trimestre
- CMg_i : costo marginal promedio del SEIN, cada quince minutos, en el intervalo i , sancionado conforme a lo establecido en el procedimiento técnico del COES N° 07
- CMg'_i : costo marginal de la unidad que excedió el plazo en el intervalo i , calculado conforme a lo establecido en el numeral 8.2. del procedimiento técnico del COES N° 10
- P : potencia efectiva vigente de la unidad en MW obtenida conforme al procedimiento técnico del COES N° 17
- $0,25$: ratio que expresa los períodos de fijación del precio *spot* (quince minutos) en horas

Luego, si el CMg_i es menor o igual al CMg'_i , no se incurre en incremento del costo marginal, por lo cual la segunda expresión de la multa es igual a cero. Por otro lado, para las centrales hidroeléctricas que no se encuentren disponibles luego de haber sido convocadas por requerimiento del SEIN, la multa se calcula con la siguiente expresión:

$$Multa = (C + SS) \times h \times P + \sum_h (CMg_i - CMg'_i) \times 0,25 \times P \quad (7.20.)$$

Donde:

- C : canon de agua expresado en nuevos soles por MWh de acuerdo al rendimiento de cada central hidroeléctrica, de conformidad con lo establecido en el artículo 107 de la LCE y el artículo 214 de su reglamento
- SS : costo por sólidos de suspensión expresado en nuevos soles por MWh, reconocido en la fijación tarifaria vigente

- h : tiempo (en horas) que la unidad tarda en reestablecer su disponibilidad, la cual será constatada por OSINERGMIN en la siguiente programación de la operación, elaborada conforme a los procedimientos del COES-SINAC. Se aceptará como tolerancia no sujeta a multa un arranque fallido por trimestre
- CMg_i : costo marginal promedio del SEIN, cada quince minutos, en el intervalo i , sancionado conforme a lo establecido en el PR-N° 07
- CMg'_i : costo marginal de la unidad que excedió el plazo en el intervalo i , calculado conforme a lo establecido en el numeral 8.2. del PR-N° 10.
- P : capacidad nominal de la unidad en MW, establecida en las fichas técnicas vigentes declaradas al COES conforme a su PR-N° 20 «Verificación del cumplimiento de requisitos para ser integrante del COES-SINAC».

Luego, si el CMg_i es menor o igual al CMg'_i , no se incurre en incremento del costo marginal, por lo cual la segunda expresión de la multa es igual a cero.

En este caso, la detección de la indisponibilidad es solo por el efecto del no arranque de la unidad, por lo que el evento de requerimiento del despacho no es aleatorio, sino que solo lo es el resultado.²³

c) Exceso de plazo extendido por actividades de mantenimiento

A través del PR-N° 12 del COES-SINAC se establecen los criterios para la programación del mantenimiento para la operación de SEIN y se detallan las responsabilidades de la Dirección de Operaciones y de los integrantes del COES-SINAC respecto a la elaboración y cumplimiento de los diferentes programas de mantenimiento. Estos incluyen el Programa de Mantenimiento Mayor (PMMA), el Programa Anual de Mantenimiento (PMA), el Programa Mensual de Mantenimiento (PMM), el Programa Semanal de Mantenimiento (PSM) y el Programa Diario de Mantenimiento (PDM) de los equipos principales de generación y transmisión del SEIN.

El procedimiento establece que el OSINERGMIN supervisará el cumplimiento del Programa Mensual de Mantenimiento (PMM) y procederá a verificar si el período de ejecución del mantenimiento excede el tiempo programado aprobado por el COES-SINAC. De excederse en los plazos extendidos para las actividades de mantenimiento, las empresas titulares de unidades de generación estarán sujetas a sanción.

²³ En este tipo de evento el resultado es similar al evento de «lanzar una moneda» solo existen dos posibles resultados —cara o sello—, el evento es siempre detectable.

Para efectos de aplicación de la multa, el período de tiempo a verificar estará referido a la duración de la intervención programada y ejecutada, considerando que la actividad de mantenimiento en ambos casos es la misma.

En caso que el plazo de mantenimiento exceda al programado, el titular de la unidad de generación debe sustentar técnicamente ante el OSINERGMIN el motivo por el cual la actividad de mantenimiento programada no ha concluido, así como el tiempo en el cual culminaría. Si se encuentra que el motivo es justificado técnicamente se seguirá supervisando el desarrollo de la actividad de mantenimiento.²⁴ Para la supervisión de las actividades de mantenimiento diario, OSINERGMIN procede de manera similar a la supervisión del PMM.

El cálculo de la multa por exceder el plazo extendido para actividades de mantenimiento se encuentra asociado, en el caso de las unidades térmicas de generación, al exceso —en términos de horas— en el plazo de mantenimiento, al costo variable no combustible (CVNC) y a la potencia efectiva de la unidad cuyo plazo de mantenimiento excedió lo programado.

Teniendo en cuenta que, de manera similar al caso de unidades que fallan en el arranque, los excesos en los plazos pueden originar incrementos en los costos marginales, y considerando que el evento es siempre detectable (probabilidad = 1), la multa por exceder el plazo extendido para actividades de mantenimiento, para las unidades de generación térmica, es calculada de la siguiente manera:

$$Multa = CVNC \times h^e \times P + \left(\sum_{h^e} (CMg_i - CMg'_i) \right) \times 0,25 \times P \quad (7.21.)$$

Donde:

- $CVNC$: costo variable no combustible de la unidad expresada en nevosles por MWh, reconocido en la fijación trifaria vigente
- CMg_i : costo marginal promedio del SEIN, cada quince minutos, en el intervalo i , sancionado conforme a lo establecido en el PR-N° 07
- CMg'_i : costo marginal de la unidad que excedió el plazo en el intervalo i , calculado conforme a lo establecido en el numeral 8.2. del procedimiento técnico del COES N° 10
- h^e : exceso medido en horas, respecto al plazo extendido para actividades de mantenimiento. Se aceptará una tolerancia de 0, horas.
- P : potencia efectiva vigente de la unidad en MW obtenida conforme al PR-N° 17

²⁴ OSINERGMIN comunicará a los titulares de las unidades de generación del resultado de la evaluación a más tardar dentro de los quince días siguientes al mes en que se presenta la justificación. Si al vencer dicho plazo OSINERGMIN no se pronuncia, se entenderá admitida la justificación. La ampliación del plazo de mantenimiento se dará como máximo dos veces.

Luego, si el CMg_i es menor o igual al CMg'_i , no se incurre en incremento del costo marginal, por lo cual la segunda expresión de la multa es igual a cero.

En el caso de centrales hidroeléctricas que excedan el plazo para las actividades de mantenimiento, la multa tiene la siguiente expresión:

$$Multa = (C + SS) \times h^e \times P + \left(\sum_{h^e} (CMg_i - CMg'_i) \right) \times 0,25 \times P \quad (7.22.)$$

Donde:

- C : canon de agua expresado en nuevos soles por MWh de acuerdo al rendimiento de cada central hidroeléctrica, de conformidad con lo establecido en el artículo 107 de la LCE y el artículo 214 de su reglamento
- SS : costo por sólidos en suspensión expresado en nuevos soles por MWh, reconocido en la fijación tarifaria vigente
- P : capacidad nominal de la unidad en MW, establecida en las fichas técnicas vigentes declaradas al COES conforme a su PR-N° 20, «Verificación del cumplimiento de requisitos para ser integrante del COES SINAC»
- CMg_i : costo marginal promedio del SEIN, cada quince minutos, en el intervalo i , sancionado conforme a lo establecido en el PR-N° 07
- CMg'_i : costo marginal de la unidad que excedió el plazo en el intervalo i , calculado conforme a lo establecido en el numeral 8.2. del PR-N° 10

Cabe destacar que si se considera que el costo marginal de hora punta es el más alto, queda implícito que las empresas evitarán incurrir en exceder los plazos programados de mantenimiento en el período de hora punta.

Determinación de multas por no brindar los niveles de calidad de suministro²⁵

En este caso, independientemente de las compensaciones por las interrupciones de suministro que deben realizar los concesionarios de acuerdo a la NTCSE, estos deben brindar determinados niveles de calidad reconocidos en los costos utilizados en el cálculo de las tarifas, específicamente cuando se diseñan las empresas modelo eficientes. Por ello se vio necesario imponer una multa *ex ante* de carácter disuasivo que tenga por finalidad que las empresas inviertan realmente de acuerdo a los costos reconocidos a nivel tarifario.

²⁵ Esta multa se incorporó como el anexo 13 a la escala de multas de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica de OSINERGMIN (resolución 590-2007-OS/CD).

De esta manera, la multa incorpora las desviaciones de los valores alcanzados respecto a los indicadores de desempeño esperados, estimados de acuerdo a los cálculos tarifarios, y los costos reconocidos asociados al desempeño de los indicadores de frecuencia y duración de las interrupciones (SAIFI y SAIDI). Dado que estos costos están calculados por MW de capacidad de distribución para la máxima demanda de los sistemas eléctricos usados como referencia para cada sector típico, se tienen que determinar para cada sistema eléctrico usando la información de su máxima demanda particular.

Específicamente, se incorporan a la multa los siguientes conceptos a nivel de media tensión: la anualidad de los equipos de protección y seccionamiento (A_{EPyS}), sus respectivos costos de operación y mantenimiento ($COyM_{EPyS}$) y los costos de operación y mantenimiento de las redes de distribución ($COyM_R$).

Adicionalmente, se incorporó solo la máxima de las desviaciones de los indicadores reportados respecto a los niveles de desempeño y se estableció como restricción que, cuando la desviación sea mayor que uno, se considerará el valor de uno, es decir, se estaría multando como máximo por el monto que es reconocido en la tarifa. Así, la multa por exceder los niveles de desempeño esperado de los indicadores SAIFI o SAIDI, para cada sistema eléctrico, se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$Multa\ sistema_i = Max(D_{SAIFI}, D_{SAIDI}) \times CU_j \times MD_i \quad (7.23.)$$

Donde:

- D_{SAIFI} : desviación del SAIFI reportado, atribuible a instalaciones de distribución en media tensión, respecto al desempeño esperado anual establecido en el cuadro 7.12. del sector típico correspondiente²⁶
- D_{SAIDI} : desviación del SAIDI reportado, atribuible a instalaciones de distribución en media tensión, respecto al desempeño esperado anual establecido en el cuadro 7.12. del sector típico correspondiente. En ambas desviaciones no se incluyen las interrupciones por rechazo de carga ni aquellas calificadas como de fuerza mayor por OSINERGMIN
- CU_j : costo unitario por MW reconocido por sector típico j , el cual se determina mediante la siguiente expresión:

$$CU_j = \left(A_{EPyS_j} + COyM_{EPyS_j} + COyM_{R_j} \right) / MD_j$$

²⁶ Las desviaciones de los indicadores SAIFI y SAIDI son desviaciones proporcionales y se calculan de la siguiente forma: $D_x = \frac{x-x^*}{x}$, donde x^* es la tolerancia establecida para el indicador x .

- A_{EPySj} : anualidad de los equipos de protección y seccionamiento por sector típico j
- $COyM_{EPySj}$: costos de operación y mantenimiento de los equipos de protección y seccionamiento por sector típico j
- $COyM_{Rj}$: costos de operación y mantenimiento de las redes de media tensión por sector típico j
- MD_j : máxima demanda del sistema establecida para el sector típico j
- MD_i : máxima demanda del sistema eléctrico i en el período de evaluación

Cuadro 7.12. Indicadores de desempeño esperado para la calidad del suministro

Sectores típicos	Año 2008		Año 2009		Año 2010		Año 2011	
	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI
STD1	3	7,5	3	7,5	3	7	3	6,5
STD2	11	20	9	16	7	13	5	9
STD3	13	24	11	20	9	16	7	12
STD4	16	32	15	29	13	27	12	24
STD5	20	50	19	47	17	43	16	40
Especial	12	27	12	27	12	27	12	27

Fuente: OSINERGMIN

La multa para cada concesionario es entonces igual a la suma de las multas por cada sistema eléctrico en el que opera:

$$Multa\ empresa = \sum_{i=1}^n Multa\ sistema_i \quad (7.24.)$$

Donde:

- n : número de sistemas eléctricos en los que opera el concesionario a penalizar

La multa por sistema no podrá exceder el monto correspondiente a lo recaudado anualmente por cada concesionario en el sistema eléctrico evaluado, el cual viene a ser el producto del costo unitario por la máxima demanda respectiva. Ello teniendo en cuenta que el mecanismo tarifario considera que los concesionarios pueden financiar sus inversiones en cuotas anuales.

$$Multa\ máxima = CU \times MD \quad (7.25.)$$

Donde:

- *CU* : costo unitario por MW definido en el cuadro 7.13.
- *MD* : máxima demanda por sistema eléctrico

Cuadro 7.13. Costo unitario asociado a la calidad de suministro por sector típico

Sector típico	Costo unitario (CU) (miles de nuevos soles/MW)	Costo unitario (UIT)
1	41,9	12,0
2	16,4	4,7
3	27,5	7,9
4	57,0	16,3
5	77,8	22,2
Especial	42,6	12,2

Fuente: OSINERGMIN

8. COMENTARIOS FINALES

Las actividades de supervisión surgen debido a algunas peculiaridades de la provisión del servicio eléctrico, como la existencia de información asimétrica y los límites a la competencia en los segmentos de transmisión y distribución. Ello hace necesario no solo la regulación de precios sino el establecimiento de estándares de calidad que deben ser supervisados por el regulador.

En los últimos años, el Perú ha reformulado su sistema de fiscalización de las actividades eléctricas, introduciendo criterios estadísticos como el diseño de muestras representativas que hacen más eficiente el proceso de fiscalización, la creación de procedimientos específicos para cada actividad a fin de implementar una supervisión basada en resultados obtenidos respecto a determinadas metas o estándares y el establecimiento de multas disuasivas basadas en el costo evitado o beneficio ilícito que pueden obtener los concesionarios por incumplir los procedimientos, considerando además la probabilidad de detectar estas conductas. Estas metas también han incorporado un criterio de gradualidad a fin de que los objetivos establecidos sean alcanzables efectivamente por las empresas.

Los resultados obtenidos han sido satisfactorios, pues las empresas se han esforzado en alcanzar los estándares establecidos en cada procedimiento ante la amenaza creíble de ser multadas. Algunos de estos resultados se muestran en el cuadro 7.14., destacando la drástica reducción en los porcentajes de lámparas de alumbrado público deficientes y los medidores con errores de lectura.

Cuadro 7.14. Resultados de algunos indicadores supervisados en el sector eléctrico

Indicador	2003	2006
Porcentaje de lámparas de alumbrado público deficientes	11,1%	1,7%
Porcentaje de medidores con errores de lectura	12,5%	5,2%
Tiempo de atención promedio más alto a los usuarios	60 minutos*	20 minutos
Porcentaje de facturas con errores	0,07%*	0,05%

* El indicador corresponde al año 2005

Fuente: OSINERGMIN

GLOSARIO

- Adecuación (*Adequacy*):** es la habilidad del sistema eléctrico para suplir los requerimientos de demanda de los consumidores en todo momento.
- Arranque en negro (*Black Start*):** capacidad que tiene una unidad generadora para arrancar sin alimentación exterior del sistema en un tiempo inferior a un máximo establecido, generando de forma estable.
- Aversión al riesgo:** se dice que un agente tiene un comportamiento de aversión al riesgo si prefiere que se le dé un monto seguro de dinero en vez de jugar un juego con cierto nivel de riesgo, aunque este tenga el mismo valor esperado que el monto seguro. El grado de aversión al riesgo estará medido por la prima o pago adicional que requerirá este agente para aceptar jugar el juego.
- Barra (*Bus*):** es aquel punto del sistema eléctrico preparado para entregar o retirar electricidad. Se conoce también como nodo (*node*).
- Bien público:** es aquel bien donde la rivalidad en el consumo es baja y las posibilidades de excluir de los beneficios —por medios físicos o legales— a terceros es relativamente difícil.
- BTU (*British Thermal Unit*):** unidad de energía inglesa que representa la cantidad de energía que se requiere para elevar un grado Fahrenheit la temperatura de una libra de agua en condiciones atmosféricas normales.
- Central hidráulica de embalse:** central hidráulica que posee facilidades para almacenar agua —embalses—, que le permiten mantener un nivel de producción relativamente estable a través de la regulación de sus embalses.
- Central hidráulica de pasada:** central hidráulica que utiliza caudal natural, es decir, agua fluente que no se almacena en reservorios, para generación de energía eléctrica.
- Competencia a lo Bertrand:** cuando en un mercado los agentes compiten ofreciendo precios, situación donde el que ofrece el menor precio puede ganarse a toda la demanda.

- Competencia a lo Cournot:** cuando en un mercado oligopólico los agentes compiten ofreciendo cantidades al mercado bajo la conjetura de que los otros generadores mantienen las suyas constantes.
- Confiabilidad (*Reliability*):** es la habilidad de un sistema eléctrico para enviar la energía con el voltaje y frecuencia dentro de determinados límites. Un sistema eléctrico es confiable cuando cumple con las condiciones de adecuación (*adequacy*) y seguridad (*security*).
- Congestión:** cuando el flujo de energía que pasa por una determinada línea de transmisión ya no puede incrementarse debido a que ha llegado a su límite de capacidad de transmisión.
- Consumo específico:** es el consumo de combustible por unidad de generación de energía eléctrica utilizada por una central termoelectrica.
- Contrato bilateral:** contrato usado para hacer transacciones entre dos partes o agentes privados.
- Contrato por diferencias (*Contract for Differences*):** es un instrumento financiero o contrato futuro en el cual un vendedor —generador o comercializador— se compromete a cobrar un precio fijo a un distribuidor o cliente libre. Este a su vez se compromete a pagarle dicho precio fijo por sus compras de energía. Por ello a este contrato se le conoce como *two-way* o de mutuo aseguramiento. Si la cantidad despachada por el generador es igual a la contratada, este instrumento le permite eliminar la exposición al precio *spot* del sistema eléctrico, permitiendo a los agentes conseguir un flujo de caja más estable para ambas partes respecto del que habrían obtenido transando al precio *spot*.
- Costo de reposición:** costo actual estimado de reemplazo de bienes existentes como si fueran nuevos. Precio que deberá pagarse para adquirir un activo similar a los precios prevalecientes en el año de estudio sin tener en cuenta la posible obsolescencia o la existencia de otras nuevas alternativas que realicen la misma función.
- Costo marginal de energía:** es el costo de producción de una unidad adicional de energía usando la central más barata que tenga capacidad disponible.
- Costos hundidos (*Sunk Costs*):** inversiones que no se pueden redituar en actividades distintas a las que les dieron origen debido a que no se pueden utilizar luego para fines alternativos por tener un carácter muy específico.
- Costos varados (*Stranded Costs*):** costos incurridos en diferentes inversiones que se realizaron en entornos regulados cuya recuperación ya no es posible cuando se liberaliza una industria debido a la entrada de operadores con menores costos; un ejemplo son las inversiones en centrales nucleares en Estados Unidos.
- Curva de carga (*Load Curve*):** representa el comportamiento de la demanda a lo largo de un período de tiempo —anual, mensual, semanal—.

- Curva de duración (*Screening Curve*):** es la demanda en un período de tiempo ordenada de mayor a menor, y se utiliza para tomar decisiones de planificación de inversiones y para el despacho económico.
- Demanda máxima anual:** es la máxima generación bruta horaria del total de las unidades generadoras del sistema dentro de las horas de punta del mismo.
- Despacho (*Dispatch*):** proceso de toma de decisiones de producción —tanto en niveles como períodos— de las centrales en un sistema eléctrico considerando aspectos técnicos y económicos. Se denomina despacho económico (*economic dispatch*) a la búsqueda del menor costo de producción de electricidad en un horizonte de tiempo determinado teniendo en cuenta los recursos disponibles del sistema eléctrico.
- Diseño de mercado (*Market Design*):** se refiere al conjunto de reglas e instituciones existentes en un sistema eléctrico que regulan la forma como se toman las decisiones de operación, formación de precios y contratación.
- Energía (E):** mide el uso de la potencia en el tiempo. Se mide en kilovatios-hora (kWh) y se define como: $E \equiv P \times t$.
- Externalidades:** un tipo de fallas de mercado que surgen cuando las decisiones de un agente pueden afectar el bienestar de otro agente, siendo estas consecuencias no tomadas en cuenta por el primero, como puede ser la producción de una fábrica que contamina el río y reduce la pesca de los pobladores aguas abajo.
- Factor de carga (*Load Factor*):** es un indicador de la eficiencia en el consumo en un sistema eléctrico, definido como la demanda promedio de potencia en un período entre la máxima demanda del mismo.
- Factor de planta (*Capacity Factor*):** es un indicador del uso de la capacidad efectiva de una central de generación, definido como la ratio de la producción promedio en un período entre la potencia efectiva de la central.
- Información asimétrica:** es una falla de mercado referida a la situación donde un agente involucrado en la transacción tiene mayor información que el otro y aprovecha esta situación para su beneficio.
- Inframarginal:** denominación aplicada a un agente cuando, en un mercado donde existen límites o restricciones de capacidad, este no fija el precio del mercado debido a que entró a operar antes que el último agente que entró a producir o agente marginal, siendo este quien fija el precio del mercado a un nivel igual a su oferta o costo marginal si todavía no ha alcanzado su máxima capacidad, a la cual operan los agentes inframarginales.
- Intensidad de la corriente (I):** se refiere a la cantidad de electrones que pasa por una sección del conductor por unidad de tiempo. Se mide en amperios (A).

Loop Flows: es la diferencia entre el despacho esperado en un sistema donde se considera el efecto de las leyes físicas respecto del que se obtendría si no se consideraran estos efectos. Por ejemplo, una ley física que se suele considerar para evaluar esta diferencia es que la energía se desplaza en proporción a la resistencia existente en cada línea.

Monopolio natural: situación en la cual es más eficiente que toda la producción de determinadas cantidades de uno o más bienes se realice en una sola empresa antes que en dos o más empresas. En el caso de la producción de un solo producto, la existencia de economías de escala —costos medios decrecientes— es condición suficiente para que se cumpla la condición de monopolio natural, mas no condición necesaria, pues puede existir subaditividad de costos aun cuando estas ya se agotaron.

Opción: es el derecho a comprar (*call option*) o vender (*put option*) un determinado activo a un precio dado o precio de ejercicio (*strike price*) otorgado por un agente a otro a cambio de un determinado pago (prima).

Poder de mercado (*Market Power*): es la habilidad de alterar rentablemente los precios por encima de los niveles competitivos sin inducir una rápida entrada de otros agentes al mercado.

Potencia (*P*): es la capacidad de desarrollar trabajo mecánico o realizar una acción. Se mide en vatios o watts (*W*). Se define como la intensidad de corriente (*I*) por la tensión (*V*): $P \equiv V \times I$. Se suelen utilizar los siguientes múltiplos: 1.000 W = 1 kW (kilovatio o kilowatt), 1.000 kW = 1 MW (megawatt), 1.000 MW = 1 GW (gigawatt).

Potencia efectiva: también denominada *potencia real*, es la que en el proceso de transformación de la energía eléctrica se aprovecha como trabajo.

Potencia firme: es la potencia máxima que sería capaz de inyectar y transitar en los sistemas de transmisión en las horas de punta del sistema una central, considerando su indisponibilidad probable.

Potencia reactiva: es la encargada de generar el campo magnético que requieren para su funcionamiento los equipos inductivos como los motores y transformadores.

Precios rayo (*Price Spikes*): son incrementos súbitos en los precios de un mercado eléctrico en los períodos donde la demanda supera a la oferta del sistema debido a los límites de capacidad instalada. Estos contribuyen a financiar los costos fijos de las centrales.

Probabilidad de pérdida de carga (*Loss of Load Probability*, **LOLP):** es un índice que permite medir el nivel de confiabilidad del sistema de generación. Cuanto más pequeño es el LOLP, el nivel de confiabilidad será mayor. Consecuentemente, si el margen de reserva es más grande el LOLP será más pequeño.

Renta de escasez (*Scarcity Rent*): es el ingreso adicional al costo variable total que obtienen las generadoras en un mercado competitivo, donde no existe pago por capacidad.

Esta renta de escasez le permite amortizar sus costos fijos a la última central que entró a despachar y los costos fijos restantes a las otras centrales —pues ya han recuperado una parte de sus costos fijos con las rentas inframarginales—. Las últimas centrales en entrar no fijan el precio directamente, pues este surge de la intersección de la curva de demanda y la curva de oferta que tiene un último tramo vertical que indica el límite de la capacidad instalada.

Reserva fría: capacidad de reserva de generación que puede entrar en operación ante una contingencia en el sistema en unos pocos minutos.

Reserva rotante: es la diferencia entre la suma de las capacidades disponibles en el corto plazo de las unidades sincronizadas al sistema y la suma de las potencias realmente entregadas al sistema en un momento dado.

Seguridad (*Security*): se refiere a la capacidad del sistema eléctrico para soportar disturbios imprevistos sin pérdida de carga.

Servicios complementarios (*Ancillary Services*): son aquellos servicios que se requieren para mantener la seguridad del suministro debido a que la producción debe adaptarse en todo momento a la variabilidad de la demanda tanto en cantidad y rapidez, lo que motivará cambios en los parámetros del sistema que deben superarse a riesgo de colapsar. Muchos de estos servicios tienen características de «bienes públicos», por lo que su provisión privada puede no ser eficiente económicamente. Por ello, la demanda de estos servicios suele centralizarse en el operador del sistema, el cual requiere estos servicios de los generadores más adecuados para brindarlos dentro de un mercado de servicios complementarios o vía procedimientos administrativos.

Swap: instrumento financiero que intercambia un determinado flujo de caja por otro; puede ser de tasas de interés —fijas versus variables—, de monedas y de otros tipos. Un contrato por diferencias funciona como un *swap* bajo determinadas condiciones.

Tensión o voltaje (*V*): es el nivel de potencial o la fuerza que hace circular la corriente; se mide en voltios (*V*).

Valor de la energía no suministrada (*Value of Lost Load, VOLL*): es el costo promedio causado a los consumidores de un sistema eléctrico por cada MWh dejado de consumir ante un corte imprevisto del suministro. Se puede estimar como la disponibilidad media a pagar de los consumidores por evitar cortes en el suministro de electricidad.

Valor o precio sombra (*Shadow Price* o *Shadow Value*): es el cambio en el valor de una determinada función objetivo —sea de costos, utilidad u otras— ante un cambio en el valor de alguno de los parámetros de determinadas restricciones —por ejemplo, de la capacidad máxima de producción, de los ingresos disponibles, u otros—.

WACC (*Weighted Average Cost of Capital* o **costo ponderado del capital**): es la tasa a la cual deben descontarse los flujos de caja de un proyecto para poder pagar los costos de oportunidad del dinero de las fuentes de financiamiento —endeudamiento y capital propio—. La proporción de la deuda dentro del WACC debe descontar el efecto del escudo fiscal generado por el endeudamiento. A su vez, el porcentaje óptimo de endeudamiento a usarse (*leverage*) depende de una serie de factores tales como el riesgo de insolvencia ante eventos imprevistos que pueden afectar la capacidad de pago de la empresa. La fórmula del WACC es la siguiente:

$$WACC = \left(\frac{D}{D+E} \right) (1-t) r_D + \left(\frac{E}{D+E} \right) r_E$$

donde:

- r_D : tasa de la deuda
- r_E : tasa del capital propio (*equity*)
- D : financiamiento vía deuda de largo plazo
- E : financiamiento vía capital propio
- t : tasa impositiva

ÍNDICE DE CUADROS

CAPÍTULO 3

- Cuadro 3.1. Costo fijo anual de generación eléctrica (miles de US\$ por MW-año)
- Cuadro 3.2. Costo variable unitario de generación eléctrica por tipo de central (US\$/MWh)
- Cuadro 3.3. Costos anualizados de capital y energía por tecnología
- Cuadro 3.4. Precios pico en diferentes casos
- Cuadro 3.5. Costos fijos y variables y obtención del parque óptimo
- Cuadro 3.6. Precios óptimos y equilibrio financiero
- Cuadro 3.7. Ejemplo de despacho en sistemas térmicos
- Cuadro 3.8. Ejemplo de cálculo de costos en despacho hidrotérmico

APÉNDICE 3.1

- Cuadro 1. Costos medios para diferentes factores de planta

APÉNDICE 3.2

- Cuadro 1. Ejemplo de despacho con costos cuadráticos y mínimos operativos

APÉNDICE 3.7

- Cuadro 1. Flujos de caja ante diferentes precios spot y cantidades producidas

APÉNDICE 3.8

- Cuadro 1. Coberturas secuenciales de un generador que adquiere un FTR

CAPÍTULO 4

- Cuadro 4.1. Principales variables de la transmisión eléctrica
- Cuadro 4.2. Obtención del ingreso tarifario por congestión
- Cuadro 4.3. Cálculo del costo marginal de transmisión incluyendo pérdidas y congestión
- Cuadro 4.4. Ejemplo de costos de transmisión
- Cuadro 4.5. Métodos usados para asignar costos de transmisión en Latinoamérica
- Cuadro 4.6. Comparación de la asignación de cargos en líneas troncales

APÉNDICE 4.5

Cuadro 1. Ejemplo del reparto de costos por el método de Bialek

CAPÍTULO 5

Cuadro 5.1. Ejemplo de sistemas eléctricos representativos por sector típico

Cuadro 5.2. Comparación entre mecanismos regulatorios de la distribución

Cuadro 5.3. Métodos de cálculo de la remuneración de la actividad de distribución en Latinoamérica

APÉNDICE 5.2.

Cuadro 1. Clasificación de los sistemas eléctricos en sectores de distribución típicos

CAPÍTULO 6

Cuadro 6.1. Participación en la provisión de electricidad en California por tipo de generación (1999)

Cuadro 6.2. Resultados de la primera licitación en Brasil

Cuadro 6.3. Algunos indicadores del sector eléctrico peruano prereforma

Cuadro 6.4. Principales empresas privatizadas en el Perú

Cuadro 6.5. Instituciones estatales involucradas en el mercado eléctrico peruano

Cuadro 6.6. Principales resultados de la reforma del sector eléctrico peruano

Cuadro 6.7. Comparación de los instrumentos utilizados en los principales procesos de reforma

Cuadro 6.8. Comparación de los resultados de los principales procesos de reforma

APÉNDICE 6.1.

Cuadro 1. Fijación del precio básico de potencia en el Perú (mayo de 2006)

CAPÍTULO 7

Cuadro 7.1. Resumen comparativo de las regulaciones internacionales de calidad

Cuadro 7.2. Alcances de la función de supervisión de OSINERGMIN

Cuadro 7.3. Indicadores utilizados en el proceso de supervisión por OSINERGMIN

Cuadro 7.4. Tamaño de muestra para supervisión de alumbrado público

Cuadro 7.5. Plazos máximos por tipo de deficiencia de alumbrado público

Cuadro 7.6. Composición del parque de alumbrado público

Cuadro 7.7. Multas por deficiencias en alumbrado público (en UIT)

Cuadro 7.8. Beneficio esperado por incumplir el programa de contrastación

Cuadro 7.9. Multas por incumplimiento del programa de contrastación

Cuadro 7.10. Consumo y facturación mensual de energía eléctrica

Cuadro 7.11. Cálculo del beneficio de no reemplazar medidores (en nuevos soles)

Cuadro 7.12. Indicadores de desempeño esperado para la calidad del suministro

Cuadro 7.13. Costo unitario asociado a la calidad de suministro por sector típico

Cuadro 7.14. Resultados de algunos indicadores supervisados en el sector eléctrico

ÍNDICE DE GRÁFICOS

CAPÍTULO 1

- Gráfico 1.1. Maximización del bienestar y uso eficiente de los recursos
- Gráfico 1.2. Nivel de producción en presencia de externalidades negativas
- Gráfico 1.3. Beneficios extraordinarios y entrada
- Gráfico 1.4. Equilibrio de largo plazo en un mercado competitivo
- Gráfico 1.5. Formación de precios en el caso de un monopolista
- Gráfico 1.6. Cambios en los beneficios ante diferentes cantidades en el monopolio
- Gráfico 1.7. Curva de demanda residual para la firma 1
- Gráfico 1.8. Curva de demanda residual para la firma 2
- Gráfico 1.9. Equilibrio en un mercado oligopólico
- Gráfico 1.10. Efecto de una fusión sobre los costos y los precios
- Gráfico 1.11. Monopolio natural y costos medios decrecientes
- Gráfico 1.12. Monopolio natural en ausencia de economías de escala
- Gráfico 1.13. Precios de primer y segundo mejor
- Gráfico 1.14. Beneficio bruto del consumidor para un bloque de demanda
- Gráfico 1.15. Fijación de tarifas con el modelo de peak load pricing
- Gráfico 1.16. Patrones de consumo con precio uniforme y con precios pico
- Gráfico 1.17. Valor sombra de capacidad adicional

APÉNDICE 1.1.

- Gráfico 1. Modelo de Cournot - Empresa 1 como monopolista
- Gráfico 2. Modelo de Cournot - Entrada de la empresa 2
- Gráfico 3. Modelo de Cournot - Reacción de la empresa 1
- Gráfico 4. Modelo de Cournot - Reacción de la empresa 2
- Gráfico 5. Modelo de Cournot - Curvas de reacción de las empresas 1 y 2

APÉNDICE 1.3.

- Gráfico 1. Pérdidas de bienestar con diferentes regímenes de precios

APÉNDICE 1.4.

- Gráfico 1. Tarifa en dos partes propuesta por Coase
- Gráfico 1. Planes tarifarios y elección de los consumidores

CAPÍTULO 2

- Gráfico 2.1. Actividades físicas involucradas en la provisión de electricidad
- Gráfico 2.2. Representación esquemática del proceso de suministro de electricidad
- Gráfico 2.3. Curva de carga y curva de duración de la demanda
- Gráfico 2.4. Costos de transmisión por km y nivel de tensión
- Gráfico 2.5. Monopolio verticalmente integrado
- Gráfico 2.6. Modelo de comprador único
- Gráfico 2.7. Modelo de competencia mayorista
- Gráfico 2.8. Modelo de competencia minorista

CAPÍTULO 3

- Gráfico 3.1. Horas de funcionamiento y costos totales de operación
- Gráfico 3.2. Relación entre costos y capacidad eficiente
- Gráfico 3.3. El VOLL y la obtención de la energía no servida
- Gráfico 3.4. Mercado de generación eléctrica
- Gráfico 3.5. Curva de duración anual
- Gráfico 3.6. Maximización del bienestar en equilibrio parcial
- Gráfico 3.7. Bloques de demanda y puntos de corte entre tecnologías (I)
- Gráfico 3.8. Bloques de demanda y puntos de corte entre tecnologías (II)
- Gráfico 3.9. Equilibrio de mercado ideal
- Gráfico 3.10. Equilibrio de mercado en generación eléctrica
- Gráfico 3.11. Equilibrio de mercado (sin pago de capacidad)
- Gráfico 3.12. Precios de generación con demanda totalmente inelástica
- Gráfico 3.13. Precios de generación con demanda de baja elasticidad
- Gráfico 3.14. Precios de electricidad con price spikes
- Gráfico 3.15. Equilibrio en generación con pago de capacidad separado
- Gráfico 3.16. Cálculo del precio de electricidad
- Gráfico 3.17. Obtención de la energía producida en el bloque I
- Gráfico 3.18. Obtención de la energía producida en el bloque II
- Gráfico 3.19. Obtención de la energía producida en el bloque III
- Gráfico 3.20. Obtención de la energía producida en el bloque IV
- Gráfico 3.21. Cobertura de la volatilidad del precio spot mediante un contrato por diferencias
- Gráfico 3.22. Volumen de almacenamiento óptimo en el despacho hidrotérmico
- Gráfico 3.23. Árbol de decisiones en el despacho hidrotérmico
- Gráfico 3.24. Costo de las decisiones de almacenamiento de agua

APÉNDICE 3.1.

- Gráfico 1. Costos medios de energía y costos medios de potencia

APÉNDICE 3.3.

- Gráfico 1. Inversión repagada con anualidades

APÉNDICE 3.5.

Gráfico 1. Equilibrio inicial en un esquema sin pago de capacidad

Gráfico 2. Equilibrio final en un esquema sin pago de capacidad

APÉNDICE 3.6.

Gráfico 1. Fijación de precios versus intervención cuantitativa en capacidad

Gráfico 2. Pago por capacidad mediante una opción de compra de capacidad

Gráfico 3. Cobertura de volatilidad de precios mediante un esquema de opciones

APÉNDICE 3.8.

Gráfico 1. Esquema del funcionamiento de un FTR

CAPÍTULO 4

Gráfico 4.1. Transmisión de potencia en corriente directa

Gráfico 4.2. Reducción de pérdidas con mayor voltaje

Gráfico 4.3. Ejemplo de análisis de transmitir electricidad entre dos localidades

Gráfico 4.4. Comparación de costos marginales entre zonas con igual reparto de la producción

Gráfico 4.5. Comparación de costos marginales entre zonas con despacho eficiente considerando la restricción de transmisión

Gráfico 4.6. Ejemplo: ahorros y costos de incrementos en la capacidad de la transmisión

Gráfico 4.7. Obtención de la capacidad de transmisión óptima

Gráfico 4.8. Inversión en transmisión en presencia de indivisibilidades

Gráfico 4.9. Reparto del flujo de potencia cuando hay dos nodos

Gráfico 4.10. Representación de un sistema de tres nodos

Gráfico 4.11. Reparto del flujo de potencia cuando hay tres nodos

Gráfico 4.12. Ejemplo de la influencia de los loop flows en el despacho

Gráfico 4.13. Posibilidades de generación para cubrir la demanda y obtención del óptimo

Gráfico 4.14. El costo de la transmisión

Gráfico 4.15. Ejemplo: incorporación de las pérdidas en los precios

Gráfico 4.16. Costos y valor de las pérdidas en la transmisión

Gráfico 4.17. Incremento en confiabilidad versus costos de inversión

APÉNDICE 4.1.

Gráfico 1. Ley de mallas (primera ley de Kirchhoff)

Gráfico 2. Ley de nudos (segunda ley de Kirchhoff)

Gráfico 3. Circuito mostrando la ley de Ohm

APÉNDICE 4.2.

Gráfico 1. Ejemplo de inversión detrimental: situación inicial

Gráfico 2. Ejemplo de inversión detrimental: incremento de la demanda

APÉNDICE 4.3.

Gráfico 1. Multiplicadores del costo marginal y de la capacidad de generación

APÉNDICE 4.4.

Gráfico 1. Ejemplo del uso del principio de superposición: datos

Gráfico 2. Ejemplo del uso del principio de superposición: resolución

APÉNDICE 4.5.

Gráfico 1. Ejemplo del uso del principio de proporcionalidad

Gráfico 2. Ejemplo del reparto de costos por el método de Bialek

CAPÍTULO 5

Gráfico 5.1. Costo de distribución eléctrica según densidad de la zona

Gráfico 5.2. Agrupación de las empresas en el proceso de verificación de la rentabilidad

Gráfico 5.3. Proceso de reajuste de los valores agregados de distribución propuestos

Gráfico 5.4. Cálculo de la TIR por grupos de concesionarios

APÉNDICE 5.1.

Gráfico 1. Excedente del consumidor en el modelo de yardstick competition

Gráfico 2. Convergencia al mínimo costo en el modelo de yardstick competition

Gráfico 3. Estimación de costos usando las características de las áreas de concesión

CAPÍTULO 6

Gráfico 6.1. Cronología de las reformas del sector eléctrico

Gráfico 6.2. Sistemas eléctricos en Estados Unidos y el sistema de California

Gráfico 6.3. Evolución de la capacidad de generación en California por tipo de fuente

Gráfico 6.4. Diseño del mercado eléctrico de California

Gráfico 6.5. Evolución de los precios en el mercado de día previo en California

Gráfico 6.6. Incremento de los precios de gas natural en California

Gráfico 6.7. Cambios en la estructura de la industria eléctrica en Inglaterra

Gráfico 6.8. Evolución de la generación por tipo de fuente en Inglaterra y Gales

Gráfico 6.9. Evolución de los pagos de capacidad en el pool inglés

Gráfico 6.10. Eventos y evolución de los precios en el pool inglés

Gráfico 6.11. Evolución del número de generadoras en Inglaterra y Gales

Gráfico 6.12. Funcionamiento del modelo NETA

Gráfico 6.13. Evolución de precios en el mercado mayorista en Inglaterra y Gales (1999-2002)

Gráfico 6.14. Margen de capacidad de generación del sistema en Inglaterra y Gales

Gráfico 6.15. Minimización de costos

Gráfico 6.16. El Sistema de Transmisión Nacional

Gráfico 6.17. Evolución del precio spot y el precio en barra de energía en el Perú (1993-2006)

Gráfico 6.18. Inversión en capacidad y máxima demanda en el Perú (niveles y variaciones porcentuales)

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 6.19. Diseños de mercado a nivel latinoamericano

Gráfico 6.20. El diseño de mercado estándar de la FERC

APÉNDICE 6.2.

Gráfico 1. Evolución de la demanda y oferta de electricidad en el SEIN (1994-2006)

Gráfico 2. Evolución de las pérdidas de energía en distribución (1994-2006)

Gráfico 3. Evolución de la cobertura (1994-2006)

Gráfico 4. Evolución del número de clientes por trabajador (1994-2006)

CAPÍTULO 7

Gráfico 7.1. Los costos y beneficios de provisión de calidad

Gráfico 7.2. Obtención del nivel óptimo de calidad

Gráfico 7.3. Margen de error y confiabilidad

Gráfico 7.4. Ejemplo de multas aplicadas por contraste de medidores

BIBLIOGRAFÍA

AGUILAR, Giovanna

2003 «El sistema tarifario del servicio público de electricidad, una evaluación desde el punto de vista de los usuarios». Centro de Investigaciones Sociológicas, Económicas, Políticas y Antropológicas (CISEPA), documento de trabajo N° 224. Lima.

ALLAZ, Blaise y Jean-Luc VILA

1993 «Cournot Competition, Forward Markets and Efficiency». *Journal of Economic Theory*, vol. 59, pp. 1-16.

ALVA, Sara y José Luis BONIFAZ

2003 «Eficiencia relativa en el servicio de distribución eléctrica en el Peru durante el período 1997-2000: un estudio de fronteras». En Fernández-Baca, Jorge (editor). *Experiencias de regulación en el Perú*. Lima: Universidad del Pacífico, Centro de Investigación.

ALVARADO, Fernando y Shmuel OREN

2000 «A Tutorial on the Flowgates versus Nodal Pricing Debate». Universidad de Wisconsin, Power Systems Engineering Research Center (PSERC), PSERC IAB Meeting Tutorial, 30 de noviembre.

ARELLANO, María Soledad

2004 «Market Power in Mixed Hydro-Thermal Electric Systems». Universidad de Chile, Departamento de Ingeniería Industrial, Centro de Economía Aplicada (CEA), documento de trabajo N° 187. Santiago, mayo.

ARELLANO, María Soledad y Pablo SERRA

2004 «Principios para tarificar la transmisión eléctrica». *Cuadernos de Economía*, vol. 41, N° 123, pp. 231-253.

ARMSTRONG, Mark, Simon COWAN y John VICKERS

1994 *Regulatory Reform: Economic Analysis and British Experience*. Cambridge, Massachusetts: The MIT Press.

AVERCH, Harvey y Leland L. JOHNSON

1962 «Behaviour of the Firm Under Regulatory Constraint». *American Economic Review*, vol. 52, N° 5, pp. 1052-1069.

- BALDWIN, Robert y Martin CAVE
1999 *Understanding Regulation: Theory, Strategy, and Practice*. Oxford: Oxford University Press.
- BARON, David y Roger MYERSON
1982 «Regulating a Monopolist with Unknown Cost». *Econometrica*, vol. 50, N° 4, julio, pp. 911-930.
- BAUMOL, William Jack
1982 «Contestable Markets: An Uprising in the Theory of Industry Structure». *The American Economic Review*, vol. 72, N° 1, marzo, pp. 1-15.
- BAUMOL, William Jack y David F. BRADFORD
1970 «Optimal Departures from Marginal Cost Pricing». *The American Economic Review*, vol. 60, N° 3, junio, pp. 265-283.
- BENDEZÚ, Luis y José GALLARDO
2004 «Estimación de la demanda agregada de electricidad». OSINERGMIN, Oficina de Estudios Económicos, documento de trabajo N° 4. Lima.
- BERG, Sanford, Mark JAMISON, Farid GASMI y José TÁVARA
2004 «The Regulation of Utility Infrastructure and Services: An Annotated Reading List». Banco Mundial, Public Private Infrastructure Advisory Facility (PPIAF), documento de trabajo N° 37557. Washington D.C.
- BERNSTEIN, Jeffrey y David SAPPINGTON
1998 «Setting the X Factor in Price Cap Regulation Plans». National Bureau of Economic Research (NBER), documento de trabajo N° 6622. Junio.
- BERNSTEIN LLONA, Juan Sebastián
1999 «Regulación de la distribución eléctrica». Tesis para optar el título de Magíster en Ciencias de la Ingeniería. Pontificia Universidad Católica de Chile, Escuela de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Eléctrica. Santiago de Chile.
- BESANKO, David y Ronald BRAEUTIGAM
2002 *Microeconomics. An Integrated Approach*. Nueva York: John Wiley & Sons, Inc.
- BESANKO, David, Shabtai DONNENFELD y Lawrence J. WHITE
1987 «Monopoly and Quality Distortion: Effects and Remedies». *The Quarterly Journal of Economics*, vol. 102, N°4, noviembre, pp. 743-768.
- BHATTACHARYA, Kankar, Math BOLLEN y Jaap DAALDER
2001 *Operation of Restructured Power Systems*. Kluwer Academic Publishers.
- BIALEK, Janusz
1997 «Topological Generation and Load Distribution Factors for Supplement Charge Allocation in Transmission Open Access». *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 12, N° 3, agosto, pp. 1185-1193.

BIBLIOGRAFÍA

- BOITEUX, Marcel
 1960 «Peak-Load Pricing». *Journal of Business*, vol. 33, N° 2, abril, pp. 157-179.
- BONIFAZ, José Luis
 2001 *Distribución eléctrica en el Perú: regulación y eficiencia*. Lima: Consorcio de Investigación Económica y Social (CIES), Universidad del Pacífico.
- BORENSTEIN, Severin
 1999 «Understanding Competitive Pricing and Market Power in Wholesale Electricity Markets». PWP-067. University of California Energy Institute. Mimeo.
 2005 «Time-Varying Retail Electricity Prices: Theory and Practice». En GRIFFIN, James M. y Steven L. PULLER (editores) 2005: capítulo 8.
- BORENSTEIN, Severin, James B. BUSHNELL y Frank A. WOLAK
 2002 «Measuring Market Inefficiencies in California's Restructured Wholesale Electricity Market». *The American Economic Review*, vol. 92, N° 5, diciembre, pp. 1376-1405.
- BOUR, Enrique
 1999 «La regulación del sector eléctrico». En Fundación de Investigaciones Económicas Latinoamericanas (FIEL), *La regulación de la competencia y de los servicios públicos. Teoría y experiencia argentina reciente*. Buenos Aires: FIEL, capítulo 13.
- BRAEUTIGAM, Ronald
 1989 «Optimal Policies for Natural Monopolies». En SCHMALENSSEE, Richard y Robert WILLIG (editores) 1989: vol. 2, capítulo 23.
- BREALEY, Richard y Stewart MYERS
 2000 *Principles of Corporate Finance*. Sexta edición. Nueva York: McGraw-Hill.
- BRESNAHAN, Timothy F.
 1989 «Empirical Studies of Industries with Market Power». En SCHMALENSSEE, Richard y Robert WILLIG (editores) 1989: vol. 2, capítulo 17.
- BROWN, Stephen y David SIBLEY
 1986 *The Theory of Public Utility Pricing*. Cambridge: Cambridge University Press.
- BUSHNELL, James y Steven STOFT
 1996 «Transmission and Generation Investment in a Competitive Electric Power Industry». University of California Energy Institute, Program on Workable Energy Regulation (POWER), documento de trabajo N° 30. Berkeley, enero.
- BUSTOS, Álvaro y Alexander GALETOVIC
 2002 «Regulación por empresa eficiente: ¿quién es realmente usted?». *Estudios Públicos*, N° 86, pp. 145-182.
- CÁMAC, Daniel
 1994 «Programación dinámica dual determinística en el despacho hidrotérmico». Tesis para optar el título de Magíster en Ciencias de la Ingeniería. Universidad Católica de Chile.

- CHAO, Hung-po
1983 «Peak Load Pricing and Capacity Planning with Demand and Supply Uncertainty». *Bell Journal of Economics*, vol. 14, N° 1, pp. 179-190.
- CHAO, Hung-po y Hillard G. HUNTINGTON (editores)
1998 *Designing Competitive Electricity Markets*. s/c: Kluwer Academic Publishers.
- CHAO, Hung-po y Robert WILSON
2002 «Design of Wholesale Electricity Markets». Electric Power Research Institute (EPRI), mimeo.
- CHARÚN, Rafael y Felipe MORANDÉ
1996 «Transmisión-generación eléctrica: la experiencia internacional y el caso chileno». En CHARÚN, Rafael, Felipe MORANDÉ, Erik HAINDL, Ricardo RAINERI y Raimundo SOTO (editores) 1996: capítulo 2.
- CHARÚN, Rafael, Felipe MORANDÉ, Erik HAINDL, Ricardo RAINERI y Raimundo SOTO (editores)
1996 *La industria eléctrica en Chile. Aspectos económicos*. Santiago de Chile: Programa de Posgrado en Economía, ILADES/Georgetown University.
- CHURCH, Jeffrey y Roger WARE
2000 *Industrial Organization. A Strategic Approach*. McGraw-Hill.
- CHIANG, Alpha y Kevin WAINWRIGHT
2005 *Fundamental Methods of Mathematical Economics*. Cuarta edición. McGraw-Hill.
- CIER
2003 «Marco normativo de la regulación del negocio de distribución». Serie: Documentos de análisis y discusión. Secretaría Ejecutiva, Montevideo, Uruguay.
2005 «Remuneración del generador y diseño de los mercados mayoristas de Sudamérica y España». Serie: Documentos de análisis y discusión. Secretaría Ejecutiva, Montevideo, Uruguay.
- COASE, Ronald H.
1946 «The Marginal Cost Controversy». *Economica*, vol. 13, N° 51, agosto, pp. 169-182.
- COELLI, Tim, Antonio ESTACHE, Sergio PERELMAN y Lourdes TRUJILLO
2003 *Una introducción a las medidas de eficiencia para reguladores de servicios públicos y de transporte*. Banco Mundial en coedición con Alfaomega Colombiana S.A.
- COLOMA, Germán
2002 «Apuntes de organización industrial». Mimeo.
2005 «Fusiones horizontales que reducen precios». *El Trimestre Económico*, vol. 72, N° 285, pp. 31-53.
- COMISIÓN DE TARIFAS DE ENERGÍA (CTE)
2000 *Situación de las tarifas eléctricas 1993-2000*. Elaborado por Macroconsult.

BIBLIOGRAFÍA

- COMNES, G.A., Steven STOFT, N. GREENE y L.J. HILL
1995 *Performance-Based Ratemaking for Electricity Utilities: Review of Plans and Analysis of Economic and Resource-Planning Issues*. Vol. I. Berkeley, California: Lawrence Berkeley National Laboratory, LBNL-37577.
- CONTRERAS, Javier
1997 «A Cooperative Game Theory Approach to Transmission Planning to Power Systems». Tesis doctoral en Ingeniería Eléctrica y Ciencias de la Computación. Universidad de California, Berkeley.
- COWLING, Keith y Michael WATERSON
1976 «Price-Cost Margins and Market Structure». *Economica*, vol. 43, N° 171, agosto, pp. 267-274.
- CRAMTON, Peter y Jeffrey LIEN
2000 «Value of Lost Load». Universidad de Maryland. Mimeo.
- CREW, Michael y Paul KLEINDORFER
1976 «Peak Load Pricing with a Diverse Technology». *Bell Journal of Economics*, vol. 7, N° 1, pp. 207-231.
- DAHL, Carol A.
2004 *International Energy Markets. Understanding Pricing, Policies and Profits*. Tulsa: PennWell Corporation.
- DAMMERT, Alfredo, José GALLARDO y Raúl GARCÍA
2005 «Reformas estructurales en el sector eléctrico peruano». OSINERGMIN, Oficina de Estudios Económicos, documento de trabajo N° 5. Lima.
- DAMMERT, Alfredo, José GALLARDO y Lennin QUISO
2004 «Problemática de la calidad del servicio eléctrico en el Perú». OSINERGMIN, Oficina de Estudios Económicos, documento de trabajo N° 6. Lima.
- DAMMERT, Alfredo, Raúl GARCÍA y Raúl PÉREZ-REYES
2006 «Análisis de las barreras y facilidades para la inversión en centrales hidroeléctricas». OSINERGMIN, Oficina de Estudios Económicos, documento de trabajo N° 24. Lima.
- DAMMERT, Alfredo, Raúl GARCÍA y Lennin QUISO
2005 «Dinámica de la inversión en generación de electricidad en el Perú». Mimeo.
- DAMMERT, Alfredo y Fiorella MOLINELLI
2006 «¿Qué significa el Proyecto Camisea?». OSINERGMIN, Oficina de Estudios Económicos, documento de trabajo N° 23. Lima.
- DANITZ MILLER, Francisco Javier
2001 «Métodos de asignación de peajes de los sistemas de transmisión eléctrica según el uso de la red». Memoria para optar el grado de Ingeniero Civil de Industrias con Mención en Electricidad, Santiago de Chile.

Decreto supremo 027-2007-EM. Reglamento de transmisión y modificaciones al reglamento de la ley de concesiones eléctricas.

DE LA CRUZ, Ricardo y Raúl GARCÍA

2002 «Mecanismos de competencia en generación y su impacto en la eficiencia: el caso peruano». Consorcio de Investigación Económica y Social (CIES), proyecto breve N° 46.

2003 «La problemática de la actividad de transmisión de energía en el Perú: algunas opciones de política». Consorcio de Investigación Económica y Social (CIES), proyecto breve N° 108.

DEMSETZ, Harold

1968 «Why Regulate Utilities?». *Journal of Law and Economics*, vol. 11, N° 1, abril, pp. 55-65.

DIXIT, Avinash y Robert PINDYCK

1994 *Investment under Uncertainty*. Princeton: Princeton University Press.

EGEM S.A.

1996 *Operación económica de sistemas eléctricos de potencia*.

ESPINOZA, Luis Alberto

2000 «Camisea: impacto en el sector energético». Comisión de Tarifas de Energía. Mimeo.

FAHRENKROG BORGHERO, Tomás

2004 «Tarificación de sistemas de transmisión eléctrica». Tesis para optar al título de Magíster en Economía Aplicada e Ingeniería Civil Electricista. Universidad de Chile. Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas. Departamento de Ingeniería Industrial.

FEDERICO, Giulio, James DANIEL y Benedict BINGHAM

2001 «Domestic Petroleum Price Smoothing in Developing and Transition Countries». Fondo Monetario Internacional, documento de trabajo WP/01/75. Mayo.

FINON, Dominique

2003 «Incentivos para la inversión en las industrias eléctricas liberalizadas del Norte y el Sur: la necesidad de arreglos institucionales adecuados». Documento elaborado para el coloquio «Energía, desarrollo y reformas estructurales», UNAM, México, 5 al 7 de noviembre de 2003.

FISCHER, Ronald y Pablo SERRA

2003 «Energy Prices in the Presence of Plant Indivisibilities». *Energy Economics*, vol. 25, N° 4, julio, pp. 303-314.

GALETOVIC, Alexander

2003 «Integración vertical en el sector eléctrico: una guía para el usuario». Universidad de Chile, Departamento de Ingeniería Industrial, Centro de Economía Aplicada (CEA), documento de trabajo N° 158. Santiago.

BIBLIOGRAFÍA

GALLARDO, José

1999 «Disyuntivas en la teoría normativa de la regulación». Centro de Investigaciones Sociológicas, Económicas, Políticas y Antropológicas (CISEPA), documento de trabajo N° 144. Lima.

GALLARDO, José y Luis BENDEZÚ

2005 «Evaluación del Fondo Social de Compensación Eléctrica-FOSE». OSINERGMIN, Oficina de Estudios Económicos, documento de trabajo N° 7. Lima.

2006 «Análisis econométrico de la demanda de electricidad en hogares peruanos». OSINERGMIN, Oficina de Estudios Económicos, documento de trabajo N° 16. Lima.

GALLARDO, José y Santiago DÁVILA

2003 «Concentraciones horizontales en la actividad de generación eléctrica: el caso peruano». OSINERGMIN, Oficina de Estudios Económicos, documento de trabajo N° 2. Lima.

GALLARDO, José, Raúl GARCÍA y Raúl PÉREZ-REYES

2005 «Determinantes de la inversión en el sector eléctrico peruano». OSINERGMIN, Oficina de Estudios Económicos, documento de trabajo N° 3. Lima.

GALLARDO, José, Raúl GARCÍA y José TÁVARA

2005 *Instituciones y diseño de mercado en el sector eléctrico peruano: análisis de la inversión en generación*. Proyecto de investigación mediano. Lima: Consorcio de Investigación Económica y Social (CIES).

GALLARDO, José y Arturo VÁSQUEZ

2006 «Sistemas de supervisión y esquemas de sanciones para el sector hidrocarburos». OSINERGMIN, Oficina de Estudios Económicos, documento de trabajo N° 10. Lima.

GARCÍA, Raúl

2006 «¿Por qué no firman contratos los generadores con las distribuidoras de electricidad?». *Revista Peruana de Derecho de la Empresa*, N° 62: Hidrocarburos y electricidad, noviembre.

2007 «Opciones de capacidad como mecanismo para reducir los riesgos de contratación y mejorar la adecuación de la generación eléctrica». Mimeo.

2008 «Propuesta de un mercado de capacidad vía contratos de cobertura como mecanismo para mejorar el manejo de riesgos y la confiabilidad en el suministro de electricidad». Tesis para optar el título de magíster en Regulación de Servicios Públicos en la Pontificia Universidad Católica del Perú.

GARCÍA, Raúl y Raúl PÉREZ-REYES

2005 «El costo de capital en industrias reguladas: una aplicación a la distribución de electricidad en el Perú». OSINERGMIN, Oficina de Estudios Económicos, documento de trabajo N° 19. Lima, agosto.

GARCÍA, Raúl y Arturo VÁSQUEZ

2004 «La industria de gas natural en el Perú». OSINERGMIN, Oficina de Estudios Económicos, documento de trabajo N° 1. Lima.

2006 «Condiciones de competencia en el sector eléctrico peruano». OSINERGMIN, Oficina de Estudios Económicos, documento de trabajo N° 25. Lima, mimeo.

GIBBONS, Robert

1997 *Un primer curso de teoría de juegos*. Barcelona: Antoni Bosch Editor.

GILBERT, Richard y Edward KAHN (editores)

1996 *International Comparison of Electricity Regulation*. Cambridge: Cambridge University Press.

GÓMEZ-IBÁÑEZ, José A.

2003 *Regulating Infrastructure: Monopoly, Contracts and Discretion*. Cambridge, Massachusetts: Harvard University Press.

GOODMAN, Leonard S.

1998 *The Process of Ratemaking*. Vienna, Virginia: Public Utilities Reports, Inc.

GREEN, Richard

1998 «Electricity Transmission Pricing: How Much Does It Cost to Get It Wrong?». University of California Energy Institute, Program on Workable Energy Regulation (POWER), documento de trabajo PWP-058. Berkeley, abril.

1999 «The Electricity Contract Market in England and Wales». *The Journal of Industrial Economics*, vol. 47, N° 1, pp. 107-124.

2000 «Competition in Generation: The Economic Foundations». *Proceedings of the IEEE*, vol. 88, N° 2, pp. 128-139.

GREEN, Richard y David NEWBERY

1992 «Competition in the British Electricity Spot Market». *The Journal of Political Economy*, vol. 100, N° 5, pp. 929-953.

1996 «Regulation, Public Ownership and Privatization of the English Electricity Industry». En GILBERT, Richard y Edward KAHN (editores) 1996: capítulo 2.

GRIFFIN, James M. y Steven L. PULLER (editores)

2005 *Electricity Deregulation: Choices and Challenges*. Chicago y Londres: The University of Chicago Press.

GUADAGNI, Alieto A.

1965 «El marginalismo y la política de precios de las empresas nacionalizadas en Francia: el caso de Électricité de France». *Desarrollo Económico*, vol 4, N° 16, abril-junio, pp. 345-371.

HIRSH, Richard

1999 *Power Loss. The Origins of Deregulation and Restructuring in the American Electric Utility System*. Cambridge, Massachusetts: The MIT Press.

HOGAN, William

- 1992 *Contract Networks for Electric Power Transmission: Technical Reference*. Cambridge, Massachusetts: Harvard University.
- 1996 «Markets in Real Electric Networks Require Reactive Prices». En EINHORN, Michael y Riaz SIDDIQI (editores). *Electricity Transmission Pricing and Technology*. Boston: Kluwer Academic Publishers.
- 2004 «Electricity Transmission Investment: Theory and Practice». Presentation, Infocast Transmission Summit. Washington D.C., 28 de enero de 2004.

Hsu, Michael

- 1997 «An Introduction to the Pricing of Electric Power Transmission». *Utilities Policy*, vol. 6, N° 3, pp. 257-270.

HUNT, Sally

- 2002 *Making Competition Work in Electricity*. Nueva York: John Wiley & Sons, Inc.

HUNT, Sally y Graham SHUTTLEWORTH

- 1996 *Competition and Choice in Electricity*. National Economic Research Associates (NERA), John Wiley & Sons, Inc.

JOSKOW, Paul

- 1976 «Contributions to the Theory of Marginal Cost Pricing». *Bell Journal of Economics*, vol. 7, N° 1, pp. 197-206.
- 1999 «Introduciendo la competencia en las industrias de redes reguladas. De las jerarquías a los mercados en el sector electricidad». Centro de Investigaciones Sociológicas, Económicas, Políticas y Antropológicas (CISEPA), documento de trabajo N° 173. Lima. Edición en inglés en CARROLL, G. y D. TEECE (editores). *Firms, Markets and Hierarchies. The Transaction Cost Economics Perspective*. Oxford: Oxford University Press, capítulo 11.
- 2000 «Why Do We Need Electricity Retailers? Or, Can You Get It Cheaper Wholesale?». Borrador de discusión revisado. Center for Energy and Environmental Policy Research, Massachusetts Institute of Technology, 13 de febrero de 2000.
- 2001 «California's Electricity Crisis». *Oxford Review of Economic Policy*, vol. 17, N° 3.
- 2003 «The Blackout». Mimeo.
- 2005 «The Difficult Transition to Competitive Electricity Markets in the United States». En GRIFFIN, James M. y Steven L. PULLER (editores) 2005: capítulo 1.

JOSKOW, Paul y Edward KAHN

- 2002 «A Quantitative Analysis of Pricing Behavior in California's Wholesale Electricity Market during Summer 2000». *The Energy Journal*, vol. 23, N° 4, pp. 1-35.

JOSKOW, Paul y Richard SCHMALENSEE

- 1983 *Markets for Power. An Analysis of Electrical Utility Deregulation*. Cambridge, Massachusetts: The MIT Press.

BIBLIOGRAFÍA

- 1999 «Regulación por incentivos para las empresas de servicios eléctricos». Centro de Investigaciones Sociológicas, Económicas, Políticas y Antropológicas (CISEPA), documento de trabajo N° 174. Lima.
- JOSKOW, Paul y Jean TIROLE
2000 «Transmission Rights and Market Power on Electric Power Networks». *RAND Journal of Economics*, vol. 31, N° 3, pp. 450-487.
2005 «Merchant Transmission Investment». *The Journal of Industrial Economics*, vol. 53, N° 2, junio.
- KAHN, Alfred
1988 *The Economics of Regulation: Principles and Institutions*. Cambridge, Massachusetts: The MIT Press.
- KIRSCHEN, Daniel, Allan RON y Goran STRBAC
1997 «Contributions of Individual Generators to Load and Flows». Paper 96 WN 173-175 PWRs. *IEEE Transactions of Power Systems*, vol. 12, N° 1.
- KIRSCHEN, Daniel y Goran STRBAC
2004 *Fundamentals of Power System Economics*. Chichester: John Wiley & Sons, Ltd.
- LAFFONT, Jean-Jacques
1996 «The French Electricity Industry». En GILBERT, Richard y Edward KAHN (editores) 1996: capítulo 10.
- LAFFONT, Jean-Jacques y Jean TIROLE
1986 «Using Cost Observations to Regulate Firms». *Journal of Political Economy*, vol. 94, N° 3.
1994 *A Theory of Incentives in Procurement and Regulation*. Cambridge, Massachusetts: The MIT Press.
2000 *Competition in Telecommunications*. Cambridge, Massachusetts: The MIT Press.
- LANCASTER, Kelvin
1968 *Mathematical Economics*. Londres: Collier-Macmillan.
- LASHERAS, Miguel Ángel
1999 *La regulación económica de los servicios públicos*. Barcelona: Ariel.
- LECG
2003 «California's Electricity Markets: Structure, Crisis and Needed Reform». Mimeo.
- LEIBENSTEIN, Harvey
1966 «Allocative Efficiency vs. "X-Efficiency"». *The American Economic Review*, vol. 56, N° 3, pp. 392-415.
- LESSER, Jonathan y Leonardo GIACCHINO
2007 *Fundamentals of Energy Regulation*. Vienna, Virginia: Public Utilities Report, Inc.
- LÉVÊQUE, François (editor)
2003 *Transport Pricing of Electricity Networks*. Boston: Kluwer Academic Publishers.

LEVY, Brian y Pablo T. SPILLER

1996 «A Framework for Resolving the Regulatory Problem». En LEVY, Brian y Pablo T. SPILLER (editores). *Regulations, Institutions and Commitment: Comparative Studies of Telecommunications*. Cambridge: Cambridge University Press, 1996.

Ley antimonopolio y antioligopolio del sector eléctrico (ley 26876).

Ley de concesiones eléctricas (decreto ley 25844) y sus modificaciones.

Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica (ley 28832).

LITTLECHILD, Stephen

2000 «Why We Need Electricity Retailers: A Reply to Joskow on Wholesale Spot Price Pass-Through». Mimeo.

MACROCONSULT

2000 «Determinantes de los arreglos contractuales en la participación privada en infraestructura: el caso peruano». Banco Interamericano de Desarrollo, documento de trabajo R-390. Autores: Gonzalo Tamayo, Roxana Barrantes, José Távara y Verónica Zavala. Washington D.C., mayo.

MARTIN, Stephen

2002 *Advanced Industrial Economics*. Segunda edición. Oxford: Blackwell.

MARTÍN-GIRALDO, Jesús M.

2006 «Papel de la universidad ante el rumbo de la reforma del sector eléctrico: tecnología vs. regulación». Mimeo.

MAS-COLELL, Andreu, Michael WHINSTON y Jerry GREEN

1995 *Microeconomic Theory*. Nueva York: Oxford University Press.

MILLÁN, Jaime

2003 «Comments on Frank Wolak's Paper: "Designing Competitive Wholesale Electricity Markets for LAC Countries"». Banco Interamericano de Desarrollo. Presentación realizada en The First Meeting of the Latin American Competition Forum, París.

2006 *Entre el Estado y el mercado: tres décadas de reforma del sector eléctrico en América Latina*. Banco Interamericano de Desarrollo.

MUNASINGHE, Mohan

1981 «Optimal Electricity Supply: Reliability, Pricing and System Planning». *Energy Economics*, vol. 3, N° 3, julio, pp. 140-152.

MUNASINGHE, Mohan y Mark GELLERSON

1979 «Economic Criteria for Optimizing Power System Reliability». *The Bell Journal of Economics*, vol. 10, N° 1, pp. 353-365.

MUNASINGHE, Mohan y Jeremy WARFORD

1982 *Electricity Pricing: Theory and Case Studies*. Baltimore y Londres: Banco Mundial, The Johns Hopkins University Press.

MOTTA, Massimo

2004 *Competition Policy: Theory and Practice*. Primera edición. Cambridge: Cambridge University Press.

MURILLO, Víctor

2007 «Análisis del impacto de la fiscalización realizada por la autoridad regulatoria a la calidad del servicio de alumbrado público en el Perú». Tesis para optar el grado de Maestría en Economía.

MURPHY, Frederic H. e Yves SMEERS

2005 «Generation Capacity Expansion in Imperfectly Competitive Restructured Electricity Markets». *Operations Research*, vol. 53, N° 4, julio-agosto, pp. 646-661.

NERC

1996 *Glossary of Terms*. Preparado por el Glossary of Terms Task Force. Princeton, Nueva Jersey.

NEWBERY, David

1998 «Competition, Contracts and Entry in the Electricity Spot Market». *RAND Journal of Economics*, vol. 29, N° 4, pp. 726-749.

1999 *Privatization, Restructuring and Regulation of Network Utilities*. The Walras-Pareto Lectures. Cambridge, Massachusetts: The MIT Press.

2002 «England's Experience with NETA». Presentación realizada en el seminario «International Experience with Energy Liberalization: Lessons for Europe». Oviedo, España, 5 de julio de 2002.

NEWBERY, David y Michael POLLITT

1997 «The Restructuring and Privatization of Britain's CEBG—Was It Worth It?». *Journal of Industrial Economics*, vol. 45, N° 3, pp. 269-303.

Norma técnica de calidad de los servicios eléctricos-NTCSE (decreto supremo 020-97-EM).

OECD/IEA, NEA

1998 *Projected Costs of Generating Electricity*.

OREN, Shmuel S.

2005 «Ensuring Generation Adequacy in Competitive Electricity Markets». En GRIFFIN, James M. y Steven L. PULLER (editores) 2005: 388-414.

OREN, Shmuel S., Stephen A. SMITH y Robert B. WILSON

1985 «Capacity Pricing». *Econometrica*, vol. 53, N° 3, pp. 545-567.

OREN, S., P. SPILLER, P. VARAIYA y F. WU

1995 «Nodal Prices and Transmission Rights: A Critical Appraisal». *The Electricity Journal*, vol. 8, N° 3, pp. 24-35.

OSINERG

2005 Informe OSINERG-GART/DDE N° 045-2005. Fijación de las tarifas de distribución eléctrica. Período noviembre 2005-octubre 2009.

OYANGUREN, Fernando

2007 «El comercializador como agente de competencia en el mercado eléctrico peruano». Tesis para optar el grado de Magíster en Economía. Escuela de Graduados de la Pontificia Universidad Católica del Perú.

PANZAR, John

1989 «Technological Determinants of Firm and Industry Structure». En SCHMALENSSEE, Richard y Robert WILLIG (editores) 1989: vol. 1, capítulo 1.

PARKIN, Michael

2001 *Microeconomía. Versión para Latinoamérica*. Quinta edición. México D.F.: Pearson Educación S.A.

PEREIRA, Mario

1999 «Transporte de electricidad. Sistemas eléctricos interconectados». Sesiones 6 (Señales dirigidas a la operación y localización de los agentes) y 7 (Inversión). Santiago de Chile, 16-19 de noviembre.

2004 *La reforma del sector eléctrico de Brasil*. Lima: Power System Research.

PEREIRA, Mario y Luiz BARROSO

2005 «El modelo de licitaciones en Brasil». Seminario Internacional Licitaciones en Mercados Eléctricos, Santiago, noviembre de 2005.

PEREIRA, Mario, Nora CAMPODÓNICO y Rafael KELMAN

1998 «Long-term Hydro Scheduling Based on Stochastic Models». EPSOM'98, Zúrich, 23-25 de septiembre.

PEREIRA, Mario y Rafael KELMAN

1998 «Application of Economic Theory in Power System Analysis: Strategic Pricing in Hydrothermal Systems». VI Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, mayo de 1998.

PEREIRA, Mario, Michael M. MCCOY y Hyde M. MERRYL

2001 *Managing Risk in the New Power Business*. Oslo: Merryl Energy LLC.

PÉREZ ARRIAGA, José Ignacio, Francisco Javier RUBIO ODÉRIZ, J.F. PUERTA GUTIÉRREZ, J. ARCÉLUZ OGANDO y J. MARÍN PÉREZ

1995 «Marginal Pricing of Transmission Services: An Analysis of Cost Recovery». *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 10, Nº 1, febrero, pp. 546-553.

PÉREZ ARRIAGA, José Ignacio, Carlos VÁSQUEZ y Michel RIVIER

2001 «A Market Approach to Long Term of Supply». *IEEE Transaction on Power Systems*, vol. 17, Nº 2, pp. 349-357.

PÉREZ-REYES, Raúl

2006 «Introducción a la regulación de las tarifas de servicios públicos». OSINERGMIN, Oficina de Estudios Económicos, documento de trabajo Nº 22. Lima.

- PINDYCK, Robert S. y Daniel L. RUBINFELD
2001 *Microeconomía*. Quinta edición. Madrid: Pearson Educación S.A.
- PINEAU, Pierre-Olivier y Paulí MURTO
2002 «An Oligopolistic Investment Model of the Finnish Electricity Market». *Annals of Investigation Research*.
- POLINSKY, A. Mitchell y Steven SHAVELL
2000 «The Economic Theory of Public Enforcement of Law». *Journal of Economic Literature*, vol. 38, N° 1, marzo, pp. 45-76.
- POLLITT, Michael
1995 *Ownership and Performance in Electric Utilities: The International Evidence on Privatization and Efficiency*. Oxford: Oxford Institute for Energy Studies.
- QUINTANILLA ACOSTA, Edwin
2004 «Autonomía institucional de los organismos reguladores: revisión de literatura». Escuela de Administración de Negocios para Graduados, documento de trabajo N° 14. Lima.
Reglamento de la ley de concesiones eléctricas (decreto supremo 009-93-EM) y sus modificaciones.
- RIVIER ABBAD, J.
1999 «Calidad del servicio. Regulación y optimización de inversiones». Tesis doctoral, Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Universidad Pontificia Comillas de Madrid.
- ROMERO, Carlos Adrián
2003a *Economía de redes*. Universidad Argentina de la Empresa, Centro de Estudios Económicos de la Regulación.
2003b *Inversiones en transmisión en alta tensión en la Argentina*. Universidad Argentina de la Empresa, Centro de Estudios Económicos de la Regulación.
- ROQUES, Fabien, David NEWBERY y William NUTTALL
2004 «Generation Adequacy and Investment Incentives in Britain: From Pool to NETA». CMI, documento de trabajo N° 58.
- ROTHWELL, Geoffrey y Tomás GÓMEZ (editores)
2003 *Electricity Economics. Regulation and Deregulation*. IEEE-Wiley Interscience.
- RUBIO ODÉRIZ, Francisco Javier
1999 «Metodología de asignación de costos de la red de transporte en un contexto de regulación abierta a la competencia». Tesis doctoral. Escuela Técnica Superior de Ingeniería de Comillas.
- RUBIO ODÉRIZ, Francisco Javier y José Ignacio PÉREZ ARRIAGA
1999 «Estudio teórico de la remuneración marginalista de la red de transporte». Actas de la Sexta Jornada Luso-Española de Energía Eléctrica, Lisboa, 7-9 de julio de 1999. Vol. 3, pp. 65-72.

- RUDNICK, Hugh
1999 «Expansión de la red de transmisión en los mercados competitivos de generación». Primera Reunión Internacional G & T CIER 1999.
- RUDNICK, Hugh y Jorge A. DONOSO
2000 «Integration of Price Cap and Yardstick Competition Schemes in Electrical Distribution Regulation». *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 15, N° 4.
- RUDNICK, Hugh, Sebastián MOCÁRQUER y Franko SORÉ
2003 Distribución de pagos de sistemas de transmisión entre generación y demanda: experiencia internacional. Santiago: Pontificia Universidad Católica de Chile, Facultad de Ingeniería.
- RUFF, Larry
1999 «Competitive Electricity Markets: Why They Are Working and How to Improve Them». NERA, 12 de mayo.
2002 «Economic Principles of Demand Response in Electricity». Preparado para el Edison Electric Institute. Washington D.C., octubre.
2003 «Transmission Pricing & Investment: International Theory and Practice». Seminario realizado para el COES, Lima.
- SALANIÉ, Bernard
2000 *Microeconomics of Market Failures*. Cambridge, Massachusetts: The MIT Press.
- SANTIVÁNEZ-SEMINARIO, Roberto
2001 *Desregulación y privatización eléctrica en el Perú. Una propuesta para reimpulsar la reforma*. Muñiz, Forsyth, Ramírez, Pérez-Taiman y Luna-Victoria Abogados.
- SCHMALENSEE, Richard y Robert WILLIG (editores)
1989 *Handbook of Industrial Organization*. 2 vols. Ámsterdam: North-Holland.
- SCHWEPPE, Fred C., Michael C. CARAMANIS, Richard D. TABORS y Roger E. BOHN
1988 *Spot Pricing of Electricity*. Kluwer Academic Publishers.
- SHAHIDEHPOUR, Mohammad, Hatim YAMIN y Zuyi Li
2002 *Market Operations in Electric Power Systems*. Wiley-IEEE Press. John Wiley & Sons.
- SHAPIRO, Carl
1982 «Consumer Information, Product Quality and Seller Reputation». *Bell Journal of Economics*, vol. 13, N° 1, pp. 20-35.
1989 «Theories of Oligopoly Behavior». En SCHMALENSEE, Richard y Robert WILLIG (editores) 1989: vol. 1, pp. 329-414 (capítulo 6).
- SHLEIFER, Andrei
1985 «A Theory of Yardstick Competition». *The RAND Journal of Economics*, vol. 16, N° 3, pp. 319-327.

SMEERS, Yves

1997 «Computable Equilibrium Models and the Restructuring of the European Electricity and Gas Markets». *The Energy Journal*, vol. 18, N° 4, pp. 1-32.

SPENCE, Michael

1975 «Monopoly, Quality and Regulation». *The Bell Journal of Economics*, vol. 6, N° 2, pp. 417-429.

SPILLER, Pablo y Luis Viana MARTORELL

1996 «How Should It Be Done? Electricity Regulation in Argentina, Brazil, Uruguay and Chile». En GILBERT, Richard y Edward KAHN (editores) 1996: capítulo 3.

SPILLER, Pablo, Shmuel OREN, Manuel ABDALÁ y Gonzalo TAMAYO

2004 *Revisión del marco regulatorio de la actividad de generación*. Informe de consultoría elaborado para OSINERGMIN.

STEINER, Peter O.

1957 «Peak Loads and Efficient Pricing». *Quarterly Journal of Economics*, vol. 71, No. 4, noviembre, pp. 585-610.

STIGLER, George J.

1971 «The Theory of Economic Regulation». *The Bell Journal of Economics*, vol. 2, N° 1, pp. 3-21.

STOFT, Steven

2002 *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*. Wiley-IEEE Press. En <www.stoft.com> se pueden encontrar referencias adicionales sobre los temas tratados en este libro.

STOFT, Steven, Timothy BELDEN, C. GOLDMAN y S. PICKLE

1998 «Primer on Electricity Futures and Other Derivatives». Environmental Energy Technologies Division, Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, Universidad de California, reporte LBNL 41098. Berkeley, enero.

The Royal Academy of Engineering

2004 *The Costs of Generating Electricity*. Londres.

THOMPSON, Steven K.

2002 *Sampling*. Segunda edición. Nueva York: John Wiley & Sons, Inc.

TIROLE, Jean

1989 *The Theory of Industrial Organization*. Cambridge, Massachusetts: The MIT Press.

TURVEY, Ralph

1963 «On Investment Choices in Electricity Generation». *Oxford Economic Papers*, vol. 15, N° 3, noviembre, pp. 278-286.

TURVEY, Ralph y Dennis ANDERSON

1977 *Electricity Economics: Essays and Case Studies*. Baltimore y Londres: The Johns Hopkins University Press para el Banco Mundial.

URBIZTONDO, Santiago

2000 «La regulación de la calidad en el servicio eléctrico: una evaluación en base a principios teóricos y la experiencia internacional». Trabajo presentado en el Encuentro de la Asociación Argentina de Economía Política, Córdoba.

US-Canada Power System Outage Task Force

2004 *Final Report on the August 14, 2003 Blackout in the United States and Canada: Causes and Recommendations.*

US Department of Energy

2003 *Report to Congress: Impacts of the Federal Energy Regulatory Commission's Proposal for Standard Market Design.*

VARIAN, Hal

1998 *Microeconomía intermedia.* Cuarta edición. Barcelona: Antoni Bosch Editor.

VÁSQUEZ, Arturo

2006 «Sistemas de sanciones por daños ambientales para la fiscalización de la industria de hidrocarburos en el Perú». OSINERGMIN, Oficina de Estudios Económicos, documento de trabajo N° 20. Lima, mayo.

VILLAR SUÁREZ, Jorge Antonio

2002 «Simulador de un mercado hidrotérmico utilizando teoría de juegos». Tesis para optar el título de Magíster en Ciencias de la Ingeniería. Pontificia Universidad Católica de Chile.

VISCUSI, W. Kip, Joseph E. HARRINGTON y John M. VERNON

1996 *Economics of Regulation and Antitrust.* Cambridge, Massachusetts: The MIT Press.

VIVES, Xavier

2001 *Precios y oligopolio. Ideas clásicas y herramientas modernas.* Barcelona: Antoni Bosch Editor.

VON DER FEHR, Nils-Henrik y David HARBORD

1997 «Capacity Investment and Competition in Decentralised Electricity Markets». Universidad de Oslo, Departamento de Economía, memorándum N° 27/1997.

WEARE, Christopher

2003 *The California Electricity Crisis: Causes and Policy Options.* San Francisco: Public Policy Institute of California.

WENDERS, John T.

1976 «Peak Load Pricing in the Electric Utility Industry». *The Bell Journal of Economics*, vol. 7, N° 1, pp. 232-241.

WILLIAMSON, Oliver E.

1966 «Peak Load Pricing and Optimal Capacity under Indivisibility Constraints». *The American Economic Review*, vol. 56, N° 4, septiembre, pp. 810-827.

BIBLIOGRAFÍA

- 1968 «Economies as an Antitrust Defense: The Welfare Tradeoffs». *The American Economic Review*, vol. 58, N° 1, marzo, pp. 18-36.
- 1989 *Las instituciones económicas del capitalismo*. México D.F.: Fondo de Cultura Económica.
- WILSON, Robert
- 1999 «Short Course on Nonlinear Pricing». Mimeo.
- 2002 «Architecture of Power Markets». *Econometrica*, vol. 70, N° 4. pp. 1299-1340.
- WINSTON, Wayne L.
- 2004 *Operations Research: Applications and Algorithms*. Cuarta Edición. Londres: Thomson Brooks/Cole.
- WISER, Ryan, Steven PICKLE y Afzal SIDDIQUI
- 2003 «The California Power Sector». En ROTHWELL, Geoffrey y Tomás GÓMEZ (editores) 2003: 129-160 (capítulo 6).
- WOLAK, Frank A.
- 2005 «Lessons from the California Electricity Crisis». En GRIFFIN, James M. y Steven L. PULLER (editores) 2005: 145-181 (capítulo 3).
- WOLFRAM, Catherine D.
- 1999 «Measuring Duopoly Power in the British Electricity Spot Market». *The American Economic Review*, vol. 89, N° 4, septiembre, pp. 805-826.
- WOOD, Allen J. y Bruce F. WOLLENBERG
- 1996 *Power Generation, Operation, and Control*. Segunda Edición. John Wiley & Sons, Inc.
- ZHOU, Sam
- 2003 *Comparison of Market Designs. Market Oversight Division Report*. Public Utility Commission of Texas.

ÍNDICE ANALÍTICO

A

Adecuación 97, 98, 117, 143, 155, 232, 279, 331, 332
Arranque en negro 72, 98, 331
Aversión al riesgo 331

B

Barreras a la entrada 40, 41
Beneficiarios 18, 195, 197, 198, 199, 269, 275, 276
Bloque horario 106, 114, 123, 132, 158, 267
Bolsa de energía 140, 199, 277

C

Calidad de suministro 215, 288, 290, 291, 292, 328
California 242, 243, 244, 245, 246, 247, 248, 249, 250, 278, 280
Call Option 155, 334
Camisea 268, 283
CMMESA 13, 265
Cargo complementario 174, 188, 191, 192, 193, 194, 210
Ciclo combinado 89, 90, 92, 93, 110, 111, 118, 119, 121, 124, 143, 253
Ciclo simple 68, 87, 88, 89, 90, 92, 93, 110, 111, 118, 119, 121, 124, 143
Commitment 73
Competencia perfecta 21, 22, 23, 25, 26, 27, 28, 29, 31, 32, 37, 38, 54, 102, 228
 Competencia por comparación 48, 220
Comprador único 76, 77, 78
Concentración 23, 36, 37, 38, 40, 215, 254, 255
Conductividad 202
Confiabilidad 72, 75, 81, 88, 97, 115, 144, 154, 168, 198, 215, 250, 263, 277,
 280, 310, 311, 332, 334
Gestión 73, 74, 80, 126, 127, 128, 129, 161, 168, 173, 174, 180, 183, 185, 186,
 188, 189, 190, 196, 257, 269, 276, 277, 332
Conjeturas 38
Consumo específico 88, 90, 332

Contrato por diferencias 126, 127, 128, 159, 161, 332, 335
 Contratos bilaterales 80, 81, 140, 141, 142, 155, 157, 161, 247, 256, 257, 262, 276
 Costo de racionamiento 109, 149, 150, 151
 Costo de servicio 45, 46, 48, 76, 77, 216, 217, 228, 229, 244
 Costo fijo 53, 63, 78, 85, 86, 87, 88, 89, 91, 98, 99, 102, 112, 115, 118, 119, 112, 123,
 145, 146, 150, 151, 169, 172
 Costo hundido 196
 Costos varados 245, 332
 Criterio n-1 197, 198
 Curva de carga 68, 70, 332
 Curva de duración 68, 70, 92, 93, 94, 99, 100, 101, 102, 104, 105, 118, 333
 Curva de posibilidades de producción 21
 Curva de reacción 34

D

DEA (*data envelopment analysis*) 221
 Demanda residual 32, 33, 56, 57
 Derechos financieros de transmisión 83, 129, 196, 276, 279
 Despacho 72, 73, 79, 80, 81, 83, 98, 131, 132, 134, 137, 138, 139, 146, 157, 162, 170,
 177, 178, 180, 181, 185, 207, 208, 209, 247, 252, 256, 257, 276, 278, 281,
 289, 320, 322, 324, 333, 334
 Diseño de mercado 80, 84, 242, 264, 278, 333
 Diseño de mercado estándar 84, 242, 278, 280

E

ECPR 83
 Efecto Joule 165, 167
 Eficiencia asignativa 18, 27, 48, 98
 Eficiencia productiva 18, 27, 92, 228, 253
 Elasticidad 30, 31, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 44, 62, 64, 97, 108, 113, 141, 142, 192,
 250
 Empresa modelo eficiente 221, 223, 233, 270
 Energía no servida 95, 252
 Energía reactiva 72, 167, 168
 Equilibrio de Nash 33, 236, 237
 Equilibrio financiero 123, 124, 151, 152
 Equilibrio general 23
 Equilibrio parcial 102, 103, 110

F

Factor de carga 115, 122, 190, 333
 Factor de planta 87, 91, 145, 146, 281, 333
 Fallas de mercado 21, 23, 25, 54, 196, 333
 FERC 84, 242, 244, 246, 250, 276, 278, 279, 280

Flowgates 129

FTR 128, 129, 161, 162, 196

Fusión 37, 40

H

Hedging 126, 153, 154, 155, 157

I

Impedancia 176, 177, 178, 179, 207

Independent System Operator (iso) 246

Índice de Lerner 31, 34, 35, 36, 37, 39, 59, 60, 61, 140, 141, 142

Índice Herfindahl-Hirschman (HHI) 36

Ineficiencia X 29, 217

Inframarginales 112, 114, 116, 123, 333, 335

Ingreso tarifario 173, 174, 187, 188, 189, 190, 191, 192, 199, 269

Inversiones detrimenales 203

L

Lagrangiano 61, 94, 133, 134, 147, 182, 204, 205

Ley de Kirchhoff 165, 175, 176, 200, 201

Ley de mallas 200

Ley de nudos 201

Ley de Ohm 165, 177, 201, 202

Licitaciones 79, 81, 116, 144, 242, 258, 262, 274, 275, 276, 280

Locational Marginal Price 180, 279

LOLP 53, 116, 151, 252, 253, 334

Loop Flows 175, 177, 178, 208, 334

M

Mark-up 37, 39, 59, 60, 61, 141, 142, 236

Mercado de día previo 73, 128, 161, 162, 247, 276

Mercado en tiempo real 73, 128, 162, 258, 276

Mercado mayorista 67, 79, 80, 81, 82, 83, 109, 127, 129, 173, 199, 245, 246, 247, 249, 251, 252, 257, 260, 278, 279

Mercado *spot* 42, 78, 79, 82, 9697117, 125, 126, 127, 129, 140, 141, 142 143, 144, 156, 157, 158, 160, 219, 246, 249, 250, 262, 264, 265, 279, 281, 322

Mercados anticipados 73

Mercados desafiables 38

Modelo de Bertrand 38, 39

Modelo de Cournot 32, 34, 55, 56, 57, 58

Modelo de Stackelberg 38

Monopolio 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 35, 36, 39, 44, 48, 74, 75, 76, 77, 79, 108, 109, 216, 234, 277

Monopolio natural 23, 25, 42, 43, 44, 54, 61, 70, 74, 188, 199, 214, 216, 233, 334

N

NETA 256, 257, 276
Nord Pool 276, 277

O

Oligopolio 26, 32, 34, 35, 37
 Opción real 196
 Operador del mercado 73, 80, 246
 Operador del sistema 71, 72, 73, 80, 81, 83, 97, 122, 129, 161, 168, 173, 187, 252, 256, 257, 289, 335
 Optimización 33, 34, 93, 131, 132, 133, 134, 135, 172, 180, 181, 182, 185, 186, 209, 305, 306
 Óptimo de Pareto 22

P

Pago de capacidad 83, 112, 114, 129, 151, 152, 153, 253
 Paradoja de Bertrand 37
 Peaje 174, 188, 189, 190, 191, 192, 269
Peak Load Pricing 49, 51, 52, 103, 106, 108, 109, 116, 149, 190, 267
 Pérdidas de bienestar 40, 52, 62, 143
 Pérdidas de energía 71, 74, 128, 163, 167, 168, 180, 183, 185, 186, 187, 214, 219, 233, 271, 272, 279, 282, 285, 290
 Pérdidas medias 187, 188, 189, 191
Performance-based Ratemaking (PBR) 45, 47
 PJM 153, 276, 277
 Plan de obras 282
 Poder de mercado 23, 25, 26, 27, 29, 32, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 54, 96, 113, 129, 139, 141, 142, 143, 197, 249, 250, 253, 277, 279, 280, 334
Pool 80, 81, 142, 153, 157, 158, 159, 160, 252, 253, 254, 255, 256, 276, 277
PoolCo 80
Postage Stamp 191, 192, 195, 276
Power Exchange (PX) 73, 246, 247, 249
 Precio en barra 273, 282
 Precio monómico 122
 Precios límite 41, 263
 Precios predatorios 41
 Precios Ramsey 44, 62, 64, 191, 192
 Precios zonales 129
Price Caps 48, 218, 252
Price Spikes 113, 114, 334
 Primer mejor 44, 45, 63, 188, 192, 236, 238, 306
 Principio de optimalidad (Bellman) 137
 Principio de superposición 183, 207, 209

Programación dinámica 131, 137, 281

PURPA 78

R

Racionamiento 25, 109, 112, 113, 149, 150, 151, 232, 259, 261, 271

Rate Base 46, 217

Rate of Return (ROR) 45, 46, 216, 217, 228, 229

Regulación por incentivos 48, 216, 228, 229, 233

Renta de escasez 112, 153, 334, 335

Reserva rotante 72, 335

Resistencia 165, 166, 175, 176, 177, 200, 202, 334

Resistividad 202

Retail Price Index (RPI) 48, 76

Revenue Cap 47, 216, 218, 219, 228

S

SAIDI 291, 292, 326, 327, 328

SAIFI 291, 292, 326, 327, 328

Sector típico 223, 224, 225, 308, 309, 314, 318, 319, 326, 327, 328

Segundo mejor 44, 45, 188, 192, 216, 222, 236, 306

Seguridad 97, 98, 166, 213, 266, 267, 277, 297, 298, 302, 335

SFA (Stochastic Frontier Analysis) 221

Sistema Económicamente Adaptado (SEA) 269

Standard Market Design 242, 278

Strike Price 117, 155, 156, 157, 334

Swap 127, 335

T

Tasa de retorno 46, 75, 108, 216, 217, 222, 223, 225, 230, 232, 233, 288

U

Uplift 253

V

Valor de Shapley 194

Valor del agua 136, 137

Valor sombra 53

Vanos 215, 302

VOLL 53, 94, 95, 116, 151, 252, 253, 335

Voltaje 72, 98, 163, 164, 165, 166, 167, 168, 200, 202, 215, 219, 289, 290, 332, 335

W

Wheeling 77, 78, 192

Y

Yardstick Competition 48, 216, 220, 221, 227, 228, 229, 233, 234, 235, 237, 238

SE TERMINÓ DE IMPRIMIR EN
LOS TALLERES GRÁFICOS DE
TAREA ASOCIACIÓN GRÁFICA EDUCATIVA
PSJE. MARÍA AUXILIADORA 156, BREÑA
CORREO E.: TAREAGRAFICA@TAREAGRAFICA.COM
TELÉFONO: 332-3229 FAX: 424-1582
SE UTILIZARON CARACTERES
ADOBE GARAMOND PRO EN 11 PUNTOS
PARA EL CUERPO DEL TEXTO
MARZO 2013 LIMA - PERÚ