

RO-450
(07487)

**TARIFAS DE ENERGIA
ELECTRICA: ASPECTOS
CONCEPTUALES Y
METODOLOGICOS**

**Roberto Bitu
Paulo Born**

OLADE
S70

Acceso:
0810



ISBN - 9978-70-038-2
OLADE/008-EE/93

ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA (OLADE)
Edificio OLADE, Avenida Occidental, Sector San Carlos
Casilla 17-11-6413, Quito-Ecuador
Teléfonos: 538 280/539 676; Fax: 593-2-539684;
Télex: 2-2728 OLADE ED

INDICE

Capítulo 1

Introducción:

La necesidad constante de modernización de las tarifas	1
---	---

Capítulo 2

Regulación y Tarifas:

Las características básicas del sector de la electricidad y la importante vinculación entre el sistema de regulación y el modelo tarifario	7
---	---

2.1 Servicio de electricidad como monopolio natural	9
2.2 Externalidades económicas del sector	12
2.3 Otras características del sector	13
2.4 Regulación y tarifas	15
2.5 Modelos institucionales y tarifas	18
2.6 Regulación y eficiencia	25
2.7 Tendencia al exceso de inversiones	26
2.8 Restricciones financieras	27

Capítulo 3

Sistemas de Tarificación:

Los sistemas de tarificación usuales y sus características básicas	31
3.1 Definición de nivel y de estructura tarifaria	33
3.2 Tarifa por el costo del servicio	35
3.3 Tarifa por el pasivo	40
3.4 Tarifa por el precio	41
3.5 Tarifa al costo marginal	41
3.6 Tarifa con base en los costos marginales o tarifa integrada	43

3.7 Tipos de estructura tarifaria	44
---	----

Capítulo 4

Conceptos Básicos de Microeconomía:

La justificación teórica del uso de los costos marginales en la tarificación	49
4.1 Teoría de la demanda del consumidor	51
4.2 Teoría de la producción	66
4.3 Precio y producción bajo competencia perfecta	87
4.4 Monopolio y oligopolio	98
4.5 Mercados de insumos	108
4.6 Equilibrio general	114
4.7 Economía del bienestar	123

Capítulo 5

Economía de Tarificación a Costos Marginales:

Un análisis de los problemas asociados a la tarificación a costos marginales, desde el punto de vista de la teoría económica	131
5.1 Costos unitarios crecientes	135
5.2 Costos unitarios decrecientes	144
5.3 Confiabilidad de sistemas eléctricos	150
5.4 Optimización de confiabilidad y precio	153
5.5 Costos marginales de largo y corto plazos	156
5.6 Indivisibilidad de inversiones	157
5.7 Diferenciación horaria y estacional de las tarifas	158
5.8 Precios-sombra	160
5.9 Planificación del sistema	162

Capítulo 6

Tarifas con Base en los Costos Marginales:

Los principios básicos y conceptos fundamentales de las tarifas con base en los costos marginales o tarifas integradas	167
--	-----

6.1 Principios y objetivos	169
6.2 Proceso de determinación de las tarifas integradas	172
6.3 Caracterización de la carga	173
6.4 Costos del sistema	180
6.5 Tarifas de referencia	194
6.6 La tarifa integrada	199
6.7 Aspectos económicos	200
6.8 Aspectos financieros	201
6.9 Aspectos sociales	203
6.10 Aspectos operacionales	207

Capítulo 7

Referencias	213
-------------------	-----

PREFACIO

La energía es un mecanismo esencial para impulsar las economías modernas. Entre las diferentes formas de energía, la electricidad es generalmente la más versátil, práctica y eficiente. Las inversiones en energía, especialmente eléctrica, alcanzan muchas centenas de miles de millones de dólares por año, alrededor del mundo. Por tanto, la gestión eficiente de la oferta y la demanda de energía eléctrica es un objetivo de gran importancia para aquellos que toman decisiones a nivel nacional.

En ningún otro lugar, la gestión racional del sector eléctrico es más crítica que en el mundo en desarrollo. La mayor parte de esos países presentan relativamente bajos índices per capita de consumo de electricidad, así como de acceso a la energía eléctrica. Mientras las economías crecen y se modernizan, las tasas de crecimiento de la demanda de energía eléctrica tienden a subir. Los altos requerimientos de inversiones de ese sector, intensivo en capital, la escasez de recursos financieros y de otros tipos, y las crecientes preocupaciones ambientales, resaltan la urgencia de encontrar estrategias energéticas sustentables en países en desarrollo. Lo expuesto sugiere la necesidad de una estructura coherente e integrada para la formulación de políticas, así como el uso efectivo de mecanismos de mercado e incentivos. La fijación de tarifas de energía eléctrica asume un papel central en la implantación de tal estructura.

En ese contexto, el volumen de Roberto Bitu y Paulo Born es una adición extremadamente valiosa y bienvenida a la literatura. Los autores hicieron uso de su extensa experiencia, como profesionales en la fijación de tarifas eléctricas, y como profesores, para sintetizar un libro claro y dilucidador, que es analíticamente correcto y útil en la vida práctica.

Mucho del vivo interés en la tarificación de energía eléctrica en América Latina y en el Caribe se originó en una serie de conferencias regionales sobre el asunto, iniciada en 1978, que Roberto Bitu y yo (entre otros) ayudamos a organizar. La permanente importancia de este tópico es evidenciada por el hecho de que seis de esas conferencias tuvieron lugar en intervalos de 2 a 3 años hasta la presente fecha. Los autores del libro, por medio de su trabajo dedicado y valeroso, tuvieron un papel central en el desarrollo e implantación de nuevas ideas y métodos de fijación de tarifas eléctricas en la región. Pienso que este trabajo, que captura la experiencia conjunta de ellos, será útil a un amplio espectro de estudiantes, investigadores, analistas y profesionales de tarificación y de los organismos reguladores.

MOHAN MUNASINGHE
Jefe de la División de Política Ambiental
BANCO MUNDIAL

PRESENTACION

A pesar de que el sector eléctrico en América Latina y El Caribe presentó progresos importantes durante las dos últimas décadas, una serie de problemas relacionados con la ausencia de una buena gestión empresarial, baja eficiencia en la utilización de la energía, niveles y estructuras tarifarias inadecuados y otros aspectos de índole económico, institucional y ambiental, han creado dificultades para la prestación de un servicio apropiado y para el desarrollo del mismo sector. En consecuencia, el sector eléctrico se encuentra en una difícil situación, ya que debe superar los problemas técnicos e institucionales que afectan el servicio; mientras por otro lado, las dificultades financieras le impiden encarar las grandes inversiones que demandará su desarrollo hasta fines del presente decenio.

El sector eléctrico en muchos países operó y aún lo hace bajo leyes y regulaciones mediante las cuales el Estado asumió el papel principal como planificador central y propietario directo de las empresas de servicio público de electricidad. Los principales problemas que afectan al sector eléctrico reflejan en gran medida la falta de una visión moderna del papel del Estado en relación con el sector y de una estructura jurídica e institucional adecuadas para impulsar su propio desarrollo. La doble función del Estado como regulador y empresario le ha llevado a intervenir en decisiones administrativas de gerencia, que ordinariamente deberían estar en manos de administradores y directorios autónomos de las empresas.

En términos generales, el desempeño económico del sector eléctrico se ha ido alejando de los niveles óptimos de eficiencia. Las políticas de precios, fiscal y cambiaria, el proceso

de toma de decisiones de inversión, así como el manejo institucional, no han fomentado la eficiencia económica y energética. Las tarifas de energía eléctrica han mostrado en muchos casos una fuerte tendencia al deterioro en términos reales, permaneciendo por debajo de los niveles que demanda la eficiencia del sector y acudiendo en algunos casos no justificados a subsidios cruzados, lo cual ha dado señales incorrectas a los consumidores, promoviendo el uso ineficiente de la energía y causando serios problemas financieros a las empresas.

Las fuertes devaluaciones causadas por los problemas de balanzas de pago, así como los esfuerzos de los gobiernos para frenar la inflación mediante un control estricto de precios del sector público, motivaron una erosión en términos reales de las tarifas eléctricas, que entre 1972 y 1988 bajaron un 22%, en tanto que los costos de operación subieron un 14%. Después de la drástica reducción del crédito ocurrida a principios de la década de los 80, los países de América Latina tuvieron dificultades para obtener recursos fiscales y a muchas empresas eléctricas les fue imposible atender el servicio de la deuda, que se vio agravada por los altos costos financieros, debido a las devaluaciones monetarias, tanto internas como externas, al retraso en los períodos de ejecución de los proyectos y a la pérdida de credibilidad en los mercados financieros internacionales.

La problemática actual del sector eléctrico, agravada por la gran demanda de recursos de capital que requiere para atender su expansión, exige la activa participación del Estado, las empresas, el sector privado y los clientes. Igualmente será necesario considerar todas las formas de organización empresarial, ya sea estatal, privada o mixta y deberá aceptarse que el Estado cumpla un papel definido que permita fijar reglas claras, llevar a cabo una efectiva regulación, que impulse la competencia, promueva el establecimiento de estructuras y

niveles tarifarios para reflejar los verdaderos costos económicos y fomentar la producción y uso eficiente de la energía.

En ese contexto el libro sobre “Tarifas de Energía Eléctrica: Aspectos Conceptuales y Metodológicos”, escrito por los ingenieros Roberto Bitu y Paulo Born, adquiere gran relevancia, pues contribuye al análisis de un tema de mucha importancia como es el de las tarifas de energía eléctrica. El libro reúne una serie de aspectos en un solo documento que anteriormente eran tratados en forma independiente, como son los organizacionales y regulatorios del sector, la justificación teórica de los diferentes esquemas tarifarios, los principios básicos y conceptos fundamentales de las tarifas basadas en costos marginales y la necesidad constante de modernizar las tarifas de los servicios públicos.

Tal como lo señalan los autores del libro, en los últimos años, la aplicación de tarifas inadecuadas en la mayor parte de los países de América Latina y el Caribe, provocó serias crisis financieras en la empresas eléctricas de diversos países, contribuyendo al desperdicio de energía, deterioro de la calidad del servicio y causando enormes perjuicios para la sociedad. En el momento actual, la prestación de los servicios de electricidad requiere tarifas que induzcan al consumidor al uso racional de la energía eléctrica y que promuevan la eficiencia de las empresas prestadoras del servicio.

Bajo tales circunstancias, la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), aunque tiene opiniones diferentes sobre algunos temas tratados en el libro, decidió apoyar el esfuerzo realizado por los ingenieros Bitu y Born, patrocinando la publicación de este libro, consciente de que por su alta calidad técnica y didáctica, en un futuro cercano se convertirá en una valiosa herramienta de análisis para las

instituciones energéticas, empresas eléctricas, centros de enseñanza, organismos internacionales, y en general para los profesionales interesados en esta temática.

GABRIEL SANCHEZ SIERRA
Secretario Ejecutivo
OLADE

CAPITULO 1

INTRODUCCION

**La necesidad constante
de modernización de las tarifas**

CAPITULO 1

Introducción: La necesidad constante de modernización de las tarifas

El tema **tarifas** viene asumiendo, cada vez más, una **primera posición en las discusiones que envuelven los servicios públicos**, principalmente en relación con los servicios de saneamiento, electricidad, transportes y telecomunicaciones, los cuales representan necesidades básicas en cualquier país del mundo contemporáneo, dada su importancia en la calidad de vida de la población.

En los últimos años, la aplicación de **tarifas eléctricas inadecuadas**, en la mayor parte de los países de América Latina, provocó serias crisis financieras en las empresas eléctricas de diversos países, contribuyendo a **aumentar la inflación y el desperdicio de energía, deteriorando la calidad del servicio y causando enormes perjuicios para la sociedad**.

En el **momento actual**, la prestación de los servicios de electricidad requiere una **tarifa que, al mismo tiempo, induzca al consumidor al uso racional y económico de la energía eléctrica y promueva eficiencia del lado de la empresa prestadora del servicio, con el máximo de calidad y productividad**.

El **enfoque tradicional**, que sólo considera la práctica de tarifas con base en costos contables, no ha ayudado en la búsqueda de los actuales objetivos del sector eléctrico y **su aplicación ha conducido a las empresas y a la sociedad en la dirección de ineficiencias y desperdicios**.

El **enfoque actual** considera **tarifas que se apoyan en principios económicos**, particularmente en los costos marginales, y presentan las condiciones necesarias para **promover la eficiencia de las empresas y el uso racional y económico de la energía eléctrica**.

Este trabajo presenta una **discusión de las bases conceptuales para determinación de las tarifas de electricidad**, aborda los diversos enfoques existentes y presenta las técnicas más recientes en materia de tarificación.

Este Capítulo presenta una **síntesis de los aspectos que serán discutidos**, buscando mostrar la importancia de las tarifas en el contexto de los servicios de electricidad y la necesidad de disponer de técnicas modernas para su determinación.

El Capítulo 2 muestra las principales **características del sector de electricidad**, resaltando sus especificidades y discutiendo aquellas más relevantes, tales como, la clasificación de la industria de electricidad como monopolio natural y las externalidades económicas. Discute la **regulación del sector de electricidad** y su importante vinculación con el modelo tarifario, enfatizando la necesidad de una definición clara de los papeles de cada agente involucrado en la prestación de los servicios de electricidad.

El Capítulo 3 define **nivel y estructura tarifaria** y presenta las **características de las principales modalidades de tarifas** utilizadas; desde aquellas que usan enfoques tradicionales, como las tarifas **por el costo del servicio** y las tarifas **por el pasivo**, hasta aquellas que consideran enfoques más actuales y que se basan en principios económicos, las tarifas **al costo marginal**, las tarifas **por el precio** y las tarifas con base en los costos marginales o tarifas **integradas**.

El Capítulo 4 presenta una **síntesis de la teoría microeconómica que justifica el uso de los costos marginales en la fijación de los precios de la electricidad**. Ese capítulo incluye un resumen de las **teorías de la demanda y de la producción**, discute la determinación de precios en condiciones de **competencia perfecta, monopolio y oligopolio**, llegando a la primera justificación teórica de tarificación a costos marginales, apoyada en la llamada teoría microeconómica del **equilibrio parcial**.

El Capítulo 4 discute también la determinación de precios en mercados de insumos y presenta los conceptos fundamentales de la teoría microeconómica del **equilibrio general** y de la **economía del bienestar**. La economía del bienestar permite entonces comprender, de una forma teórica más sólida y general, las razones del uso de los costos marginales en la tarificación de los servicios públicos, en particular de electricidad.

El Capítulo 5 presenta los **principios económicos básicos usados en la determinación de las tarifas**, dentro del enfoque actual, discutiendo cuestiones tales como, las implicaciones financieras de **costos unitarios crecientes y decrecientes** en la tarificación a costos marginales, la **optimización de confiabilidad y precio**, la **indivisibilidad de inversiones**, la **diferenciación horaria y estacional** de las tarifas, los **precios-sombra** y los criterios de **planificación** del sistema.

El Capítulo 6 presenta con mayor detalle la **tarifa con base en los costos marginales o tarifa integrada**, discutiendo sus principios básicos y conceptos fundamentales. Ese capítulo muestra que tarifas de referencia, calculadas con base en los costos marginales, presentan un conjunto de informaciones indispensables para la **definición de tarifas adecuadas y eficientemente estructuradas**.

El Capítulo 7 presenta las principales **referencias bibliográficas** utilizadas en la elaboración de este trabajo.

Finalmente, es importante resaltar que el enfoque moderno, para el desarrollo de una tarifa adecuada, exige la utilización de **técnicas más elaboradas, envolviendo datos e informaciones en cantidad y calidad mucho mayor que las utilizadas en el pasado**.

Este trabajo define la **tarifa adecuada o tarifa integrada**, como aquella que **satisface las condiciones de equilibrio económico-financiero de la empresa concesionaria, señala al consumidor la dirección del uso racional y de la conservación de la energía eléctrica y atiende los principios de eficiencia, igualdad y justicia**,

estabilidad, modicidad, además de considerar los objetivos específicos atribuidos al sector de electricidad.

CAPITULO 2

REGULACION Y TARIFAS

Las características básicas del sector de electricidad y la importante vinculación entre el sistema de regulación y el modelo tarifario

CAPITULO 2

Regulación y Tarifas: Las características básicas del sector de electricidad y la importante vinculación entre el sistema de regulación y el modelo tarifario

Este capítulo presenta las principales **características del sector de electricidad**, resaltando sus especificidades y discutiendo aquellas más importantes tales como, la clasificación de la industria de electricidad como monopolio natural y las externalidades económicas. Discute la **regulación del sector de electricidad** y su importante vinculación con la determinación de las tarifas, enfatizando la necesidad de la definición clara de los papeles de cada agente involucrado en la prestación de los servicios de electricidad.

2.1. - SERVICIO DE ELECTRICIDAD COMO MONOPOLIO NATURAL

El **caso clásico de monopolio natural** ocurre cuando los **costos unitarios de producción son más bajos para una única empresa monopolista, de lo que serían para varias empresas menores, en competencia entre sí**. En esos casos, el costo unitario decrece con el aumento del nivel de producción, por lo menos hasta el límite impuesto por la demanda, lo que define una condición suficiente para la caracterización de un monopolio natural.

Un ambiente competitivo no perduraría, una vez que la mayor empresa puede, por medio del aumento de su nivel de producción, reducir sus costos unitarios y obligar a sus competidores a cerrar sus actividades. La presencia obligada de más empresas en la industria causaría una evidente pérdida de eficiencia económica, debido al aumento en los costos de producción. Los costos marginales estarán, por imposición matemática, debajo de los costos unitarios, con implicaciones que serán discutidas en el Capítulo 5.

La más tradicional y aceptada razón para la regulación de la actividad de una empresa por el poder público es la caracterización de la industria en que la empresa actúa como un **monopolio natural**

(Weiss [1981]). La interferencia del gobierno, en esos casos, se hace siempre por medio del **control del precio** y de las ganancias y, a veces, por medio de la nacionalización o de la **propiedad estatal** de las empresas.

La prestación de los **servicios de electricidad** y la industria de energía eléctrica pueden ser analizadas en tres niveles verticales: **generación, transmisión y distribución**.

En muchos casos, las empresas son integradas verticalmente. Los consumidores son usualmente conectados al sistema en diversos niveles de tensión, tanto en las redes de transmisión como en las de distribución.

El nivel de **distribución**, si es operado como una empresa independiente, es típicamente un caso de **monopolio natural clásico**. Evidentes economías de escala tornarían ineficiente la actividad de dos empresas sirviendo el mismo área. Por otro lado, la expansión horizontal de una empresa de distribución no conduce a relevantes economías de escala. Muchas empresas distribuyen eficientemente energía eléctrica a pequeñas comunidades en todo el mundo.

El sistema de **transmisión** consiste en la extensión vertical del sistema de distribución, cubriendo áreas mayores y presentando **características similares de monopolio natural**. Por otro lado, las líneas que conectan las fuentes generadoras a la red están directamente asociadas a las centrales. Sin embargo, la optimización del sistema eléctrico exige la interconexión de centrales y centros de carga entre sí, formando una red que minimiza la capacidad necesaria para hacer frente a las variaciones en la carga y en la generación. Por eso, en general, no es posible clasificar las líneas de acuerdo con su función. La red de transmisión también presenta, por tanto, características de monopolio natural. No obstante, en grandes sistemas interconectados, la existencia de varias empresas cubriendo áreas adyacentes es usual y, en general, no contribuye a aumentar los costos.

El sistema de **generación**, responsable por la mayor parte de los costos (en general más de 50% de los costos totales de suministro

de electricidad), **no presenta las características de un monopolio natural clásico**.

En el caso de la **generación termoeléctrica**, limitaciones técnicas en el tamaño de las centrales tornan imposible la extensión de economías de escala hasta el punto que permita el suministro a mercados de tamaño considerable. El proceso de minimización del costo de expansión de sistemas termoeléctricos puede ser aproximado a la elección del tipo de combustible y tamaño de planta, que sean más económicos para atender a un tipo de carga dado. Los costos, en general, son estables o suben, a medida que sucesivas fuentes de combustible más barato alcancen sus máximos niveles de extracción. **El acceso a las fuentes más económicas de combustible es, por tanto, una restricción a la competencia.**

Para la **generación hidroeléctrica**, las centrales tienen prácticamente predefinidos los sitios, tamaños y costos unitarios. El proceso de minimización del costo de expansión de sistemas hidroeléctricos puede ser aproximado a la ordenación de la entrada en operación de las centrales, de forma que las más baratas sean construidas primero. Tal simplificación es válida, especialmente para sistemas interconectados de tamaño considerable, para los cuales la compensación entre economías de escala y anticipación de inversiones tiene importancia reducida.

El derecho de explotación del próximo sitio más económico, usualmente otorgado por el gobierno, es una restricción evidente a la competencia.

En ambos casos, se torna necesario un sistema de concesión de los escasos recursos (fuentes de combustible y, especialmente, sitios para aprovechamiento hidroeléctrico), si más de una empresa es autorizada a actuar en la industria (Breyer [1982]).

Un proceso de competencia, basado en los precios futuros del suministro, tiene la desventaja, especialmente en economías inflacionarias, de estimular propuestas no realistas, seguidas por inevitables

autorizaciones para aumento de precio y modificaciones en los criterios de actualización monetaria, cuando la central está en operación. No obstante, diversos países han discutido la conveniencia e inclusive implantado **sistemas de competencia para otorgar concesiones de generación** para servicio público de energía eléctrica.

Tradicionalmente, los gobiernos en todo el mundo tendían a prescribir una estructura monopolista para la industria de generación de energía eléctrica, evitando así un proceso de concesión por el interés público, con problemas similares a aquellos encontrados en la concesión, por ejemplo, de canales de televisión. La estructura monopolista e integrada verticalmente era frecuentemente justificada por economías de objetivo y la propiedad estatal todavía es casi una regla. **Actualmente se constata una creciente división del negocio eléctrico en sus diversas etapas productivas de generación, transmisión y distribución.**

En este momento, la tendencia de la gran mayoría de los países es adoptar, como política en el área de energía, el gradual alejamiento del Estado del negocio de electricidad, dando lugar a la participación de capitales privados, como forma de estimular la competitividad con una mayor calidad y productividad. (Sexto Congreso Latinoamericano y del Caribe sobre Tarifas Económicas de Energía Eléctrica, [1992], Guerra [1992], Kleinworth Benson Ltd. [1992], Calou [1993], López Cardenete [1992], Woodke [1992], Cox [1992], Bitu y Born [1993]).

2.2. - EXTERNALIDADES ECONOMICAS DEL SECTOR

La ocurrencia de externalidades económicas puede, en determinados casos, justificar la interferencia del Estado en un mercado de producción de bienes o de prestación de servicios. El sector de electricidad presenta externalidades, asociadas a la producción y al consumo de energía eléctrica, lo que puede generar distorsiones económicas difícilmente corregibles por los mecanismos del mercado.

En el caso de la **producción**, se generan costos o beneficios no internalizados por el productor, que pueden afectar positiva o negativamente a otros agentes económicos o a la comunidad.

Plantas termoeléctricas pueden causar incomodidades o daños a las comunidades por medio de descargas contaminantes. Plantas hidroeléctricas pueden causar la inundación de tierras fértiles y productivas, de importantes ecosistemas naturales y de sitios de gran valor cultural, histórico o arqueológico. En aprovechamientos hidroeléctricos en cascada, la entrada de un nuevo productor puede afectar positiva o negativamente a aquellos ya instalados.

En el caso del **consumo**, las externalidades ocurren cuando la realización o no del consumo genera costos o beneficios a sectores de la sociedad no directamente involucrados en la transacción. Frecuentemente, los gobiernos incentivan la electrificación y el consumo productivo de la energía eléctrica en regiones o comunidades poco desarrolladas, beneficiando indirectamente las poblaciones en ellas residentes, con el aumento de la oferta de empleo y con la elevación de la calidad de esos empleos.

En resumen, **externalidades económicas de diferentes grados de importancia no presentan solución por medio de los mecanismos del mercado, sugiriendo la intervención del Estado en la regulación de precios y en la planificación de los niveles de producción del sector de electricidad.**

2.3. - OTRAS CARACTERISTICAS DEL SECTOR

Otra importante característica de las concesionarias de servicios públicos en general, y de aquellas de energía eléctrica en particular, es el **uso muy intensivo de capital**. Empleo de capital a niveles de hasta 400 por ciento del ingreso anual es frecuente, mientras que en el sector manufacturero es usual que ese número se sitúe en torno a 75%. (Weiss [1981]). Eso significa que el retorno permitido sobre el capital es extremadamente importante para las concesionarias.

Por otro lado, **el tiempo de maduración de las inversiones puede ser muy grande**. Por ejemplo, el tiempo necesario para que inversiones en generación de energía eléctrica comiencen a producir retorno económico es muy largo, especialmente para las centrales de mayor tamaño, que son las que permiten mayores economías de escala. Desde el inicio de la construcción hasta el principio de la operación comercial de grandes plantas hidroeléctricas transcurren cinco o más años, hecho que es poco usual en otros sectores de la economía.

Las concesionarias de electricidad, así como otras concesionarias de servicios públicos, tienen otra importante característica definida por el hecho de que venden **servicios que no pueden ser almacenados**.

Las concesionarias deben proporcionar el servicio siempre que un usuario acciona un interruptor. Eso significa exceso de capacidad en la mayor parte del tiempo.

Una importante excepción parcial para la característica de la no almacenabilidad es encontrada en los sistemas hidroeléctricos con reservorios significativos, que almacenan agua para ser convertida en energía cuando sea necesario (Terry et al. [1986]). No obstante, esta excepción no es completa, una vez que el suministro instantáneo de la carga (demanda máxima) no depende sólo de la cantidad de agua disponible, sino también de la capacidad de potencia instalada en las centrales.

Por tanto, cualquier alteración que permita aplanar la curva de demanda a lo largo del tiempo puede reducir significativamente los costos unitarios. **Cuanto más alto sea el “factor de carga” - razón entre la demanda media y la demanda máxima, más bajo será el costo unitario para el suministro de un determinado valor medio de carga (requisito de energía)**. De esa manera se reduce la razón entre el capital necesario y el ingreso.

Otra característica de las concesionarias de energía eléctrica en muchos países en desarrollo es su **muy rápido crecimiento**, aun

durante recesiones económicas. (Quiles et al. [1992], Guerra [1992], Bitu y Born [1993]).

Todas estas características, junto con los costos crecientes de producción, crean una situación donde **las inversiones en nuevas centrales son extraordinariamente grandes en relación con los ingresos de las empresas y el valor económico de los sistemas existentes**.

2.4. - REGULACION Y TARIFAS

La prestación de servicios de energía eléctrica es reglamentada por el Estado, debido a las características específicas de ese sector. La inexistencia de una regulación adecuada puede provocar distorsiones en el empleo de los recursos económicos, que no se solucionarían si la determinación de los precios y niveles de producción fuese dejada únicamente a cargo de las fuerzas del mercado. Si así fuera, en la gran mayoría de los países, el Estado interviene, en actividades normativas y fiscalizadoras, debido principalmente al carácter de **monopolio natural** de los servicios de electricidad y, en algunos casos, las **externalidades** de consumo y producción.

En muchos países del mundo, el Estado ha cedido la prestación de los servicios a empresas estatales, usando el argumento de **evitar abusos monopolísticos, en relación con tarifas, ganancias y calidad de los servicios**. En ese caso, la suposición de que la **empresa pública** pertenece al pueblo haría que sus objetivos coincidan con los de maximización del bienestar social. Así, el Estado se adjudica un papel tutelar sobre ese servicio público, por medio de un organismo o varios organismos relacionados, atribuyéndose funciones productivas, normativas y de finalidad social.

Ese enfoque tradicional, sin embargo, ha producido **resultados negativos en algunos países**, donde las funciones de producción y regulación se superponen, confundiendo los papeles y objetivos de los agentes involucrados. Entidades estatales, que no están sujetas al riesgo de quiebra, pueden presentar **deficiencias de administración y gestión**, que conducen, generalmente, a permanentes déficits

financieros; mala calidad de los servicios; injerencia política excesiva e ineficiente y elevados costos finales de suministro. A esos aspectos se suma **la fijación de tarifas con base en criterios predominantemente políticos.**

Por otro lado, empresas públicas con el poder de interferir en los organismos reguladores tienen posibilidades de imponer reglas que las beneficien en relación con empresas privadas. Tales normas pueden no garantizar estabilidad y equidad en las decisiones, debido a alteraciones frecuentes y a una excesiva complejidad en las metodologías y criterios de fijación de tarifas o de repartición de costos y beneficios de la operación conjunta de los sistemas eléctricos. Estas prácticas pueden, entre otras consecuencias, tornar inviable la participación del capital privado en el sector de electricidad.

De forma general, **el Estado no debe desempeñar el doble papel de juez y parte interesada.**

En el **enfoque tradicional de regulación**, es habitual que el sistema de tarificación se base en **costos contables**. En ese sistema, las tarifas deben cubrir los costos de explotación, mantenimiento y conservación de las instalaciones, además de proporcionar una adecuada rentabilidad al capital invertido. Ese sistema dificulta la búsqueda de la eficiencia, ya que **los costos considerados pueden encubrir la ineficiencia en la gestión** de las empresas. Por otro lado, **como el ingreso es función de la remuneración sobre los activos, existe una señal en la dirección de aumentar el valor de esos activos.**

En el caso en que las empresas concesionarias pertenezcan al Estado, existe un estímulo natural a la práctica de **subvenciones cruzadas** entre consumidores y regiones. Esa distribución de recursos no necesariamente atiende los objetivos nacionales pretendidos.

Otra política frecuentemente adoptada es la **igualdad nacional de tarifas**, que puede también incentivar la ineficiencia. En este caso, se diluye la responsabilidad de los concesionarios en la fijación de los precios de venta a los consumidores.

El nuevo enfoque de regulación busca el máximo bienestar social; promueve la eficiencia en la gestión de las empresas concesionarias y mejora los niveles de calidad de los servicios, **definiendo los papeles de todos los agentes involucrados de la forma más clara posible.**

Los reglamentos del sector de electricidad deben básicamente tratar de las normas de calidad del servicio, de las condiciones de asignación de concesiones, de las obligaciones y derechos de las empresas concesionarias y consumidores, además de la fijación y reajuste de las tarifas. Por otro lado, deben permitir fácil fiscalización y control del cumplimiento de las normas.

Es fundamental definir las funciones del Estado y de las empresas concesionarias de los servicios. El Estado debe asumir las funciones que los particulares no están en condiciones de cumplir eficientemente, lo que necesariamente no incluye su participación como agente productivo. El Estado debe reglamentar y fiscalizar el cumplimiento de las normas generales. Esas normas deben ser iguales para todos los individuos, grupos y sectores y deben estar siempre por encima de los intereses de cualquier grupo en particular.

En resumen, un adecuado sistema de regulación debe considerar los siguientes aspectos:

- a) La separación, en organismos diferentes, de las funciones normativas y fiscalizadoras de las funciones claramente productivas y comerciales, evitando en la misma entidad la función de juez y parte interesada;
- b) La eliminación de la discriminación entre empresas públicas y privadas;
- c) La eliminación de las incertidumbres de la legislación, dando a las empresas concesionarias públicas y privadas los medios para buscar la estabilidad económico-financiera;

- d) La determinación de una tarifa que incentive la eficiencia de las empresas y señalice los consumidores en la dirección del uso racional y económico de la energía eléctrica;
- e) El establecimiento de un sistema eficiente y eficaz de subvenciones a los sectores más pobres y
- f) La creación de una estructura capaz de promover la eficiencia, la productividad, por medio de la competitividad, siempre que sea posible.

2.5. - MODELOS INSTITUCIONALES Y TARIFAS

Prácticamente en todo el mundo, la industria de electricidad se encuentra en un proceso de transición, marcado por la **desregulación** (Guerra [1992], Kleinworth Benson Ltd. [1992], Calou [1992], López Cardenete [1992], Woodke [1992], Cox [1992], Bitu y Born [1993]).

El mantenimiento, por largo período, de las tarifas de energía eléctrica por debajo de los costos de producción viene provocando efectos desastrosos en la salud financiera de las concesionarias en muchos países, especialmente en América Latina (Guerra [1992], Lins [1992], Manzoni [1992], Cardeal de Souza et al. [1992]).

La propiedad estatal de la mayor parte de las concesionarias y su condición de monopolios regulados ha permitido a los gobiernos la manipulación de las políticas tarifarias de energía eléctrica, con objetivos macroeconómicos de corto plazo u objetivos distributivos.

La percepción generalizada de mala gestión de los recursos disponibles, asociada al actual contexto de congelamiento tarifario y tasas de interés elevadas, ha tornado cada día más difícil la captación de nuevos financiamientos por las concesionarias públicas.

La **participación de capitales privados** en la industria eléctrica se tornó necesaria, especialmente porque la opinión pública viene colocándose frontalmente contra la inversión de más recursos públicos en concesionarias consideradas como ineficientes.

Entretanto, la venta inmediata de empresas de energía eléctrica sólo es recomendable en casos extremos, donde la adecuada prestación de los servicios por las actuales concesionarias sea virtualmente imposible. En situaciones menos críticas, es conveniente iniciar el proceso de privatización "marginamente" (Cox [1992]). Se deben crear condiciones para que el capital privado, especialmente aquel perteneciente a grandes consumidores, se interese por la expansión de los sistemas eléctricos. Aun en ese caso, no se prescinde de la definición de un **marco legal estable** que defina criterios claros para fijación y actualización de las tarifas.

En un proceso de desregulación, mecanismos semejantes a los de mercado vienen siendo utilizados en diversos países (Guerra [1992], Kleinworth Benson Ltd. [1992], Calou [1992], Caruso y Arizu [1992], Bernstein [1992], Gómez Martín y Uría Rodríguez [1992], Woodke [1992], Cox [1992]), para eliminar la excesiva injerencia del Estado en el negocio eléctrico, en particular en la fijación de tarifas. En general, la desregulación limita el monopolio, por medio de la **división vertical de la industria** en sus segmentos de generación, transmisión y distribución y del libre acceso de generadores, distribuidores y grandes consumidores a los sistemas de transmisión.

Con la posibilidad de libre negociación de contratos de suministro de largo plazo y de la energía disponible momento a momento en el sistema, se reduce la necesidad de regulación de los precios en la industria.

En sistemas generadores predominantemente hidroeléctricos, existe el problema del otorgamiento de la concesión de los aprovechamientos, que en general es una prerrogativa del Estado. El derecho a la exploración de los sitios más ventajosos es una restricción a la libre competencia entre los agentes económicos involucrados en la producción de energía eléctrica (Born [1991]). Cada vez más es aceptada la idea de que tales **concesiones deben ser otorgadas por medio de un sistema de licitación que favorezca el menor precio** de venta de la energía a los concesionarios distribuidores y a los

consumidores del servicio, a lo largo de la vida útil del aprovechamiento.

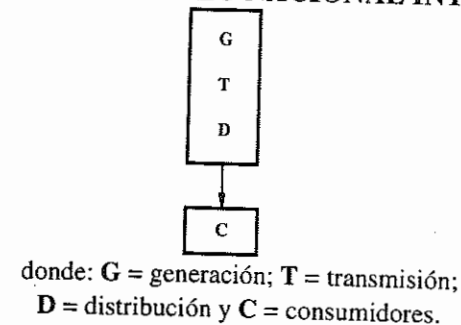
Actualmente algunos países, como Brasil, Argentina, Perú, Venezuela y otros, buscan un **modelo institucional** capaz de atender los siguientes objetivos: promover eficiencia y productividad, atraer capitales privados para el sector, proveer condiciones igualitarias a las empresas concesionarias, aumentar la capacidad de generación de recursos propios y definir claramente las funciones del Estado.

De entre los varios modelos existentes o propuestos, se describen a continuación seis grupos básicos, los cuales, de forma combinada o no, vienen siendo o serán utilizados en diversos países (Moscote [1993], Millán [1993]). Los tipos presentados difieren básicamente en relación con la forma como son tratadas las transacciones de energía eléctrica en los diversos segmentos de la industria eléctrica (generación, transmisión y distribución).

2.5.1. - MODELO 1 - NACIONAL INTEGRADO

Este modelo presupone la existencia de una única empresa o entidad prestadora de los servicios de electricidad, la cual es responsable por la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica. Modelos de este tipo fueron adoptados en Francia, Italia, Países del Este Europeo, Portugal hasta 1990 e Inglaterra hasta 1989 y también en América Latina y el Caribe. La Figura 2.5.1 ilustra este modelo.

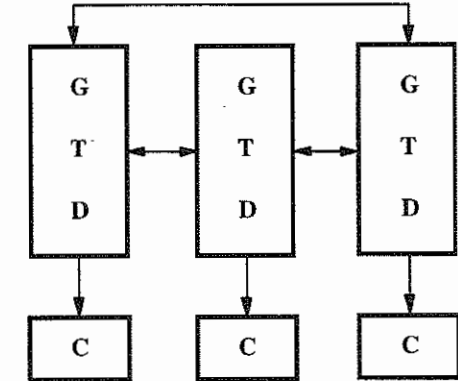
FIGURA 2.5.1 - MODELO NACIONAL INTEGRADO



2.5.2. - MODELO 2 - AREA INTEGRADA

En este modelo existen empresas que son las únicas responsables por la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica en áreas determinadas. En esas áreas, se presenta un monopolio completo de generación, transmisión y distribución. Pueden existir intercambios entre las diversas empresas, pero el consumidor solamente puede ser abastecido por la empresa que atiende su área. Las áreas mencionadas pueden corresponder a provincias, estados o regiones. La Figura 2.5.2 ilustra mejor el referido modelo.

FIGURA 2.5.2 - MODELO AREA INTEGRADA



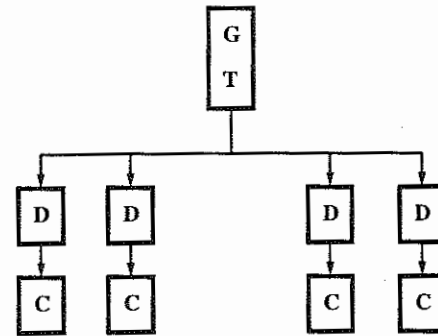
Ese era el modelo existente hace poco tiempo en Estados Unidos, Alemania y España (hasta 1988). Un modelo similar inició su implantación en Brasil en los años 70, mas nunca llegó a consolidarse. Canadá adopta un modelo de este tipo.

Esos dos primeros grupos de modelos vienen sufriendo modificaciones importantes principalmente en la última década. Fue el caso de Estados Unidos, que adoptó una política de estímulo a la autogeneración y a la cogeneración, creando competitividad a nivel de generación y quebrando el concepto de monopolio rígido a nivel de generación (Cox [1992], Woodke [1992]).

2.5.3. - MODELO 3 - GENERACION Y TRANSMISION CENTRALIZADA

Este modelo tiene como característica principal la generación y transmisión centralizada a nivel nacional o regional, con la distribución por área en régimen de monopolio. La Figura 2.5.3 ilustra este modelo.

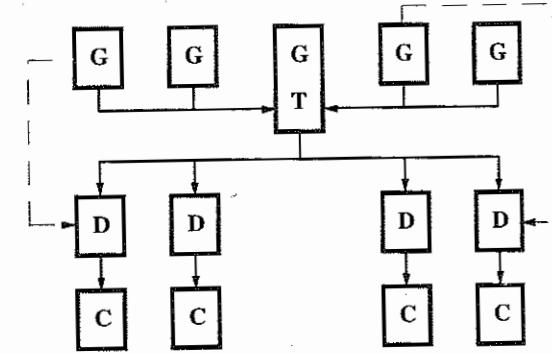
FIGURA 2.5.3 - MODELO GENERACION Y TRANSMISION CENTRALIZADA



2.5.4. - MODELO 4 - GENERACION Y TRANSMISION CENTRALIZADA CON COMPETENCIA EN LA GENERACION

Este modelo puede ser considerado una evolución del modelo anterior en que se incentiva la competencia en la generación. De esa forma, empresas independientes de generación o autoprodutores pueden proveer energía eléctrica a las empresas distribuidoras, si sus precios de venta fueren inferiores a los de la empresa de generación/transmisión centralizada. Naturalmente, la energía vendida directamente de generadores independientes a empresas distribuidoras es gravada por el peaje de transmisión pagado a la empresa central de generación y transmisión. La Figura 2.5.4 ilustra este tipo de modelo.

FIGURA 2.5.4 - MODELO GENERACION Y TRANSMISION CENTRALIZADA CON COMPETENCIA EN LA GENERACION

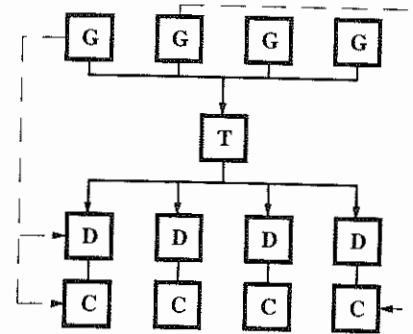


2.5.5. - MODELO 5 - TRANSMISION CENTRALIZADA

Este modelo tiene como característica básica la libre competencia en la generación, con una transmisión nacional o regional centralizada y una distribución por área en régimen de monopolio.

La empresa de transmisión centralizada controla toda la red de transmisión, pero no tiene la responsabilidad de comprar y vender toda la energía. Las empresas de generación pueden vender directamente a las empresas de distribución y a los grandes consumidores de energía eléctrica. La empresa de transmisión puede ser independiente o de propiedad de un consorcio de empresas distribuidoras. Si existe participación de empresas generadoras en los activos de la empresa de transmisión, serán necesarios mecanismos de regulación que garanticen el acceso de todos los generadores, propietarios o no, a la red de transmisión. La Figura 2.5.5 ilustra este modelo.

FIGURA 2.5.5 - MODELO TRANSMISION CENTRALIZADA

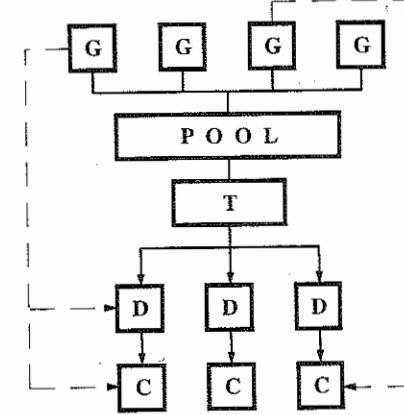


2.5.6. - MODELO 6 - POOL COMPETITIVO

Este modelo presenta generación competitiva, transmisión nacional o regional y monopolios de distribución por área. Su característica principal es la existencia de una entidad que controla la transmisión y la interconexión, y también es responsable por la optimización de la operación y de la planificación de la expansión (Pool Competitivo). Esa entidad no comercializa, esto es, no compra o vende energía eléctrica.

Las empresas de distribución compran energía de las empresas generadoras y la distribuyen a los consumidores finales, que también pueden comprar energía directamente de las empresas de generación. El sistema de transmisión puede organizarse en una única empresa, como en el modelo anterior, o componerse de activos de propiedad de diversas empresas, especializadas o no en transmisión. En cualquier caso, los propietarios del sistema de transmisión tendrán derecho a un peaje. El Pool garantiza el acceso de todos los productores a la red de transmisión. Un modelo de este tipo viene siendo utilizado por Inglaterra, con resultados bastantes satisfactorios. La Figura 2.5.6 ilustra el modelo así definido.

FIGURA 2.5.6 - MODELO POOL COMPETITIVO



Es importante señalar que el modelo más adecuado para cada país es aquel que mejor se adapta a las condiciones locales, lo que envuelve consideraciones de naturaleza técnica, económica, social, política y coyuntural.

2.6. - REGULACION Y EFICIENCIA

En una industria competitiva, las empresas son inducidas a producir eficientemente, reduciendo los costos de producción, con el objetivo de aumentar los beneficios y por el temor de ver a sus consumidores capturados por un competidor.

Por otro lado, **en una industria bajo regulación del poder público, las empresas usualmente no se benefician con la adopción de métodos más económicos (Breyer [1982]). Los beneficios de la economía resultante pueden fluir directamente al consumidor, debido al proceso tarifario basado en los costos de producción.**

El aparato regulador debe buscar maneras de enfrentar ese problema. Sin embargo, algunos economistas insisten que el incentivo a la producción ineficiente es inherente a la regulación.

Algunos procedimientos con miras al aumento de la eficiencia en empresas bajo regulación son ampliamente utilizados.

El **desfase tarifario** utiliza la reacción retardada del proceso de fijación de tarifas, para crear un incentivo a la reducción de costos en el corto plazo, cuando las tarifas ya están definidas con base en costos observados anteriormente. Este efecto es necesariamente limitado, ya que ni la búsqueda de soluciones económicas de largo plazo es incentivada ni las ganancias de corto plazo pueden ser tan significativas que provoquen nueva investigación de la planilla de costos de la empresa. Adicionalmente, alguna disminución en la calidad del producto es probable.

La eficiencia puede ser incentivada por la **flexibilización de la tasa de retorno**, permitiéndose un margen de beneficios más alto que el costo del capital. En algunos casos, las empresas que obtienen beneficios mayores que la tasa de retorno fijada para un período dado tienen autorización para un pequeño aumento en la tasa de retorno para el período siguiente. En otras situaciones, el costo del servicio es determinado para la industria como un todo o para empresas-modelo admitiéndose beneficios mayores para las empresas con productividad por encima de la media y beneficios menores para las menos eficientes.

El organismo responsable por la actividad reguladora tiene el poder de **desautorizar gastos** considerados poco razonables. Sin embargo, interferencias de ese tipo tienden a ser reservadas para situaciones graves.

La **evaluación comparativa de la eficiencia** de varias concesionarias, por medio de índices tales como producción por empleado, número de empleados por consumidor, puede revelarse útil, aun cuando la comparación de concesionarias entre sí torne los resultados poco seguros. La definición de parámetros no comparativos de desempeño es una tarea compleja que, usualmente conduce a excesiva generalidad o sobrecarga al organismo responsable por la regulación.

2.7. - TENDENCIA AL EXCESO DE INVERSIONES

Una intensa controversia ha sido levantada por la opinión de algunos académicos, en el sentido de que **empresas que tienen sus**

precios regulados por el costo del servicio tendrían una tendencia a invertir en exceso, a utilizar mucho capital en la producción y a proporcionar una calidad de servicio mejor de lo necesario.

La tendencia al exceso de inversiones es el llamado **efecto Averch-Johnson**, que sería **causado por la casi automática incorporación de cualquier nueva inversión en el capital inmovilizado**, resultando en aumentos de precio y retornos a la tasa usual (Averch y Johnson [1962]).

La baja elasticidad-precio de la demanda de los servicios de concesionarias bajo regulación refuerza el argumento, una vez que el ingreso total no tiende a disminuir debido a los aumentos de precio.

Las concesionarias no tendrían la preocupación de cuestionar la necesidad de inversiones, lo que, en el caso de servicios de energía eléctrica, puede conducir a una confiabilidad mayor de la que sería económicamente recomendable.

Además de eso, grandes deudas tienden a ser contraídas, cuando el costo del capital en el mercado financiero está situado abajo de la tasa de retorno autorizada.

Los administradores de las concesionarias tienden a preocuparse poco con la necesidad real de la expansión o con la búsqueda de soluciones de mínimo costo.

De hecho, cualquier aumento de capital, por medio de más plantas o equipos más sofisticados, será ventajosa para la empresa bajo regulación si y solamente si la tasa de retorno autorizada excede el costo efectivo del capital.

2.8. - RESTRICCIONES FINANCIERAS

En los últimos años, el **alto costo del dinero y la reducción de las tasas de retorno** de las concesionarias, causadas, respectivamente, por la inflación y por el temor de la inflación, pueden haber ocasionado una tendencia inversa, llamada por analogía **efecto Averch-Johnson invertido** (Born [1991]).

La tendencia de alza en las tasas de interés en años recientes trajo como consecuencia la **reducción de nuevas inversiones** y la búsqueda de soluciones que disminuyan la necesidad de expansión de los sistemas. En América Latina y el Caribe, ese efecto ha sido sentido con mayor intensidad, debido al tamaño de la deuda externa, a la virtual suspensión de la concesión de nuevos empréstitos y, especialmente, a la fijación de tarifas con base en criterios predominantemente políticos, lo que redujo drásticamente la rentabilidad de los activos de las concesionarias.

La crisis energética también contribuyó al aumento de costos en la industria de energía eléctrica, por la necesidad de onerosas sustituciones de centrales y equipos. Preocupaciones de orden ambiental también han asumido un papel importante en la búsqueda de soluciones que no impliquen un aumento de capacidad.

El efecto Averch-Johnson invertido ha llevado a muchas empresas, especialmente sus áreas financieras, a defender una política de inversiones cero, lo que ocasiona el **deterioro de la calidad del servicio**. Esa tendencia a no invertir es reforzada por el hecho de que la reducción en la confiabilidad del servicio afecta básicamente a los consumidores, siendo, desde el punto de vista de las concesionarias, lo que se ha convenido en llamar de externalidad.

La tarificación por el costo del servicio puede también alentar la reducción de la confiabilidad, porque, para costos crecientes y precio igual al costo unitario, una empresa monopolista tiende a limitar su producción en el nivel en que el costo marginal iguala el precio, resultando en una producción inferior a la demanda para aquel precio (ver Secciones 4.2.14 y 4.2.15).

De esa forma, la regulación no debe únicamente fijar el precio en el nivel del costo del servicio, sino también encontrar medios de imponer que la concesionaria atienda cualquier cantidad que sea demandada a un nivel de confiabilidad adecuado. Así, el organismo responsable por la regulación se ve involucrado en las complejas tareas de hacer previsiones de demanda, fijar el nivel

adecuado de confiabilidad e imponer el suministro a ese nivel de confiabilidad.

Por todas esas razones, se viene verificando un **creciente interés por la tarificación a costo marginal, que conduce a un empleo más eficiente de los recursos económicos** (Munasinghe y Warford [1982]).

CAPITULO 3

SISTEMAS DE TARIFICACION

**Los sistemas de tarificación usuales y
sus características básicas**

CAPITULO 3

Sistemas de Tarificación: Los sistemas de tarificación usuales y sus características básicas

Este capítulo **define nivel y estructura tarifaria y presenta las características de las principales modalidades de tarifas** utilizadas, desde aquellas que usan enfoques tradicionales, como las tarifas por el costo del servicio, las tarifas por el pasivo, hasta aquellas que consideran enfoques más actuales y que se basan en principios económicos, como las tarifas al costo marginal, las tarifas por el precio y las tarifas con base en los costos marginales o tarifas integradas.

3.1. DEFINICION DE NIVEL Y DE ESTRUCTURA TARIFARIA

El nivel tarifario es el valor general de los precios. El nivel de las tarifas define el volumen total de ingresos. **El precio medio es el parámetro que define el nivel de las tarifas.**

Generalmente, los niveles de las tarifas son definidos considerando el equilibrio financiero de la empresa concesionaria, los aspectos legales y las políticas de gobierno. El precio medio o nivel tarifario medio es determinado tomando en cuenta el requisito de ingreso y la demanda prevista.

Además de esos aspectos, son importantes limitaciones para la determinación del nivel de las tarifas, el ingreso de los consumidores residenciales y la influencia de las tarifas eléctricas en los costos de producción. Los gastos en energía eléctrica en los sectores productivos varían directamente en función de las tarifas respectivas y afectan de forma distinta los costos de producción en los diversos sectores de la economía.

La elasticidad-precio es diferente para cada tipo de consumidor. Los sectores más sensibles al valor de las tarifas son generalmente los consumidores de bajo ingreso y los consumidores electro-intensivos.

Los **consumidores de bajo ingreso** poseen alta elasticidad-precio. En ese sector, cuando se practican altos niveles de tarifas, el mayor impacto es de orden político, imposible de ser evaluado cuantitativamente. En Brasil, de acuerdo con estudios realizados por la Fundação João Pinheiro, para cada 1% de aumento real de la tarifa, la reducción en el consumo residencial para consumidores de hasta 50 kWh sería de 0,23%. Esa elasticidad-precio es significativa en comparación con las que se estiman para otras categorías de consumidores de energía eléctrica.

Otra categoría de consumidores de energía eléctrica, que se supone posee una alta elasticidad-precio, es la de los **consumidores electrointensivos**. Sus gastos en electricidad varían de 20% hasta 40% de los costos totales de producción, dependiendo del sector industrial.

En esos casos, la teoría económica recomienda que, por razones de eficiencia económica global, el nivel de las tarifas de energía eléctrica debería observar la Ley de las Elasticidades Inversas (Baumol y Bradford [1970]). Si el nivel tarifario global, o cualquier otra consideración, exige que las tarifas se alejen de los costos marginales, se deben hacer modificaciones menores para las categorías de consumidores con más alta elasticidad-precio.

Tarifas más bajas para consumidores de más alta elasticidad-precio son también recomendables por razones de carácter puramente comercial.

La estructura tarifaria define la relatividad de los precios. La estructura comprende la **diferenciación de las tarifas, según los componentes de consumo y demanda, nivel de tensión de suministro, clase de consumo, estación del año, período del día, localización del consumidor, etc.**

La tarifa debe satisfacer las necesidades financieras de la concesionaria (nivel tarifario) y, al mismo tiempo, atender los objetivos de empleo eficiente de recursos, igualdad y justicia social, estabilidad

relativa de los precios, simplicidad y uso racional de la energía eléctrica (estructura tarifaria).

La determinación de la **estructura de las tarifas con base en los costos marginales** toma en cuenta los costos ocasionados por el aumento de la demanda en cada categoría de consumidores y período de consumo, considerando, inclusive, el aspecto probabilístico de esos costos en el sistema de oferta y demanda.

La estructura tarifaria, aun en el enfoque tradicional de tarifa por el costo del servicio, puede ser determinada considerando los costos marginales causados al sistema, por cada clase de consumidores o cada tipo de servicio.

Utilizar los costos marginales en la definición del nivel tarifario medio de un servicio o en la definición del precio de un producto no es siempre recomendable, una vez que distorsiones en mercados de servicios o productos sustitutos o complementarios pueden conducir a un peor empleo final de los recursos, si una alteración aislada de precios en dirección al costo marginal es intentada.

En la definición de la estructura tarifaria de una concesionaria, los posibles productos sustitutos o complementarios son encontrados en otros tipos u horas de uso del mismo servicio.

De este modo, el uso de costos marginales no presenta inconvenientes en la definición de la estructura tarifaria, aun cuando el nivel tarifario medio sea definido por el método tradicional del costo del servicio o con base en el equilibrio financiero de la empresa concesionaria.

3.2. - TARIFA POR EL COSTO DEL SERVICIO

Esa tarifa es definida con base en el costo del servicio prestado, el cual es compuesto básicamente de las siguientes partes:

- a) Los **costos de explotación**, los cuales se componen básicamente de los costos de operación y mantenimiento de los bienes e instalaciones en servicio.

- b) Los **costos de conservación** de los activos, relativos a la depreciación de los bienes e instalaciones en servicio.
- c) La **rentabilidad del capital**, que corresponde a un porcentaje sobre el costo de inversión en los bienes e instalaciones en servicio. Ese porcentaje es establecido por los reglamentos vigentes.

De esa forma, el nivel de las tarifas es consecuencia de ese costo del servicio, que es estimado para el período para el cual será fijada la tarifa, con base en datos e informaciones de origen contable.

La estructura de esa tarifa es generalmente obtenida con base en los costos contables, aunque puede ser definida con base en los costos marginales.

La definición de la estructura tarifaria, a partir de los costos contables, considera los costos de capital atribuidos al componente de potencia y los costos variables al componente de energía.

La distribución de esos costos en los diversos grupos tarifarios es generalmente hecha de forma proporcional a los parámetros potencia, consumo o número de consumidores en cada nivel del sistema (alta, media y baja tensión) y categoría de consumidores (residencial, rural, alumbrado público, etc.).

En prácticamente todos los casos en que el Estado reglamenta precios y beneficios de empresas de servicios públicos, ha sido utilizado el sistema de tarifa por el costo del servicio, que es aplicado tanto en empresas privadas reglamentadas como en empresas estatales.

Los sistemas de tarifas con base en los costos marginales han sido aplicados, en la mayor parte de los casos, para sustituir o para complementar el sistema tradicional a costo del servicio.

La tarifa por el costo del servicio presenta, como principal componente, los costos de capital. Esos costos son función directa del capital inmovilizado y de la tasa de rentabilidad.

3.2.1. - CAPITAL INMOVILIZADO

Un paso fundamental en el proceso de tarificación por el costo del servicio es la determinación del capital inmovilizado, sobre el cual es aplicada la tasa de retorno o de rentabilidad (remuneración de las inversiones o remuneración legal).

Particularmente, en el caso de empresas que utilizan capital intensamente, esta es la etapa más importante y controvertida del proceso.

En la práctica, existen cuatro alternativas para evaluar los bienes e instalaciones en servicio o capital inmovilizado: a) el costo histórico, b) el costo de sustitución, c) el costo de reposición y, d) el “justo valor” (Breyer [1982]).

a) Costo Histórico

Es el valor efectivamente pagado por la concesionaria por sus instalaciones y equipos, sustrayendo por la depreciación acumulada. Este es, sin duda, el método más ampliamente utilizado para la definición del capital inmovilizado, simplemente porque es de fácil aplicación y, más importante aún, define un valor preciso.

El efecto de la inflación es considerado por el uso de índices de precio, siempre a costa de alguna distorsión.

b) Costo de Sustitución

Es el costo actual de adquisición de nuevas instalaciones y equipos, que permitan un servicio idéntico al proporcionado por las instalaciones y equipos que la empresa posee.

Esta es la manera utilizada en mercados competitivos para valorizar el capital inmovilizado, permitiendo grandes beneficios, cuando el valor de sustitución excede el costo histórico para las instalaciones y equipos de una empresa.

En este caso muy común, si los precios fueren fijados con base en los costos históricos, habrá diferenciación de precios entre

empresas que ofrecen idéntico servicio, simplemente por causa de las diferentes edades de sus instalaciones.

c) Costo de Reposición

Representa lo que costaría construir las mismas instalaciones y equipos hoy.

Difiere del costo de sustitución, por referirse a la misma instalación, sin importar si está o no obsoleta. El costo de sustitución se refiere a la misma capacidad de producción, utilizando las actuales técnicas, al mínimo costo.

El costo de reposición corresponde al costo histórico corregido de la inflación, por medio de índices de precios específicos, siendo a veces deducido algún porcentaje a título de obsolescencia.

d) Justo Valor

Es el nombre dado al capital inmovilizado evaluado de un modo subjetivo por el organismo responsable de la regulación.

Frecuentemente, es una media ponderada entre los costos históricos y de reposición.

3.2.2. - TASA DE RETORNO O DE RENTABILIDAD

La tasa de retorno y el capital inmovilizado están relacionados, una vez que su multiplicación resulta en la remuneración del capital que, en principio, pertenece a los inversionistas.

Si la empresa es de propiedad estatal, un adecuado retorno sobre el capital es también necesario, porque, a no ser que sea explícitamente definido en la ley, los contribuyentes no deben subvencionar actividades productivas o servicios públicos específicos.

Además, las empresas concesionarias de servicios públicos son pesadamente dependientes de empréstitos para expandir sus sistemas

y los acreedores de esos empréstitos necesitan de la garantía de beneficios futuros, que permitan el retorno de su capital con intereses.

Tres aspectos deben ser considerados en la determinación de la adecuada tasa de retorno:

- a) **la justicia para accionistas, inversionistas o contribuyentes;**
- b) **la captación de la cantidad de inversiones** (o empréstitos) necesaria para el desarrollo del sistema eléctrico; y
- c) **la simplicidad administrativa.**

Bajo el punto de vista económico, la tasa de retorno debería ser fijada en función del **costo de oportunidad del capital**, o sea, cuanto costaría conseguir el capital de la concesionaria en los mercados financieros hoy, o lo que la sociedad pierde en otras oportunidades de inversiones al colocar capital en la concesionaria.

La tasa de retorno debería ser equivalente a la obtenida, en el equilibrio de largo plazo, por empresas en mercados perfectamente competitivos.

Algunos modelos han sido propuestos para evaluación de la adecuada tasa de retorno, sin embargo el método más ampliamente utilizado aún es la **comparación con otras industrias o negocios similares**.

La elección de industrias comparables no es una tarea simple, una vez que, en algunos casos, esas industrias pueden estar obteniendo beneficios más altos o más bajos de los que resultarían en competencia perfecta. La comparación con otras industrias reguladas frecuentemente conduce a un proceso circular.

Además de eso, la comparación puede no ser un ejercicio consistente, pues la inversión en empresas reguladas y con remuneración garantizada presenta menos riesgos que la inversión en empresas operando en ambientes competitivos.

Cualquiera que sea el método utilizado, es necesario tener presente que este no puede ser reducido a una ciencia exacta y no creará, por sí mismo, incentivos para el aumento de la eficiencia.

En los últimos años, la aplicación de tarifas eléctricas por el costo del servicio en la mayoría de los países de América Latina, sin un respeto efectivo a las tasas de retorno reglamentadas y sin una adecuada actualización monetaria del capital inmovilizado, fue uno de los factores principales que provocaron las serias crisis financieras actualmente observadas.

Por otro lado, la **política de “tarifa por debajo del costo del servicio”** contribuyó a aumentar el déficit público y realimentar la inflación, conduciendo al consumidor en la dirección del desperdicio de energía y a las empresas concesionarias hacia el caos financiero.

3.3. - TARIFA POR EL PASIVO

La tarifa por el pasivo es obtenida con base en el **balance de resultados** de la empresa concesionaria, considerando un costo compuesto por las siguientes partes del pasivo:

- a) los **costos de explotación**, que comprenden los costos de operación y mantenimiento de los bienes e instalaciones en servicio;
- b) los **costos administrativos**, que comprenden los costos comprometidos en la supervisión y administración de los servicios de electricidad;
- c) los **costos financieros**, correspondientes a los intereses pagados y a los montos de amortización de los empréstitos y financiamientos usados en la formación de los bienes e instalaciones en servicio;
- d) un monto correspondiente al pago de **dividendos**, o sea los rendimientos del capital empleado; y
- e) otro monto relativo al pago de **royalties**, cuando los hay.

El nivel de esa tarifa es definido de conformidad con el valor medio obtenido, considerando los montos de costos presentados anteriormente y el mercado previsto. La estructura de esa tarifa puede ser definida con base en los costos contables o en los costos marginales.

Un ejemplo de aplicación de esa tarifa es encontrado en la empresa Itaipú Binacional que provee de energía eléctrica a Brasil y Paraguay.

3.4. - TARIFA POR EL PRECIO

La tarifa por el precio es entendida como la tarifa establecida en función del **precio presentado en la propuesta ganadora de una licitación para la concesión del servicio**, con reglas de reajustes establecidas en los términos de referencia de la licitación o en el contrato de concesión, conforme sea definido en la ley.

Esa tarifa no está subordinada a tasas de rentabilidad o cualesquiera otros criterios de esa naturaleza. Siempre que fueren atendidas las condiciones del contrato de concesión, se supone mantenido el equilibrio económico-financiero de la concesión. De esa forma, el nivel de las tarifas es establecido en el contrato de concesión y es reajustado conforme las cláusulas en él existentes.

La estructura tarifaria es aprobada por el “poder concedente”, considerando los reglamentos existentes sobre la materia. De esa forma, la empresa concesionaria propone estructuras de tarifas diferenciadas en función de las características técnicas y de los costos específicos de cada tipo de suministro. Los reglamentos pueden exigir el empleo de técnicas que utilicen los costos marginales.

3.5. - TARIFA AL COSTO MARGINAL

La tarifa al costo marginal posee como característica básica un **nivel tarifario igual a la media de los costos marginales** de cada suministro específico y una **estructura tarifaria también directamente resultante de esos costos marginales**.

El costo marginal es el costo requerido para atender un aumento marginal de carga, o sea,

$$C_m = \frac{dc(q)}{dq}$$

donde:

$c(q)$ es el costo total de atendimento en función de la carga y q es la carga atendida.

Los conceptos de tarifa al costo marginal se apoyan en la teoría microeconómica, existiendo **dos variantes**: la tarifa al costo marginal de corto plazo y la tarifa al costo marginal de largo plazo.

El **costo marginal de corto plazo** o costo marginal de operación es el costo de suministro de una unidad adicional de demanda, considerando el sistema eléctrico existente. O sea, el suministro de la carga adicional es hecho con el aumento de la generación térmica o con la disminución de la calidad del servicio.

La tarifa al costo marginal de corto plazo es generalmente fijada para períodos anuales y reajustada cuando ocurren variaciones significativas de ese costo. Chile aplica esa modalidad de tarifa desde 1972.

El **costo marginal de largo plazo** o costo marginal de expansión es el costo de cubrimiento de una unidad adicional de demanda, considerando la expansión del sistema, pudiendo ser también alteradas la calidad del servicio y la política de generación térmica.

Las tarifas al costo marginal de largo plazo son generalmente calculadas a partir de costos incrementales asociados a planes de expansión específicos. Considerando la expansión óptima de los sistemas, algunos países han usado esa modalidad de tarifa, con resultados bastante positivos, como es el caso de Francia.

3.6. - TARIFA CON BASE EN LOS COSTOS MARGINALES O TARIFA INTEGRADA

En esa modalidad, tanto el nivel como la estructura de las tarifas son establecidos, guardando la mayor coherencia posible con los costos marginales y, no obstante, teniendo también en consideración otros principios básicos de tarificación y los objetivos atribuidos al sector eléctrico.

La llamada tarifa integrada es obtenida a partir de la **tarifa de referencia**, o tarifa al costo marginal, y considera el **aspecto financiero** de la prestación de los servicios y **otros aspectos** prácticos relacionados con la determinación de las tarifas.

Las tarifas de referencia o tarifas al costo marginal son obtenidas considerando el comportamiento de la carga y los costos marginales del sistema eléctrico, incluyendo generación, transmisión y distribución. **La tarifa de referencia es la base para la definición de la estructura tarifaria.**

La tarifa integrada es obtenida a partir de las tarifas de referencia (indicando la estructura deseable), considerando el **equilibrio financiero** de la empresa concesionaria (indicando el **nivel tarifario** medio adecuado) y también aspectos de orden político, social, operacional, etc.

La **tarifa integrada** es así llamada porque **considera los aspectos teóricos y prácticos relacionados con la determinación de la tarifa de forma integrada.**

La tarifa integrada contempla adecuadamente la teoría económica, pues **considera los objetivos de eficiencia económica (primer óptimo)**, además de **tratar de forma racional los aspectos políticos** (por ejemplo, igualdad de las tarifas), **económicos relacionados al segundo óptimo** (por ejemplo, en las tarifas para consumidores industriales considerando subsidios en combustibles que pueden sustituir la energía eléctrica), **sociales** (tarifas para consumidores de bajo ingreso) y **operacionales** (simplificación de las tarifas debido a restricciones de medición y facturación).

Por esas razones, esa modalidad de tarifas viene siendo escogida por los sectores de electricidad de un número creciente de países, pues es **la que más se ajusta a los requerimientos exigidos de los sectores eléctricos, que deben buscar una tarifa adecuada a sus características y a las necesidades de la sociedad, considerando el uso racional y la conservación de energía y conduciendo los agentes involucrados en dirección de la calidad total y de la productividad.**

3.7. - TIPOS DE ESTRUCTURA TARIFARIA

Las tarifas de energía eléctrica pueden ser estructuradas y discriminadas de forma bastante variada. Teóricamente, podría ser definida una tarifa para cada consumidor.

En la práctica, **el grado de sofisticación de la estructura tarifaria es limitado por dificultades de diversas naturalezas**, tales como aquellas derivadas del sistema de medición y cobranza, por la comprensión de las señales de precio por los consumidores, por restricciones de comercialización de energía eléctrica en determinadas condiciones, etc.

El consumidor paga un **precio final que incluye las tarifas, los cargos fijos y los impuestos.**

Los cargos fijos están relacionados a los gastos de atención a las unidades de consumo que no dependen de la cantidad consumida. Los impuestos, aunque a veces vinculados a los servicios de electricidad, están relacionados a la política tributaria nacional y regional.

Algunas modalidades de estructuras de tarifas serán sucintamente descritas en esta sección.

3.7.1. - TARIFA MONOMIA

La forma más común de estructura tarifaria es la tarifa monomía, la cual contempla solamente el uso de un precio para **energía consumida** (kilowatts-hora) a lo largo de un período de tiempo, en general un mes.

3.7.2. - TARIFAS HORARIAS-ESTACIONALES

Cuando la medición de energía y potencia es registrada en una secuencia de períodos más cortos, es posible aplicar una **tarifa diferenciada según el momento de la utilización**. Son las tarifas horarias-estacionales o tarifas diferenciadas según las **horas del día** (en la punta y fuera de la punta, por ejemplo) y las **estaciones del año** (período húmedo y período seco, por ejemplo).

3.7.3. - TARIFAS EN BLOQUES

Se puede también adoptar una estructura de tarifas en bloques, en la cual el precio unitario varía de acuerdo con el total de kilowatts-hora consumido.

Una estructura de tarifas con precios más reducidos para los primeros bloques de consumo es generalmente utilizada **para beneficiar los consumidores de bajo ingreso**. Se puede llamar a este tipo de estructura tarifaria de **tarifa creciente en bloques** o tarifa progresiva.

Una estructura opuesta, de **precios decrecientes en bloques**, es históricamente importante y continúa siendo utilizada en muchos países, a pesar de sus defectos evidentes. De hecho, si cualquier precio unitario de la tarifa decreciente en bloques resulta significativamente inferior a los costos marginales, se señala para el consumidor que la energía es más barata de lo que realmente es, estimulando el desperdicio.

También **el efecto redistributivo de la tarifa decreciente en bloques es perverso**, ya que los mayores consumidores son los más beneficiados.

3.7.4. - TARIFAS BINOMIAS

Las tarifas binomias o de Hopkinson son aquellas que presentan **una componente de energía y otra de potencia**.

La forma más utilizada es aquella que considera la facturación separada del consumo de energía y de la demanda de potencia

máxima. Se debe observar que, si la máxima demanda de potencia del consumidor no es observada en el período de punta del sistema, él es penalizado de forma incompatible con los costos que impone al sistema.

3.7.5. - TARIFAS INTERRUMPIBLES

Las tarifas interrumpibles o tarifas para **disponibilidad eventual de energía** son una forma extrema de tarificación diferenciada, en que el consumidor acepta ser desconectado, siempre que exista dificultad de suministro de energía por parte de la empresa concesionaria. Las tarifas interrumpibles pueden ser monomías o binomías y son necesariamente bajas, porque tales suministros no sobrecargan la capacidad del sistema.

3.7.6. - TARIFAS EN FUNCION DEL TIEMPO DE UTILIZACION

Esas tarifas son determinadas en función del tiempo de utilización de los consumidores, o sea, en función de su **factor de carga**. Pueden ser clasificadas en tarifas de **corta, media y larga utilización**, las cuales varían en función de los costos respectivos en cada período.

3.7.7. TARIFAS VARIABLES EN FUNCION DEL PRECIO DEL PRODUCTO

Esas tarifas consideran los costos de suministro y los precios de los productos finales de los consumidores. Son destinadas a los **consumidores electrointensivos** y son vinculadas a la comercialización de grandes bloques de energía.

Permiten viabilizar la producción de ciertos consumidores electrointensivos de forma competitiva. Se presentan en dos formas, con diferimiento o sin diferimiento.

Las tarifas con diferimiento guardan neutralidad entre el consumidor y la empresa concesionaria. Ese diferimiento es realizado por medio de una cuenta de compensación. El consumidor paga una tarifa en función del precio internacional de su producto, efectuándose una compensación con base en la tarifa normal, para un posterior cierre de cuentas entre el consumidor y el concesionario.

3.7.8. - TARIFAS INSTANTANEAS

Las tarifas instantáneas o tarifas spot son las tarifas cuyos valores varían en períodos cortos de tiempo. Son definidas a partir de los **costos marginales de corto plazo** y generalmente usadas para **estimular la utilización de sobrantes eventuales de energía**.

Las tarifas spot son frecuentemente resultantes de la **libre comercialización de energía** entre empresas o entre países. En estos casos, el intercambio de energía es ventajoso únicamente si el precio de compra fuere inferior al costo marginal de corto plazo de la generación propia.

3.7.9. - CARGOS FIJOS

Los cargos fijos son relacionados con los **costos asociados a la atención de los consumidores**, los cuales no dependen de la potencia o de la energía utilizadas y no son considerados en las tarifas.

Esos cargos se refieren a costos directamente asociados a las unidades de consumo. Es el caso, por ejemplo, de los cargos para conexión de nuevos consumidores, tasas de lectura, desconexión y reconexión, cobranza y otras, resultantes de servicios de esa naturaleza.

Además de los cargos anteriormente referidos, existen cargos especiales, como por ejemplo aquellos relacionados con el consumo adicional de combustibles en las plantas térmicas. El cobro de esos cargos permite a la concesionaria trasladar rápidamente al consumidor los aumentos imprevistos en los costos de los combustibles.

Otros ejemplos de cargos especiales son el pago de royalties, tasas especiales para viabilizar la igualdad nacional o regional de las tarifas y los empréstitos obligatorios para la expansión del sistema eléctrico.

CAPITULO 4

CONCEPTOS BASICOS DE MICROECONOMIA

**La justificación teórica del uso de los costos
marginales en la tarificación**

CAPITULO 4

Conceptos Básicos de Microeconomía: La justificación teórica del uso de los costos marginales en la tarificación

Este Capítulo utilizará conclusiones de la economía del bienestar, para explicar las razones que han llevado a muchos economistas a recomendar la tarificación a costos marginales, para sectores de la economía estructuralmente no competitivos y regulados por el gobierno.

Se intenta, en tales sectores de la economía, reproducir los resultados de un mercado perfectamente competitivo, con miras al empleo óptimo de los recursos de la sociedad. Realizar esta tarea para todas las industrias no competitivas de la economía permite satisfacer las tres condiciones necesarias y suficientes para la utilización eficiente de recursos.

El contenido de este Capítulo se basa principalmente en Mansfield [1985], cuyo tratamiento de la teoría microeconómica es altamente didáctico. Los autores sugieren ese libro a los lectores interesados en profundizar sus conocimientos de Microeconomía, más allá de lo permitido por el resumen presentado en este capítulo. Henderson y Quandt [1976], Salvatore [1981] y Bilas [1973] fueron otras referencias utilizadas por los autores.

4.1. - TEORIA DE LA DEMANDA DEL CONSUMIDOR

4.1.1. - UTILIDAD TOTAL Y MARGINAL

La comprensión de la teoría de la demanda del consumidor requiere la definición del concepto de utilidad. Se considera inicialmente que la utilidad es mensurable, como si cada consumidor, al adquirir determinada canasta de productos, pudiese medir su satisfacción en algún dispositivo que diría cuantos “útiles” alcanza su placer adquisitivo.

Todavía, para facilitar el raciocinio, vamos a suponer que existen solamente dos ítems de consumo, el pan y el circo. Sabemos que nuestra sociedad está bien distante de la Roma Antigua, en términos de sofisticación consumista, no obstante los resultados de ese análisis simplificado pueden ser generalizados para incluir cualquier número de productos.

En nuestro mercado hipotético, los consumidores escogen entre canastas de productos conteniendo diferentes cantidades de panes y boletos para el Coliseo. **Utilidad es un número que representa el nivel de satisfacción que el consumidor alcanza al consumir determinada canasta de productos.**

Por ejemplo, la utilidad atribuida a una canasta conteniendo 10 panes y 2 boletos puede ser 13 útiles, mientras que una canasta con 2 panes y 4 boletos puede proporcionar sólo 8 útiles de satisfacción.

También es importante definir el concepto de **utilidad marginal que mide la satisfacción adicional proporcionada por una unidad adicional de un producto (cuando los niveles de consumo de todos los otros productos son mantenidos constantes).** La Tabla 4.1.1 muestra como es obtenida la utilidad marginal. Esta tabla asume que la cantidad de panes consumidos es constante, digamos 10 unidades.

TABLA 4.1.1
UTILIDAD TOTAL Y MARGINAL DEL CONSUMIDOR AL ADQUIRIR
DIFERENTES CANTIDADES DE BOLETOS PARA EL COLISEO POR SEMANA

NÚMERO DE BOLETOS	UTILIDAD TOTAL	UTILIDAD MARGINAL
0	0	-
1	6	6
2	13	7
3	16	3
4	18	2
5	19	1

La Tabla 4.1.1 permite observar que la utilidad marginal de los boletos declina a partir de determinada cantidad, lo que ocurre habitualmente con la mayor parte de los productos, cuando la cantidad consumida excede un valor dado. Esa hipótesis es llamada **ley de la utilidad marginal decreciente.**

4.1.2. - EL CONSUMIDOR RACIONAL

Cuando asumimos que podemos medir la utilidad que un consumidor atribuye a determinada canasta de productos, podemos suponer que tales medidas describen completamente sus gustos y preferencias. De este modo, cualquier consumidor, al escoger entre dos canastas de productos, va optar por aquella a la cual atribuye mayor utilidad.

Dados los gustos del consumidor, se asume que él es racional, de forma que intenta **maximizar la utilidad.** Aun cuando algunos de nuestros actos son francamente irracionales, no se puede negar que la hipótesis arriba mencionada es una buena aproximación de la realidad. El problema de maximizar la utilidad no es tan simple cuanto parece, porque la percepción de costos y beneficios no es, en general, clara y objetiva.

Además de eso, para maximizar la utilidad, cada individuo debe tomar en cuenta factores como su ingreso y el precio de los diversos artículos. La canasta óptima de productos, que maximiza la utilidad bajo esas restricciones, es aquella en que **el ingreso del consumidor es distribuido entre los productos de forma que, para cada producto comprado, la utilidad marginal del producto sea proporcional a su precio.**

Entonces, en el caso en que las alternativas del consumidor están limitadas a pan y circo, la canasta de productos óptima es aquella en que:

$$\frac{UM_p}{P_p} = \frac{UM_c}{P_c} \tag{4.1.1}$$

donde, UM_p es la utilidad marginal de un pan, UM_c es la utilidad

marginal de un boleto de circo, P_p es el precio de un pan y P_c es el precio de un boleto. Es conveniente notar que UM_p/P_p es la utilidad marginal de la última unidad monetaria gastada en pan, así como UM_c/P_c es la utilidad marginal de la última unidad monetaria gastada en circo. Cuando esas dos relaciones no son iguales, el consumidor racional pasa a gastar más unidades monetarias de su ingreso en aquel producto que le proporciona mayor incremento en su utilidad por unidad monetaria adicional gastada y viceversa, hasta que se establezca el equilibrio expresado por la relación 4.1.1.

4.1.3. - UTILIDAD CARDINAL Y ORDINAL

Muchos economistas del Siglo XIX consideraban que la utilidad podía ser medida en un sentido **cardinal**, lo que significa que **la diferencia entre dos medidas es numéricamente significativa**. Al contrario, la mayor parte de los economistas del Siglo XX asume que la utilidad es sólo mensurable en un sentido **ordinal**, esto es, **un consumidor puede solamente ordenar diferentes canastas de productos, en relación con la satisfacción que le proporcionan**, y no definir cuanto una canasta es mejor que otra. No hay contradicción entre los dos enfoques, ya que el modelo cardinal, presentado hasta aquí, es un caso particular del modelo ordinal que será desarrollado en las próximas secciones.

4.1.4. - CURVAS DE INDIFERENCIA

Considerándose ahora que la utilidad es mensurable sólo ordinalmente, se pueden representar los gustos y preferencias del consumidor por un conjunto de curvas de indiferencia. Una **curva de indiferencia es el conjunto de puntos representando canastas de productos entre las cuales el consumidor es indiferente**.

Volviendo a nuestro ejemplo de la Sección 4.1.1, podemos considerar que, por semana, un ciudadano de Roma Antigua quedaría totalmente satisfecho si dispusiese de 7 boletos para el Coliseo (espectáculos diarios) y 7 panes grandes.

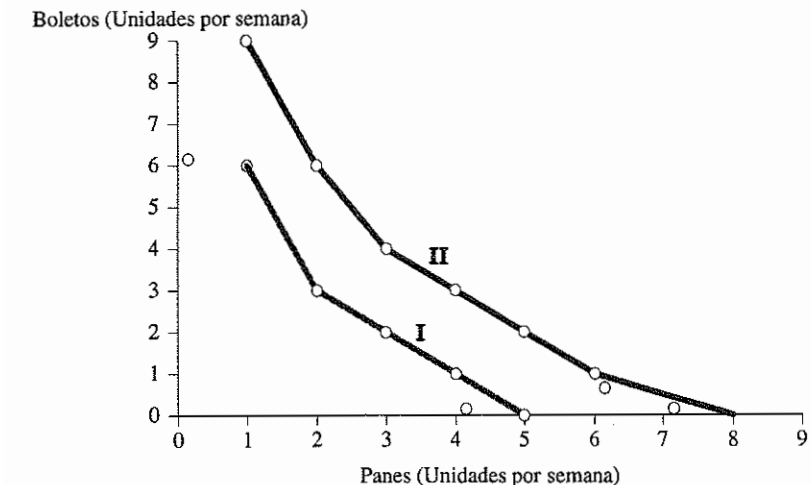
Si el consumidor es llamado a escoger entre todas las canastas de productos en las cuales de 1 a 7 panes son combinados con 1 a 7 boletos, él podrá permanecer indiferente entre una serie de canastas

que le proporcionen igual satisfacción. Si representamos algunas de esas canastas en un diagrama, se puede llegar al **mapa de indiferencia** de la Figura 4.1.1.

El consumidor es indiferente entre canastas de productos representadas por puntos situados en la misma curva de indiferencia. En la Figura 4.1.1, las canastas de productos representadas por puntos en la Curva de Indiferencia II son preferibles a aquellas representadas por la Curva de Indiferencia I.

Dado el hecho que una mayor cantidad de cualquier producto es preferible a una cantidad menor, se concluye que las curvas de indiferencia tienen inclinación negativa; que curvas más altas, en gráficos como el de la Figura 4.1.1, representan niveles más altos de satisfacción que curvas más bajas (más próximas del origen) y que curvas de indiferencia no se cruzan. A partir de la ley de la utilidad marginal decreciente, se puede concluir que las curvas de indiferencia son, en general, convexas en relación al origen.

FIGURA 4.1.1
CURVAS DE INDIFERENCIA



4.1.5. - TASA MARGINAL DE SUSTITUCION

La **Tasa Marginal de Sustitución** es definida como el número de unidades de un producto Y a que un determinado consumidor renunciaría al recibir una unidad adicional de un producto X, de forma que se mantenga inalterado su nivel de utilidad (esto es, manteniéndose sobre una misma curva de indiferencia).

Por ejemplo, en la Figura 4.1.2, el consumidor puede cambiar $(Y_2 - Y_1)$ unidades del producto Y por $(X_2 - X_1)$ unidades del producto X, sin que ese cambio lo deje en mejor o peor situación que antes.

Más precisamente, considérese que existen solamente dos productos y que una curva de indiferencia es $U(x_1, x_2) = a$. Calculándose la derivada total, se tiene:

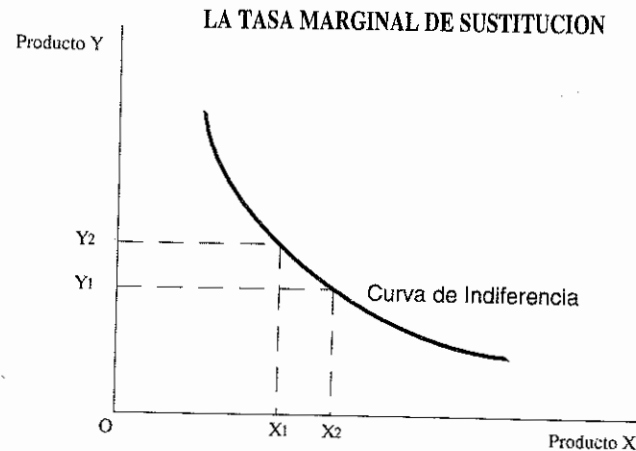
$$\frac{\partial U}{\partial x_1} dx_1 + \frac{\partial U}{\partial x_2} dx_2 = 0$$

Entonces, la inclinación de una curva de indiferencia es:

$$\frac{dx_2}{dx_1} = -\frac{\partial U}{\partial x_1} \div \frac{\partial U}{\partial x_2} \quad (4.1.2)$$

que es igual a uno negativo por la tasa marginal de sustitución del segundo producto por el primero.

FIGURA 4.1.2



4.1.6. - LA LINEA DE LIMITACION PRESUPUESTARIA

Esta sección y la siguiente tienen el mismo objetivo de la Sección 4.1.2: definir la canasta de productos que un consumidor racional compraría con miras a maximizar su utilidad. La novedad es la consideración de que la utilidad es sólo ordinalmente mensurable.

Más una vez, sin perjuicio de la generalidad, se asume que existen sólo dos productos que el consumidor puede adquirir, producto X y producto Y. Ya que todo su ingreso será gastado en esos dos productos, es evidente que:

$$Q_x \cdot P_x + Q_y \cdot P_y = I \quad (4.1.3)$$

donde Q_x es la cantidad que el consumidor compra del producto X, Q_y es la cantidad que el consumidor compra del producto Y, P_x y P_y son, respectivamente, los precios de los productos X y Y e I es el ingreso del consumidor.

En la Figura 4.1.3, se representan las combinaciones de cantidades de productos X y Y que el consumidor puede comprar, para niveles dados de ingreso. Se define así la **línea de limitación presupuestaria** correspondiente a aquel nivel de ingreso. La Figura 4.1.4 considera el efecto de la alteración del precio de uno de los dos productos en la línea de limitación presupuestaria.

FIGURA 4.1.3

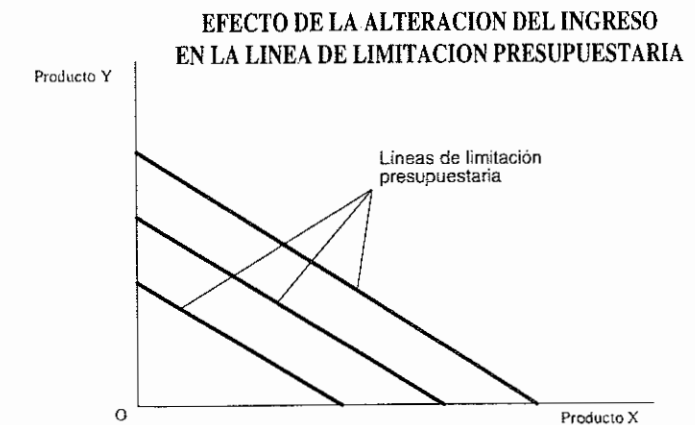
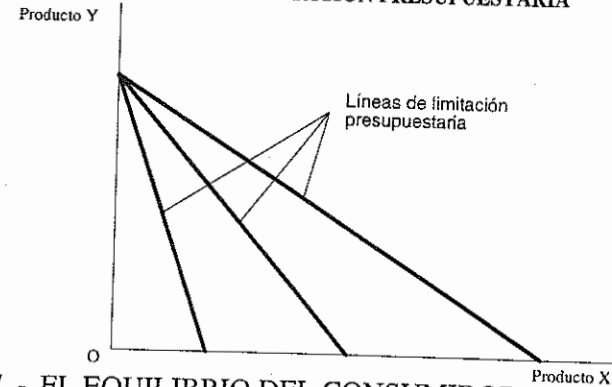


FIGURA 4.1.4

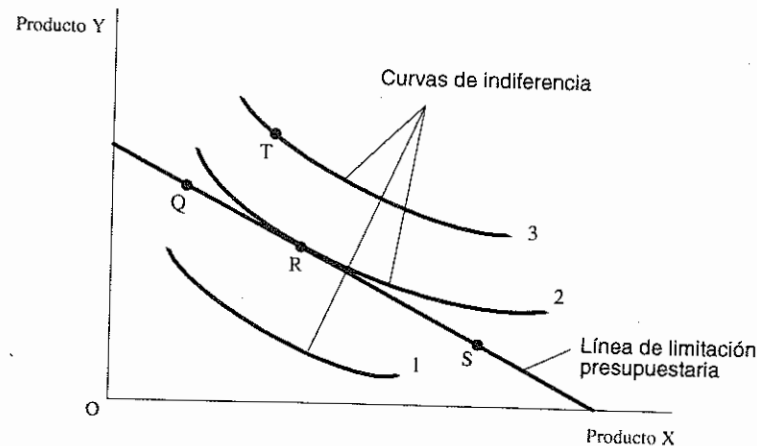
EFFECTO DE LA ALTERACION EN EL PRECIO DEL PRODUCTO X EN LA LINEA DE LIMITACION PRESUPUESTARIA



4.1.7. - EL EQUILIBRIO DEL CONSUMIDOR

La Figura 4.1.5 presenta el mapa de indiferencia del consumidor conjuntamente con su línea de limitación presupuestaria. El mapa de indiferencia muestra cuales son las preferencias del consumidor. Por ejemplo, cualquier canasta de productos en la curva de indiferencia 3 es preferible a cualquier canasta de productos en la curva 2. La línea de limitación presupuestaria muestra lo que el consumidor puede hacer: puede escoger entre las canastas de productos Q, R, y S, mas no puede adquirir la canasta de productos T, porque excedería su renta.

FIGURA 4.1.5
EQUILIBRIO DEL CONSUMIDOR



De ese modo, la canasta de productos que maximizará la utilidad del consumidor es aquella en la línea de limitación presupuestaria que se sitúa sobre su más alta curva de indiferencia. En la Figura 4.1.5 esa canasta es R. Matemáticamente se pueden definir las condiciones de equilibrio, a partir de la función de utilidad del consumidor, como sigue:

$$\max U = U(x_1, x_2, \dots, x_n) \quad (4.1.4)$$

sujeto a la restricción:

$$x_1 P_1 + x_2 P_2 + \dots + x_n P_n = I \quad (4.1.5)$$

donde P_i , $i = 1, \dots, n$, es el precio del producto i . Para maximizar U sujeto a la restricción, se puede construir la función:

$$L = U(x_1, x_2, \dots, x_n) - \lambda(x_1 P_1 + \dots + x_n P_n - I)$$

donde λ es un multiplicador de Lagrange. Las condiciones de primer orden para un máximo son:

$$\frac{\partial L}{\partial x_1} = \frac{\partial U}{\partial x_1} - \lambda P_1 = 0$$

$$\frac{\partial L}{\partial x_2} = \frac{\partial U}{\partial x_2} - \lambda P_2 = 0$$

$$\frac{\partial L}{\partial x_n} = \frac{\partial U}{\partial x_n} - \lambda P_n = 0$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = x_1 P_1 + x_2 P_2 + \dots + x_n P_n - I = 0$$

De ese modo:

$$\frac{\partial U}{\partial x_1} + P_1 = \frac{\partial U}{\partial x_2} + P_2 = \dots = \frac{\partial U}{\partial x_n} + P_n \quad (4.1.6)$$

$$x_1 P_1 + x_2 P_2 + \dots + x_n P_n - I = 0 \quad (4.1.7)$$

Si la utilidad es mensurable cardinalmente, este resultado es equivalente al señalado en la Sección 4.1.2. Se debe observar que la ecuación 4.1.6 implica también, para dos mercaderías cualesquiera, la igualdad entre la respectiva tasa marginal de sustitución y la razón entre sus precios. Esto es:

$$-\frac{dx_2}{dx_1} = \frac{\partial U}{\partial x_1} \div \frac{\partial U}{\partial x_2} = \frac{P_1}{P_2} \quad (4.1.8)$$

4.1.8. - LA CURVA DE DEMANDA DEL CONSUMIDOR

Considérese nuevamente la existencia de sólo dos artículos de consumo, X y Y. Supóngase que el precio del producto Y y la renta del consumidor son mantenidos constantes y que el precio del producto X es variable.

En la Figura 4.1.6, la línea de limitación presupuestaria correspondiente al precio original del producto X es B y el consumidor escogerá la canasta de productos S. Si el precio de X aumenta y la línea de limitación presupuestaria pasa a ser C, la nueva opción del consumidor será la canasta V. De ese modo, correspondiendo a cada precio del producto X, una nueva canasta de productos de equilibrio puede ser determinada. La curva que une los puntos de equilibrio es la llamada **curva de precio-consumo**.

A partir de la curva de precio-consumo, se puede obtener la **curva de demanda individual** del producto X. En el ejemplo de la Figura 4.1.6, cuando el precio del producto X es I/a (donde I es el ingreso del consumidor), la curva de precio-consumo muestra que el consumidor compra v unidades de X. Cuando el precio del producto X es I/b , la curva de precio-consumo muestra que el consumidor compra s unidades de X y así sucesivamente. Esos puntos definen la curva de demanda individual del producto X mostrada en la Figura 4.1.7, que depende del ingreso y de las preferencias del consumidor, así como de los precios de los demás productos.

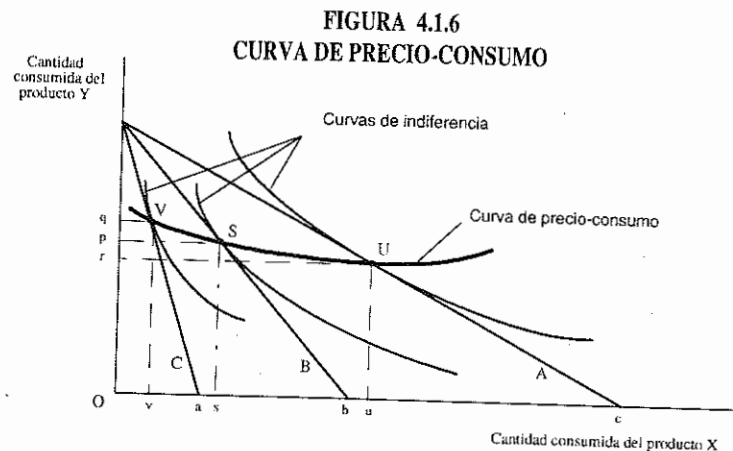
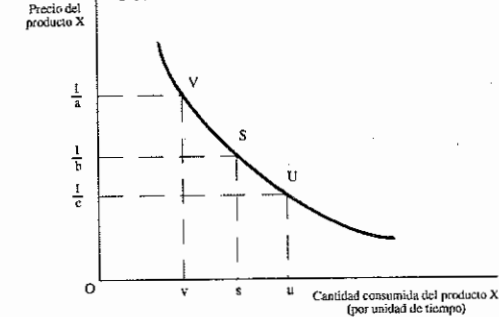


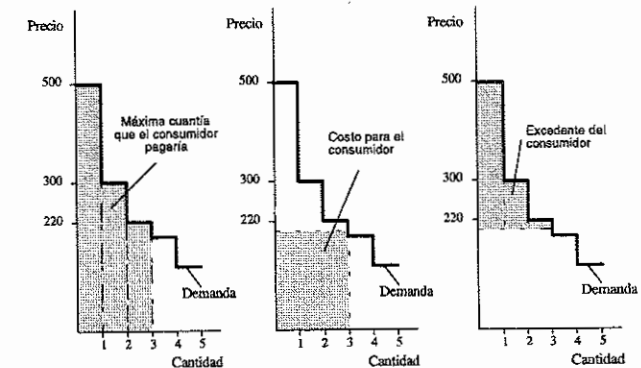
FIGURA 4.1.7
CURVA DE DEMANDA INDIVIDUAL DEL PRODUCTO X



4.1.9. DISPOSICION A PAGAR Y EXCEDENTE DEL CONSUMIDOR

El valor que un consumidor atribuye a determinada cantidad de un producto puede ser evaluado con base en su curva de demanda individual. Por ejemplo, considérese que la curva de demanda de un consumidor que alquila cintas de videocasete para el final de semana es aquella representada al lado izquierdo de la Figura 4.1.8. Se observa en aquella curva que, si el precio del alquiler fuere mayor que 500 cruzeiros, nuestro consumidor abandonará su hábito de ver películas en casa. El precio debe ser reducido a 300 cruzeiros para inducir al consumidor a ver dos películas en el mismo final de semana. Finalmente el máximo precio que el consumidor pagará por el alquiler de la tercera cinta es 220 cruzeiros.

FIGURA 4.1.8
EXCEDENTE DEL CONSUMIDOR



Sumándose los máximos precios que el consumidor pagaría por el alquiler de cada una de las tres cintas, se obtiene su disposición a pagar por tres cintas en un único fin de semana, o sea $500 + 300 + 220 = 1020$ cruzeiros, que corresponde al área sombreado del gráfico mostrado al lado izquierdo de la Figura 4.1.8. Es importante notar que la disposición a pagar del consumidor corresponde al área bajo su curva de demanda de 0 a 3 películas. Esto es, la **disposición a pagar corresponde a la integral de la curva de demanda individual, definida de cero hasta la cantidad considerada.**

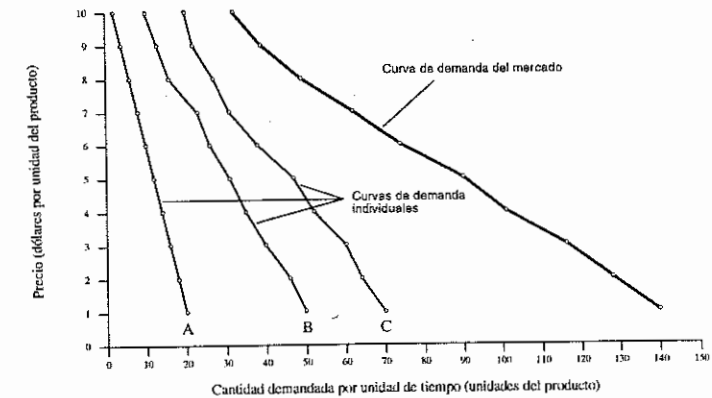
El **excedente del consumidor** es definido como la diferencia entre su **disposición a pagar** y el **precio efectivamente pagado**, midiendo el beneficio neto usufructuado por el consumidor. Digamos que el precio cobrado por las arrendadoras es de 200 cruzeiros por cinta. Nuestro consumidor verá entonces tres filmes durante cada fin de semana y pagará $3 \times 200 = 600$ cruzeiros. El costo para el consumidor corresponde al área sombreado en el gráfico central. El excedente del consumidor es, en este caso, igual a $1020 - 600 = 420$ cruzeiros. Geométricamente, el excedente del consumidor es representado por el área sombreado en el gráfico derecho de la Figura 4.1.8.

4.1.10. - CURVA DE DEMANDA DEL MERCADO

En la Sección 4.1.8, se obtuvo la curva de demanda individual a partir del mapa de indiferencia del consumidor. Esta curva de demanda es la relación entre la cantidad de producto demandada por el consumidor y el precio del producto, cuando el ingreso del consumidor y el precio de los otros productos son mantenidos constantes.

Para definir la curva de demanda del mercado es necesario en primer lugar definir el concepto de mercado. Una buena definición práctica es que un **mercado es un grupo de empresas e individuos que interaccionan para comprar y vender un determinado producto.**

FIGURA 4.1.9
CURVAS DE DEMANDA INDIVIDUALES Y DEL MERCADO



La **curva de demanda del mercado** puede ser obtenida simplemente por la **suma horizontal de las curvas de demanda individuales de todos los consumidores del mercado.** La Figura 4.1.9 muestra un ejemplo esquemático donde, para un mercado hipotético compuesto por sólo tres consumidores, sus curvas de demanda individuales son sumadas para la obtención de la correspondiente curva de demanda del mercado.

4.1.11. ELASTICIDAD DE LA DEMANDA

Curvas de demanda difieren considerablemente en forma. En algunos casos, el consumo de un producto es muy sensible a su precio, esto es, pequeñas variaciones en el precio conducen a grandes variaciones en la cantidad consumida. En otros casos, la situación es opuesta.

Para medir la sensibilidad de la cantidad demandada de un producto frente a variaciones en su precio, se define la **elasticidad-precio de la demanda** como la **variación porcentual en la cantidad consumida de un producto, resultante de una variación del uno por ciento en el precio del producto.** La demanda es considerada elástica para elasticidad-precio mayor que uno e inelástica, en caso contrario.

Matemáticamente, si Q es la cantidad demandada y P es el precio, la elasticidad-precio de la demanda es:

$$\eta = \frac{-dQ}{dP} \cdot \frac{P}{Q} \quad (4.1.9)$$

La elasticidad-ingreso de la demanda mide la sensibilidad del consumo de un producto, frente a variaciones en el ingreso del consumidor o consumidores. Es definida como:

$$\eta_i = \frac{dQ}{dI} \cdot \frac{I}{Q} \quad (4.1.10)$$

donde, como antes, Q es la cantidad demandada e I es el ingreso del consumidor.

La elasticidad cruzada de la demanda de un producto mide la sensibilidad de su consumo, frente a variaciones en el precio de otro producto. O sea, para dos productos X y Y :

$$\eta_{xy} = \frac{dQ_x}{dP_y} \cdot \frac{P_y}{Q_x} \quad (4.1.11)$$

donde Q_x es la cantidad demandada del producto X y P_y es el precio del producto Y .

4.1.12. - RECAUDACION MARGINAL

En esta sección y en la siguiente, se analiza la demanda desde el punto de vista del otro lado del mercado - el lado de quien vende o produce. Aquellos que venden un determinado producto están obviamente interesados en la cantidad de dinero gastado por los consumidores en la compra de su producto.

A partir de la curva de demanda del mercado, se puede determinar fácilmente la recaudación total de los productores a cada nivel de precio, ya que la **recaudación total es, por definición, precio por cantidad**.

Recaudación marginal es definida como el incremento en la recaudación total, proveniente de la adición de una unidad en la cantidad vendida.

Matemáticamente, si la curva de demanda del mercado es definida como una línea recta:

$$P = a - bQ \quad (4.1.12)$$

Donde P es el precio y Q es la cantidad demandada. Entonces, la curva de la recaudación total es:

$$R = PQ = aQ - bQ^2 \quad (4.1.13)$$

y la curva de la recaudación marginal es:

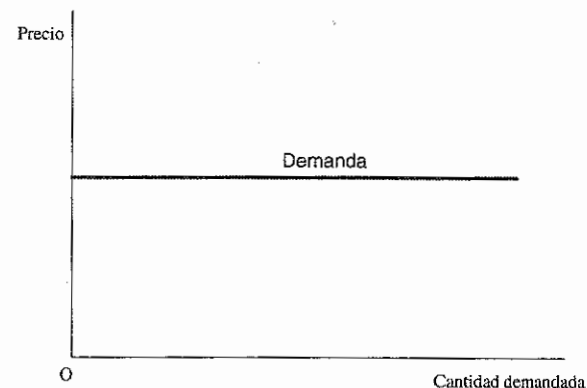
$$\frac{dR}{dQ} = \frac{d(PQ)}{dQ} = a - 2bQ \quad (4.1.14)$$

En este caso, la curva de la recaudación marginal es también una línea recta que cruza el eje vertical en el mismo punto y presenta mayor pendiente que la curva de demanda. En el caso de curvas de demanda no lineales, se pueden derivar las curvas de recaudación total y marginal de la forma mostrada con las ecuaciones 4.1.12 a 4.1.14, llegándose a conclusiones análogas.

4.1.13. - CURVA DE DEMANDA DE UNA EMPRESA

Del lado de la producción, se suele definir al **conjunto de empresas que fabrican un determinado producto** (u ofrecen determinado servicio) como la **industria** de aquel producto. O sea, la industria es el conjunto de productores que actúan en el mercado del producto en cuestión. Obviamente la curva de demanda de una industria es la propia curva de demanda del mercado.

FIGURA 4.1.10
CURVA DE DEMANDA PARA UNA EMPRESA EN UNA
INDUSTRIA PERFECTAMENTE COMPETITIVA



Nada se altera si un único productor actúa en aquella industria, disponiendo de su **monopolio**. En este caso, la curva de demanda de esa empresa es también la propia curva de demanda del mercado. Entretanto, en una **industria perfectamente competitiva**, esto es, en la cual el número de empresas es grande, su producto es homogéneo y las empresas tienen completo conocimiento del mercado, cualquier alteración en la cantidad producida por una empresa tiene un efecto despreciable en la cantidad de productos ofrecida en el mercado. Así, todo productor puede considerar que variaciones en la cantidad de su producción no tendrán ningún efecto sobre el precio de la mercadería. Entonces la **curva de demanda de una empresa individual en competencia perfecta es horizontal**, conforme aquella que se presenta en la Figura 4.1.10.

4.2. - TEORIA DE LA PRODUCCION

4.2.1. - MAXIMIZACION DE LOS BENEFICIOS

En general, los **análisis microeconómicos** asumen que una empresa tiene como objetivo la maximización de sus beneficios. Para un economista, el beneficio a ser maximizado no es el beneficio contable, resultado del balance anual de la empresa, sino la suma de los beneficios obtenidos durante un largo período de tiempo, descontados adecuadamente hasta la fecha presente.

La hipótesis de maximización de beneficios es una aproximación adecuada para mostrar como funciona el sistema de precios, aun cuando tenga limitaciones obvias. Por ejemplo, para el propietario de la empresa, el verdadero objetivo es probablemente la maximización de su utilidad, incluyendo vacaciones en las islas Seychelles y un Ferrari en el garage.

No se puede tampoco ignorar las incertidumbres en relación con los impactos futuros de las decisiones, así como la existencia de objetivos relacionados con la imagen de la empresa en la sociedad o a su papel en la industria, que pueden estar en conflicto con el objetivo básico de maximización de los beneficios.

Entretanto, la estructura lógica proporcionada por la teoría de la empresa que maximiza beneficios es útil, aun para la evaluación de cuánto la empresa estará perdiendo al tomar diferentes cursos de acción.

4.2.2. - TECNOLOGIA E INSUMOS

Tecnología puede ser definida como la suma del conocimiento de la sociedad en relación a las técnicas industriales y agrícolas. Una empresa no puede hacer más de lo que está permitido por la tecnología disponible.

Insumo es cualquier bien o servicio que contribuya a la producción de una mercadería, incluyendo materias primas, máquinas y equipos y mano de obra. Los insumos pueden ser divididos en dos categorías: insumos fijos y variables. Los **insumos fijos** son aquellos cuya cantidad no puede ser alterada durante el período de tiempo considerado. Los **insumos variables** son, por otro lado, aquellos cuya cantidad utilizada puede ser modificada durante el período de análisis. Suelen ser clasificados, en la primera categoría, insumos como máquinas y equipos y, en la segunda, mano de obra y materias primas.

4.2.3. - CORTO Y LARGO PLAZO

La clasificación de un insumo como fijo o variable depende del período de tiempo considerado en el análisis. Cuanto más largo el período, más insumos son variables. Aunque el período de análisis varíe de problema a problema, son particularmente importantes el corto y el largo plazo.

El **corto plazo** es definido como el período de tiempo en que algunos de los insumos son fijos, en general, la planta y los equipos de la empresa. El **largo plazo** es, a su vez, definido como el período de tiempo en que todos los insumos son variables.

El corto plazo puede durar algunos meses en industrias livianas o prolongarse por mucho tiempo, como es el caso, por ejemplo, de la industria de acero. Entre la toma de decisión para la

implantación de una nueva unidad de producción siderúrgica y su efectiva entrada en operación pueden transcurrir varios años.

Tanto en el largo como en el corto plazo, los procesos productivos de una empresa permiten normalmente una sustancial variación en las proporciones en que los diversos insumos son usados. Por ejemplo, en la producción de un automóvil, equipos más sofisticados, con alto nivel de automatización, sustituyen parte de la mano de obra que un proceso de producción más tradicional demandaría.

4.2.4. - LA FUNCION DE PRODUCCION

Una **función de producción** es la relación entre las cantidades de los insumos usados en cada período de tiempo y la máxima cantidad de mercadería que puede ser producida en aquel período. La función de producción resume las características de la tecnología existente en determinada época, pudiendo ser alterada por cambios tecnológicos en el ámbito de la sociedad o de la propia empresa.

Las dos primeras columnas de la Tabla 4.2.1 y la parte superior de la Figura 4.2.1 presentan el caso más simple de una función de producción, en que sólo un insumo es variable. En este ejemplo, se considera la producción de soya en un área de tierra midiendo una hectárea. La mano de obra es el insumo variable, medido en hombres-año.

4.2.5. - PRODUCTO MEDIO Y PRODUCTO MARGINAL

El producto medio de un insumo es el producto total dividido por la cantidad de aquel insumo usada en su producción. El producto marginal de un insumo es el incremento proporcionado al producto total por la adición de una unidad del insumo considerado, cuando las cantidades utilizadas de los demás insumos se mantienen constantes.

Los conceptos de producto medio y producto marginal son ilustrados en las dos columnas de la derecha de la Tabla 4.2.1 y en la parte inferior de la Figura 4.2.1.

TABLA 4.2.1
LA FUNCION DE PRODUCCION - UN EJEMPLO

CANTIDAD DE MANO DE OBRA (en hombres-año)	PRODUCTO TOTAL (en toneladas/año)	PRODUCTO MEDIO	PRODUCTO MARGINAL
0	0	-	-
1	28	28	28
2	84	42	56
3	126	42	42
4	152	38	26
5	165	33	13
6	156	26	-9

4.2.6. - GEOMETRIA DE LAS CURVAS DE PRODUCTO MEDIO Y PRODUCTO MARGINAL

Definidos los conceptos de función de producción, producto medio y producto marginal, se puede presentar la casi universal **ley de los rendimientos decrecientes**. Esta ley dice que, cuando iguales incrementos de un insumo son adicionados, con las cantidades de otros insumos mantenidas constantes, los incrementos resultantes de producción decrecen a partir de un determinado punto. O sea, el producto marginal del insumo decrece a partir de aquel punto.

Esta ley empírica se aplica en la mayor parte de los procesos de producción existentes y asume que la tecnología, así como la cantidad utilizada de por lo menos un insumo, permanecen constantes. El ejemplo de la Tabla 4.2.1 y Figura 4.2.1 ilustra también la ley de los rendimientos decrecientes, pues el producto marginal cae a partir de la tercera unidad de mano de obra utilizada.

Las Figuras 4.2.2 y 4.2.3 presentan otro ejemplo de función de producción (o curva de producto total) con un único insumo variable, cuya forma puede ser considerada típica. En la Figura 4.2.2, el producto medio es interpretado geométricamente: cuando A unidades del insumo variable son utilizadas, el producto medio del insumo

variable es igual a la inclinación de la línea OB. La Figura 4.2.3 presenta la interpretación geométrica del producto marginal: cuando D unidades del insumo variable son usadas, el producto marginal del insumo variable es igual a la inclinación de la tangente a la función de producción en aquel punto (R).

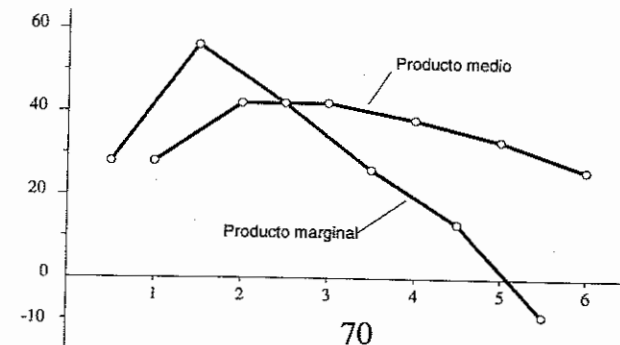
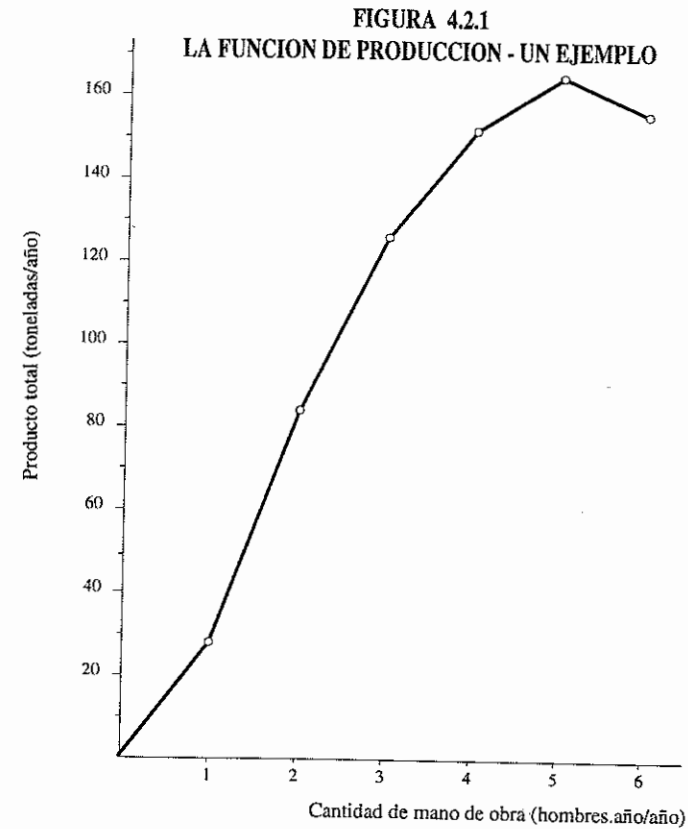


FIGURA 4.2.2
PRODUCTO MEDIO

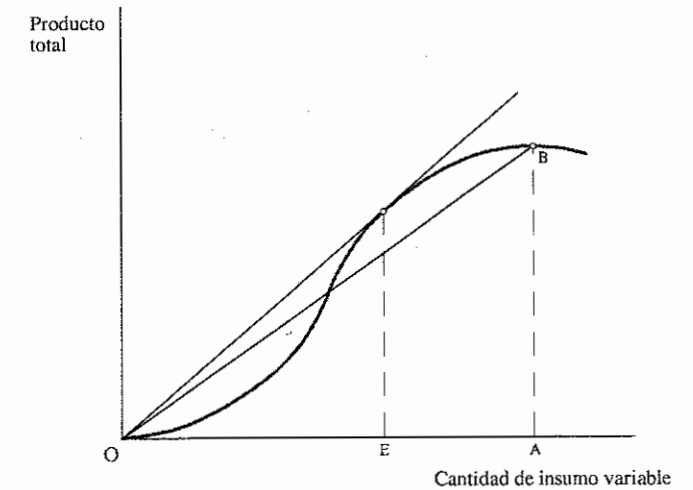
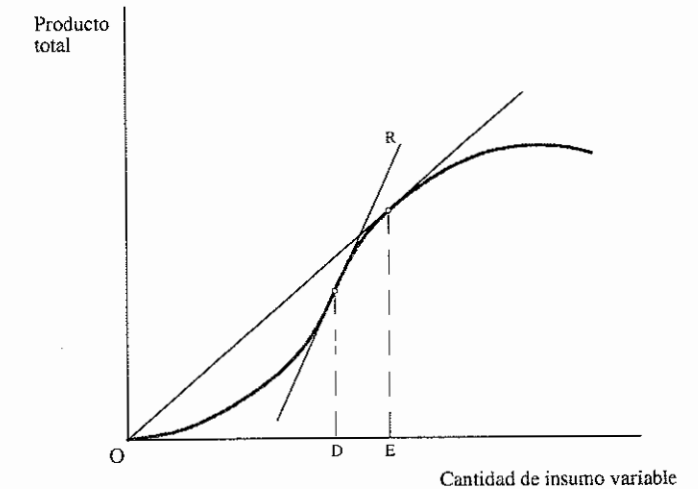


FIGURA 4.2.3
PRODUCTO MARGINAL



En la Figura 4.2.2, dado que una línea recta, uniendo el origen y un punto en la curva de producto total, presenta máxima inclinación cuando la línea recta es tangente a la curva, se puede concluir que el producto medio alcanza un máximo cuando E unidades del insumo

son usadas. Además, como la inclinación de la tangente a la curva de producto total en un dado punto mide el producto marginal, se concluye que **el producto marginal debe igualar el producto medio cuando éste pasa por un máximo**.

Dado que el producto marginal pasa por un máximo cuando D unidades del insumo variable son utilizadas (Figura 4.2.3) y como D es menor que E, se puede concluir que **el máximo producto marginal ocurre para un nivel de utilización del insumo variable más bajo que el máximo producto medio**.

Esas dos conclusiones pueden ser confirmadas por la observación de la Figura 4.2.1, en que las curvas de producto total, medio y marginal de un ejemplo numérico son presentadas conjuntamente.

4.2.7. - ISOQUANTAS

En las secciones anteriores, se lustra el concepto de función de producción para el caso más simple, en que sólo un insumo es variable. La generalización de ese concepto para n insumos variables es trivial. En este caso, si x_i es la cantidad utilizada del i-ésimo insumo, la función de producción es:

$$Q = f(x_1, \dots, x_i, \dots, x_n) \quad (4.2.1)$$

donde Q es la cantidad máxima de mercadería que puede ser producida. El producto marginal del i-ésimo insumo es $\partial Q / \partial x_i$.

Un caso particular de la función de producción descrita por la ecuación 4.2.2, que admite una interpretación geométrica simple, es aquel de dos insumos variables. En esta situación, la función de producción es la ecuación de una superficie:

$$Q = f(x_1, x_2) \quad (4.2.2)$$

que puede ser descrita en el plano por un mapa de isoquantas ("curvas de nivel" de la superficie de producción). Una **isoquanta es una curva que muestra todas las posibles combinaciones eficientes de**

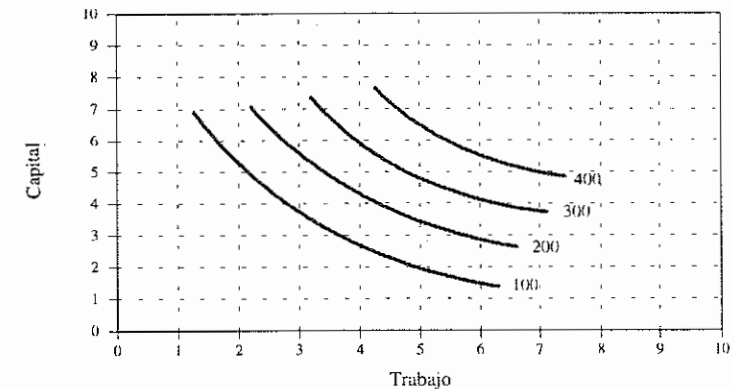
insumos que permiten la producción de una determinada cantidad de mercadería. En la notación de la ecuación 4.2.2, una isoquanta puede ser dada por:

$$f(x_1, x_2) = q \quad (4.2.3)$$

donde q es una constante que representa una determinada cantidad de mercadería.

La Figura 4.2.4 presenta un ejemplo de un **mapa de isoquantas**, en que cuatro curvas muestran las varias combinaciones de capital y trabajo que permiten la producción de 100, 200, 300 y 400 unidades de una cierta mercadería en un intervalo dado de tiempo. Las isoquantas desempeñan, en la teoría de la producción, un papel análogo a aquel de las curvas de indiferencia en la teoría de la demanda del consumidor.

FIGURA 4.2.4
ISOQUANTAS



4.2.8. - TASA MARGINAL DE SUSTITUCION TECNICA

En términos prácticos, es importante analizar la tasa con que un insumo debe ser sustituido por otro para mantener la misma cantidad de producción. Considérese la isoquanta Q_0 , en la Figura 4.2.5. La cantidad de mercadería correspondiente a la isoquanta Q_0 (digamos 100) puede ser producida con 40 unidades de trabajo y 10 unidades de capital. No obstante, si la cantidad de trabajo es ampliada a 54, la misma cantidad de mercadería puede ser producida con sólo

8 unidades de capital. Entonces, en el intervalo en cuestión, la tasa con que trabajo puede ser sustituido por capital es:

$$-\frac{(10-8)}{(40-54)} = \frac{1}{7} = \frac{BA}{BC}$$

Para incrementos muy pequeños de trabajo, BA/BC es igual a uno negativo por la inclinación de la tangente, T, a la isoquanta en A, que es denominada **tasa marginal de sustitución técnica** de un insumo (trabajo) por otro (capital).

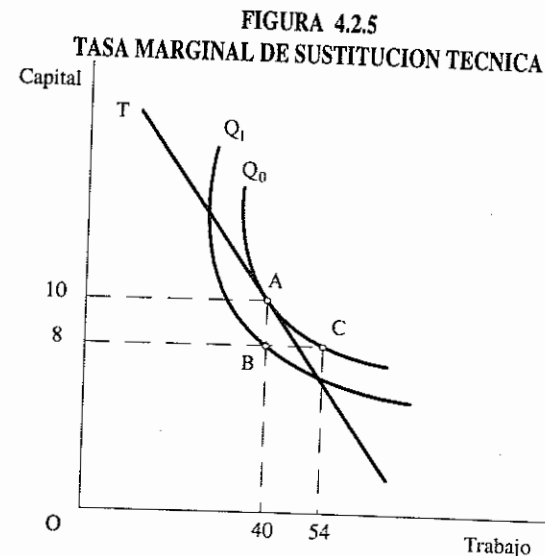
La Figura 4.2.5 permite también observar, con el auxilio de la isoquanta Q_1 (supongamos correspondiente a la cantidad 86), que el producto marginal del capital es:

$$\frac{(100-86)}{(10-8)} = 7 = \frac{(Q_0 - Q_1)}{BA}$$

y que el producto marginal del trabajo es:

$$\frac{(100-86)}{(54-40)} = 1 = \frac{(Q_0 - Q_1)}{BC}$$

Entonces, la razón entre el producto marginal del trabajo y el producto marginal del capital es igual (en el límite para pequeñas variaciones en la cantidad de trabajo) a la respectiva tasa marginal de sustitución técnica.



Matemáticamente, la diferencial total de la función de producción de la ecuación 4.2.2 es:

$$dQ = \frac{\partial f}{\partial x_1} dx_1 + \frac{\partial f}{\partial x_2} dx_2 \quad (4.2.4)$$

Ya que la cantidad producida permanece constante a lo largo de una isoquanta, entonces:

$$\frac{\partial f}{\partial x_1} dx_1 + \frac{\partial f}{\partial x_2} dx_2 = 0$$

y la tasa marginal de sustitución técnica, definida como $-\frac{dx_2}{dx_1}$, es:

$$\frac{\partial f}{\partial x_1} \div \frac{\partial f}{\partial x_2} \quad (4.2.5)$$

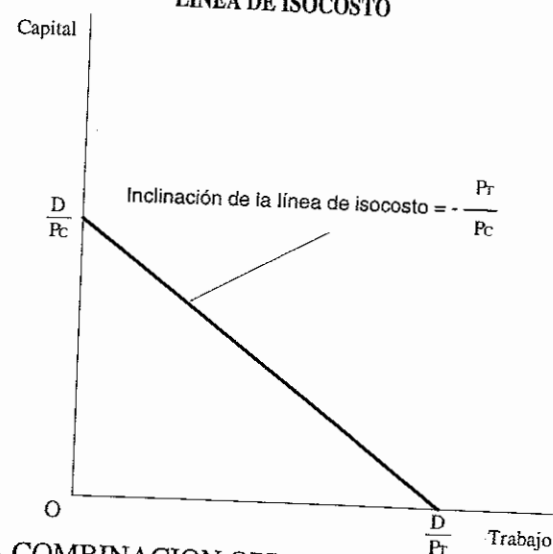
que es la razón entre los productos marginales del primer y del segundo insumos.

4.2.9. - LA LINEA DE ISOCOSTO

La elección de la combinación de insumos que una empresa debe adoptar para producir una determinada cantidad de mercadería, maximizando sus beneficios, exige la definición previa del concepto de línea de isocosto. Este concepto de la teoría de la producción es análogo al concepto de línea de limitación presupuestaria en la teoría de la demanda del consumidor.

Una **línea de isocosto** es el conjunto de puntos representando combinaciones de insumos que pueden ser obtenidas con un desembolso total dado. La Figura 4.2.6 muestra las combinaciones posibles de los insumos capital y trabajo para un desembolso total D y precios unitarios del capital P_C y del trabajo P_T .

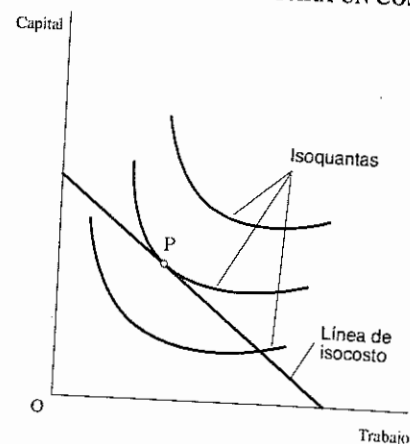
FIGURA 4.2.6
LINEA DE ISOCOSTO



4.2.10. - LA COMBINACION OPTIMA DE INSUMOS

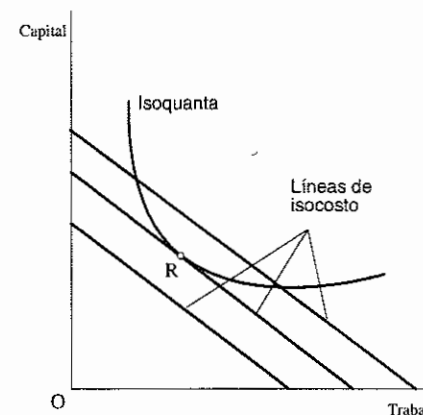
Al sobreponer la línea de isocosto correspondiente a un desembolso dado al mapa de isoquantas de la empresa, se puede determinar gráficamente la combinación de insumos que maximiza la producción para aquel desembolso. Para maximizar la producción a un costo dado, la empresa debe producir en el punto de la correspondiente línea de isocosto situado en la más alta isoquanta, P en la Figura 4.2.7.

FIGURA 4.2.7
MAXIMIZANDO LA PRODUCCION PARA UN COSTO DADO



Un gráfico similar al de la Figura 4.2.7 puede ser usado para responder a una pregunta análoga: ¿cuál combinación de insumos minimiza costos para una cantidad dada de producción? El punto R en la Figura 4.2.8 satisface tal condición, pues es el punto de la isoquanta relevante situado sobre la línea más baja de isocosto.

FIGURA 4.2.8
MINIMIZANDO EL COSTO PARA UNA PRODUCCION DADA



Matemáticamente, para la función de producción $Q = f(x_1, \dots, x_n)$, los valores de $x_1, \dots, x_n$ que maximizan la producción para un costo dado, C_0 , pueden ser determinados, construyéndose la función:

$$L = f(x_1, \dots, x_n) - \lambda(P_1x_1 + \dots + P_nx_n - C_0) \quad (4.2.6)$$

donde $P_i, i = 1, \dots, n$, son los precios de los diversos insumos y λ es un multiplicador de Lagrange. Las condiciones de primer orden para maximización de L son:

$$\frac{\partial L}{\partial x_1} = \frac{\partial f}{\partial x_1} - \lambda P_1 = 0$$

$$\frac{\partial L}{\partial x_2} = \frac{\partial f}{\partial x_2} - \lambda P_2 = 0$$

...

$$\frac{\partial L}{\partial x_n} = \frac{\partial f}{\partial x_n} - \lambda P_n = 0$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = P_1 x_1 + \dots + P_n x_n - C_0 = 0$$

que implican:

$$\frac{\partial f}{\partial x_1} + P_1 = \frac{\partial f}{\partial x_2} + P_2 = \dots = \frac{\partial f}{\partial x_n} + P_n = \lambda, \text{ o sea}$$

$$\frac{PM_1}{P_1} = \frac{PM_2}{P_2} = \dots = \frac{PM_n}{P_n} \quad (4.2.7)$$

donde PM_i , $i = 1, \dots, n$, son los productos marginales de los diversos insumos.

Para minimizar el costo para una cantidad dada de producción, Q_0 , se puede construir la función:

$$P_1 x_1 + P_2 x_2 + \dots + P_n x_n - \mu [f(x_1, \dots, x_n) - Q_0] \quad (4.2.8)$$

donde μ es un multiplicador de Lagrange. Las condiciones de primer orden para un mínimo son:

$$P_1 - \frac{\mu \cdot \partial f}{\partial x_1} = 0$$

$$P_2 - \frac{\mu \cdot \partial f}{\partial x_2} = 0$$

..

$$P_n - \frac{\mu \cdot \partial f}{\partial x_n} = 0$$

$$f(x_1, \dots, x_n) - Q_0 = 0$$

que implican:

$$\frac{\partial f}{\partial x_1} + P_1 = \frac{\partial f}{\partial x_2} + P_2 = \dots = \frac{\partial f}{\partial x_n} + P_n = \frac{1}{\mu}$$

la misma condición de la ecuación 4.2.7.

Se debe observar que la ecuación 4.2.7 implica también, para dos insumos cualesquiera, la igualdad entre la respectiva tasa marginal de sustitución técnica y la razón entre sus precios. Esto es:

$$-\frac{dx_2}{dx_1} = \frac{\partial f}{\partial x_1} + \frac{\partial f}{\partial x_2} = \frac{P_1}{P_2} \quad (4.2.9)$$

4.2.11. COSTO DE OPORTUNIDAD Y COSTOS SOCIALES DE PRODUCCION

Por definición, los recursos económicos son limitados. Cuando determinados recursos son utilizados en la producción de una mercadería dada, menores cantidades de otras mercaderías, cuya producción utiliza los mismos recursos, pueden ser producidas.

El costo de producción de una cierta mercadería es el valor de las otras mercaderías que podrían ser producidas con los mismos recursos. Por ejemplo, el costo de producción de aviones es el valor de los otros bienes y servicios que podrían ser obtenidos, utilizándose la mano de obra, equipos y materias primas que son usadas actualmente para la producción de aviones.

Los costos de insumos para una empresa son sus valores en sus más valiosos usos alternativos. Esos costos, conjuntamente con la función de producción de la empresa, determinan el costo de producción de la mercadería. Esta es la llamada **doctrina del costo de oportunidad**.

Es común pensar que los costos contraídos por una empresa incluyan solamente los desembolsos financieros realizados para la obtención de los recursos necesarios a la producción. Entretanto, de acuerdo con la doctrina del costo de oportunidad, es importante considerar **costos implícitos**, definidos como los **costos de los recursos de propiedad de la empresa que son usados en el proceso productivo**.

Por ejemplo, la mano de obra del propietario de la empresa, si no fuese empleada en su administración, encontraría remuneración

en otro trabajo. Se puede definir, en este caso, que el costo de oportunidad del uso de la mano de obra del dueño de la empresa es igual al mejor salario que él recibiría si tuviese otro empleo.

Frecuentemente, es importante considerar los **costos sociales de producción**, o sea, los costos para la sociedad debidos al uso de sus recursos en la producción de cierta mercadería. Los costos sociales de producción de una determinada mercadería **no siempre se igualan a los costos privados**, definidos como los costos para el productor individual.

Un ejemplo clásico de esa diferencia es aquel de una industria que contamina un río. Para el fabricante, el costo del derramamiento de las sustancias contaminantes se limita a aquel asociado al bombeo de los desechos. Entretanto, las poblaciones que viven aguas abajo de la industria contaminadora sufren costos adicionales, por ejemplo, con el tratamiento del agua para distribución y con la destrucción de las posibilidades de uso recreativo del río. Tales costos deben ser sumados a los costos privados, para obtención de los costos sociales de producción.

4.2.12. - FUNCIONES DE COSTO EN EL CORTO PLAZO

A partir de las combinaciones óptimas de insumos de una empresa que maximiza beneficios, es trivial la determinación de sus costos en la producción de cualquier cantidad de mercadería. Tales costos son simplemente las sumas de los productos entre las cantidades utilizadas de cada insumo y sus precios.

Ya que las funciones de producción de una empresa, en general, difieren para el corto y el largo plazos, también sus funciones de costo, que relacionan cantidades producidas y costos de producción, pueden referirse al corto o al largo plazo. Como se sabe, en el corto plazo el número de insumos variables es menor que en el largo plazo. Planta y equipos son insumos fijos en el corto plazo, determinando la escala de la empresa.

Costos fijos totales son los costos comprometidos por la empresa con sus insumos fijos. Estos costos no dependen de la cantidad producida. **Costos variables totales** son los costos asociados a los insumos variables y, lógicamente, varían con la cantidad de mercadería producida. Los **costos totales** son la suma de los costos fijos y los costos variables totales.

4.2.13. - COSTOS UNITARIOS Y COSTOS MARGINALES

Es posible comprender mejor el comportamiento de los costos de producción, observando, además de las curvas de costos totales definidas en la sección anterior, las curvas de costos unitarios y marginales.

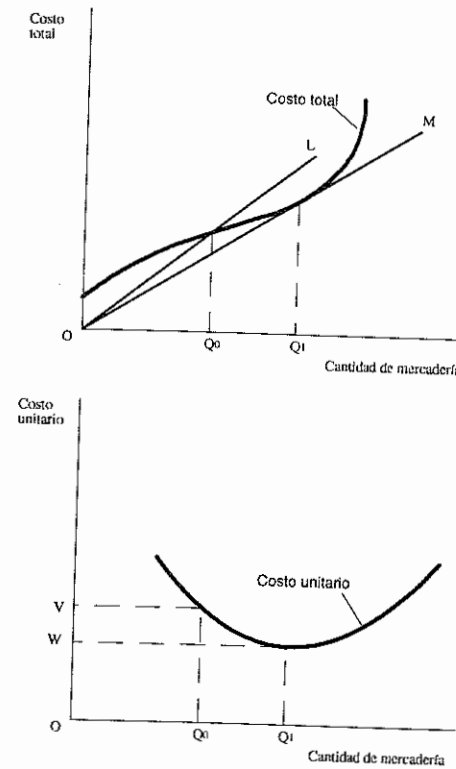
El costo fijo unitario, el costo variable unitario y el costo total unitario son iguales, respectivamente, al costo fijo total, al costo variable total y al costo total divididos por la cantidad producida.

El costo marginal es el incremento en el costo total resultante de la adición de una última unidad en la cantidad producida.

4.2.14. - GEOMETRIA DE LAS CURVAS DE COSTOS UNITARIOS Y MARGINALES

La construcción gráfica de las curvas de costos unitarios y costos marginales obedece a procedimientos similares a aquellos descritos para las curvas de producto medio y producto marginal. La Figura 4.2.9 muestra cómo la función de costos unitarios del gráfico inferior es derivada de la función de costo total. El costo unitario para cualquier cantidad es definido por la inclinación de la recta que une el origen al correspondiente punto en la curva de costos totales. Por ejemplo, el costo unitario para una cantidad Q_0 es V , que es la inclinación de L ; el costo unitario para una cantidad Q_1 es W , que es la inclinación de M . Queda claro que la función de costos unitarios alcanza un mínimo en Q_1 .

FIGURA 4.2.9
CONSTRUCCION DE LA FUNCION DE COSTOS UNITARIOS

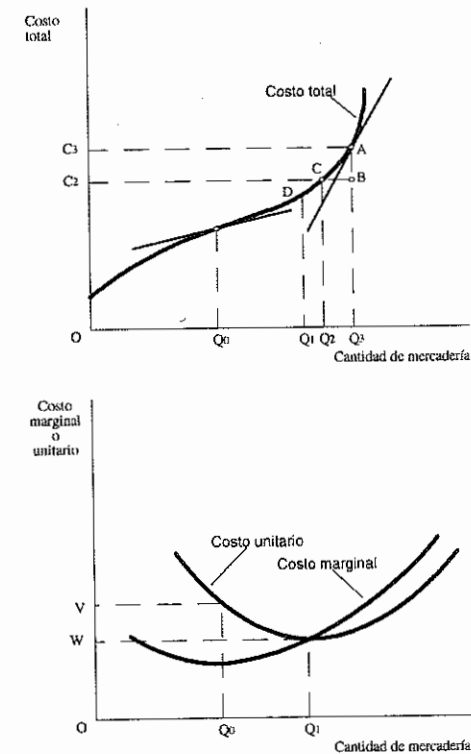


La Figura 4.2.10 presenta la construcción de la función de costos marginales. Si la cantidad producida crece de Q_2 a Q_3 , el costo total crece de C_2 a C_3 . Entonces el costo adicional por unidad de producto final es:

$$\frac{C_3 - C_2}{Q_3 - Q_2} = \frac{BA}{CB}$$

Si Q_2 se aproxima bastante a Q_3 , la inclinación de la tangente en A se torna una buena estimación de BA/CB . En el límite, para cambios en la cantidad producida en una proximidad muy estrecha de Q_3 , la inclinación de la tangente en Q_3 es el costo marginal. El costo marginal alcanza un mínimo en Q_0 y se iguala al costo unitario cuando éste alcanza su mínimo en Q_1 .

FIGURA 4.2.10
CONSTRUCCION DE LA FUNCION DE COSTOS MARGINALES



4.2.15. - FUNCIONES DE COSTO EN EL LARGO PLAZO

En el largo plazo, todos los insumos son variables y, teóricamente, la empresa puede construir cualquier escala o tipo de planta. Las decisiones tomadas en la planificación de largo plazo de la empresa definen las condiciones de su operación en el corto plazo, cuando las inversiones en planta y equipos ya fueron hechas.

Supóngase que, en el largo plazo, una empresa pueda construir sólo tres escalas alternativas de planta. Las funciones de costos unitarios de corto plazo, para cada escala de planta, son representadas por las curvas U_1 , U_2 , y U_3 en la Figura 4.2.11. La escala de planta más

lucrativa depende de la cantidad prevista de producción. Por ejemplo, para una cantidad Q_1 , la empresa debería optar por la menor de las plantas, ya que para esa cantidad, el costo unitario, C_1 , es menor que los costos unitarios proporcionados por la planta media (C_2) o por la planta grande (C_3). Entretanto, si la cantidad prevista de producción es Q_2 , la empresa debería optar por la mayor planta.

La función de costos unitarios de largo plazo presenta el costo unitario mínimo para la producción de cada cantidad de mercadería, considerándose que cualquier escala deseada de planta puede ser construida. En la Figura 4.2.11 la función de costos unitarios de largo plazo es la parte continua de las curvas de corto plazo. Ese ejemplo es muy similar a uno encontrado en Mansfield [1985].

FIGURA 4.2.11
FUNCIONES DE COSTOS UNITARIOS DE CORTO PLAZO PARA VARIAS ESCALAS DE PLANTA

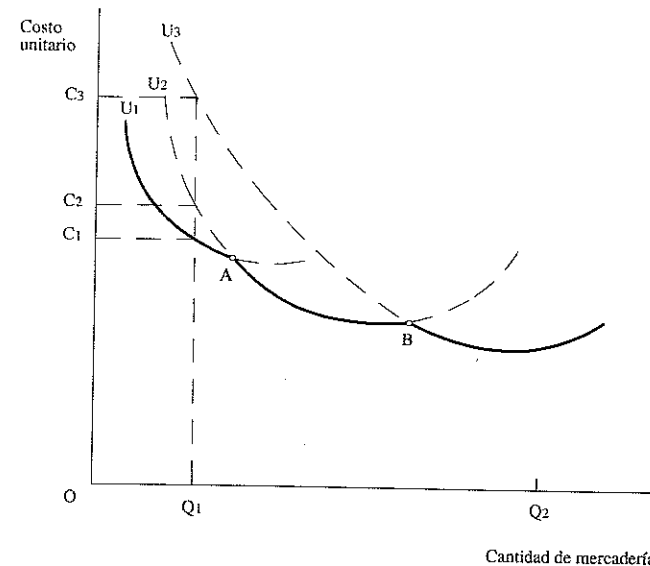
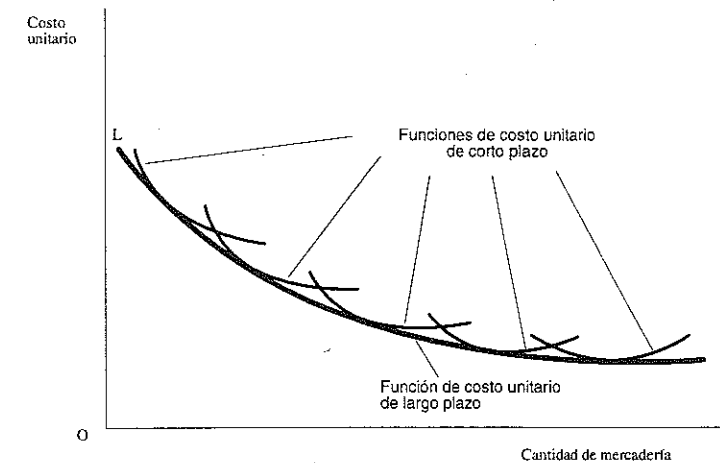


FIGURA 4.2.12
FUNCION DE COSTOS UNITARIOS DE LARGO PLAZO



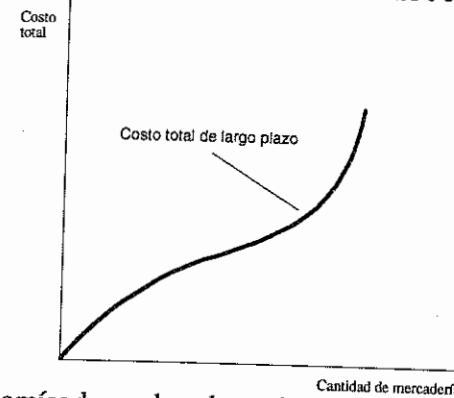
En la hipótesis de haber un gran número de escalas alternativas de planta, como en el ejemplo de la Figura 4.2.12, el costo mínimo de producción de cada cantidad de mercadería en el largo plazo es dado por la envolvente de las curvas de corto plazo (L). La función de costos unitarios de largo plazo es tangente a las funciones de costos unitarios de corto plazo, en los puntos en que las plantas correspondientes a las funciones de corto plazo son óptimas. Se debe notar que L no es tangente a las curvas de corto plazo en sus mínimos, a no ser que L sea horizontal.

A partir de la función de costos unitarios de largo plazo, se puede fácilmente derivar la **función de costos totales de largo plazo**, que es el producto de los costos unitarios de largo plazo y las cantidades (ejemplo en la Figura 4.2.13). La **función de costos marginales de largo plazo** es obtenida de la función de costos totales de largo plazo, de la misma forma descrita para el corto plazo.

De forma análoga al corto plazo, el costo marginal de largo plazo debe ser menor que el costo unitario de largo plazo cuando éste decrece, igual al costo unitario de largo plazo cuando éste pasa por un mínimo y mayor que el costo unitario de largo plazo cuando éste crece.

La función de costos unitarios de largo plazo de la Figura 4.2.12 presenta la misma forma que las funciones de costos unitarios de corto plazo. En el corto plazo, se explica la forma de esas funciones por la ley de los rendimientos decrecientes de los insumos. En el largo plazo, son determinantes de esa forma típica las **economías y deseconomías de escala**.

FIGURA 4.2.13
FUNCION DE COSTOS TOTALES DE LARGO PLAZO



Economías de escala en la producción de una cierta mercadería ocurren porque ampliaciones en la capacidad de producción pueden permitir la introducción de técnicas más modernas de producción, la utilización de unidades de producción mayores y más eficientes, mayor especialización y división del trabajo. Por eso, en el largo plazo, los costos unitarios de producción decrecen con el aumento de la cantidad producida, por lo menos hasta un cierto punto.

La función de costos unitarios de corto plazo puede presentar inclinaciones positivas a partir de un determinado punto porque, en organizaciones de gran tamaño, aumentos adicionales de capacidad pueden conducir a ineficiencia administrativa. En muchas industrias, no obstante, después de una reducción inicial, los costos unitarios de largo plazo permanecen constantes sobre un amplio intervalo de cantidades.

4.3. - PRECIO Y PRODUCCION BAJO COMPETENCIA PERFECTA

4.3.1. - DEFINICION DE COMPETENCIA PERFECTA

La característica básica de la competencia perfecta es su **impersonalidad**: porque existe un gran número de empresas en la industria, ninguna empresa ve a otra como un competidor (Mansfield [1985]). De la misma forma que un pequeño productor de papas no considera su vecino, productor del mismo producto, como un competidor.

Cuatro condiciones definen una industria como perfectamente competitiva: (i) la mercadería producida por todas las empresas debe ser idéntica; (ii) cada empresa debe ser suficientemente pequeña en relación al mercado, para que no pueda afectar el precio del producto; (iii) todos los insumos deben poder entrar y salir del mercado sin dificultades, al menos en el largo plazo (empresas pueden abrir y cerrar, insumos no pueden ser monopolizados, etc.); (iv) los consumidores, las empresas y los propietarios de los insumos deben tener perfecto conocimiento de los datos económicos y tecnológicos relevantes (los consumidores deben conocer todos los precios, los productores deben conocer todos los precios de insumos y procesos tecnológicos, etc.).

Como esas condiciones son bastante restrictivas, se puede inferir que **ninguna industria es perfectamente competitiva**. Este modelo es, no obstante, muy útil en el análisis y previsión del comportamiento del mercado en el mundo real. **La competencia perfecta y el monopolio puro son las dos condiciones de contorno en problemas de equilibrio de precio y nivel de producción. Los problemas reales se aproximan más a una u otra situación extrema, conforme el grado de competencia aumenta o disminuye.**

4.3.2. - DETERMINACION DEL PRECIO EN EL CORTO PLAZO

4.3.2.1. - MAXIMIZACION DE BENEFICIOS

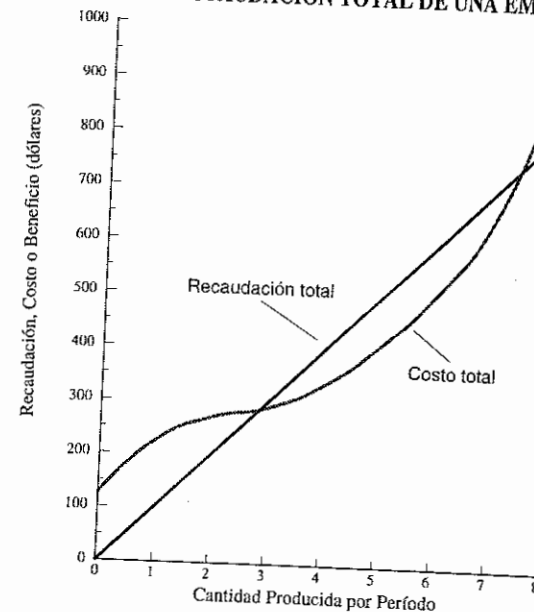
En el corto plazo, una empresa puede variar el nivel de producción, modificando las cantidades de insumos variables que utiliza. En competencia perfecta, la empresa no puede afectar el precio del producto, por tanto puede vender cualquier cantidad que quiera al precio del mercado.

Considérese el ejemplo de la Tabla 4.3.1, cuya última columna presenta el beneficio total de la empresa (recaudación total menos costo total). La Figura 4.3.1 representa gráficamente la variación de la recaudación total y del costo total con la cantidad producida. El beneficio total es la distancia vertical entre la curva de la recaudación total y la curva del costo total.

TABLA 4.3.1
COSTO Y RECAUDACION TOTAL DE UNA EMPRESA

CANTIDAD PRODUCIDA POR PERIODO	PRECIO (US\$)	RECAUDACION TOTAL (US\$)	COSTO FIJO TOTAL (US\$)	COSTO VARIABLE TOTAL (US\$)	COSTO TOTAL (US\$)	BENEF. TOTAL (US\$)
0	100	0	125	0	125	-125
1	100	100	125	100	225	-125
2	100	200	125	145	270	-70
3	100	300	125	165	290	10
4	100	400	125	210	335	65
5	100	500	125	285	410	90
6	100	600	125	385	510	90
7	100	700	125	525	650	50
8	100	800	125	785	910	-110

FIGURA 4.3.1
COSTO Y RECAUDACION TOTAL DE UNA EMPRESA

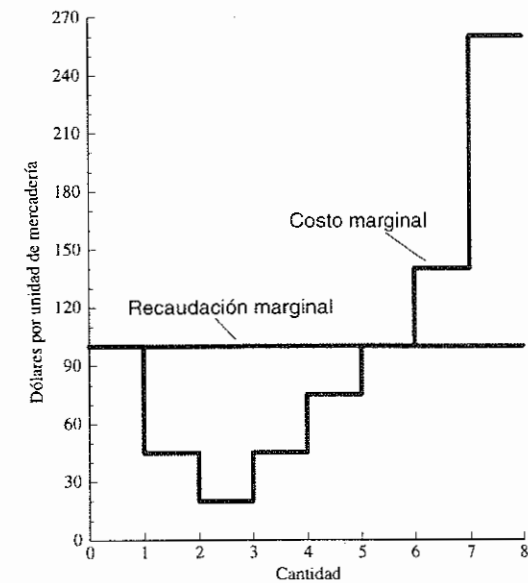


El examen de la Tabla 4.3.1 o de la Figura 4.3.1 permite observar que la empresa maximiza beneficios para un nivel de producción de 5 a 6 unidades por período de tiempo. La Tabla 4.3.2 y la Figura 4.3.2 presentan los valores de la recaudación marginal (precio) y costo marginal referentes al mismo ejemplo.

TABLA 4.3.2
RECAUDACION MARGINAL Y COSTO MARGINAL

CANTIDAD PRODUCIDA POR PERIODO	RECAUDACION MARGINAL (US\$)	COSTO MARGINAL (US\$)
1	100	100
2	100	45
3	100	20
4	100	45
5	100	75
6	100	100
7	100	140
8	100	260

FIGURA 4.3.2
RECAUDACION MARGINAL Y COSTO MARGINAL



Es importante notar que el beneficio máximo ocurre para el nivel de producción en que el precio (recaudación marginal) iguala al costo marginal.

4.3.2.2. - PRECIO IGUAL A COSTO MARGINAL

Se puede comprobar que **el costo marginal siempre es igual al precio para el nivel óptimo de producción**. Con base en la Figura 4.3.3, considérese inicialmente que el precio es P_0 . Para cualquier cantidad de producción menor que Q_0 , el precio excede el costo marginal; por tanto, aumentos de producción aumentarán el beneficio, dado que la recaudación total aumentará más que el costo total. Para cantidades de producción mayores que Q_0 , el precio es inferior al costo marginal; por tanto, reducciones de producción aumentarán el beneficio, porque la recaudación total disminuirá menos que el costo total. Por tanto, para un precio P_0 , el nivel de producción Q_0 maximiza los beneficios de la empresa.

Matemáticamente, si el costo total es $C(Q)$, para un nivel de producción Q , el beneficio total por período es:

$$L = PQ - C(Q)$$

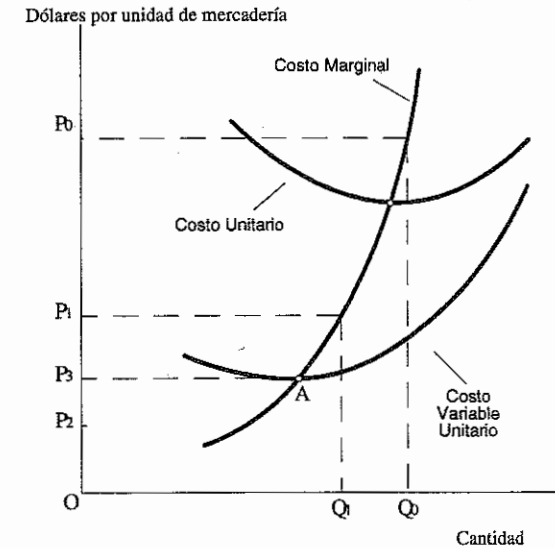
donde P es el precio del producto. Si L es un máximo,

$$P - \frac{dC(Q)}{dQ} = 0$$

o el precio se debe igualar al costo marginal. La condición de segundo orden para un máximo es:

$$\frac{d^2C(Q)}{dQ^2} > 0$$

FIGURA 4.3.3
CURVAS DE COSTOS UNITARIOS Y MARGINALES DE CORTO PLAZO



4.3.2.3. - CURVA DE OFERTA DE LA EMPRESA

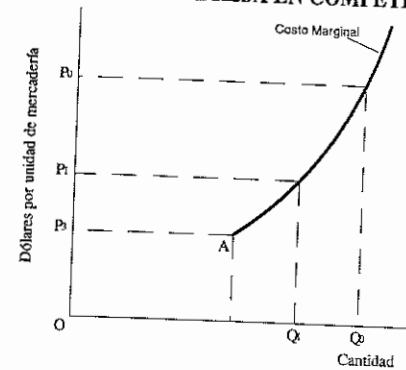
Aunque la empresa maximice sus beneficios, ella puede no conseguir evitar perjuicios en el corto plazo. En el ejemplo de la Figura 4.3.3, si el precio es P_1 , el costo unitario de corto plazo excede el precio para cualquier nivel de producción, aun para Q_1 , que es el nivel de producción que maximiza los beneficios (o mejor, minimiza las pérdidas). La decisión a ser tomada es mantener la producción con perjuicios o interrumpirla.

Si existe un nivel de producción para el cual el precio excede el costo unitario variable (como es el caso para precio igual a P_1), **la empresa debe mantener la producción aún con perjuicios**. Esto porque, en ese caso, la empresa cubre todos sus costos variables y parte de sus costos fijos. **Para un precio más bajo, como P_2 , la recaudación puede ni siquiera cubrir los costos variables y es más ventajoso discontinuar la producción.**

De forma general, si el precio del producto es inferior a P_3 , la empresa no producirá nada; si el precio es superior a ese valor, la

empresa definirá su producción de manera que se iguale su costo marginal al precio. La curva de oferta de corto plazo resultante es aquella presentada en la Figura 4.3.4, en la cual el punto A es el llamado **punto de cese de actividades**.

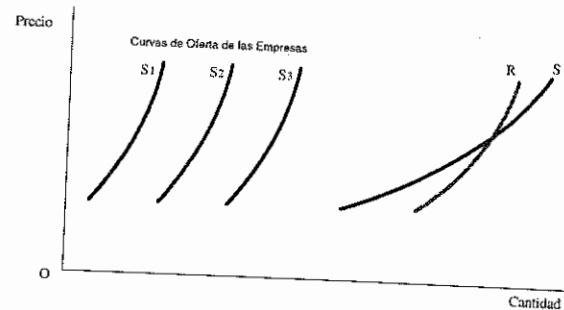
FIGURA 4.3.4
LA CURVA DE OFERTA DE LA EMPRESA EN COMPETENCIA PERFECTA



4.3.2.4. - CURVA DE OFERTA DE LA INDUSTRIA

Como una aproximación inicial, la curva de oferta de la industria en el corto plazo puede ser vista como la **sumatoria horizontal de las curvas de oferta de todas las empresas de la industria**. Por ejemplo, si existen tres empresas en la industria y si sus curvas de oferta son S_1 , S_2 y S_3 de la Figura 4.3.5, la **curva de oferta de la industria será S** , ya que esta curva muestra las cantidades de producto que todas las empresas juntas ofertarán a diversos precios.

FIGURA 4.3.5
LA CURVA DE OFERTA DE LA INDUSTRIA

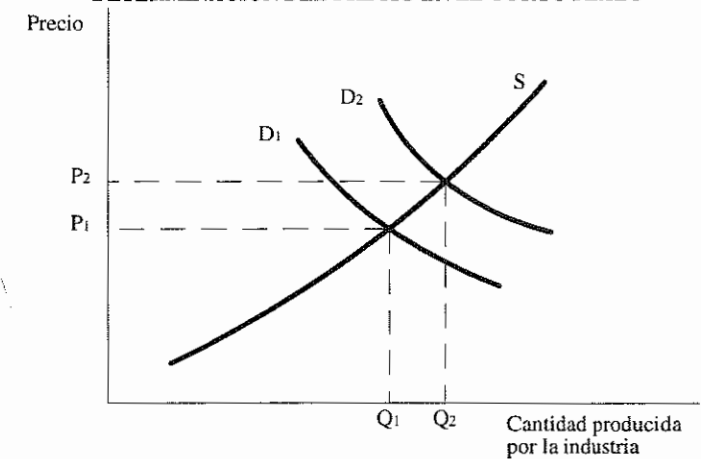


Esa curva de oferta de la industria es construida con base en la hipótesis que el aumento o la reducción simultánea de producción en todas las empresas de la industria no afecta el precio de los insumos. Abandonándose esa hipótesis, se debe admitir que **la expansión de la producción del conjunto de la industria puede hacer elevar el precio de ciertos insumos**, resultando en el aumento de los costos de las empresas individuales. En este caso, **la curva de oferta de corto plazo de la industria debe ser menos elástica que S** . En el rango relevante de precios, la curva real puede aproximarse a R . Esto ocurre porque, para niveles más altos de producción, las curvas de costo marginal y unitario de las empresas se mueven para arriba y, por tanto, el precio iguala el costo marginal para un menor nivel de producción.

4.3.2.5. - PRECIO Y PRODUCCION DE EQUILIBRIO

El precio de equilibrio de corto plazo es aquel para el cual la cantidad demandada y la cantidad ofrecida se igualan. Por ejemplo, si la curva de demanda es D_1 y la curva de oferta es S , como en la Figura 4.3.6, el precio de equilibrio es P_1 y el nivel de producción de equilibrio Q_1 . Un aumento en la demanda aumentará el precio de equilibrio y el nivel de producción en el corto plazo. En el ejemplo de la Figura 4.3.6, si la curva de demanda se mueve a D_2 , eventualmente la industria encontrará su equilibrio para precio igual a P_2 y cantidad igual a Q_2 .

FIGURA 4.3.6
DETERMINACION DEL PRECIO EN EL CORTO PLAZO



En la situación de equilibrio de corto plazo, el precio iguala el costo marginal para todas las empresas que optan por producir. En el corto plazo, el precio puede ser mayor o menor que los costos unitarios, resultando, respectivamente, en beneficios o pérdidas para las empresas.

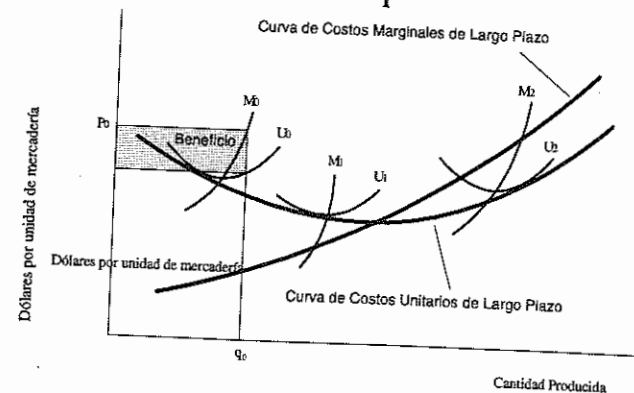
4.3.3. - DETERMINACION DEL PRECIO EN EL LARGO PLAZO

4.3.3.1. - PROCESO DE AJUSTE

En el largo plazo, las empresas pueden alterar el tamaño de sus plantas; empresas ya establecidas pueden dejar la industria, si esta no viene produciendo un retorno adecuado sobre las inversiones; nuevas empresas pueden entrar en la industria, si esta viene proporcionando beneficios superiores a los usuales en otros sectores de la economía.

El proceso de ajuste para una empresa ya establecida es ilustrado en la Figura 4.3.7 (Mansfield [1985]). Se admite que la empresa tiene una planta, cuyas curvas de costos unitarios y costos marginales son U_0 y M_0 , respectivamente, y que el precio del producto es P_0 . Con la planta existente, la empresa produce q_0 unidades y genera un pequeño beneficio. No obstante, en el largo plazo la empresa no está limitada a este tamaño de planta. Por ejemplo, puede optar por una planta de tamaño medio (curvas U_1 y M_1) o grande (U_2 y M_2).

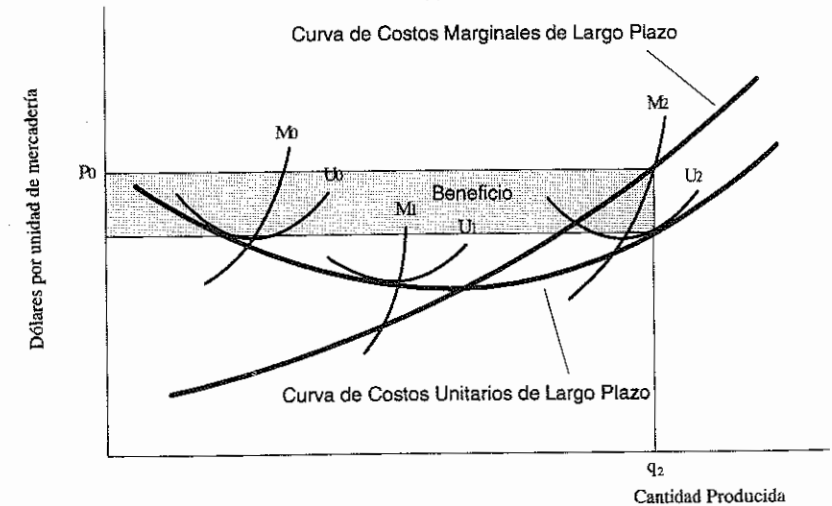
FIGURA 4.3.7
PROCESO DE AJUSTE EN EL LARGO PLAZO
I



En el largo plazo, por el objetivo de maximización de beneficios, la planta será seleccionada de forma que se igualen el costo marginal de largo plazo y el precio del producto. Del mismo modo, la planta será operada de manera que se igualen el costo marginal de corto plazo y el precio. Se concluye que el costo marginal de largo plazo, el costo marginal de corto plazo y el precio se igualan para la empresa que busca maximizar beneficios en una industria perfectamente competitiva.

En el ejemplo dado, la empresa puede obtener el máximo beneficio, si construye la planta mayor y produce q_2 unidades de mercadería por período de tiempo (ver Figura 4.3.8). Si sólo esa empresa en la industria expande su escala de producción, no habrá influencia significativa en el precio y todas las empresas de la industria continuarán teniendo beneficios económicos en el corto plazo.

FIGURA 4.3.8
PROCESO DE AJUSTE EN EL LARGO PLAZO
II



De acuerdo con la doctrina del costo de oportunidad, los costos de la empresa incluyen los retornos que serían obtenidos con el uso de los mismos recursos en sus más lucrativos usos alternativos.

De esa forma, recursos antes aplicados en industrias menos rentables son canalizados a industrias que presentan beneficios económicos. Estas industrias acaban por atraer nuevas empresas.

La **entrada de nuevas empresas** mueve la curva de oferta de la industria hacia la derecha. Esto es, mayor cantidad de mercadería es suministrada a un precio dado. Por ejemplo, suponga que la curva de oferta de la industria se mueve de S a S_1 , en la Figura 4.3.9, con el resultado de que el precio cae de P_0 a P_1 y la cantidad suministrada aumenta de Q_0 a Q_1 . Aunque la cantidad producida por el conjunto de la industria aumente, el nivel óptimo de producción de cada empresa individual se reduce a q_1 (ver Figura 4.3.10). La planta óptima pasa a ser aquella de tamaño medio y curvas de costos de corto plazo U_1 y M_1 . Entretanto, aún las empresas que poseen la planta de tamaño óptimo perderán dinero: $(C_1 - P_1)$ dólares por unidad producida.

FIGURA 4.3.9
EFECTO DE LA ENTRADA DE
NUEVAS EMPRESAS

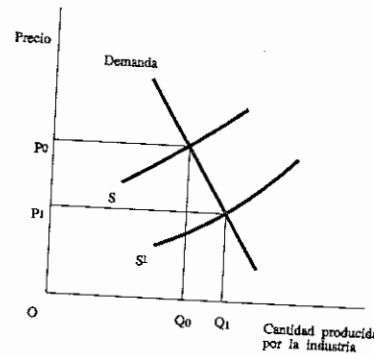
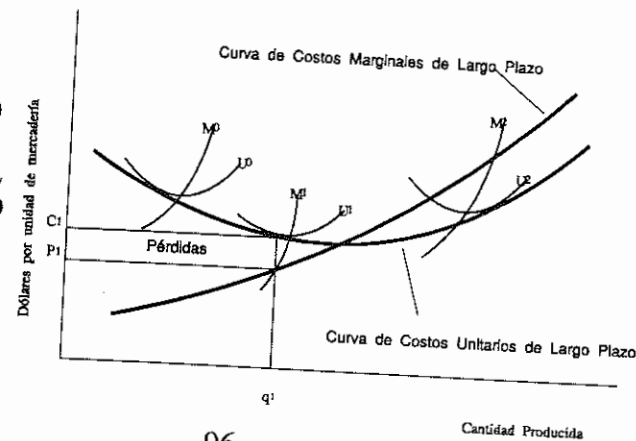


FIGURA 4.3.10
PROCESO DE
AJUSTE EN EL
LARGO PLAZO
III



Esta situación maximiza los beneficios de la empresa, aunque no evita **pérdidas económicas**. En la continuación de este proceso de ajuste, ocurre la **salida de empresas de la industria**, pues otras industrias están proporcionando mejores retornos del capital invertido. Con eso, una vez más, la curva de oferta de la industria se mueve, ahora para la izquierda.

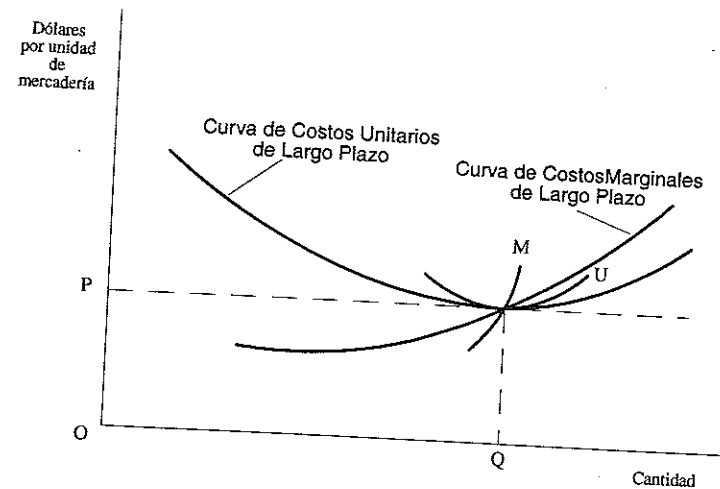
4.3.3.2. - EL EQUILIBRIO DE LA EMPRESA

El proceso de ajuste termina cuando un número suficiente de empresas deja la industria, de modo que las pérdidas económicas son eliminadas, pero beneficios económicos también son evitados. En otras palabras, el equilibrio de la empresa en el largo plazo ocurre para el punto en el cual el costo total unitario de largo plazo iguala el precio.

Sabemos que, para maximizar sus beneficios, las empresas deben operar donde el precio iguala el costo marginal de largo plazo. Acabamos de demostrar que el precio también debe igualar el costo unitario de largo plazo. Para que ambas condiciones sean satisfechas, se requiere que el costo unitario de largo plazo iguale el costo marginal de largo plazo, lo que ocurre en el punto en que el primero pasa por un mínimo.

La posición de equilibrio es ilustrada en la Figura 4.3.11. Cuando el proceso de ajuste termina, el precio es igual a P . Ya que la curva de demanda de la empresa es horizontal, el nivel de producción de equilibrio de la empresa es Q y la planta óptima corresponde a las curvas de costos unitarios y marginales de corto plazo, U y M .

FIGURA 4.3.11
EQUILIBRIO DE LARGO PLAZO DE LA EMPRESA
EN COMPETENCIA PERFECTA



Con este nivel de producción y esta planta, los costos marginales de largo y de corto plazo igualan el precio. Esto asegura que la empresa maximiza beneficios. También, los costos unitarios de largo y corto plazo igualan el precio. Esto asegura que los beneficios económicos sean nulos. Dado que los costos marginales y unitarios de largo plazo deben ser iguales, el punto de equilibrio corresponde al mínimo de la curva de costos unitarios de largo plazo.

4.4. - MONOPOLIO Y OLIGOPOLIO

4.4.1. - DEFINICION DE MONOPOLIO PURO

El monopolio puro, como la competencia perfecta, es un modelo útil en Microeconomía. Para caracterizar un monopolio puro, es necesario que exista sólo un productor de determinada mercadería. Si la competencia perfecta se define por la impersonalidad de la competición entre las empresas, el monopolio puro es establecido por la **ausencia total de competidores**.

En el mundo real, la competencia de mercaderías similares y la posible entrada en la industria de un o más competidores son restricciones usuales a la acción de un monopolista. Por eso, una empresa monopolista puede limitar sus beneficios de corto plazo para garantizar una posición estable y sus negocios en el largo plazo.

4.4.2. - RAZONES PARA EL MONOPOLIO

Son cuatro las razones principales para el surgimiento de un monopolio (Mansfield [1985]). Primero, una única empresa puede controlar completamente el suministro de un insumo básico para la industria. Segundo, una empresa puede tornarse monopolista porque su costo unitario de producción alcanza un mínimo para una cantidad de mercadería suficiente para atender todo el mercado. Estos son los llamados **monopolios naturales**. Tercero, la empresa puede obtener el monopolio sobre la producción de una mercadería, por poseer patentes de los procesos de producción utilizados. Cuarto, la empresa puede tornarse un monopolio por reglamentación gubernamental limitando la entrada de competidores en el mercado.

4.4.3. - EQUILIBRIO DE CORTO PLAZO EN EL MONOPOLIO PURO

Dado que la empresa monopolista es la única que produce la mercadería, su curva de demanda es la propia curva de demanda del mercado. Como la curva de demanda del mercado presenta inclinación negativa, la recaudación unitaria (o sea, el precio) y la recaudación marginal del monopolio puro no son iguales.

La Tabla 4.4.1 presenta un ejemplo de curva de demanda para un monopolio puro, calculándose, para cada cantidad y precio, la recaudación total y marginal correspondiente. La Tabla 4.4.2 presenta los respectivos costos de producción.

El monopolista, si no es regulado y está libre para maximizar beneficios, optará por la producción de 5 o 6 unidades de mercadería por período de tiempo (ver Tabla 4.4.3). La Figura 4.4.1 presenta la situación gráficamente.

TABLA 4.4.1
DEMANDA Y RECAUDACION DE UN MONOPOLIO PURO

CANTIDAD	PRECIO (US\$)	RECAUDACION TOTAL (US\$)	RECAUDACION MARGINAL (US\$)
1	800	800	800
2	730	1460	660
3	710	2130	670
4	675	2700	570
5	640	3200	500
6	605	3630	430
7	575	4025	395
8	550	4400	375

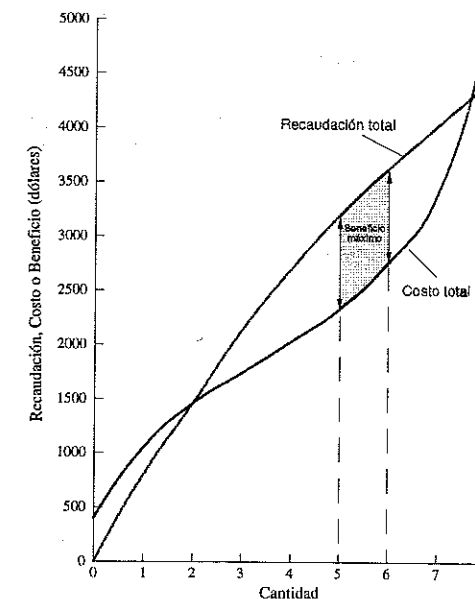
TABLA 4.4.2
COSTOS DE UN MONOPOLIO PURO

CANTIDAD	COSTO VARIABLE TOTAL (US\$)	COSTO FIJO (US\$)	COSTO TOTAL (US\$)	COSTO MARGINAL (US\$)
0	0	400	400	-
1	650	400	1050	650
2	1060	400	1460	410
3	1340	400	1740	280
4	1630	400	2030	290
5	1930	400	2330	300
6	2360	400	2760	430
7	3000	400	3400	640
8	4600	400	5000	1600

TABLA 4.4.3
COSTO, RECAUDACION Y BENEFICIO DEL MONOPOLISTA

CANTIDAD	RECAUDACION TOTAL (US\$)	COSTO TOTAL (US\$)	BENEFICIO TOTAL (US\$)
1	800	1050	-250
2	1460	1460	0
3	2130	1740	390
4	2700	2030	670
5	3200	2330	870
6	3630	2760	870
7	4025	3400	625
8	4400	5000	-600

FIGURA 4.4.1
COSTO, RECAUDACION Y BENEFICIO DEL MONOPOLISTA

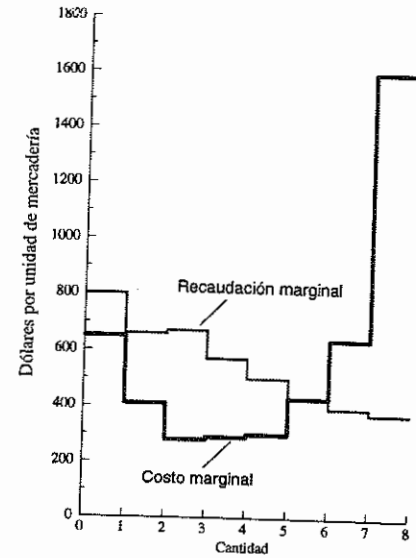


Se debe notar que el nivel de producción que maximiza los beneficios del monopolista es inferior a aquel que iguala el precio y el costo marginal. **Bajo monopolio, la empresa determinará su nivel de producción de forma que se igualen la recaudación marginal y el costo marginal.** La Tabla 4.4.4 y la Figura 4.4.2 muestran que eso es verdad para el ejemplo dado. A continuación, se demuestra matemáticamente la generalidad de esta conclusión.

TABLA 4.4.4
COSTO MARGINAL Y RECAUDACION MARGINAL DEL MONOPOLISTA

CANTIDAD	COSTO MARGINAL (US\$)	RECAUDACION MARGINAL (US\$)	BENEFICIO TOTAL (US\$)
1	650	800	-250
2	410	660	0
3	280	670	390
4	290	570	670
5	300	500	870
6	430	430	870
7	640	395	625
8	1600	375	-600

FIGURA 4.4.2
COSTO MARGINAL Y RECAUDACION MARGINAL DEL MONOPOLISTA



Suponga que la curva de demanda de un monopolista es $P = D(q)$, donde P es el precio y q es la cantidad, y que su función de costo total es $C(q)$. Entonces, el beneficio del monopolista es:

$$L = q \cdot D(q) - C(q) \quad (4.4.1)$$

y:

$$\frac{dL}{dQ} = D(q) + q \cdot D'(q) - C'(q)$$

Haciendo $dL/dQ = 0$, para obtener las condiciones bajo las cuales el beneficio es máximo, se encuentra:

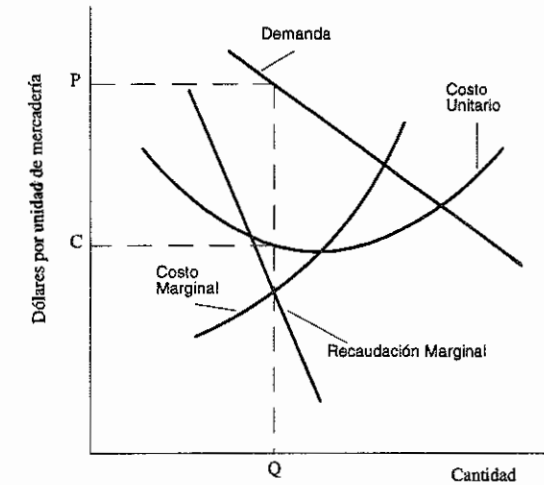
$$D(q) + q \cdot D'(q) = C'(q) \quad (4.4.2)$$

Por tanto, la recaudación marginal debe siempre igualar el costo marginal cuando los beneficios son maximizados, ya que la expresión del lado izquierdo de la ecuación 4.4.2 es la recaudación

marginal y la expresión del lado derecho de la ecuación es el costo marginal. Evidentemente, esta es sólo la condición de primer orden para un máximo.

La Figura 4.4.3 (Mansfield [1985]) muestra la representación gráfica del equilibrio de corto plazo del monopolista. El equilibrio de corto plazo ocurre para el nivel de producción Q , donde la curva de recaudación marginal cruza la curva de costos marginales. Para ese nivel de producción, la curva de demanda muestra que el precio debe ser fijado en P . El beneficio por unidad de mercadería es $(P-C)$ y, por consiguiente, el beneficio total es dado por $(P-C)Q$.

FIGURA 4.4.3
EQUILIBRIO DE CORTO PLAZO DEL MONOPOLISTA



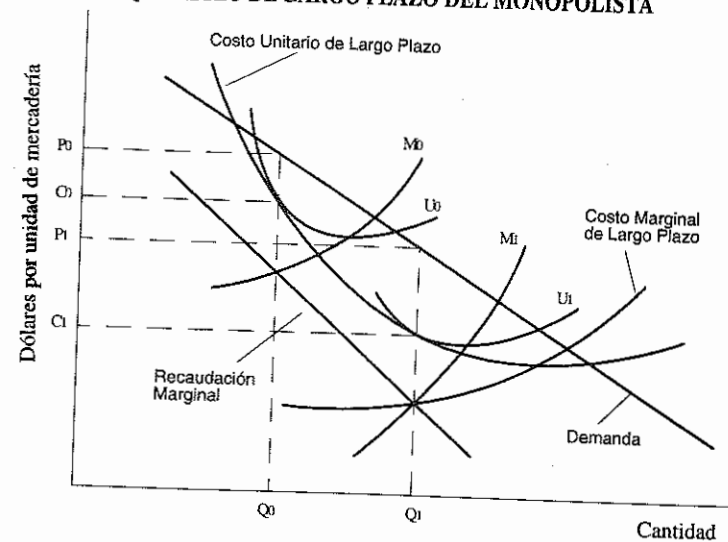
4.4.4. - EQUILIBRIO DE LARGO PLAZO EN EL MONOPOLIO PURO

Al contrario de lo que ocurre en la competencia perfecta, el equilibrio de largo plazo en una industria monopolística no es caracterizado por la ausencia de beneficios o pérdidas económicas. Si el monopolio obtiene beneficios económicos de corto plazo, no será confrontado con competidores en el largo plazo, o la industria deja de ser un monopolio. Aunque el monopolista obtenga beneficios económicos en el corto plazo, puede modificar su planta en el largo plazo, de forma que se aumenten esos beneficios todavía más.

Si el monopolista enfrenta pérdidas económicas en el corto plazo, tiene dos alternativas para el largo plazo: alterar el tamaño de su planta para pasar a obtener beneficios o dejar la industria.

Por ejemplo, suponga que la curva de demanda, la curva de recaudación marginal, la curva de costos unitarios de largo plazo y la curva de costos marginales de largo plazo de un monopolio puro son aquellas que se muestran en la Figura 4.4.4 (Mansfield [1985]). Se admite que la empresa inicialmente tiene una planta correspondiente a la curva de costos unitarios de corto plazo U_0 y a la curva de costos marginales de corto plazo M_0 . En el corto plazo, la empresa producirá Q_0 unidades y fijará el precio en P_0 . Ya que su costo unitario de corto plazo es C_0 , la empresa presentará beneficios en el valor de $Q_0 (P_0 - C_0)$.

FIGURA 4.4.4
EQUILIBRIO DE LARGO PLAZO DEL MONOPOLISTA



No obstante, la empresa puede ajustar su planta en el largo plazo, con el fin de aumentar sus beneficios. Es fácil demostrar que **el monopolista maximizará sus beneficios en el largo plazo, para un nivel de producción que iguale su costo marginal de largo plazo y su recaudación marginal**. Por tanto, la empresa producirá Q_1 unidades por período de tiempo en el largo plazo, fijará el precio en

P_1 y obtendrá beneficios totales en el valor de $Q_1 (P_1 - C_1)$. La planta óptima para el monopolista presenta curvas de costos unitarios y marginales de largo plazo U_1 y M_1 , respectivamente.

4.4.5.- COMPARACION DEL MONOPOLIO CON LA COMPETENCIA PERFECTA

Es importante analizar las diferencias en el equilibrio de largo plazo de una industria, operando bajo condiciones de monopolio y competencia perfecta.

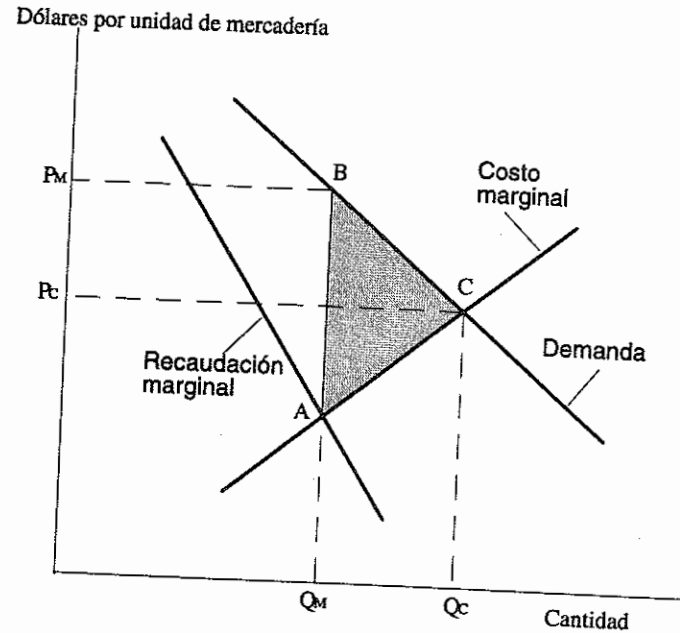
Primeramente, **bajo competencia perfecta, cada empresa opera en un punto para el cual tanto el costo unitario de largo plazo como el costo unitario de corto plazo son mínimos** (ver Figura 4.3.11). Un monopolio opera su planta con miras a producir la cantidad de mercadería de equilibrio de largo plazo al mínimo costo unitario. Entretanto, **el monopolio no escoge la planta que permite la producción de la mercadería al menor costo unitario**. En general, si el monopolio expandiese su producción de equilibrio de largo plazo, podría utilizar esa planta, que presenta menores costos unitarios.

La Figura 4.4.4 muestra eso claramente. El monopolista produce Q_1 unidades de mercadería, lo que es menos que la cantidad correspondiente al punto mínimo de la curva de costos unitarios de largo plazo. Consecuentemente, los recursos de la sociedad tienden a ser más eficientemente utilizados en industrias perfectamente competitivas que en industrias monopolizadas.

Por otro lado, **la cantidad producida por una industria perfectamente competitiva tiende a ser mayor y el precio menor que para un monopolio**. Las empresas en una industria perfectamente competitiva operan en un punto para el cual el precio iguala el costo marginal. Una empresa monopolista opera de forma que el precio sea mayor que el costo marginal. El precio es un buen indicador del valor social marginal de la mercadería. Consecuentemente, bajo monopolio, el valor social marginal del producto excede su costo social marginal. La sociedad alcanzaría un mayor bienestar, si más recursos fuesen

aplicados en la producción de la mercadería, hasta que se igualen su valor social marginal y su costo social marginal.

FIGURA 4.4.5
COMPARACION DE PRECIO Y NIVEL DE PRODUCCION



Asumiendo que la curva de demanda por el producto y la curva de costos marginales son lineales, la Figura 4.4.5 compara el precio y el nivel de producción de equilibrio, bajo competencia perfecta y bajo monopolio. El precio del monopolio es P_M y el precio competitivo es P_C ; el nivel de producción del monopolio es Q_M y el nivel de producción competitivo es Q_C . Se considera que la curva de costos marginales es la curva de oferta de largo plazo en competencia perfecta.

Usando el concepto de disposición a pagar (Ver Sección 4.1.9), el **perjuicio de bienestar para la sociedad** debido al monopolio puede ser aproximado por el triángulo ABC de la Figura 4.4.5.

4.4.6. - OLIGOPOLIO

Al contrario del monopolio puro y de la competencia perfecta, más importantes desde el punto de vista teórico, el oligopolio es la estructura de mercado que actualmente prevalece en la economía mundial (Bilas [1973]).

El **oligopolio** se caracteriza por un **pequeño número de empresas** y una **gran interdependencia** entre ellas (Mansfield [1985]). Cambios en el precio o en el nivel de producción de una empresa oligopólica ejercen influencia sobre las ventas y beneficios de las otras empresas del oligopolio y generalmente redundan en alteraciones en la política de esas empresas.

Como no se pueden prever las reacciones de los competidores a las acciones de una empresa en estudio, no podemos construir la curva de demanda de una empresa oligopolista. Se constata que **no existe una teoría general del oligopolio** (Salvatore [1977]). Frecuentemente, los economistas interesados en el análisis de oligopolios apelan a la **teoría de juegos** para estudiar el comportamiento de esos mercados (Von Neumann y Morgenster [1967]).

Existen varias **razones** para la existencia de un oligopolio, entre ellas las economías de escala. En algunas industrias, sólo pueden ser alcanzados bajos costos de producción si una empresa produce una cantidad de mercadería suficiente para satisfacer una parte sustancial de la demanda (**oligopolios naturales**). En otros casos, pueden existir **barreras de orden legal o económica** que dificultan la entrada de nuevas empresas en la industria. Es común que un oligopolio se forme a partir de fusiones e incorporaciones, que disminuyen el número de empresas en una industria.

Las condiciones en industrias oligopólicas tienden a promover la **cartelización**, ya que el número de empresas es pequeño y las empresas reconocen su interdependencia. En su forma más perfecta, el **cartel centralizado** produce la solución de monopolio.

De una forma general, los efectos del oligopolio son difíciles de prever, sin embargo, **precios y beneficios tienden a ser más altos que bajo competencia perfecta.**

4.5. - MERCADOS DE INSUMOS

En una economía de mercado, los precios de los insumos son determinantes del ingreso de los consumidores. Cada trabajador que vende sus servicios a una empresa recibe un salario, que es el precio de un insumo desde el punto de vista de la empresa. La **distribución de renta** de una sociedad es, en gran parte, **definida por la configuración de precios de los insumos.**

El precio de los insumos, así como el precio de bienes de consumo, es determinado por la **interacción de oferta y demanda.** Sin embargo, **son las empresas y no los consumidores que demandan insumos y muchos insumos son suministrados por individuos y no por empresas.** El proceso de formación de la demanda y de la oferta de insumos es, por eso, significativamente diferente del proceso de formación de la demanda y de la oferta de bienes de consumo.

4.5.1.- COMPETENCIA PERFECTA EN MERCADOS DE INSUMOS

La Sección 4.2.10 muestra como la empresa combina sus insumos con miras a minimizar sus costos. La empresa elige una combinación de insumos, para la cual la razón entre los productos marginales de cada insumo y sus precios es la misma para todos los insumos. Para **una empresa que maximiza beneficios**, se puede demostrar también que **el valor común de la razón entre los productos marginales de los insumos y sus precios iguala el inverso del costo marginal y el inverso de la recaudación marginal**, o sea:

$$\frac{P_x}{PM_x} = \frac{P_y}{PM_y} = \dots = \frac{P_z}{PM_z} = CM = RM \quad (4.5.1)$$

donde:

$P_x, P_y, \dots, P_z$ son los precios de los insumos;

$PM_x, PM_y, \dots, PM_z$ son los productos marginales de los insumos;

CM es el costo marginal de la empresa;

RM es la recaudación marginal de la empresa.

Para comprender por qué la ecuación 4.5.1 es válida, considérese inicialmente que un incremento de producción es obtenido por medio del aumento de la utilización del insumo X. ¿Cuál es el costo de producción de una unidad adicional de mercadería? Como $1/PM_x$ unidades adicionales del insumo X resultan en una unidad adicional de mercadería, $(1/PM_x)P_x = P_x/PM_x$ iguala el costo marginal. El mismo raciocinio es válido para los otros insumos.

Además de eso, si la empresa maximiza beneficios, debe estar operando en un punto para el cual el costo marginal iguala la recaudación marginal, quedando demostrada la validez de la ecuación 4.5.1.

La curva de demanda de la empresa por un insumo muestra la cantidad demandada por la empresa para cada precio del insumo. Considérese inicialmente el caso de **un único insumo variable**, por ejemplo, el insumo X de la ecuación 4.5.1. Transformando aquella ecuación se tiene:

$$PM_x \cdot RM = P_x \quad (4.5.2)$$

Una empresa que maximiza beneficios demandará aquella cantidad del insumo X, para el cual el valor de la mercadería adicional producida por una unidad adicional de X iguala el precio de X. O sea, la empresa utilizará mayor cantidad de un insumo, siempre que esto produzca un aumento mayor en el ingreso total que en el costo total.

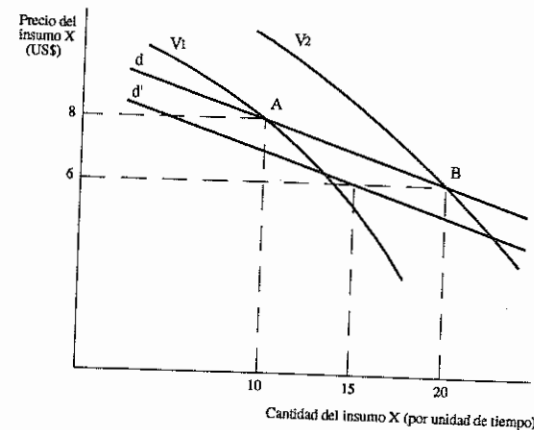
Este es el significado de la ecuación 4.5.2, cuyo término del lado izquierdo de la igualdad es llamado **valor del producto marginal**. La función que relaciona el valor del producto marginal del insumo X y la cantidad utilizada de ese insumo es la propia curva de demanda de la empresa por el insumo.

En el caso que existan **otros insumos variables**, un cambio en el precio del insumo X puede resultar en la alteración de las cantidades utilizadas de todos los insumos.

En el ejemplo de la Figura 4.5.1, el precio del insumo X es inicialmente US\$ 8 y la cantidad utilizada de X es 10. Manteniéndose constante la utilización de los otros insumos, la curva que relaciona la cantidad utilizada del insumo X y su valor del producto marginal, o sea, la curva de demanda del insumo, es V_1 .

Si el precio de X cae a US\$ 6, la empresa tiende a intensificar su utilización, ya que el nuevo precio de X es inferior al valor de su producto marginal. El mayor uso del insumo X altera las curvas de valor del producto marginal de los otros insumos. Resultan alteraciones en las cantidades utilizadas de esos insumos y, por consecuencia, se altera la curva del valor del producto marginal de X, digamos para V_2 en la Figura 4.5.1.

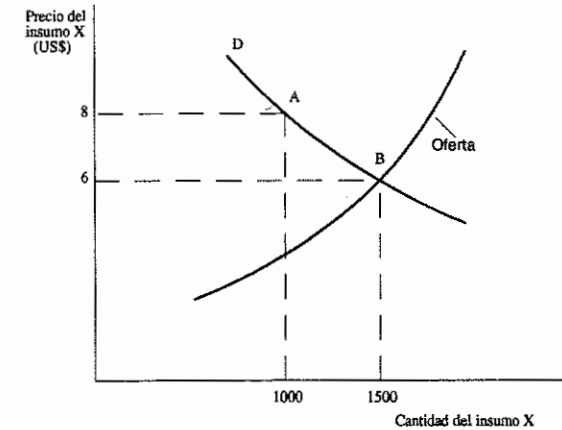
FIGURA 4.5.1
CURVA DE DEMANDA DE LA EMPRESA POR EL INSUMO X



La nueva cantidad demandada del insumo X será tal que el valor del producto marginal del insumo iguale su precio, lo que ocurre para 20 unidades de X. Los puntos A y B están, por tanto, en la curva de demanda del producto X. Otros puntos pueden ser obtenidos de la misma manera; la curva de demanda resultante es d.

La curva de demanda del mercado de una mercadería es la suma horizontal de las curvas de la demanda de los consumidores individuales. En la obtención de la **curva de demanda del mercado de un insumo**, sin embargo, esa suma constituiría sólo una primera aproximación. En este caso, es **necesario considerar el efecto de cambios de precio del insumo en el precio del producto final**.

FIGURA 4.5.2
EQUILIBRIO EN MERCADOS DE INSUMOS



Considérese una vez más que el precio inicial del insumo X es de US\$ 8 y que cada empresa del mercado está en equilibrio, con su curva de demanda del insumo X siendo d, en la Figura 4.5.1. Cada empresa utiliza 10 unidades de X. Multiplicando 10 por el número de empresas del mercado (digamos 100), se obtiene 1000, la cantidad total utilizada de X al precio de US\$ 8. Por tanto, A es un punto de la curva de demanda del mercado, en la Figura 4.5.2.

Suponiendo que el precio de X cae a US\$ 6, cada empresa aumenta la utilización de ese insumo y la producción del producto final. Como resultado, el precio del producto final cae y las curvas de demanda individual de X se mueven en dirección a d', en la Figura 4.5.1. Cuando el ajuste termina, cada empresa está utilizando sólo 15 unidades de X. Multiplicando 15 por el número de empresas en el mercado, se obtiene 1500, la cantidad total consumida del insumo X al

precio de US\$ 6. De ese modo, B es otro punto de la curva de demanda del mercado, D, en la Figura 4.5.2.

La curva de demanda del mercado de un insumo y su curva de oferta determinan el precio de equilibrio del insumo. En el ejemplo de la Figura 4.5.2, el precio de equilibrio es 6.

4.5.2. - MONOPSONIO

El **monopsonio** es una estructura de mercado de insumo en la cual hay **solamente un comprador**. El monopsonio puede ocurrir por diversas razones. El caso clásico de monopsonio es el de las pequeñas ciudades que cuentan con sólo un gran empleador. Si hay dificultades para movilidad de mano de obra, ocurre un caso de monopsonio en la adquisición de trabajo.

También típico es el caso de profesionales altamente especializados, cuya mano de obra es mucho más productiva en una actividad dada que en otras. Si esa actividad es monopolizada por una única empresa, esa empresa se torna monopsonista en la contratación de ese tipo de profesional. Situación similar podría referirse a una materia prima, cuya utilización fuese restringida a un único uso.

La característica del monopsonio es que **la curva de oferta del insumo para el monopsonista es la propia curva de oferta del mercado**. En general, la curva de oferta del mercado tiene **inclinación positiva**. Al contrario de la empresa compradora de insumos en mercados competitivos que hace frente a una curva de oferta perfectamente elástica, el monopsonista es forzado a aumentar el precio pagado por el insumo, si quiere utilizarlo en mayor cantidad. Por otro lado, él puede disminuir el precio del insumo, si lo utiliza menos.

Como ocurre en cualquier mercado de insumos, para maximizar beneficios, el monopsonista va a comprar mayores cantidades de un insumo dado, mientras la recaudación marginal permitida por la cantidad adicional del insumo fuere mayor que el costo adicional correspondiente. En otras palabras, **el monopsonista**

emplea unidades adicionales de un insumo, mientras que el valor del producto marginal del insumo excede el gasto marginal con el insumo.

En la Figura 4.5.3, si la curva del valor del producto marginal es D y la curva del gasto marginal con un insumo es GM, la empresa utiliza Q unidades del insumo, por las cuales paga un precio P.

Como se vió en la Sección 4.5.1, en competencia perfecta en los mercados de insumos, la empresa maximiza beneficios con la utilización de un insumo X, cuando:

$$PM_X \cdot RM = P_X ;$$

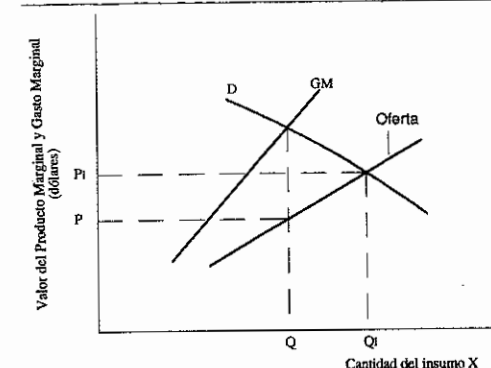
Si la empresa es monopsonista, debe elegir el nivel de utilización del insumo X, de forma que:

$$PM_X \cdot RM = GM_X \quad (4.5.3)$$

donde GM_X es el gasto marginal con el insumo X.

Ya que GM_X es mayor que P_X , si la curva de oferta del insumo tiene inclinación positiva, y la curva del valor del producto marginal tiene inclinación negativa, **el equilibrio del monopsonio se realiza a un menor nivel de utilización y a un menor precio del insumo que aquellos correspondientes a la situación de competencia perfecta**. En el ejemplo de la Figura 4.5.3, el precio de equilibrio bajo competencia perfecta sería P_1 y la cantidad utilizada Q_1 .

FIGURA 4.5.3
EMPLEO OPTIMO DEL INSUMO X: MONOPSONIO



La ecuación 4.5.3 es válida cualquiera sea el insumo variable considerado. Por tanto, se puede concluir que **un monopsonista va a definir las cantidades utilizadas de cada insumo, de forma que pueda mantener constante la relación entre los productos marginales de esos insumos y los gastos marginales correspondientes**, o sea:

$$\frac{GM_x}{PM_x} = \frac{GM_y}{PM_y} = \dots = \frac{GM_z}{PM_z} = RM \quad (4.5.4)$$

donde GM_y y GM_z son los gastos marginales con los insumos Y y Z, respectivamente. Naturalmente, la ecuación 4.5.1 es un caso particular de la ecuación 4.5.4, para el cual los precios de los insumos son invariables.

4.6. - EQUILIBRIO GENERAL

Hasta este punto, la teoría microeconómica aquí descrita trató del **análisis del equilibrio parcial**, que asume que cambios en el precio pueden ocurrir en cualquier mercado que está siendo estudiado, sin causar alteraciones significativas de los precios en otros mercados. Un análisis que lleva en cuenta las interrelaciones entre precios en los varios mercados es llamado **análisis del equilibrio general**.

Para ilustrar la naturaleza de los modelos de equilibrio general utilizados en Economía, se presenta a continuación un **modelo simplificado** que asume que la economía se compone de **dos sectores**, un sector productivo y un sector de consumo (Mansfield [1985]). Tal modelo considera que toda producción es realizada por empresas, que todos los insumos son suministrados por consumidores y que todos los mercados son perfectamente competitivos.

Otras hipótesis simplificadoras son adoptadas en ese modelo: (i) los consumidores obtienen su ingreso exclusivamente por la venta de insumos a las empresas; (ii) todo el ingreso de los consumidores es empleado en la compra de las mercaderías producidas por esas

empresas; (iii) existen coeficientes fijos de producción. En textos más avanzados del asunto, esas rígidas hipótesis pueden ser abandonadas.

Las ecuaciones del modelo simplificado son las siguientes:

$$R_c = R_c(p_1, \dots, p_C, W_1, \dots, W_D), \quad c = 1, \dots, C \quad (4.6.1)$$

$$X_d = u_{1d} \cdot R_1 + u_{2d} \cdot R_2 + \dots + u_{Cd} \cdot R_C, \quad d = 1, \dots, D \quad (4.6.2)$$

$$p_c = u_{c1} \cdot W_1 + u_{c2} \cdot W_2 + \dots + u_{cD} \cdot W_D, \quad c = 1, \dots, C \quad (4.6.3)$$

donde:

p_c = precio de la c-ésima mercadería;

W_d = precio del d-ésimo insumo;

u_{cd} = cantidad del d-ésimo insumo utilizada para producir una unidad de la c-ésima mercadería;

R_c = cantidad total demandada por los consumidores de la c-ésima mercadería;

X_d = cantidad total del d-ésimo insumo suministrado por los consumidores.

Las ecuaciones 4.6.1 son definidas a partir de las ecuaciones que determinan la demanda de los consumidores individuales por las mercaderías.

Las ecuaciones 4.6.2 aseguran que la cantidad total de cada insumo empleado por las empresas iguala la cantidad total del mismo insumo que es suministrado por los consumidores.

Las ecuaciones 4.6.3 garantizan que las condiciones de equilibrio de largo plazo de la competencia perfecta son satisfechas,

sin beneficio o perjuicio económico en la producción de las diversas mercaderías. Esto es, el precio de cada mercadería debe igualar su costo unitario de producción, definido como:

$$A_c = u_{c1} \cdot W_1 + u_{c2} \cdot W_2 + \dots + u_{cd} \cdot W_d, \quad c = 1, \dots, C$$

Una de las ecuaciones 4.6.2 no es independiente, por tanto el número de ecuaciones del modelo descrito por las ecuaciones 4.6.1, 4.6.2 y 4.6.3 es $2C + D - 1$. El número de variables del modelo es $2C + D$ (R_c , W_d y p_c). Esto significa que el modelo no determina una solución única para el problema. Es necesario prefijar un valor para una de las variables (el llamado **numéraire**), para que resulte definido el sistema de ecuaciones. Se puede, por ejemplo, definir el precio de una de las mercaderías como igual a uno. Consecuentemente, todos los demás precios y cantidades resultan determinados de forma proporcional al precio fijado.

Los precios que resultan del equilibrio general obviamente no son únicos. Sólo los **precios relativos** afectan las decisiones de consumidores, empresas y propietarios de recursos.

Considérese un **modelo de equilibrio general** de la economía, en el cual el interés nacional es descrito en una cierta función objetivo, por ejemplo, maximizar el consumo agregado o maximizar la suma de todos los excedentes individuales (productores y consumidores). En este caso, el **precio de cuenta** de un recurso se define como la variación de esa función objetivo cuando varía de manera marginal la disponibilidad del recurso, suponiendo que las demás variables se mantienen en su nivel óptimo. Es posible formular matemáticamente este problema de programación económica y calcular los precios de cuenta como valores sombra (Bradley et al. [1977]) asociados a cada limitación de disponibilidad (Dasgupta y Stiglitz [1974], Warr [1977] y Albouy [1983]). El precio de cuenta o **precio-sombra** así definido es el **costo de oportunidad** (ver Sección 4.2.11) del recurso para la sociedad.

En las secciones siguientes, se analiza una economía perfectamente competitiva, compuesta de sólo dos consumidores, dos mercade-

rias y dos insumos. Se presenta un **tratamiento gráfico** para: (i) el equilibrio general de los **intercambios de mercaderías**; (ii) el equilibrio general del **empleo de insumos en la producción**; (iii) el equilibrio general **simultáneo de intercambio y producción**.

Las conclusiones a que se llega por el análisis de ese modelo simple de equilibrio general pueden ser generalizadas para cualquier número de consumidores, mercaderías e insumos. Aunque el modelo de equilibrio general no considere explícitamente el uso de dinero, el análisis es perfectamente aplicable al mundo real, ya que la moneda es sólo un medio de trueque.

4.6.1. - INTERCAMBIO

En el análisis del proceso de intercambio de mercaderías entre consumidores, considérese el ejemplo de un mercado extremadamente simplificado: existen sólo **dos consumidores**, Fritz y Helmut, y **dos mercaderías**, cerveza y salchichas.

Admítase que las curvas de indiferencia de Fritz y Helmut son las representadas en el diagrama llamado **caja de Edgeworth** de la Figura 4.6.1. Tres de las curvas de indiferencia de Fritz son F_1 , F_2 y F_3 . La más baja es F_1 y la más alta es F_3 . Las cantidades de salchichas y cerveza consumidas por Fritz son medidas respectivamente en los ejes horizontal y vertical, a partir del origen O_F .

Las cantidades totales de salchichas y cerveza son representadas respectivamente por el largo de la base y por la altura de la caja de Edgeworth. Las cantidades de salchichas y cerveza consumidas por Helmut son medidas en sentido inverso, a partir del origen O_H . Tres de las curvas de indiferencia de Helmut son H_1 , H_2 y H_3 , que, evidentemente, tienen convexidad inversa a las de las curvas de Fritz (H_1 es la más baja, H_3 es la más alta).

Fritz y Helmut llegaron a la cervecería y compraron fichas de salchichas y cerveza en las cantidades presentadas en la tabla 4.6.1

FIGURA 4.6.1
INTERCAMBIO

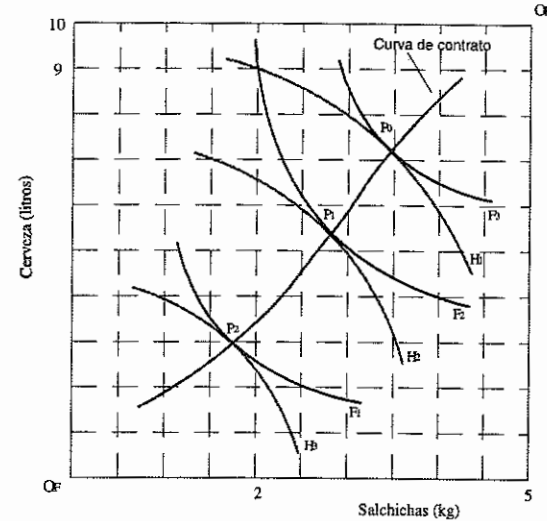


TABLA 4.6.1
ADQUISICION INICIAL DE CERVEZA Y SALCHICHAS

	FRITZ	HELMUT	TOTAL
SALCHICHAS (kg)	2	3	5
CERVEZA (ℓ)	9	1	10

Para esta situación inicial, se puede observar que Helmut está en H_1 , su curva de indiferencia más baja. A su vez, Fritz está en su curva intermediaria, F_2 . En este punto, la tasa marginal de sustitución de salchichas por cerveza es más alta para Helmut que para Fritz, como puede ser verificado por la comparación de las inclinaciones de sus curvas de indiferencia. Por tanto, Fritz y Helmut van a querer negociar entre si sus fichas de cerveza y salchichas.

El punto exacto del diagrama para el cual ellos se trasladarán depende, sin embargo, de la capacidad de negociación de cada uno de los divertidos camaradas. Si Fritz fuere más listo que Helmut, ellos intercambiarán fichas hasta encontrarse en P_0 , uno de los puntos para los cuales sus tasas marginales de sustitución se igualan. En este caso,

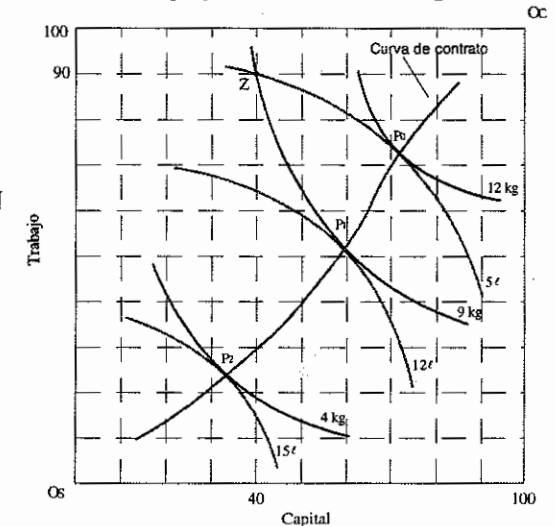
el nivel de utilidad de Helmut no habrá mejorado ni un poco (continúa en H_1), mas el de Fritz habrá mejorado bastante (pasa de F_2 a F_3). Si Helmut fuere mejor negociante y supiere conducir a su amigo, los dos podrán llegar a P_1 , punto situado en la misma curva de indiferencia F_2 para Fritz, pero bastante mejor para Helmut, que pasa de la curva H_1 a la curva H_2 .

Dado que el equilibrio en el intercambio es alcanzado cuando las tasas marginales de sustitución se igualan, los puntos de equilibrio deben ser tales que las curvas de indiferencia sean tangentes. La línea que une los puntos de tangencia es la llamada **curva de contrato de consumo**. Si los consumidores están en un punto fuera de la curva de contrato, es siempre preferible para ellos encaminarse para un punto de la curva de contrato, pues uno de ellos o ambos pueden ganar con la transacción, sin que ninguno de ellos salga perjudicado.

4.6.2. - PRODUCCION

Considérese ahora el ejemplo simplificado de una economía que produce sólo **dos mercaderías**, salchichas y cerveza. Supóngase que las industrias de ambos productos utilizan sólo **dos insumos**, trabajo y capital, y que el empleo inicial de esos insumos entre las industrias es aquella representada por el punto Z de la caja de Edgeworth de la Figura 4.6.2. Esto es, la industria de salchichas tiene 90 unidades de trabajo y 40 unidades de capital y la industria de cerveza tiene 10 unidades de trabajo y 60 unidades de capital.

FIGURA 4.6.2
PRODUCCION



Con base en las funciones de producción de salchichas y cerveza, fueron definidas, en la Figura 4.6.2, algunas isoquantas para la producción de ambas mercaderías.

Para el empleo inicial de insumos entre las industrias (punto Z), la tasa marginal de sustitución técnica de capital por trabajo es diferente para las dos industrias, lo que es indicado por las inclinaciones diferentes de sus isoquantas en el punto Z.

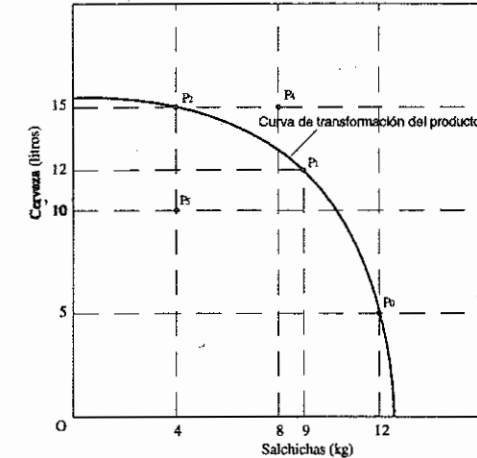
Este hecho implica que los insumos no están siendo empleados eficientemente entre las dos industrias. Específicamente, con las mismas cantidades totales de insumos, es posible trasladarse al punto P_0 , donde la producción de salchichas aumenta de 9 a 12 kg, sin que para eso sea necesario reducir el nivel de producción de cerveza (5 l). Por otro lado, trasladarse al punto P_1 significa aumentar la producción de cerveza de 5 a 12 litros, sin reducir la producción de salchichas (9 kg) o aumentar la cantidad total de insumos utilizada por las dos industrias.

Independientemente del punto elegido, **el empleo de insumos entre las industrias es eficiente cuando las tasas marginales de sustitución técnica entre los insumos se igualan para ambas industrias**. Los puntos correspondientes al empleo óptimo de insumos componen la **curva de contrato de producción**, que une los puntos de tangencia entre las isoquantas de la producción de salchichas y de la producción de cerveza. Si las industrias están en un punto fuera de la curva de contrato, es siempre socialmente deseable que ellas se encaminen a un punto de la curva de contrato, pues la producción de una de ellas o de ambas puede aumentar, sin que ninguna de ellas tenga que reducir la producción.

4.6.3. - LA CURVA DE TRANSFORMACION DEL PRODUCTO

Si el mapa de la curva de contrato de producción se traslada de la dimensión de insumo a la dimensión de producción, se obtiene la **curva de transformación del producto**. Por ejemplo, los puntos P_0 , P_1 y P_2 de la curva de contrato de producción de la Figura 4.6.2 están todos representados en la curva de transformación del producto de la Figura 4.6.3.

FIGURA 4.6.3
CURVA DE TRANSFORMACION DEL PRODUCTO



La curva de transformación del producto presenta la máxima producción de una mercadería que puede ser obtenida, a partir de una base dada de insumos, manteniéndose constante la producción de otra mercadería. Para esa base de insumos y la tecnología existente, es imposible alcanzar un punto fuera de la curva de transformación del producto (como P_4); es posible alcanzar un punto dentro de la curva de transformación (como P_3), pero no es eficiente; **la producción es eficiente si y solamente si ocurre en algún punto sobre la curva de transformación del producto**.

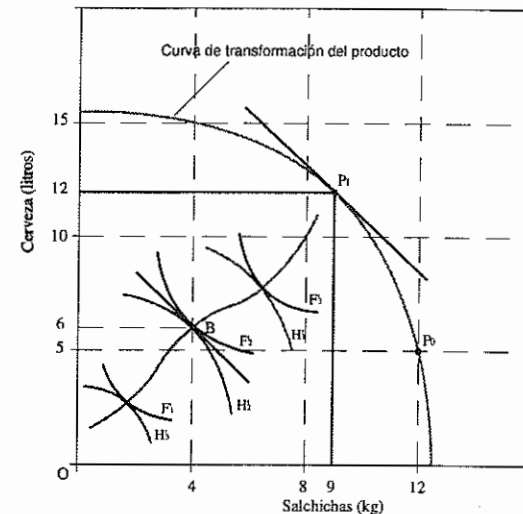
4.6.4. - PRODUCCION E INTERCAMBIO

Esta sección discute cómo los insumos deben ser empleados entre las industrias y cómo la producción de las mercaderías resulta distribuida entre los consumidores, para una base dada de insumos, conocidas las funciones de utilidad de los consumidores y las funciones de producción de las industrias.

La Figura 4.6.4 reproduce la curva de transformación del producto de la Figura 4.6.3. Se supone que la composición de producción en la economía es conocida, siendo aquella representada por el punto P_1 de la curva de transformación del producto (la cantidad producida de salchichas es 9 kg y la cantidad producida de cerveza es

12 litros). Entonces, se puede introducir una caja de Edgeworth, similar a aquella de la Figura 4.6.1, en la Figura 4.6.4: el ángulo superior derecho de la caja corresponde a la composición de producción de la economía, P_1 .

FIGURA 4.6.4
PRODUCCION E INTERCAMBIO



Las secciones 4.6.2 y 4.6.3 mostraron que la composición de producción de la economía es eficiente si y solamente si ocurre en un punto situado sobre la curva de transformación del producto.

El objetivo de esta sección es demostrar que, para una composición dada de producción, **la satisfacción de los consumidores es maximizada si las mercaderías fueren distribuidas de tal forma que se igualen la tasa marginal de transformación del producto - uno negativo por la inclinación de la curva de transformación del producto - y la tasa marginal de sustitución**. La Figura 4.6.4 permite observar que esa condición es satisfecha para el punto B de la curva de contrato de consumo entre los dos consumidores, Fritz y Helmut. Fritz consume 4 kg de salchichas y 6 litros de cerveza, Helmut queda con 5 kg de salchichas y 6 litros de cerveza.

Dos ejemplos numéricos (Mansfield [1985]) pueden demostrar fácilmente que la satisfacción de los consumidores es

maximizada, sólo si la condición arriba mencionada fuere cumplida.

Considérese inicialmente que la tasa marginal de sustitución de salchichas por cerveza de Fritz es 1 y que la tasa marginal de transformación del producto entre salchichas y cerveza es 2. La economía puede reducir su producción de cerveza en una unidad y aumentar su producción de salchichas en dos unidades, sin ampliar su base de insumos. Dar una unidad de salchichas a Fritz, a cambio de una unidad de cerveza, no modificará su nivel de satisfacción. Sobrará una unidad de salchichas, que ciertamente podrá ampliar el nivel de satisfacción de Helmut.

Por otro lado, si la tasa marginal de sustitución de salchichas por cerveza de Fritz es 2 y la tasa marginal de transformación del producto es 1, la economía puede aumentar la producción de salchichas en una unidad y entregarla a Fritz. La economía puede tomar dos unidades de cerveza de Fritz a cambio de la unidad adicional de salchicha, sin que él reduzca su nivel de satisfacción. Para producir la unidad adicional de salchicha, bastó que la economía produjese una unidad menos de cerveza. Por tanto sobra una unidad de cerveza, que podrá ampliar el nivel de satisfacción de Helmut.

Entonces, si la satisfacción de los consumidores no está siendo maximizada cuando la tasa marginal de sustitución es menor que la tasa marginal de transformación del producto, ni cuando la tasa marginal de sustitución es mayor que la tasa marginal de transformación del producto, se concluye que la satisfacción de ellos es maximizada solamente cuando las dos tasas se igualan.

4.7. - ECONOMIA DEL BIENESTAR

La **economía del bienestar** estudia las condiciones en que la **solución para un modelo de equilibrio general es óptima** (Salvatore [1977]). Ese ramo de la Microeconomía se ocupa básicamente del problema del empleo óptimo de los recursos - insumos entre industrias y mercaderías entre consumidores.

Una **limitación** importante de la economía del bienestar está en el hecho de que no hay manera científicamente válida de hacerse

comparaciones interpersonales de utilidad. De ese modo, sus principios no pueden sustituir juicios éticos o de valor, en decisiones que involucren cambios en la **distribución de renta**.

Aún así, prácticamente todos los economistas aceptan la proposición de que **es deseable todo cambio que no perjudique a nadie y beneficie a alguien**, desde el punto de vista de las personas involucradas. Este criterio, llamado **criterio de Pareto**, evita la cuestión de la distribución de renta. **La realización de todos los cambios de ese tipo, que fueren posibles, conduce a una situación óptima de Pareto** (Mansfield [1985]).

Existen **tres condiciones** necesarias para que un empleo dado de recursos sea óptimo de Pareto. La primera condición se refiere al empleo óptimo de mercaderías entre consumidores: **la tasa marginal de sustitución entre cualquier par de mercaderías debe ser la misma para todos los consumidores**.

La segunda condición se refiere al empleo óptimo de insumos entre productores: **la tasa marginal de sustitución técnica entre cualquier par de insumos debe ser la misma para todas las mercaderías**.

Esas dos condiciones ya fueron probadas en las Secciones 4.6.1 y 4.6.2 para el caso de una economía simplificada, compuesta de sólo dos consumidores, dos insumos y dos mercaderías. La generalización de lo que fue demostrado en aquellas secciones es trivial, bastando imaginarse que, para cada par de consumidores (primera condición) o de mercaderías (segunda condición), es agregado un tercer elemento al análisis. Evidentemente, los equilibrios considerando el primer y el tercer elementos o el segundo y el tercer elementos obedecen a la misma lógica que rige el equilibrio del primer y del segundo elementos. Por tanto, las tasas marginales de sustitución (primera condición) deben igualarse para los tres consumidores y las tasas marginales de sustitución técnica (segunda condición) deben igualarse para las tres mercaderías. Sucesivamente, otros consumidores (primera condición) o mercaderías (segunda

condición) podrían ser adicionados y el mismo raciocinio hecho para tres elementos permanece válido, generalizando para n-dimensiones las demostraciones de las Secciones 4.6.1 y 4.6.2.

La tercera condición se refiere tanto al empleo óptimo de insumos entre productores como al empleo óptimo de mercaderías entre consumidores: **la tasa marginal de sustitución entre cualquier par de mercaderías debe ser igual a la respectiva tasa marginal de transformación del producto**.

La Sección 4.6.4 probó esta proposición para el caso de un único par de mercaderías y un único par de consumidores. Su generalización para el caso de cualquier número de consumidores y cualquier número de productores también es trivial, bastando que la generalización de la primera condición sea considerada (cualquier número de consumidores) y que el problema de intercambio-producción sea comprendido en un espacio n-dimensional (para n productos).

4.7.1. - LA CURVA DE LAS POSIBILIDADES DE LA GRAN UTILIDAD Y LA FUNCION DEL BIENESTAR SOCIAL

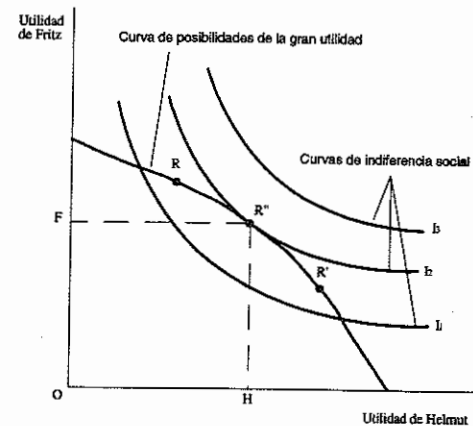
Las tres condiciones necesarias para el empleo óptimo de los recursos no definen una única solución para el problema. Tales condiciones escapan de la cuestión de la **distribución de renta**. Resulta definida una solución única para el problema del empleo óptimo de recursos si, y solamente si, una estructura dada de distribución de renta determina el nivel de producción de cada mercadería.

Retornando al ejemplo de la Figura 4.6.4, podemos verificar que las cantidades iniciales producidas de salchichas y cerveza eran, respectivamente, 9 kg y 12 litros. Para esas cantidades totales, la tercera condición para el empleo óptimo de los recursos determina que las mercaderías serán intercambiadas entre los consumidores, de forma que ellos terminen en el punto B de la Figura 4.6.4.

La distribución de mercaderías entre Fritz y Helmut en el punto B implica que cada uno de ellos alcanza un determinado nivel

en su función ordinal de utilidad. Admítase que el par de niveles de utilidad alcanzado por los dos amigos corresponde al punto R de la Figura 4.7.1. Supóngase ahora que la cantidad total producida de salchichas es 12 kg y de cerveza es 5 litros. El punto correspondiente en la curva de transformación del producto de la Figura 4.6.4 es P_0 . A partir de una nueva caja de Edgeworth, con vértice en P_0 , es posible determinar los nuevos niveles de utilidad alcanzados por Fritz y Helmut. Se puede admitir que tales niveles de utilidad corresponderían al punto R' de la Figura 4.7.1.

FIGURA 4.7.1
CURVA DE POSIBILIDADES DE LA GRAN UTILIDAD Y
CURVAS DE INDIFFERENCIA SOCIAL



Repitiendo ese proceso para todos los puntos de la curva de transformación del producto, se obtiene la curva de posibilidades de la gran utilidad de la Figura 4.7.1. Esa curva presenta todos los posibles pares de niveles de utilidad de Fritz y Helmut que satisfacen a las tres condiciones para el empleo óptimo de recursos. **La curva de posibilidades de la gran utilidad es el lugar geométrico de los óptimos de Pareto referentes a cada posible distribución de renta.**

Considerando la distribución de renta como variable, es posible trasladarse de un punto a otro de la curva de posibilidades de la gran utilidad. En esa curva, no son posibles alteraciones de Pareto, esto es, alteraciones que no resulten en pérdidas para ninguno de los individuos y sean ventajosas como mínimo para uno de ellos.

Por lo menos teóricamente, la sociedad puede construir una **función de bienestar social**, representando una **medida agregada del nivel de satisfacción de la sociedad**. La definición de una función de bienestar social implica en aceptar la noción de comparación interpersonal de utilidad. Se asume que tal función depende exclusivamente del nivel de utilidad alcanzado por cada individuo, llevándose en cuenta el “merecimiento” de cada uno. Este es un juicio de valor, idealmente resultante de consenso político. Se puede asumir que la función de bienestar social es representada por **curvas de indiferencia social**, I_1 , I_2 , e I_3 en la Figura 4.7.1.

El objetivo de la sociedad como un todo sería, simplemente, la maximización del bienestar social, descrito por su función. Esa maximización está sujeta a la restricción de la disponibilidad de recursos, descrita por la curva de posibilidades de la gran utilidad. En la Figura 4.7.1, la más alta curva de indiferencia social que puede ser alcanzada es I_2 y el **punto de máximo bienestar social** es R'' . Ese enfoque, de carácter puramente teórico, determina una solución única para el problema de la Sección 4.6.4.

4.7.2. - COMPETENCIA PERFECTA Y EFICIENCIA ECONOMICA

Una de las conclusiones fundamentales de la teoría microeconómica es que **una economía perfectamente competitiva satisface las tres condiciones para maximización del bienestar**, presentadas en el inicio de la Sección 4.7. Las demostraciones referentes a cada una de las tres condiciones, que son presentadas a continuación, fueron directamente transcritas de Mansfield [1985].

La primera condición para la maximización del bienestar social es que la tasa marginal de sustitución entre cualquier par de mercaderías debe ser la misma para todos los consumidores. Para verificar que esta condición es satisfecha bajo competencia perfecta, basta recordar (ver sección 4.1.7) que los consumidores escogen sus canastas de consumo de forma que la tasa marginal de sustitución entre cualquier par de mercaderías sea igual a la razón entre los precios del par de mercaderías (ecuación 4.1.8). Ya que los precios

son los mismos para todos los consumidores bajo competencia perfecta, se concluye que la tasa marginal de sustitución entre cualquier par de mercaderías debe ser la misma para todos los consumidores.

La segunda condición para la maximización del bienestar es que la tasa marginal de sustitución técnica entre cualquier par de insumos debe ser la misma para todos los productos. Para verificar que esta condición también es satisfecha bajo competencia perfecta, basta recordar (ver Sección 4.2.10) que los productores escogen las cantidades de cada insumo a ser utilizadas, de forma que la tasa marginal de sustitución técnica entre cualquier par de insumos iguale la razón entre los precios de aquel par de insumos (ecuación 4.2.9). Ya que los precios de los insumos son los mismos para todos los productores bajo competencia perfecta, se concluye que la tasa marginal de sustitución técnica debe ser la misma para todos los productores.

La tercera condición para la maximización del bienestar es que la tasa marginal de transformación del producto debe igualar la tasa marginal de sustitución para cualquier par de mercaderías. Para verificar que esta condición también es satisfecha bajo competencia perfecta, se debe inicialmente recordar que la tasa marginal de transformación del producto es el número de unidades de una mercadería A que dejan de ser producidas para permitir la producción de una unidad adicional de una mercadería B, manteniéndose constante la base de insumos. El costo de producción de una unidad adicional de cualquier mercadería es su costo marginal. Para saber el número de unidades de la mercadería A que dejan de ser producidas para la producción de una unidad adicional de B, se debe dividir el costo marginal de B por el costo marginal de A. Por tanto, bajo competencia perfecta, la tasa marginal de transformación del producto A en el producto B iguala la razón entre el costo marginal de B y el costo marginal de A.

De las Secciones 4.3.2 y 4.3.3, se puede recordar que, bajo competencia perfecta, el precio iguala el costo marginal. Consecuentemente, la tasa marginal de transformación del producto

A en el producto B también es igual a la razón entre el precio del producto B y el precio del producto A. Como la tasa marginal de sustitución del producto A por el producto B también es igual a la razón entre el precio del producto B y el precio del producto A, bajo competencia perfecta (ver Sección 4.1.7), se concluye que la tasa marginal de transformación del producto A en el producto B iguala la tasa marginal de sustitución del producto A por el producto B. Obviamente, la demostración anterior es válida para cualquier par de productos considerado.

4.7.3. - COMPETENCIA IMPERFECTA Y TARIFICACION A COSTOS MARGINALES

Las condiciones que garantizan el empleo óptimo de los recursos en una economía perfectamente competitiva no son satisfechas en una economía en que existan industrias monopolizadas u oligopolizadas. Recordando las conclusiones de la Sección 4.4, industrias organizadas bajo condiciones de monopolio u oligopolio producen menos y estipulan precios más altos de lo que harían bajo condiciones de competencia perfecta. En consecuencia, los recursos de la sociedad se concentran excesivamente en las industrias que permanecen competitivas.

Como ninguna economía en el mundo real es perfectamente competitiva, es inmediato concluir que el empleo óptimo de los recursos de la sociedad es una meta que no puede ser alcanzada completamente. Además de eso, aun cuando la competencia perfecta fuese posible en la realidad, ella no representaría una panacea social, pues no resolvería el problema de una injusta distribución de renta. Competencia perfecta es, simplemente, un modelo útil para análisis económicos.

Como corolario de las conclusiones de la Sección 4.7.2, muchos economistas pasaron a sugerir la adopción de costos marginales en la fijación de precios o tarifas para industrias monopolizadas de propiedad estatal o privada. Tales precios reproducirían los resultados de un mercado perfectamente competitivo, en sectores de la economía estructuralmente no competitivos, con miras al empleo óptimo de los recursos de la sociedad.

CAPITULO 5

ECONOMIA DE TARIFICACION A COSTOS MARGINALES

**Un análisis de los problemas asociados a la tarificación a
costos marginales, desde el punto de vista de la teoría
económica**

CAPITULO 5

Economía de Tarificación a Costos Marginales: Un análisis de los problemas asociados a la tarificación a costos marginales, desde el punto de vista de la teoría económica

La teoría de la tarificación a costos marginales tuvo su desarrollo inicial en trabajos de Dupuit [1932] y Hotelling [1938]. Ruggles [1949-50] elaboró una amplia revisión de los trabajos publicados hasta entonces sobre el asunto. El desarrollo de la teoría, especialmente para aplicación en el sector de energía eléctrica, recibió gran contribución de los trabajos de Boiteux [1949], Steiner [1957], Boiteux y Stasi [1964], Williamson [1966], Turvey [1968], "Symposium on Peak Load Pricing" [1976], Turvey y Anderson [1977], Canadian Electrical Association [1978], Crew y Kleindorfer [1979], Francony [1979], Munasinghe [1979 y 1980], Munasinghe y Warford [1982], Mannier [1983], Albouy [1983], Francony et al. [1984] y Munasinghe [1990]. El contenido de este Capítulo se basa principalmente en Munasinghe y Warford [1982] que es una referencia obligatoria sobre el asunto.

Este Capítulo presenta un análisis de los problemas asociados a la tarificación a costos marginales, desde el punto de vista de la teoría económica.

Analiza inicialmente la cuestión del **equilibrio financiero**, demostrando que **costos unitarios crecientes determinan beneficios económicos** en la tarificación a costos marginales. Por otro lado, muestra que precio igual a costo marginal significa **perjuicio económico, cuando el costo unitario es decreciente**.

El Capítulo prosigue con la demostración que el **precio óptimo** es el **costo marginal social**, que incluye los **costos de racionamientos e interrupciones**.

La inclusión en la tarifa de esos costos sufridos por los propios consumidores es justificada por el hecho que la decisión de

un consumidor en aumentar su consumo (la llamada **decisión marginal de consumo**) implica costos para los demás consumidores, que ven aumentados sus riesgos de no ser atendidos.

Una adecuada **señal de precio** debe transferir al consumidor el análisis costo-beneficio en la toma de sus decisiones marginales de consumo. Los costos para la sociedad, derivados del aumento de consumo, incluyen inversiones, gastos operacionales adicionales y el incremento en los costos de interrupción y racionamiento.

Relacionada a ese concepto de precio óptimo está la definición de **confiabilidad óptima**. Este Capítulo demuestra que la confiabilidad es óptima cuando **el costo marginal de largo plazo iguala el costo marginal de corto plazo**.

Esa constatación se deriva del hecho de que sólo es económicamente recomendable expandir un sistema, cuando los costos de la utilización más intensiva del sistema existente (costos de generación térmica más cara, costos adicionales de interrupción, racionamiento y pérdidas) exceden los costos de la expansión.

Otro problema analizado es el de la **indivisibilidad de inversiones**, que puede ser importante especialmente en sistemas generadores. Para permitir el aprovechamiento de economías de escala, las unidades generadoras incorporadas al sistema pueden crear **excedentes temporarios de capacidad**. En ese caso, esos excedentes temporarios **se alternan con períodos de insuficiencia de capacidad**, antecediendo la entrada en operación de cada nueva planta.

Una de las implicaciones de este hecho es una **gran variación en los costos marginales de corto plazo**. Para evitar una exagerada e inconveniente oscilación de las tarifas, se suele sugerir, en esas situaciones, la **tarificación a costos marginales de largo plazo**.

Este Capítulo también presenta las motivaciones básicas de la **diferenciación horaria y estacional de las tarifas eléctricas**,

derivadas del hecho de que los costos de suministro de cargas adicionales pueden variar mucho, si, por ejemplo, esas cargas incrementan la demanda de punta o el consumo en la madrugada.

Frecuentemente, sólo el aumento de la demanda de punta provoca la necesidad de expansión de la capacidad del sistema. En esa condición, **sólo el consumidor del período de punta debe ser gravado con los costos de la expansión**.

El Capítulo discute, a continuación, **precios-sombra de insumos**, presentando una rápida introducción a las metodologías de obtención de esos precios, que representan los **costos de oportunidad** de los recursos económicos utilizados por la industria eléctrica. Las tarifas eléctricas deben ser idealmente obtenidas a partir de costos marginales calculados con base en los precios-sombra de los bienes y servicios utilizados como insumos físicos para el sistema.

Un análisis de las metodologías de obtención de **escenarios de mercado y de planificación de la expansión del sistema** bajo un contexto de **incertidumbres** cierra el Capítulo. Se concluye que planificar considerando incertidumbres puede conducir a **más altos costos marginales de expansión**. Planes de expansión flexibles que se adapten bien a diversos escenarios de mercado usualmente tornan menos atractivas las inversiones de gran tamaño y de mayores economías de escala. Como contrapartida, se reducen los **arrepentimientos** en el caso de la realización de escenarios muy diferentes al más probable.

5.1. - COSTOS UNITARIOS CRECIENTES

De acuerdo con lo expuesto en el Capítulo 2, las **concesionarias de generación de energía eléctrica no actúan en una industria clasificada como monopolio natural**. La industria de generación presenta, en general, **costos crecientes**, especialmente en sistemas predominantemente hidroeléctricos.

A pesar de eso, como también fue discutido en el Capítulo 2, la actividad de generación de energía eléctrica **tampoco es una típica**

industria competitiva. Una empresa generadora será más o menos competitiva, conforme obtenga o no la concesión de los sitios más económicos para aprovechamiento hidroeléctrico o también cuando tenga acceso o no a los combustibles más baratos para generación térmica.

Una opción para la regulación de tarifas de generación de energía eléctrica, que recientemente viene fortaleciéndose a nivel mundial, es el llamado **servicio por el precio** (ver Capítulo 3). El **otorgamiento de concesión** para instalaciones de generación pasa a ser precedido de una **licitación** por el criterio del menor precio de prestación del servicio. Esa solución exige permanente seguimiento de la comercialización por el órgano regulador, para garantizar que la energía sea siempre vendida al precio ganador de la licitación.

Otra opción, aplicada por ejemplo en Chile y Francia, es la **tarificación a costo marginal**. Esta opción tiene la ventaja de ser **más compatible con la libre comercialización** de la energía como un “commodity” (Bitu y Born [1993]), pues, como fue demostrado en el Capítulo 4, los precios en mercados competitivos tienden a los costos marginales. El mayor inconveniente para este tipo de política tarifaria en la generación, si los costos unitarios fueren crecientes, es la **excesiva lucratividad** proporcionada.

También para las concesionarias **integradas verticalmente**, que prestan servicios de generación, transmisión y distribución, los costos unitarios suelen presentarse crecientes. Eso ocurre porque las inversiones en generación son, en general, preponderantes en la formación de los costos totales de prestación de los servicios de energía eléctrica.

Por todo eso, es importante analizar la cuestión del equilibrio financiero en la tarificación a costos marginales, en las situaciones en que los costos unitarios son crecientes. Este es el objetivo de esta Sección que, para eso, recurre a un ejemplo simplificado.

La Figura 5.1 presenta el diagrama de oferta y demanda de una concesionaria de energía eléctrica, en un caso simplificado, para

lo cual tanto las curvas de costos como la curva de demanda son lineales. Se asume que los **costos unitarios** son crecientes para un determinado rango de cantidades, iniciado en Q_0 . En ese rango, los costos unitarios son estimados por la ecuación:

$$CU(q) = a + b(q - Q_0) = a - bQ_0 + bq \quad (5.1)$$

donde q es el nivel de producción ($q \geq Q_0$). Por tanto, la curva de **costos totales** queda definida por la función cuadrática:

$$CT(q) = CU(q) \cdot q = (a - bQ_0)q + bq^2 \quad (5.2)$$

y la curva de **costos marginales** por la función lineal:

$$CM(q) = a - bQ_0 + 2bq \quad (5.3)$$

Para un monopolio, la curva de demanda de la empresa es la propia curva de demanda del mercado. En el diagrama de la Figura 5.1, la curva de **demand** del mercado, relacionando el precio (p) a la cantidad (q), es definida por la ecuación:

$$p(q) = h - cq \quad (5.4)$$

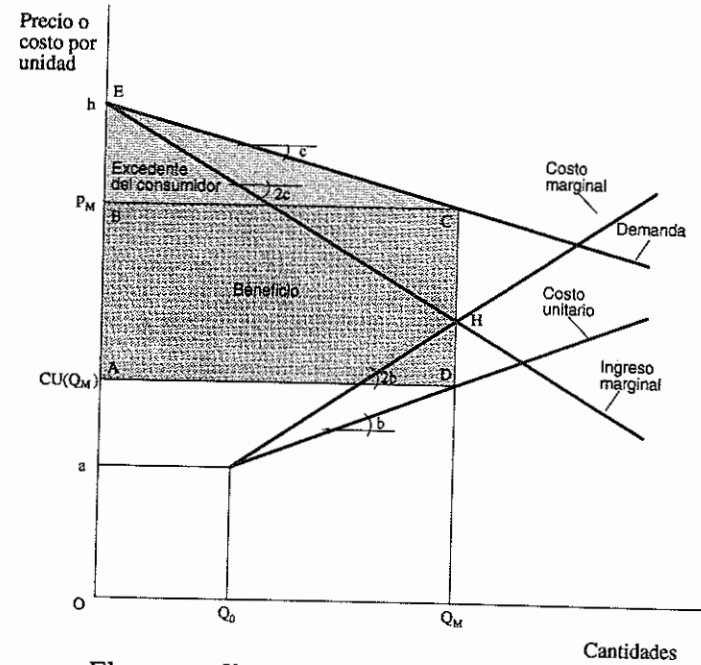
En este caso, la curva de **ingreso total** es definida por la función cuadrática:

$$IT(q) = p(q) \cdot q = hq - cq^2 \quad (5.5)$$

y la curva del **ingreso marginal** por la función lineal:

$$IM(q) = h - 2cq \quad (5.6)$$

FIGURA 5.1
MONOPOLIO NO REGULADO CON COSTOS CRECIENTES



El monopolio no regulado escogerá su nivel de producción (Q) de forma que se maximice su beneficio o ingreso neto. El ingreso neto es definido por:

$$IN(Q) = IT(Q) - CT(Q) \quad (5.7)$$

siendo maximizado para:

$$\frac{dIN(Q)}{dq} = \frac{d[IT(Q) - CT(Q)]}{dq} = IM(Q) - CM(Q) = 0$$

Por tanto, como fue visto en la Sección 4.4, el beneficio del monopolio es máximo para el nivel de producción que iguala el ingreso marginal y el costo marginal. O sea, para:

$$IM(Q) = CM(Q) \quad (5.8)$$

En el ejemplo de la Figura 5.1, el equilibrio del monopolio no regulado se dará con referencia al punto H del diagrama, para un nivel de producción Q_M y un precio p_M . El ingreso neto (beneficio) maximizado corresponde a:

$$IN(Q_M) = [p_M - CU(Q_M)] \cdot Q_M \quad (5.9)$$

que es el área del rectángulo ABCD.

Se puede definir el beneficio de la producción para la sociedad como la diferencia entre la disposición a pagar de los consumidores y el costo total de la producción. Matemáticamente, el beneficio neto para un nivel dado de producción, Q , es definido por la ecuación:

$$BS(Q) = \int_0^Q p(q) dq - \int_0^Q CM(q) dq \quad (5.10)$$

En el ejemplo de la Figura 5.1, el beneficio social, para el nivel de producción del monopolio no regulado, Q_M , equivale a:

$$BS(Q_M) = \int_0^{Q_M} (h - cq) dq - CU(Q_M) \cdot Q_M \quad (5.11)$$

que corresponde al área del trapecio AECD. Como ya vimos, el productor obtiene la mayor parte de ese beneficio social total, pues su beneficio corresponde al área ABCD. La parte del beneficio que queda con el consumidor es el llamado excedente del consumidor (EC), que equivale a:

$$EC(Q) = \int_0^Q p(q) dq - p(Q)Q \quad (5.12)$$

En el ejemplo de la Figura 5.1, el excedente del consumidor es dado por:

$$EC(Q_M) = \int_0^{Q_M} (h - cq) dq - p_M \cdot Q_M \quad (5.13)$$

que corresponde al área del triángulo BEC.

Naturalmente, cualquiera que sea el nivel de producción, es siempre verdadera la relación:

$$BS(Q) = IN(Q) + EC(Q) \quad (5.14)$$

La **regulación del monopolio** puede definir el precio y el nivel de producción con el objetivo de **maximizar el beneficio de la producción para la sociedad**, definido por la ecuación 5.10.

El beneficio social es máximo para:

$$\frac{dBS(Q)}{dQ} = p(Q) - CM(Q) = 0$$

o sea, para el nivel de producción en que **el precio iguala el costo marginal**:

$$p(Q) = CM(Q) \quad (5.15)$$

Este análisis de equilibrio parcial (ver sección 4.4) demuestra, por tanto, que el beneficio social de la industria es maximizado, si y solamente si las condiciones de **equilibrio de competencia perfecta** fueren satisfechas.

Bajo un enfoque más amplio, el análisis de equilibrio general demuestra que la competencia perfecta, en todos los sectores de la economía, garantizaría el empleo óptimo de los recursos de la sociedad (ver Sección 4.7). Con base en esa conclusión, la teoría sugiere que la tarificación a costos marginales sea adoptada en todos los sectores no competitivos de la economía, con el fin de optimizar el empleo de los recursos.

El monopolista del ejemplo de la Figura 5.1 debería entonces tener su precio regulado, de forma que se reproduzca el equilibrio de demanda y oferta de la competencia perfecta, lo que corresponde al punto G de la Figura 5.2, a un nivel de producción Q_R y a un precio P_R .

La fijación del precio hace que el monopolista enfrente una **curva de demanda modificada**, que puede ser descrita por:

$$p(Q) = p_R \quad (5.16)$$

Para esta otra curva de demanda, el monopolista maximiza su beneficio o ingreso neto si:

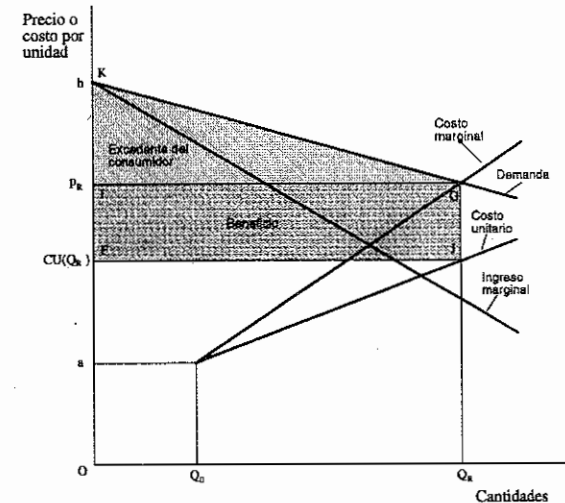
$$\frac{dIN(Q)}{dq} = \frac{d[p_R Q - CT(Q)]}{dq} = p_R - CM(Q) = 0$$

o sea:

$$p_R = CM(Q) \quad (5.17)$$

lo que ocurre para el nivel de producción Q_R .

FIGURA 5.2
MONOPOLIO REGULADO CON COSTOS CRECIENTES



Por tanto, la regulación del precio en p_R hace que el monopolista naturalmente fije su nivel de producción en Q_R . Esto significa que el órgano responsable de la regulación no necesita controlar el nivel de producción del monopolio, una vez fijado el precio en p_R ; al contrario de lo que ocurre en el proceso de tarificación por el costo del servicio, cuando los costos unitarios son crecientes (ver Sección 2.8).

En el ejemplo, el beneficio o **ingreso neto** del monopolista regulado se modifica para:

$$IN(Q_R) = [p_R - CU(Q_R)] \cdot Q_R \quad (5.18)$$

que es área del rectángulo FIGJ. Puede observarse que ocurre una reducción en el beneficio del monopolista, en relación al caso no regulado. Esa reducción corresponde a la diferencia entre las áreas de los rectángulos ABCD de la Figura 5.1 y FIGJ de la Figura 5.2. El **beneficio de la producción para la sociedad es maximizado**, alcanzando:

$$BS(Q_R) = \int_0^{Q_R} (h - cq) dq - CU(Q_R) \cdot Q_R \quad (5.19)$$

Tal valor corresponde al área del trapecio FKGJ.

Después de la regulación del monopolio, el **excedente del consumidor** pasa a:

$$EC(Q_R) = \int_0^{Q_R} (h - cq) dq - p_R \cdot Q_R \quad (5.20)$$

que es el área del triángulo IKG. La ampliación en el beneficio del consumidor, debida a la tarificación por el costo marginal, corresponde, por tanto, a la diferencia entre las áreas de los triángulos IKG de la Figura 5.2 y BEC de la Figura 5.1.

Es fácil observar que el **beneficio para la sociedad debido a la regulación** (BR) equivale al área del triángulo HCG en la Figura 5.3. Eso porque:

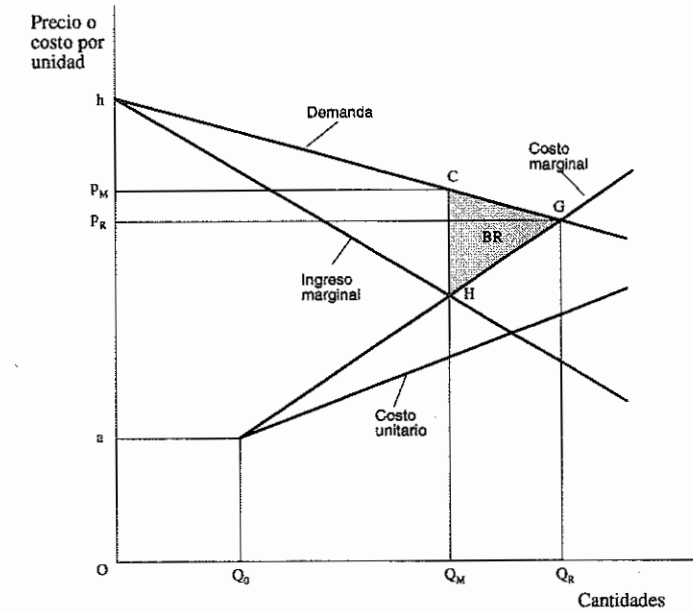
$$BR = BS(Q_R) - BS(Q_M)$$

$$BR = \int_0^{Q_R} (h - cq) dq - \int_0^{Q_R} CM(q) dq - \left[\int_0^{Q_M} (h - cq) dq - \int_0^{Q_M} CM(q) dq \right]$$

o sea:

$$BR = \int_{Q_M}^{Q_R} (h - cq) dq - \int_{Q_M}^{Q_R} CM(q) dq \quad (5.21)$$

FIGURA 5.3
MONOPOLIO CON COSTOS CRECIENTES
BENEFICIO SOCIAL DE LA REGULACION



Es importante notar que el proceso de regulación de la tarifa al costo marginal no implica ausencia de **beneficios económicos para la concesionaria**, como impone el sistema de tarificación por el costo del servicio. Al contrario, **para el caso de costos unitarios crecientes, el ingreso neto de la concesionaria es siempre positivo**, pues el costo marginal, por imposición matemática, es superior al costo unitario.

Esto queda evidenciado por la aplicación de la ecuación 5.7 en el contexto del precio regulado, o sea:

$$IN(Q_R) = IT(Q_R) - CT(Q_R)$$

Sustituyéndose las expresiones 5.2 y 5.5 en la ecuación anterior, se tiene:

$$IN(Q_R) = p_R Q_R - CU(Q_R) \cdot Q_R$$

y, como $p_R = CM(Q_R)$,

$$IN(Q_R) = Q_R [CM(Q_R) - CU(Q_R)] \quad (5.22)$$

Por imposición geométrica (ver Sección 4.2), siempre que el costo unitario sea creciente, el costo marginal es superior al costo unitario, por tanto:

$$CM(Q_R) > CU(Q_R)$$

$$IN(Q_R) > 0$$

5.2. - COSTOS UNITARIOS DECRECIENTES

El hecho que la mayor parte de las concesionarias de distribución de energía eléctrica presente costos decrecientes hace necesario discutir también este caso, que corresponde al monopolio natural clásico: industrias que presentan costos decrecientes para una única empresa con el aumento de su nivel de producción, por lo menos hasta el límite impuesto por la demanda del mercado. La caracterización de esa condición continúa siendo la más indiscutible y frecuente razón para la regulación de precio y beneficios de una empresa por el poder público.

El diagrama de oferta y demanda de la Figura 5.4, análogo al de la Figura 5.1, representa el mercado de una empresa monopolista, asumiéndose que los **costos unitarios** de producción son decrecientes y estimados, en el rango desde Q_1 hacia Q_2 , por la ecuación:

$$CU(q) = a' - b' q \quad (5.23)$$

donde q es el nivel de producción ($Q_1 \leq q \leq Q_2$). Por tanto, la curva de **costos totales** es definida por la función:

$$CT(q) = CU(q) \cdot q = a' q - b' q^2 \quad (5.24)$$

y la curva de **costos marginales** por la función:

$$CM(q) = a' - 2b' q \quad (5.25)$$

La curva de demanda de la empresa monopolista, que es la propia curva de **demanda** del mercado, está dada por:

$$p(q) = h' - c' q \quad (5.26)$$

Entonces, la curva de **ingreso total** es definida por la función:

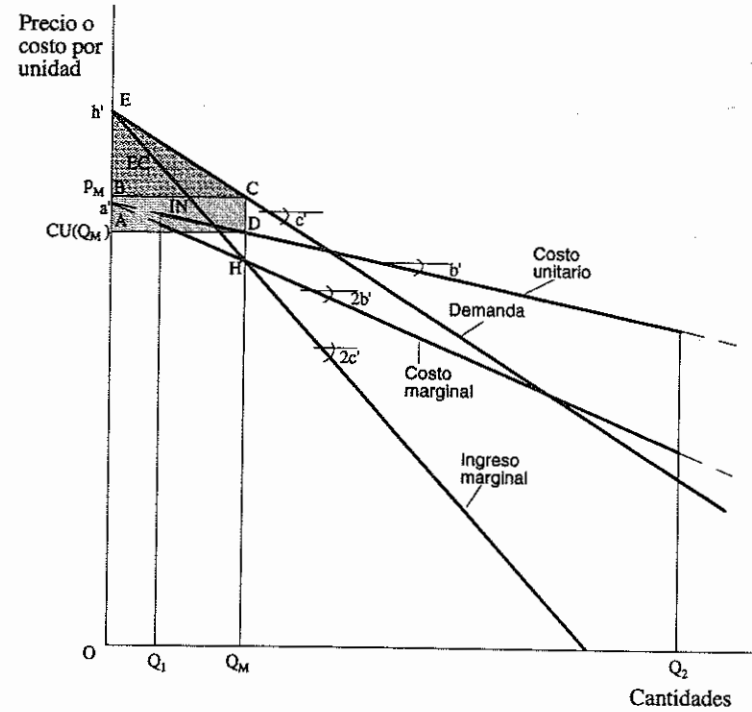
$$IT(q) = p(q) \cdot q = h' q - c' q^2 \quad (5.27)$$

y la curva del **ingreso marginal** por la función:

$$IM(q) = h' - 2c' q \quad (5.28)$$

El **monopolio no regulado** definirá su nivel de producción, con el objetivo de **maximizar su beneficio** o ingreso neto. Como vimos en la Sección 4.4, **el ingreso neto es maximizado para el nivel de producción que iguala el ingreso marginal al costo marginal**. La deducción de la ecuación 5.8 es válida, independientemente de la tendencia de los costos unitarios.

FIGURA 5.4
MONOPOLIO NO REGULADO CON COSTOS DECRECIENTES



En la Figura 5.4, el equilibrio del monopolio no regulado se dará con referencia al punto H del diagrama, para un nivel de producción Q_M y un precio p_M . El **ingreso neto** maximizado corresponde a:

$$IN(Q_M) = [p_M - CU(Q_M)] \cdot Q_M \quad (5.29)$$

que es el área del rectángulo ABCD.

El correspondiente **beneficio de la producción para la sociedad**, definido como en la ecuación 5.10, equivale a:

$$BS(Q) = \int_0^{Q_M} (h' - c' q) dq - CU(Q_M) \cdot Q_M \quad (5.30)$$

que corresponde al área del trapecio AECD.

Para el nivel de producción Q_M , el **excedente del consumidor**, descrito por la ecuación 5.12, equivale a:

$$EC(Q_M) = \int_0^{Q_M} (h' - c' q) dq - p_M \cdot Q_M \quad (5.31)$$

o sea, el área del triángulo BEC.

La **regulación del monopolio**, buscando maximizar el beneficio neto de la producción, reproduce las condiciones correspondientes al **equilibrio en competencia perfecta**, definido conforme la ecuación 5.15. En la Figura 5.5, eso corresponde al punto G, a un nivel de producción Q_R y a un precio p_R igual al costo marginal, $CM(Q_R)$.

Utilizando la ecuación 5.22, se puede observar que el **ingreso neto** del monopolista regulado será necesariamente negativo ($IN(Q_R) < 0$), porque:

$$CM(Q_R) < CU(Q_R)$$

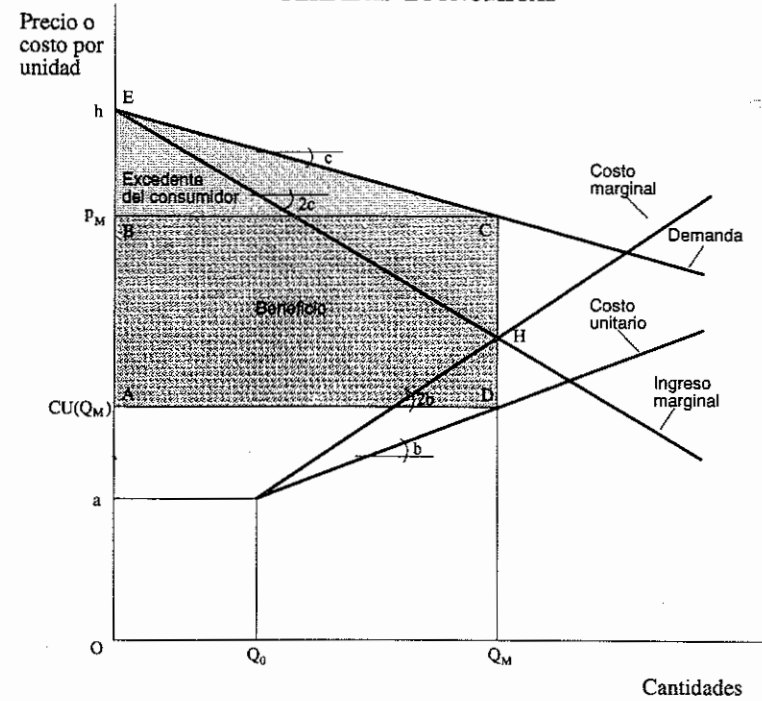
siempre que el costo unitario sea decreciente (ver Sección 4.2). O sea, en este caso, **el monopolista regulado sufre pérdidas económicas**. Esto significa que el monopolista **no permanecerá espontáneamente en el negocio**.

Las pérdidas económicas equivalen a:

$$IN(Q_R) = [p_R - CU(Q_R)] \cdot Q_M \quad (5.32)$$

que es el área del rectángulo FIJG de la Figura 5.5.

FIGURA 5.5
MONOPOLIO REGULADO CON COSTOS DECRECIENTES
PERDIDAS ECONOMICAS



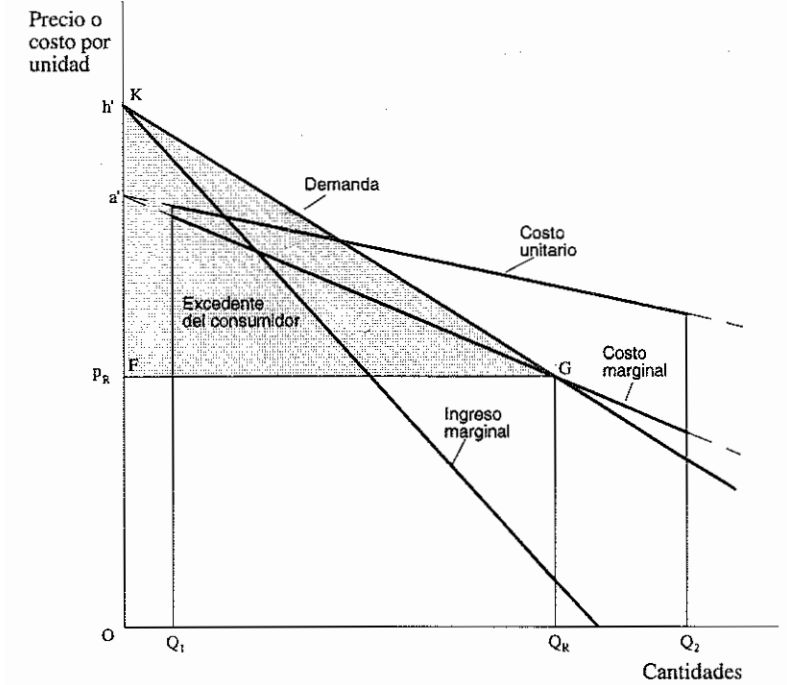
El **excedente del consumidor**, para el precio regulado, pasa a ser (ver ecuación 5.20):

$$EC(Q_R) = \int_0^{Q_R} (h' - c' q) dq - p_R \cdot Q_R \quad (5.33)$$

que es el área del triángulo FKG (ver Figura 5.6).

El **beneficio de la producción para la sociedad** en el monopolio regulado, $BS(Q_R)$, es la diferencia entre el excedente del consumidor y las pérdidas económicas del productor, o sea, la diferencia entre las áreas del triángulo FKG de la Figura 5.6 y del rectángulo FIJG de la Figura 5.5.

FIGURA 5.6
MONOPOLIO REGULADO CON COSTOS DECRECIENTES



Matemáticamente:

$$BS(Q_R) = EC(Q_R) + IN(Q_R)$$

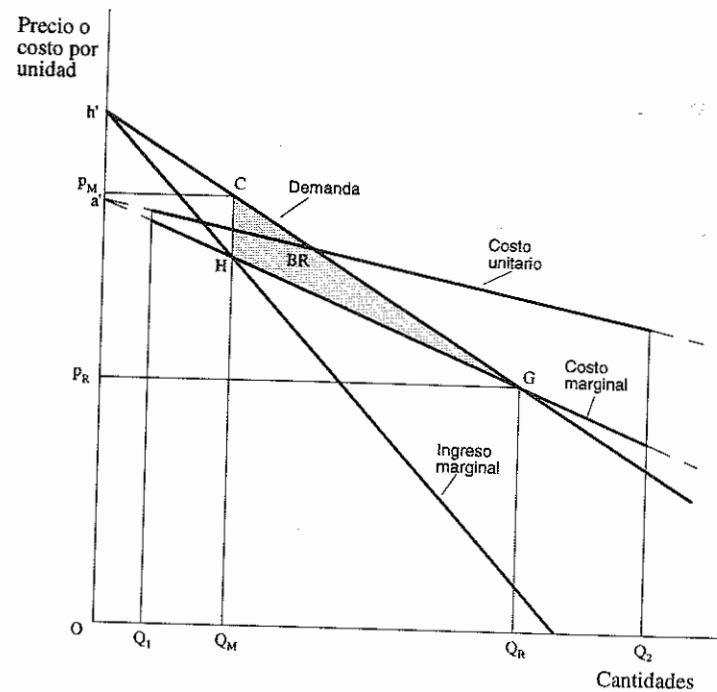
donde $IN(Q_R)$ es necesariamente negativo.

El **beneficio para la sociedad debido a la regulación** está dado por (ver ecuación 5.21):

$$BR = \int_{Q_M}^{Q_R} (h' - c' q) dq - \int_{Q_M}^{Q_R} CM(q) dq \quad (5.34)$$

que es el área del triángulo HCG (ver Figura 5.7)

FIGURA 5.7
MONOPOLIO REGULADO CON COSTOS DECRECIENTES BENEFICIO
SOCIAL DE LA REGULACION



5.3. - CONFIABILIDAD DE SISTEMAS ELECTRICOS

Los estudios de confiabilidad de sistemas eléctricos pueden ser clasificados de acuerdo con el nivel de agregación de la representación del sistema, usualmente llamado nivel jerárquico (NJ) del modelaje (Schilling et al. [1984], Silva et al. [1989]).

Estudios de **nivel jerárquico cero (NJ0)** evalúan la confiabilidad del sistema, tomando en cuenta sólo la disponibilidad de las fuentes primarias de generación (agua y combustibles). El indicador usual de la confiabilidad en estudios de NJ0 es el **riesgo de racionamiento o riesgo de déficit de energía**.

En sistemas predominantemente hidroeléctricos, el riesgo de racionamiento es generalmente la más importante restricción al

suministro pleno y continuo de la demanda. El racionamiento está asociado a restricciones de suministro que pueden ser previstas con una cierta anticipación.

El riesgo de racionamiento es usualmente indicado por el riesgo de déficit de energía, obtenido en simulaciones probabilísticas del sistema generador. **El riesgo de déficit de energía es la probabilidad asociada a secuencias de caudales críticamente bajos, que resulten en el total abatimiento de los reservorios del sistema y en la incapacidad del suministro completo al requisito de energía.**

Para un sistema generador mixto hidro-termoeléctrico, el riesgo de déficit de energía es función de la distribución conjunta de probabilidades de los caudales a las diversas plantas a lo largo del tiempo, del tamaño y de la localización de los reservorios, de las características del parque generador térmico y de su política de operación, de restricciones de capacidad de la red de interconexión eléctrica y de las características de la demanda (Gomide [1986]).

Las plantas termoeléctricas son operadas complementariamente a la generación hídrica. En situaciones hidrológicas favorables, la generación térmica es reducida, permitiendo economía de combustibles. La generación térmica es optimizada, cuando el valor presente del costo esperado futuro de operación, combustibles y déficits es minimizado (Terry et al. [1986], CEPEL/ELETRONBRAS [1977]).

Los estudios de **nivel jerárquico uno (NJ1)** contemplan la disponibilidad de los equipos de generación y tienen como indicador usual la **probabilidad de déficit de potencia o de interrupción por falta de capacidad generadora**, también llamada de **LOLP**, del inglés Loss of Load Probability (CEPEL [1983], Schilling et al. [1984]).

La capacidad de potencia disponible en cada período varía previsiblemente debido al **mantenimiento programado** y

aleatoriamente debido a las **salidas forzadas** de unidades generadoras y a la **variación de la caída** en los aprovechamientos hidroeléctricos.

A su vez, la demanda de potencia varía horaria y estacionalmente, además de sufrir oscilaciones momentáneas y presentar, normalmente, una tendencia de crecimiento. Es particularmente importante la variación de la potencia eléctrica consumida a lo largo de las horas del día, de modo que **el riesgo de interrupciones o riesgo de déficit de potencia es bastante mayor en las horas en que la demanda se aproxima de la demanda máxima** (período de punta).

En sistemas generadores predominantemente hidroeléctricos, la operación de los reservorios para regulación de los caudales, buscando mejorar la confiabilidad del suministro de energía, reduce la confiabilidad del suministro de potencia.

En general, el abatimiento de un reservorio disminuye la caída disponible en la planta a él asociada. La capacidad de producción de potencia de una unidad generadora es proporcional a la caída disponible elevada a la potencia 1,5. Por tanto, la disponibilidad de potencia de un sistema hidroeléctrico con reservorios es también función de las condiciones hidrológicas.

Estudios de **nivel jerárquico dos** (NJ2) permiten obtener índices de **confiabilidad compuesta**, considerando los equipos de **generación y transmisión**, usualmente hasta niveles de tensión similares al de 138 kV, inclusive (Ramos et al. [1989], Pereira et al. [1990]). Naturalmente, los índices así obtenidos se refieren a la confiabilidad de cada barra del sistema.

Teóricamente, el nivel de agregación de los análisis de confiabilidad puede llegar a incluir la distribución. Eso aún no es posible en la práctica, debido a restricciones de modelaje. Análisis de confiabilidad en la distribución son hechas en estudios específicos, que no consideran los demás niveles del sistema.

5.4. - OPTIMIZACION DE CONFIABILIDAD Y PRECIO

Tanto las interrupciones como los racionamientos tienen como consecuencia pérdidas económicas para los consumidores que dependen del servicio para realizar sus actividades, sean ellas productivas o no (Schilling [1992]).

Por kilowatt-hora no suministrado, el costo de interrupciones intempestivas es superior al costo de racionamiento (GCPS [1988], GCOI/SCEL/GTAD [1991]). En el primer caso, el consumidor es tomado de sorpresa, no pudiendo tomar providencias que reduzcan sus perjuicios. Por otro lado, los racionamientos se pueden prolongar por varios meses, en cuanto que interrupciones son generalmente solucionadas en cuestión de horas.

El precio óptimo es el costo marginal social, que incluye los **costos de racionamientos e interrupciones**.

La inclusión en la tarifa de esos costos sufridos por los propios consumidores es justificada por el hecho que la decisión de un consumidor en aumentar su consumo (la llamada **decisión marginal de consumo**) implica costos para los demás consumidores, que ven aumentados sus riesgos de no ser atendidos.

Una adecuada **señal de precio** debe transferir al consumidor el análisis costo-beneficio de la toma de sus decisiones marginales de consumo. Los costos para la sociedad derivados del aumento de consumo incluyen inversiones, gastos operacionales adicionales y el incremento en los costos de interrupciones y racionamientos.

Una relación inversa entre capacidad y riesgo es inherente a la definición de planes alternativos de expansión. Como la teoría económica sugiere, la confiabilidad debería ser tratada como una variable a ser optimizada (Munasinghe y Warford [1982]). De ese modo, el precio y la capacidad - o, equivalentemente, la confiabilidad - deberían ser optimizados simultáneamente.

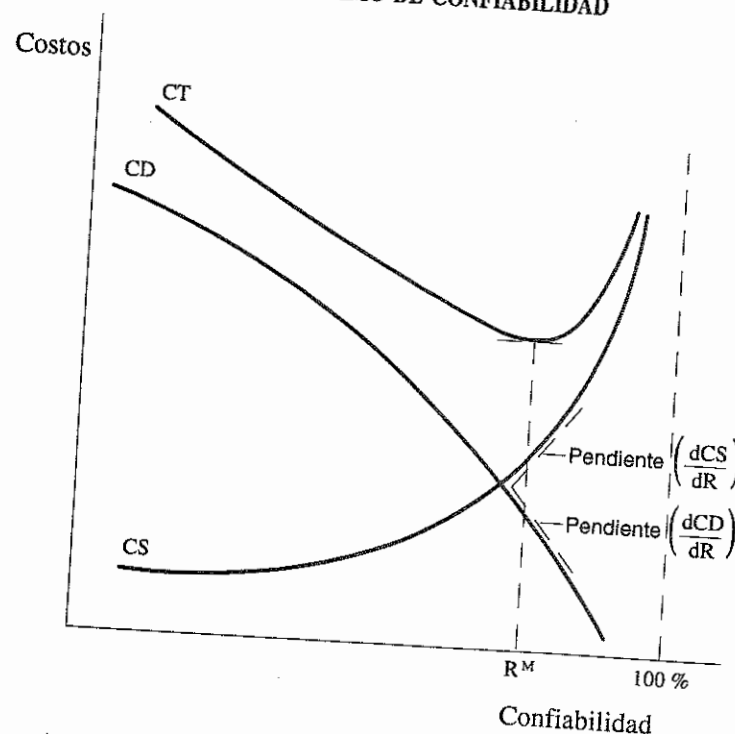
El nivel óptimo de confiabilidad es alcanzado, cuando el costo marginal de capacidad adicional para mejorar la

confiabilidad iguala el valor esperado de los beneficios para los consumidores, resultantes de las interrupciones o racionamientos evitados por el aumento de capacidad (Munasinghe [1980]).

En el ejemplo de la Figura 5.8 (Munasinghe y Warford [1982]), se presentan, como función del nivel de confiabilidad (R): (i) los costos de inversión en el sistema (CS); (ii) los costos de déficits de potencia y/o energía sufridos por los consumidores (CD) y (iii) los costos totales para el sistema y los consumidores (CT).

En la Figura 5.8, a medida que la confiabilidad aumenta, los costos de déficit caen, en cuanto que los costos del sistema suben más y más rápidamente. La confiabilidad es optimizada para R^M , cuando la pendiente de la curva CS es igual a uno negativo por la pendiente de la curva CD .

FIGURA 5.8
EL NIVEL OPTIMO DE CONFIABILIDAD



Este criterio modifica la regla tradicional de planificación del mínimo costo, que considera sólo los costos del sistema.

El principio de la confiabilidad óptima es usualmente interpretado como: **el nivel de confiabilidad óptimo es aquel para el cual se igualan el costo marginal de expansión (largo plazo) y el costo marginal de operación (corto plazo) del sistema** (Crew y Kleindorfer [1979], Lima y Lundqvist [1988]).

Es usual considerar como costos de expansión todos aquellos costos que dependen sólo de la configuración del parque generador, incluyendo los costos de inversiones y, también, los costos fijos de operación y mantenimiento de las unidades generadoras. En este caso, los costos de operación incluyen solamente los costos realmente variables con la operación del parque generador considerado, o sea, los costos de combustibles y los costos de déficits.

Una explicación intuitiva ayuda a comprender esa condición de optimalidad del riesgo de interrupciones o racionamientos. Si el costo marginal de operación es menor que el costo marginal de expansión, el suministro de una unidad adicional de consumo debe ser hecho por la utilización más intensiva del parque generador existente, admitiéndose, inclusive, el aumento del riesgo de déficit.

Si el costo marginal de operación sobrepasa el costo marginal de expansión, el suministro de una unidad adicional de consumo debe ser hecho por la expansión del sistema. La utilización más intensiva del sistema existente costaría más caro para la sociedad que la construcción de una nueva planta.

La condición precedente puede ser aplicada a la definición de la confiabilidad óptima, tanto para el suministro de energía como de potencia. En este último caso, los costos de expansión incluyen sólo los costos de potencia instalada adicional, necesaria para el suministro de la demanda en el período de punta; los costos de operación envuelven solamente los costos de interrupciones imprevistas.

Las dificultades en la definición de las funciones de costos de déficit de energía y de potencia frecuentemente impiden que se conozcan los niveles óptimos de confiabilidad para la expansión de los sistemas.

El enfoque tradicional de expansión para **niveles de confiabilidad prefijados** continua siendo utilizado en muchos países. Por ejemplo, en Brasil, el sector eléctrico planifica la expansión del parque generador, de forma que el riesgo de déficit de energía no sobrepase el 5% de probabilidad anual y que el riesgo de interrupciones esté limitado a la LOLP de 5 horas por mes.

5.5. - COSTOS MARGINALES DE LARGO Y CORTO PLAZOS

Algunos problemas prácticos pueden surgir debido a la necesidad de tener que escoger entre los costos marginales de corto y largo plazos (CMCP y CMLP, respectivamente).

Como fue descrito en la Sección 5.4, **cuando el sistema es óptimamente planificado y operado, los CMCP y CMLP coinciden**. Por tanto, el uso de los costos marginales en la tarificación es más simple, cuando el sistema está próximo de su punto ideal de operación.

Si el sistema es subóptimo, significativas diferencias entre los CMCP y CMLP deben ser resueltas dentro del esquema de la política tarifaria (Munasinghe y Warford [1982]).

Por ejemplo, proyecciones superestimadas de la demanda pueden resultar, durante un cierto período, en exceso de capacidad. En estos casos, bajos costos marginales de no suministro en el corto y medio plazos justifican tarifas abajo del CMLP. A medida que la demanda crece y el punto óptimo de operación es nuevamente alcanzado, las tarifas deben aproximarse suavemente al CMLP.

Inversamente, si grandes dificultades en el cubrimiento son probables, la preocupación exclusiva con la eficiencia económica indicaría la conveniencia de la elevación de los precios para limitar el consumo a sus usos de mayor valor económico, de acuerdo con la disposición a pagar de los consumidores.

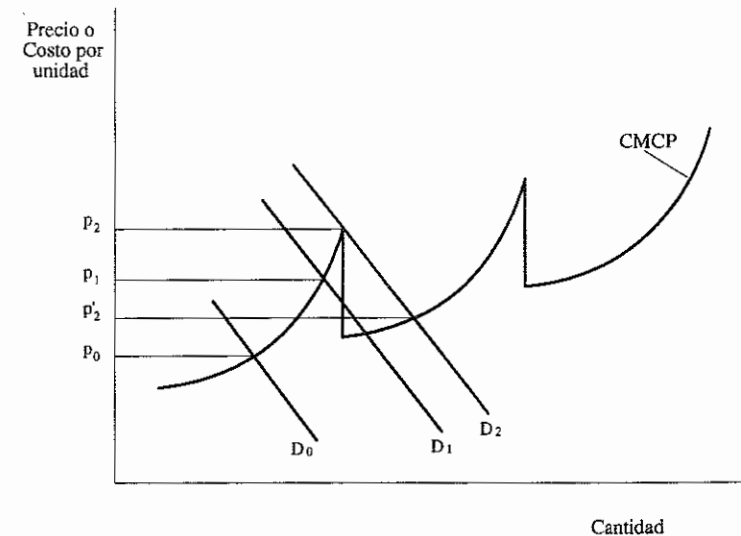
5.6. - INDIVISIBILIDAD DE INVERSIONES

Las adiciones de capacidad en sistemas eléctricos, especialmente en la generación, tienden a ser grandes y de larga vida útil, por causa de las significativas economías de escala involucradas. **La indivisibilidad de inversiones puede determinar el uso de los costos marginales de largo plazo (CMLP) en la tarificación.**

El ejemplo de la Figura 5.9 presenta la **curva de costos marginales de corto plazo (CMCP)** como función de la cantidad suministrada. En función de la indivisibilidad de inversiones, la curva CMCP **asume la forma de dientes de sierra**.

El **CMCP aumenta con el aumento de la cantidad suministrada**, hasta que el sistema recibe **adiciones de capacidad de gran tamaño**. Eso provoca una **reducción brusca del CMCP**, básicamente compuesto de costos de déficit y/o generación térmica. El sistema presenta temporalmente un exceso de capacidad, lo que hace caer fuertemente la probabilidad de déficit y de generación térmica con combustibles más caros.

FIGURA 5.9
EL EFECTO DE LA INDIVISIBILIDAD DE INVERSIONES



Considerando que, a lo largo del tiempo, la demanda crece de D_0 a D_1 , el precio debe ser aumentado de p_0 a p_1 , para equilibrar oferta y demanda en el corto plazo.

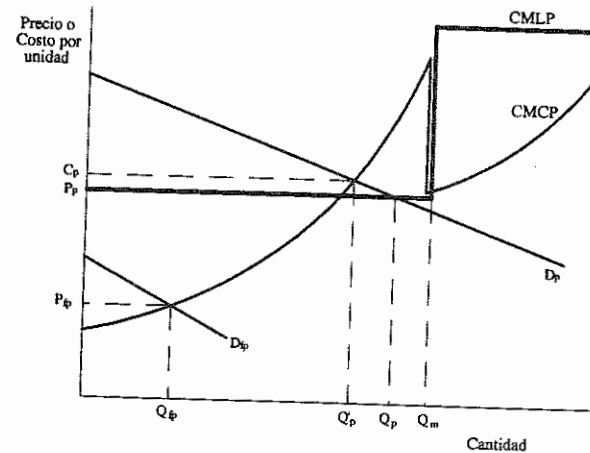
Cuando la curva de demanda llega a D_2 y el precio de equilibrio de corto plazo es p_2 , una nueva planta es adicionada. Tan pronto el incremento de capacidad es completado y la inversión inmovilizada, p'_2 pasa a ser el precio óptimo correspondiente a la demanda D_2 .

Generalmente, las **grandes fluctuaciones de precio** durante ese proceso son inaceptables para los consumidores. Este problema práctico puede ser evitado por la adopción de un enfoque de **costos marginales de largo plazo (CMLP)** y por el reconocimiento de la necesidad de **tarificación diferenciada horario-estacional** (Munasinghe y Warford [1982]).

5.7. - DIFERENCIACION HORARIA Y ESTACIONAL DE LAS TARIFAS

En el ejemplo de la Figura 5.10, D_p representa la demanda de un mercado consumidor durante el período horario de punta, en que la carga del sistema es más alta; D_{fp} es la curva de demanda fuera de la punta, indicando la disposición a pagar de los consumidores durante el resto del día.

FIGURA 5.10
PRECIOS EN LA PUNTA Y FUERA DE LA PUNTA



La curva de costos marginales de corto plazo, $CMCP$, presenta un diente de sierra que indica la necesidad de entrada en operación de una nueva central, cuando la demanda del mercado llegue a Q_m . La función de costos marginales de largo plazo, $CMLP$, es indicada por una línea en escalones, donde cada nivel representa el costo unitario de inversión en una nueva central.

Se puede verificar que, **para el período fuera de punta, el $CMCP$ es más bajo que el $CMLP$** , lo que indica que **no hay necesidad de expansión** (ver Sección 5.4). El aumento de la demanda en ese período puede ser administrado con el uso más intensivo del sistema existente, a un costo adicional unitario P_{fp} , indicado por la curva $CMCP$. El precio más adecuado para el consumo fuera de la punta es, por tanto, P_{fp} .

Para el período de punta, el costo marginal de corto plazo es C_p , también indicado por la curva $CMCP$. Este costo es mayor que el costo marginal de largo plazo, P_p , observado en la curva en escalones, $CMLP$. Por tanto, es **más barato** suministrar cargas adicionales en el período de punta, por medio de la **expansión del sistema**, a un costo unitario P_p , que hacerlo mediante el uso más intensivo del sistema existente (lo que costaría $C_p > P_p$). Como se ha dicho, la entrada en operación de esa central nueva se daría cuando la demanda fuese Q_m .

La expansión al nivel óptimo de confiabilidad llevaría a una decisión de instalación de la nueva central, de costo unitario P_p . **La capacidad del sistema actual es insuficiente sólo para los consumidores de la punta. Es justo que solamente estos consumidores paguen por la expansión.**

Los precios óptimos son P_p para el período de punta y P_{fp} para el período fuera de punta.

Si la tarifa fuese única e igual a P_p , el consumo fuera de la punta sería reducido a cero en ese ejemplo simplificado. **La sociedad sería beneficiada con la tarificación diferenciada** (Renshaw [1980]),

ya que el beneficio con el consumo de Q_{fp} unidades en el período fuera de la punta es mayor que el costo correspondiente.

En un caso extremo, el efecto de las tarifas diferenciadas puede resultar en el traslado de la punta del sistema fuera del período original de punta. Si los datos sobre elasticidad-precio fuesen suficientes, la teoría indica que cada punta secundaria o potencial debería ser tarifada de forma que se mantenga abajo de la capacidad del sistema.

En la práctica, como la información necesaria no está normalmente disponible, un período horario de punta suficientemente largo es definido o algún mecanismo de interferencia directa sobre ciertas cargas más significativas es accionado, evitándose el problema del traslado de la punta del sistema.

El ejemplo simplificado de la Figura 5.10 suministra los elementos necesarios para la comprensión de otros tipos de diferenciación temporal de tarifas, como las variaciones estacionales.

Es importante percibir que la diferenciación horario-estacional de las tarifas no está solamente relacionada a la variación de la demanda del mercado, sino también a importantes **diferencias en los costos de suministro en cada período horario o estación del año**. Frecuentemente, la diferenciación estacional de las tarifas está relacionada a la **estacionalidad de los caudales** en las plantas hidroeléctricas del sistema.

5.8. - PRECIOS-SOMBRA

Los costos marginales de largo plazo (CMLP) para fines de tarificación deben ser calculados con base en el valor económico de los bienes y servicios utilizados como insumos físicos para el sistema. Estos incluyen trabajo, tierra, capital físico y materias primas, que deben ser considerados en sus costos de oportunidad (ver Sección 4.2.11), como **recursos escasos** que podrían ser aplicados en procesos productivos alternativos (Boadway y Wildasin [1984], Mansfield [1985]). Cuando existen imperfecciones de mercado, los

precios corrientes no representan el verdadero costo de los recursos económicos para la sociedad.

Como fue expuesto en la Sección 4.6, el **costo de oportunidad de un recurso** económico dado puede también ser llamado **precio-sombra o precio de cuenta** y representa **el cambio en el valor de la función objetivo de un modelo de equilibrio general, causada por una alteración marginal en la disponibilidad de aquel recurso** (Dasgupta y Stiglitz [1974] y Warr [1977]).

Existen dos tipos básicos de precios-sombra, dependiendo si la sociedad es indiferente o no a consideraciones de distribución de renta (Munasinghe y Warford [1982], Albouy [1983]). Si el beneficio de diferentes individuos es simplemente sumado en la función objetivo, entonces los precios-sombra son llamados **precios eficientes**, porque ellos reflejan puramente la eficiencia en el empleo de recursos.

Cuando un peso mayor es atribuido a poblaciones de bajo ingreso en la evaluación de la función objetivo, los **resultantes precios-sombra** son llamados **precios sociales** (Squire y van der Tak [1975]). Existen objeciones contra el uso de precios sociales en la evaluación de proyectos, basadas en la argumentación de que la política fiscal es el instrumento más adecuado y eficiente de distribución de renta.

En la práctica, las técnicas de **análisis de equilibrio parcial** son frecuentemente usadas en la determinación de precios-sombra (Powers [1981], Munasinghe y Warford [1982], Turvey y Anderson [1987]). El efecto del cambio en la disponibilidad de un recurso dado es evaluado por su efecto en pocas áreas clave, en lugar de hacerlo para toda la economía. Las contraindicaciones de ese enfoque simplificado incluyen la falta de simultaneidad y la elección arbitraria de las interrelaciones a ser analizadas.

La estimación y el uso de precios-sombra es facilitada por la clasificación de los recursos económicos en bienes negociables y no negociables. Los valores de productos efectivamente importados o

exportados, o **bienes negociables**, son conocidos a **precios de frontera**, esto es, su costo en moneda fuerte convertido para la moneda local por la tasa de cambio oficial.

Bienes no negociables, convencionalmente definidos como productos cuyo precio doméstico se ubica entre los precios f.o.b. de exportación y c.i.f. de importación, deben ser convertidos a precios de frontera. Si el aumento de demanda por un bien o servicio no negociable dado hace que el suministro doméstico o las importaciones aumenten, el costo marginal social a precios de frontera de ese incremento en el suministro o en las importaciones es el costo relevante del recurso. Si el aumento de demanda hace que el consumo de otros usuarios domésticos o extranjeros sea reducido, el beneficio marginal social a precios de frontera correspondiente a esa reducción del consumo o a la reducción en la recaudación de exportación es la más apropiada medida del costo del recurso. Si el aumento de demanda ocasiona ambos efectos, debe ser usada una media ponderada.

El CMLP, calculado a partir de precios de frontera, debe ser todavía corregido con base en una **tasa de cambio sombra** (Munasinghe y Warford [1982]), para ser percibido por los consumidores como cualquier otro precio doméstico.

5.9. - PLANIFICACION DEL SISTEMA

5.9.1. - ESCENARIOS DE MERCADO

La industria de energía eléctrica es uno de los más importantes segmentos del sector energético. Definidos los términos generales de una política energética nacional, **el sector eléctrico no puede prescindir de visualizar el futuro en un horizonte de largo plazo**, lo que implica investigar **escenarios alternativos de evolución de la economía**.

Desde Kahn y Wiener [1967], la palabra escenario se convirtió en moda entre analistas y estudiosos de planificación. **Un escenario es una secuencia hipotética de eventos construida con el objetivo de centrar la atención en procesos causales y puntos de decisión** (Zentner [1982]).

Escenarios alternativos de evolución de la economía son contruidos buscándose evaluar la susceptibilidad de la economía del país a la **coyuntura internacional** e identificando las variables que tienen mayores repercusiones internas, dentro de las hipótesis del sector externo (ELETROBRAS [1992]). Esas variables ciertamente incluyen el precio del petróleo, las tasas de interés y el comportamiento del comercio.

Además del ambiente internacional, es necesario evaluar las perspectivas de crecimiento de la economía con base en la **capacidad de formación de ahorro interno**, privado o público. Adicionalmente, los **factores coyunturales** de orden social, económico y político condicionan las proyecciones de crecimiento de la economía en el corto plazo y afectan, aunque en menor grado, las posibilidades de largo plazo.

Con base en las hipótesis adoptadas para las principales variables, que definen las diferentes trayectorias de evolución de la economía, es posible inferir el **comportamiento económico sectorial - agropecuaria, industria y servicios - y regional**. En países en desarrollo, el aspecto demográfico puede presentar una cierta complejidad, en función de su fuerte interrelación con el desarrollo regional y de la existencia de importantes flujos de migración interna.

Elegidos los escenarios de expansión de la economía, se pasa a la definición de los correspondientes **escenarios energéticos**. Se formulan alternativas de evolución de la matriz energética nacional, compatibles con los diversos escenarios económicos domésticos y correspondientes contextos internacionales. El precio internacional del petróleo es una variable de crucial importancia en la construcción de los escenarios energéticos.

En las próximas décadas, el consumo global de energía de la mayoría de los países en desarrollo deberá evolucionar a tasas ligeramente inferiores a las del crecimiento del producto interno bruto, resultando en una reducción de la intensidad energética global.

La combinación de los escenarios de evolución de la matriz energética con las hipótesis de crecimiento del consumo global de energía permite llegar a **proyecciones alternativas de crecimiento de la demanda de energía eléctrica**.

Las proyecciones alternativas de evolución del consumo eléctrico pueden ser correlacionadas con los correspondientes escenarios de crecimiento del producto interno bruto. Independientemente del escenario considerado, se suele verificar una cierta robustez en la elasticidad-renta del consumo de electricidad. Por ejemplo, la racionalización en el uso de la energía y la reducción en la participación de industrias electrointensivas en la expansión de la economía pueden hacer disminuir la elasticidad-renta en todos los escenarios considerados.

5.9.2. - PLANIFICACION CON INCERTIDUMBRES

La **reducción de los niveles de incertidumbre** asociados al proceso de **planificación** puede ser obtenida por la adopción de un criterio que presente **robustez**, o sea un adecuado desempeño bajo una variedad de futuros (Nair y Sarin [1979]).

El tradicional criterio de planificación de la expansión de sistemas eléctricos, sobre el cual Munasinghe y Warford [1982] presentan una excelente reseña, pretende definir el **plan de mínimo costo** para la hipótesis más probable de evolución del mercado consumidor. Ese criterio puede no conducir a una solución robusta, aún dando tratamiento probabilístico a la estocasticidad de los caudales y a la aleatoriedad de las fallas de equipos (ver Sección 5.3).

La consideración explícita de otras incertidumbres, particularmente la del crecimiento de la demanda, es más reciente. Las soluciones propuestas normalmente no dan tratamiento probabilístico a las incertidumbres (Fabycky y Thuesen, Fleischer [1973], O'Connor [1978], Hydro-Quebec [1978], Pillajo y Almeida [1987], Skoknic [1987], Daher [1989], Campodónico et al. [1992], OLADE y BID [1993]).

La **tasa de crecimiento de la demanda** suele ser clasificada como un **fenómeno estocástico de baja frecuencia** (Campodónico et al. [1992]), porque, a lo largo del período de planificación, no ocurre una muestra representativa de todos los escenarios.

Al contrario de lo que ocurre con los caudales o con las fallas de equipos, en la vida real **solamente uno de los escenarios de crecimiento de la demanda efectivamente ocurrirá**. En este caso, el plan óptimo deja de ser aquel de mejor desempeño en promedio para todos los escenarios. **Un plan óptimo promedio puede ser pésimo para un escenario particular dado**.

En esos casos, se suele recomendar (Daher [1987], Campodónico et al. [1992], OLADE y BID [1993]) el llamado criterio minimax o **criterio de Savage** (Halter y Dean [1971]). Ese criterio busca **minimizar el máximo arrepentimiento asociado a cada escenario**. Se define arrepentimiento de cualquier decisión para un escenario como la diferencia entre su costo y el costo de una decisión a la medida para ese escenario.

El proceso de solución por el criterio de Savage de un problema de expansión puede ser dividido en tres etapas: (i) determinar los planes de mínimo costo para cada escenario (bajo medida) y respectivos costos; (ii) determinar los costos de cada estrategia alternativa de expansión, bajo los diversos escenarios, y calcular los correspondientes arrepentimientos en relación a los planes bajo medida; (iii) elegir la estrategia de expansión que minimice el máximo arrepentimiento.

Es importante percibir que una estrategia de expansión definida por el criterio de Savage generalmente presentará costos más altos que los correspondientes a un plan que minimiza los costos para la proyección más probable de la demanda. La planificación con incertidumbres suministra una estrategia más flexible, que tiene desempeño razonable para todos los escenarios, pero no es, probablemente, la mejor para ninguno de ellos.

En condiciones de gran incertidumbre, no sólo en relación con el crecimiento del mercado, como también, por ejemplo, en términos de restricciones financieras, son más adecuadas soluciones que vaticinen **menor anticipación de inversiones**. Una asignación de recursos en una obra de mayor tamaño puede generar un gran arrepentimiento, en el caso que el mercado crezca menos que lo esperado o restricciones financieras impidan la continuidad de la construcción.

Obras de menor tamaño, sin embargo, permiten **menores economías de escala**, lo que puede elevar el costo marginal de largo plazo (CMLP), en relación al obtenido al planificar por el criterio tradicional.

La falsa certidumbre de un plan de mínimo costo permitiría obtener un menor CMLP, sin embargo, frecuentemente conduciría a exceso de capacidad o paralizaciones de obras. En el primer caso, el costo marginal de corto plazo resultaría menor que el CMLP, alejándose el sistema de la confiabilidad óptima (ver Secciones 5.4 y 5.5). En el otro, el CMLP no se haría efectivo en la práctica, pues las obras tendrían costos financieros elevados.

CAPITULO 6

TARIFAS CON BASE EN LOS COSTOS MARGINALES

**Los principios básicos y conceptos fundamentales
de las tarifas con base en los costos marginales
o tarifas integradas**

CAPITULO 6

Tarifas con Base en los Costos Marginales: Los principios básicos y conceptos fundamentales de las tarifas con base en los costos marginales o tarifas integradas

Este capítulo presenta con mayor detalle **la tarifa con base en los costos marginales o tarifa integrada**, discutiendo sus principios básicos y conceptos fundamentales. Las referencias principales utilizadas por los autores fueron CTE [1988], DNAEE [1985] Camozzato y Bitu [1981] y, nuevamente, Munasinghe y Warford [1982].

Se muestra el **proceso de obtención** de las tarifas integradas a partir de los costos marginales de suministro (tarifas de referencia), tomando en cuenta los aspectos financieros, políticos, sociales y operacionales, cuya consideración es necesaria en la determinación de una tarifa adecuada.

La **tarifa adecuada** es aquí definida como aquella que **satisface las condiciones de equilibrio económico-financiero de la empresa concesionaria, señala al consumidor la dirección del uso racional y de la conservación de la energía eléctrica y atiende los principios básicos de eficiencia económica, equidad, justicia, estabilidad y modicidad, además de considerar los objetivos específicos atribuidos al sector eléctrico.**

6.1. - PRINCIPIOS Y OBJETIVOS

Las **tarifas integradas**, tanto en nivel como en estructura, son determinadas guardando **la mayor coherencia posible con los costos marginales y considerando los siguientes principios básicos de tarificación y objetivos atribuidos al sector eléctrico:**

a) Principio de eficiencia

Según ese principio, las tarifas deben **estimular el mejor empleo posible de los recursos económicos de la sociedad,**

señalando a los consumidores la dirección del mínimo costo y promoviendo el uso racional y la conservación de energía. De esa forma, las tarifas deben reflejar los **costos marginales** de cada suministro específico (las llamadas **tarifas de referencia**). Con una adecuada **señal de precio**, se transfiere a los consumidores el **análisis costo-beneficio** de sus **decisiones marginales de consumo**. Cada vez que un consumidor decide consumir más, él compara los beneficios que le proporciona el consumo adicional con los costos adicionales correspondientes comprometidos por la sociedad.

b) Principio de equidad

Para atender al principio de equidad, las tarifas deben ser definidas, garantizando una cierta **igualdad de tratamiento para los diversos consumidores que utilizan el sistema eléctrico de forma semejante**.

c) Principio de justicia

Según ese principio, las tarifas deben promover la justicia social, lo que frecuentemente conduce a **tarifas subsidiadas para consumidores de bajo ingreso**, que no tengan condiciones de pagar los costos efectivamente comprometidos en el atendimento de sus necesidades básicas.

d) Principio de equilibrio financiero

Por ese principio, **las tarifas deben promover el equilibrio económico-financiero de las empresas concesionarias**, produciendo ingresos capaces de cubrir los costos, permitir una rentabilidad razonable para el capital invertido y garantizar la expansión del sistema eléctrico.

e) Principio de simplicidad

Para atender a ese principio, **las tarifas deben ser las más simples posibles, de modo que sean bien comprendidas por los**

consumidores. De esa forma, las tarifas alcanzan más fácilmente sus objetivos, además de permitir mayor facilidad para la comercialización, medición y facturación de la energía eléctrica.

f) Principio de estabilidad

Según el principio de estabilidad, **las tarifas deben ser establecidas de forma que conserven su estructura de precios durante un tiempo razonable**, evitando grandes fluctuaciones en períodos cortos.

g) Objetivos

Las tarifas deben ser determinadas considerando también los objetivos políticos, económicos, sociales, comerciales y otros, atribuidos al sector de electricidad.

Como ejemplo de objetivo **político**, citamos la aplicación de tarifas uniformizadas a nivel de país, región, estado, concesionaria, etc.

Como objetivo **económico**, mencionamos la aplicación de tarifas que no incentiven la sustitución de energía eléctrica por otra forma de energía más cara y que tenga precios subsidiados.

Como objetivo **comercial**, se pueden citar las tarifas especiales, destinadas a la comercialización de grandes bloques de energía.

Finalmente, respecto a los otros objetivos atribuidos al sector eléctrico, mencionamos la aplicación de tarifas que ayuden a viabilizar las metas de los programas de conservación de energía, de los programas de calidad y productividad, etc.

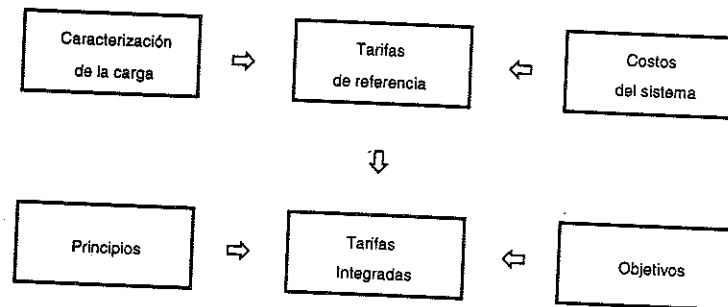
Algunos de los principios y objetivos arriba referidos pueden ser conflictivos, no obstante forman parte de la realidad de cada país o región y deben ser racionalmente considerados en la determinación de las tarifas.

Es necesario destacar que, dadas las características del sector de electricidad, **no existen tarifas ideales**, principalmente si consideramos todos los aspectos prácticos y teóricos involucrados.

6.2. - PROCESO DE DETERMINACION DE LAS TARIFAS INTEGRADAS

La Figura 6.1 ilustra el proceso de determinación de la tarifa integrada, considerando en forma conjunta y de la manera más racional posible los principios y objetivos anteriormente mencionados.

FIGURA 6.1
DETERMINACION DE LAS TARIFAS INTEGRADAS



La tarifa integrada debe ser construida caracterizando esos principios y objetivos, los cuales necesitan ser identificados, calificados y cuantificados. Esa modalidad de tarifa, cuando es comparada con las otras descritas en el Capítulo 3, **exige una mayor cantidad y una mejor calidad de datos e informaciones, además de requerir una metodología más elaborada.**

La tarifa integrada considera como referencia básica los **costos marginales de cada suministro típico** de consumidores finales o de suministro entre empresas concesionarias (tarifas de referencia) y **busca administrar adecuadamente los conflictos provocados por los principios y objetivos** descritos en la Sección 6.1.

6.3. - CARACTERIZACION DE LA CARGA

El comportamiento de la carga es uno de los factores determinantes en la formación de los costos de suministro de las diversas categorías de consumidores, durante los diferentes períodos de consumo, constituyéndose en una de las informaciones básicas para la definición de las tarifas. Además, sirve de base para decisiones relativas a la planificación y operación del sistema eléctrico, inclusive aquellas relacionadas a la conservación y utilización racional de la energía eléctrica.

La caracterización de la carga es definida como la identificación, la calificación y la cuantificación del comportamiento de la demanda, en diversos puntos del sistema eléctrico y para diversos conjuntos de consumidores. La caracterización de la carga es hecha por medio de tres grandes grupos de actividades, conforme se ilustra en la Figura 6.2. El desarrollo de esas actividades, para la construcción de tarifas, sigue el proceso ilustrado en la Figura 6.3.

FIGURA 6.2
ACTIVIDADES BASICAS PARA CARACTERIZACION DE LA CARGA

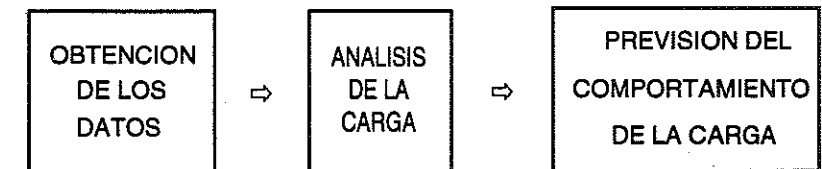


FIGURA 6.3
PROCESO DE CARACTERIZACION DE LA CARGA

OBTENCION DE LOS DATOS:	
Recuperación de datos e informaciones existentes	Campañas de medición e investigación
ANALISIS DE LA CARGA:	
Evolución de los datos básicos de potencia y de energía	Comportamiento de la carga por período
Definición de curvas de carga típicas	Elasticidades-precio
Curvas típicas de duración	Usos y hábitos
PREVISION DEL COMPORTAMIENTO DE LA CARGA:	
Evolución del comportamiento de la carga por categoría	Modulación de la carga (tarifas y otros)

En cada fase del proceso, se aplican metodologías específicas, asociadas a técnicas econométricas y estadísticas, adaptadas para utilización en sistemas computacionales (Pioger [1978], DNAEE/ELETRORBRAS [1981], DNAEE [1985], Bitu [1986], Rissoli [1987], CTE [1988], PROCEL [1990]).

6.3.1. - OBTENCION DE LOS DATOS E INFORMACIONES BASICAS

En esta etapa, los datos e informaciones relativos a la carga son organizados en un banco de datos, lo que permitirá el análisis del comportamiento de la carga.

La **base de datos** es construida de forma directa, por medio de la **recuperación de datos e informaciones básicas ya disponibles**,

o de forma indirecta, por medio de **campañas de medición**. En el segundo caso, se estima un conjunto de datos e informaciones básicas, por medio de una **encuesta sobre una muestra representativa** del universo que se desea estudiar, utilizando técnicas estadísticas específicas.

Las actividades básicas de las campañas de medición son:

- la **definición del objetivo básico** (estudios de tarifas, planificación del sistema eléctrico, operación del sistema eléctrico, conservación de energía, a nivel global o para una determinada categoría de consumidores, etc.);
- la **selección de una muestra** estratificada (por rango de consumo, nivel de tensión, actividad económica, localización, etc.);
- la **definición de los equipos de medición** adecuados y la programación de su instalación, en función de la disponibilidad de recursos;
- la **definición de los datos e informaciones de la encuesta** de apoyo y;
- la **recolección, consistencia y organización de los datos e informaciones** en archivos.

Las campañas de medición deberán tener objetivos muy claros y una planificación cuidadosa, a fin de alcanzar las metas previstas a costos razonables, a tiempo y en calidad y cantidad adecuadas.

La selección de la muestra es fundamental. En la mayoría de los casos, se recomienda la elección de una muestra estratificada, para que se evalúen los diferentes comportamientos de las cargas, considerando su tamaño, su localización, las actividades económicas de los consumidores, las tensiones de suministro, etc.

Las campañas de medición son igualmente importantes para el estudio de los hábitos y usos de los consumidores, actuales y futuros, lo que permite el análisis de su capacidad de modulación, elasticidad-precio, etc.

6.3.2. - ANALISIS DE LA CARGA

Una vez constituida la base de datos, es posible realizar el análisis de la carga, cuyos resultados más relevantes para la caracterización de la demanda son los siguientes:

- Evolución del consumo** (energía y demanda máxima) y **número de consumidores**, por nivel de tensión de suministro, categoría de consumo, localización, etc.;
- Comportamiento de la carga** por período (anual, semanal, diario, horario), nivel de tensión, categoría de consumo, actividad económica, punto del sistema eléctrico, región, empresa concesionaria, etc.;
- Curvas de carga típicas de los consumidores y del sistema;**
- Curvas típicas de duración de carga;**
- Elasticidades-precio** por categoría de consumidores;
- Usos y hábitos de consumo.**

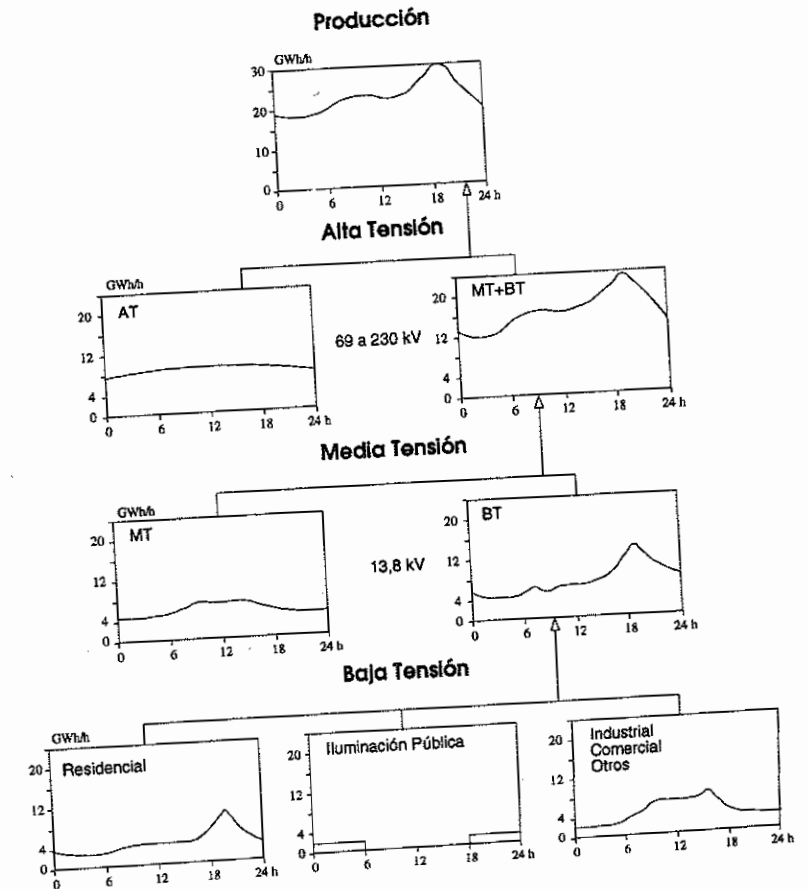
En la determinación de las tarifas de referencia, es de particular importancia definir **curvas de carga típicas** de los consumidores y del sistema, para días laborables y no laborables. Para tal hecho, se usan modelos estadísticos que definen las **tipologías de carga**, para diversos puntos del sistema eléctrico y para un número adecuado de categorías de consumidores.

Esos modelos seleccionan **formas predominantes** para las curvas de carga de los consumidores y del sistema agrupando las curvas, que guardan semejanza entre sí, buscando minimizar la desviación standard.

Los modelos clasifican y reagrupan las formas predominantes obtenidas, permitiendo seleccionar el número final más adecuado de tipologías (Meslier y Oger [1981], DNAEE/ELETRORBRAS [1981], DNAEE [1985], CTE [1988], PROCEL [1990]).

La Figura 6.4 muestra un ejemplo de descripción del comportamiento de la carga en un día laborable, comprendiendo la curva de carga media diaria en diversos puntos del sistema (producción, alta, media y baja tensión) y categorías de consumidores en baja tensión (residencial, iluminación pública y otros).

FIGURA 6.4
COMPORTAMIENTO DIARIO DE LA CARGA POR NIVEL DEL SISTEMA ELECTRICO Y CATEGORIA DE CONSUMIDORES



6.3.3. - PREVISION DE LA CARGA

Como los costos varían de conformidad con la carga, es necesario estimar la evolución del comportamiento de la demanda en el período de aplicación de las tarifas. A partir de la caracterización actual de la demanda y de expectativas sobre modificaciones futuras en los diversos segmentos del mercado, es posible hacer previsiones del comportamiento de la carga para el período deseado.

La proyección de las curvas de carga diarias puede ser realizada por medio de un modelo matemático llamado **modelo sectorial**, así denominado porque hace las previsiones por sectores económicos o categorías de consumo (Rissoli [1987], CTE [1988]).

El modelo sectorial, con base en la evolución del consumo anual total y de la carga por sectores, obtiene las 8760 demandas horarias de la curva de carga global del sistema. El modelo considera los siguientes parámetros para previsión de las curvas de carga:

- N = número de días útiles equivalentes, que relaciona el consumo total anual con el consumo del día laborable medio anual;
- t = tasa de crecimiento mensual del consumo, la cual se deduce de la tasa anual del sector considerado;
- k = coeficiente de estacionalidad, que relaciona el consumo de un día laborable cualquier del año y el consumo del día laborable medio anual;
- p = coeficiente de ponderación diaria, que indica la relación entre el consumo en los días no laborables y el consumo en un día laborable medio en la misma semana;
- π = coeficiente de modulación horaria, que considera la relación entre la potencia consumida en una hora cualquier y la potencia media del día considerado.

Así, la potencia horaria por sectores puede ser calculada a partir de la ecuación:

$$P_{h,i,j,n}^s = \frac{W_n^s}{N_n^s} \cdot t_{i,n}^s \cdot k_{i,n}^s \cdot p_{i,j,n}^s \cdot \frac{\pi_{h,i,j,n}^s}{24}$$

donde: P = demanda horaria;
s = índice del sector;
n = índice del año;
j = índice del tipo de día de la semana;
i = índice del mes;
h = índice de la hora;
W = energía anual;
N = número de días útiles equivalentes, de modo que:

$$N_n^s = \sum_{i,j} t_{i,n}^s \cdot k_{i,n}^s \cdot p_{i,j,n}^s$$

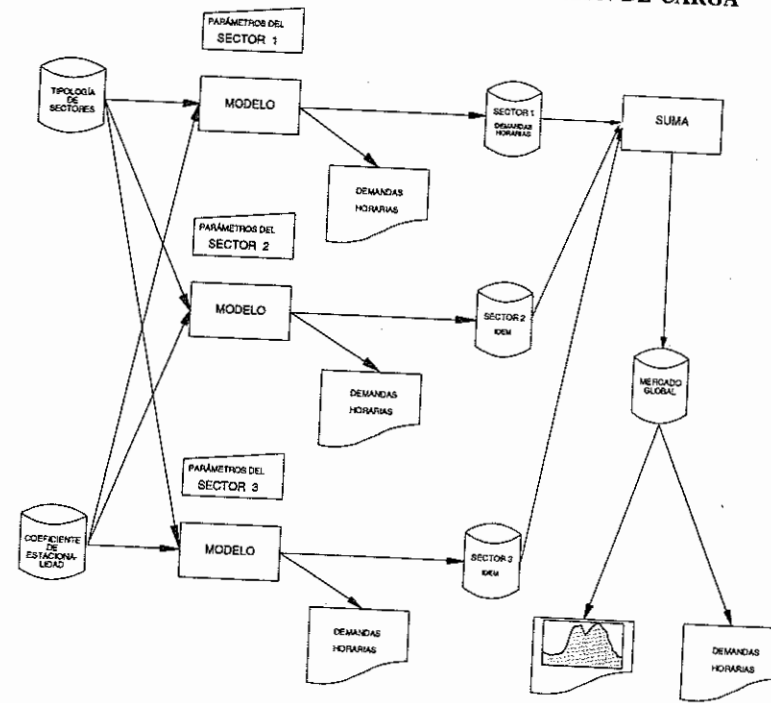
t = tasa de crecimiento mensual, deducida a partir de la tasa de crecimiento anual, de modo que:

$$t_{i,n}^s = \left[\left(1 + \frac{t_n^s}{100} \right)^{\frac{1}{12}} - 1 \right] \cdot 100$$

k = coeficiente de estacionalidad mensual;
p = coeficiente de ponderación diario;
 π = coeficiente de modulación horaria.

La Figura 6.5 muestra el flujograma del proceso de previsión del comportamiento de la carga, en un determinado período.

FIGURA 6.5
FLUJOGRAMA DEL MODELO DE PREVISION DE CARGA



6.4. - COSTOS DEL SISTEMA

El costo marginal de largo plazo (CMLP) puede ser definido como el costo incremental de todos los ajustes en el plan de expansión del sistema eléctrico y en su operación, causados por un incremento de mercado que sea mantenido en el futuro.

El CMLP debe ser evaluado en una estructura desagregada, lo que puede exigir la determinación de costos marginales variables de acuerdo con la hora del día, el nivel de tensión del consumo, la región geográfica, la estación del año, etc.

El grado de sofisticación de la estructura de los costos marginales debe ser definido en función de la calidad de los datos disponibles y de la utilidad de los resultados, teniendo en cuenta los

problemas prácticos de cálculo y de aplicación de una estructura tarifaria compleja. Teóricamente, podría ser estimado el CMLP de cada consumidor individual a cada momento.

Conforme se discute a continuación, las **tarifas de referencia** deben reflejar, lo mejor posible, los costos marginales de cada suministro típico y, por otro lado, ser definidas en función de parámetros de fácil obtención.

El primer paso en la estructuración de las tarifas es la **selección de períodos apropiados de tarificación**. Las curvas de duración de carga y las disponibilidades del sistema deben ser analizadas, para determinar los períodos en que la demanda es crítica en relación con las disponibilidades; por ejemplo, las horas de punta del día y la estación seca del año.

Para facilitar la comprensión de los conceptos fundamentales, asumimos inicialmente que el sistema posee generación puramente termoeléctrica y no presenta significativa estacionalidad de demanda o de oferta (la estacionalidad de la oferta es usual e importante en sistemas hidroeléctricos, cuyas peculiaridades serán analizadas en la Sección 6.4.4). De esa forma, serán considerados sólo dos períodos tarifarios, punta y fuera de punta.

En general, los costos del sistema pueden ser desagregados en costos de **potencia y energía**.

Los **costos marginales de potencia** se refieren básicamente a los **costos incrementales de inversión en equipos de generación, transmisión y distribución, necesarios para el suministro de demanda de potencia adicional**.

Para sistemas puramente termoeléctricos, los **costos marginales de energía** son los **costos adicionales de operación y combustibles, exigidos en el suministro de incrementos en el consumo de energía**.

Para sistemas que incluyen plantas hidroeléctricas, **parte de los costos adicionales de inversión debe ser atribuido al consumo de energía** (ver sección 6.4.4.). Por ejemplo, el costo de

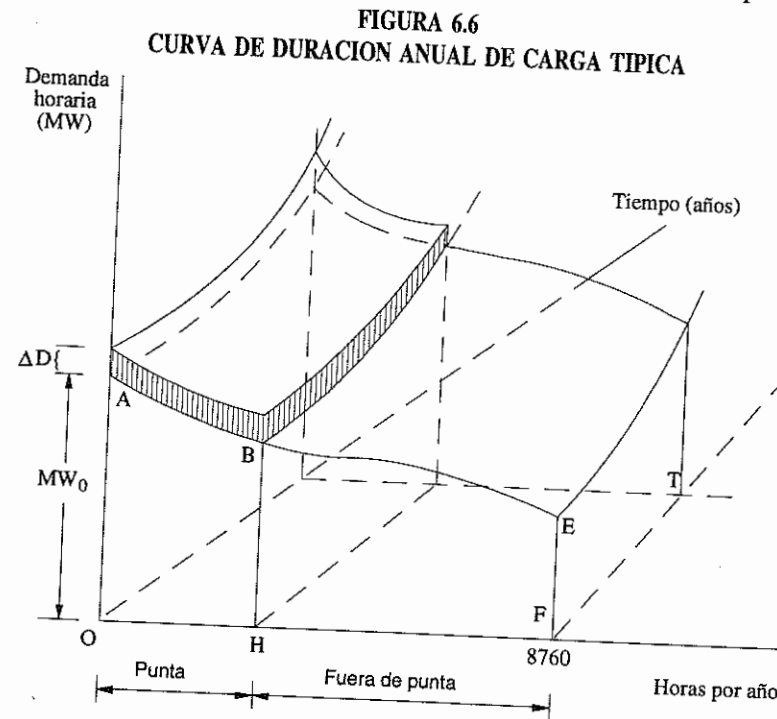
construcción de embalses para la regulación estacional y plurianual de caudales debe gravar a los consumidores en proporción a su consumo de energía.

Además de los costos antes indicados, existen costos que no dependen de la cantidad de energía consumida o de potencia demandada por el consumidor.

Son los llamados **costos asociados a los consumidores** o costos de atención al consumidor, directamente relacionados al **número de consumidores**. Se incluyen en esa categoría los costos de conexión y reconexión, de medición y facturación, etc.

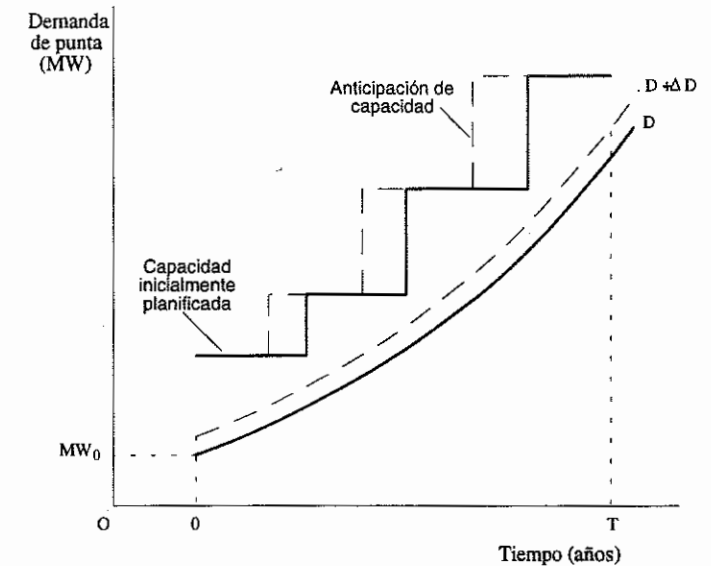
6.4.1. - COSTOS MARGINALES DE POTENCIA O DE CAPACIDAD

La Figura 6.6 (Munasinghe y Warford [1982]) presenta una **curva de duración de carga** del sistema, dada por ABEF para el año inicial y dividida en dos períodos tarifarios, punta y fuera de punta.



A medida que la demanda crece a lo largo del tiempo, la curva de duración aumenta de tamaño. La **previsión de demanda de punta** resultante es dada por la curva D de la Figura 6.7, comenzando por el valor inicial MW_0 .

FIGURA 6.7
PREVISION DE LA DEMANDA DE PUNTA



El **CMLP de potencia en la generación** puede ser determinado, a partir de la siguiente pregunta: ¿cuál es el cambio en los costos de capacidad del sistema (ΔC), asociado a un incremento constante ΔD en la demanda de punta? Tal **incremento de demanda** es mostrado por la línea punteada $D + \Delta D$ en la Figura 6.7. En ese caso, el CMLP de potencia en la generación es dado por $\Delta C / \Delta D$, donde el incremento ΔD es marginal tanto en el tiempo como en megawatts.

El **cambio en el plan de expansión**, necesario al suministro del incremento de demanda, consiste en la anticipación de la entrada en operación de futuras plantas o en la introducción de nuevas unidades en el plan, tales como turbinas a gas o unidades generadoras adicionales en plantas hidroeléctricas (ver Figura 6.7).

De forma análoga, debe ser evaluado el **CMLP de transmisión y distribución (T&D)**. Generalmente, todos los costos de inversión en T&D son considerados como costos de capacidad, porque el dimensionamiento de los sistemas de T&D es determinado básicamente por los kW de punta que pueden ser transportados. El consumo adicional de energía sólo implica costos adicionales de pérdidas.

Es necesario tener cuidado al discriminar los costos que deben ser considerados en el cálculo del CMLP de T&D. Por ejemplo, ciertas líneas de transmisión pueden estar específicamente asociadas a determinadas plantas, debiendo ser sus costos asociados a la generación. Otras pueden estar asociadas a cargas específicas, debiendo sus costos ser asignados de acuerdo con esa condición, tal vez como costos asociados a los consumidores.

Los **niveles de tensión** en que los consumidores están conectados pueden ser clasificados, por ejemplo, en cuatro categorías: extra-alta, alta, media y baja tensión (EAT, AT, MT y BT, respectivamente).

Lógicamente, los consumidores de cada nivel de tensión deben ser gravados solamente por los costos de T&D correspondientes a niveles de tensión iguales o superiores a aquel de suministro.

La dimensión de un equipo dado de transmisión o distribución depende de la **demanda de punta local**, que puede no ocurrir durante el período de punta del sistema (Boiteux y Stasi [1964]).

Un consumidor típico puede asociarse a cualquier red situada en un nivel “aguas arriba” de su punto de conexión. La demanda marginal en ese nivel dependerá de la demanda del usuario en la hora de punta de las redes a las cuales él se asocia.

Dado que esa asociación es aleatoria, se deduce que el valor

esperado de la potencia marginal es la suma de las demandas del consumidor típico en las horas de ocurrencia de demanda máxima en las redes, ponderadas por las respectivas probabilidades de asociación del consumidor típico a los diferentes puntos del sistema.

La **responsabilidad de potencia** de un usuario tipo j en un período tarifario u , con respecto al nivel e situado “aguas arriba” de su punto de conexión, está dada por (DNAEE [1985], CTE [1988]):

$$R_{pju}^e = (1 + \tau_{pju}^e) \cdot \sum_{h \in u} \Pi_{ji(h)}^e \cdot P_{j(hi)}^e \quad (6.4.1)$$

donde:

$\Pi_{ji(h)}^e$ = Probabilidad de que un usuario marginal tipo j se asocie a una red tipo i situada en el nivel e , cuya punta ocurre en la hora h , dentro del período tarifario u ;

$P_{j(hi)}^e$ = Demanda del usuario tipo j en la hora h de ocurrencia de punta de la red tipo i situada en el nivel e , al cual el usuario se asocia;

τ_{pju}^e = Tasa de pérdidas marginales de potencia (Albouy [1983]) en el período u , acumulada desde el punto de conexión del usuario tipo j hasta el origen del nivel e en consideración.

El **costo marginal de potencia** de un usuario tipo j en el nivel de **generación**, para cada período horario-estacional u , puede ser definido como:

$$C_{pju}^g = CMLP_P^g \cdot R_{pju}^g \quad (6.4.2)$$

donde el índice g se refiere al nivel de generación y:

$CMLP_p^g$ = Costo marginal de largo plazo de potencia en la generación.

El **costo marginal de potencia** del mismo usuario, con respecto a un **nivel de tensión e** situado “aguas arriba” del punto de conexión, está dado por:

$$C_{pju}^e = CMLP_p^e \cdot R_{pju}^e \quad (6.4.3)$$

donde:

$CMLP_p^e$ = Costo marginal de largo plazo de potencia en el nivel de tensión **e**.

El **costo marginal total de potencia** de un consumidor tipo **j**, en cada período horario-estacional **u**, es la suma del costo de potencia relativo a la generación con los costos de todos los niveles de tensión situados “aguas arriba” de su punto de conexión, o sea:

$$C_{pju} = C_{pju}^g + \sum_{e \geq e_j} C_{pju}^e \quad (6.4.4)$$

donde:

e_j = nivel de tensión de conexión del usuario tipo **j**.

6.4.2. - COSTOS MARGINALES DE ENERGIA

Para el cálculo del **CMLP de energía**, considérese una vez más el ejemplo de la Figura 6.6. Al incremento ΔD dado a la curva de duración de carga en el **período de punta** corresponde un **consumo de energía adicional**. En un sistema generador puramente termoeléctrico, ese consumo adicional de energía debe ser suministrado por una mayor utilización de la última unidad generadora colocada en operación para el cubrimiento de la curva de carga original. Se puede suponer que las unidades generadoras del sistema son colocadas en operación en forma secuencial, en el orden creciente de sus **costos de combustible**.

De forma análoga, el **CMLP de energía fuera de la punta**, correspondiente a un incremento de carga fuera del período de punta, equivale al costo de combustible de la unidad de base menos eficiente accionada fuera del período de punta. Obviamente, los factores de pérdidas de transmisión son menores en ese período que en la punta.

El **costo marginal de energía** de un consumidor tipo **j**, en un período horario-estacional **u**, es calculado a partir del correspondiente CMLP, adicionado de las pérdidas hasta el punto de conexión del consumidor:

$$C_{Eju} = CMLP_{Eu}^g \cdot E_{ju} \cdot (1 + \tau_{Eju}^g) \quad (6.4.5)$$

donde:

$CMLP_{Eu}^g$ = Costo marginal de largo plazo de energía en el período horario-estacional **u**;

E_{ju} = Consumo de energía del usuario tipo **j** en el período horario-estacional **u**;

τ_{Eju}^g = Tasa de pérdidas marginales de energía en el período horario-estacional **u**, acumuladas desde el punto de conexión del usuario tipo **j** hasta el nivel de generación.

6.4.3. - COSTO MARGINAL TOTAL

El **costo marginal total** de un usuario tipo **j**, en un período horario-estacional **u**, es el resultado de la suma de los costos marginales de potencia y energía, expresado éste en la misma base que el componente de potencia (CTE [1988]):

$$C_{ju} = \frac{C_{Eju}}{(P_{max})_j} + C_{pju} \quad (6.4.6)$$

donde:

$(P_{max})_j$ = Demanda máxima del usuario tipo **j**.

6.4.4. - COSTOS MARGINALES DE ENERGIA Y POTENCIA EN SISTEMAS PREDOMINANTEMENTE HIDROELECTRICOS

La demanda es completamente atendida si y solamente si fueren **atendidos todos los puntos de la curva de carga** (ver Figura 6.6). Para eso, es necesario que el sistema incluya unidades generadoras con **flexibilidad operativa** suficiente para seguir la variación instantánea de la carga. Unidades generadoras hidroeléctricas y ciertos tipos de unidades térmicas, como turbinas a gas, satisfacen esa condición.

De ese modo, se puede considerar adecuadamente atendida la demanda, cuando la potencia máxima (**demanda de punta**, en MW) y la potencia media (el llamado **requisito de energía**, en MWmedio o MWh/h) son atendidas a un nivel de confiabilidad aceptable.

Una vez garantizado el suministro de la demanda de punta, un **sistema generador puramente termoeléctrico** tendrá automáticamente atendido el requisito de energía, a menos de una improbable falta de combustibles.

En el caso de un **sistema generador predominantemente hidroeléctrico**, el suministro de energía puede ser severamente limitado por la **disponibilidad de agua**, aunque la capacidad disponible de potencia sea suficiente para el suministro de la demanda de punta del sistema.

Por ejemplo, imagínese un sistema generador compuesto de **una única planta hidroeléctrica totalmente a filo de agua**. Esto es, una planta que opera con el nivel de su reservorio prácticamente constante.

Se define la **energía garantizada** de un sistema generador como el requisito de energía que él puede suplir a un determinado nivel de confiabilidad, por ejemplo, 95%.

Entonces, la energía garantizada, a 5% de riesgo o a 95% de confiabilidad, de aquel sistema generador compuesto de una única planta a filo de agua es dada por:

$$EG = \frac{QG \cdot H \cdot \eta \cdot g}{1000} \quad (6.4.7)$$

donde EG es la energía garantizada (en MWmedio); H es la caída neta disponible (en metros); η es el rendimiento medio del conjunto turbo-generador; g es la aceleración de la gravedad (en m/s^2) y QG es el caudal (en m^3/s) con 95% de permanencia en el local, el cual puede ser varias veces menor que el correspondiente caudal promedio de larga duración.

No se puede **aumentar la energía garantizada**, sino se aumenta el caudal que es garantizado el 95% del tiempo.

Es fácil notar que la construcción de uno o más **reservorios** aguas arriba de la planta permitiría el almacenamiento de los caudales altos para su posterior utilización en períodos secos, de forma que se pueda elevar el caudal que se garantiza a la confiabilidad deseada (Gomide y Cunha [1981]).

Evidentemente, el costo de inversiones en reservorios de regulación de caudales no puede ser atribuido exclusivamente a los consumidores del horario de punta del sistema. El hecho de que esos consumidores transfieran su consumo para otras horas del día no eliminaría la necesidad de construcción de embalses con esa finalidad.

Es también posible aumentar la energía garantizada de un conjunto de plantas por medio de **interconexiones eléctricas**.

Cuando se observa falta de capacidad local en el reservorio de una central, en la cual esté disponible un excedente turbinable de agua, se puede reducir la generación en alguna otra planta del sistema, que todavía tenga espacio en su reservorio, almacenándose en éste el agua correspondiente a la reducción de generación. El excedente

disponible en la primera planta puede ser entonces inmediatamente aprovechado en el suministro de la carga del sistema.

Todo esto ocurre como si hubiera una transferencia de agua, en la forma de energía equivalente, para otro reservorio, que puede estar situado en otra cuenca hidrográfica, distante de la que está recibiendo lluvia por encima de lo normal.

Portanto, la energía garantizada de un sistema interconectado es, en general, superior a la suma de las energías garantizadas de las diversas plantas aisladas (Tejada-Guibert [1985]).

La interconexión eléctrica permite al sistema aprovechar la **diversidad hidrológica** entre los diversos aprovechamientos.

Los refuerzos de transmisión, que tengan por finalidad ampliar la energía garantizada del sistema, deben tener parte de sus costos tratados como costos de energía.

La generación de una planta hidroeléctrica puede ser distribuida, a lo largo del día, de forma que permita una mayor producción en las horas de punta del sistema. Para eso, basta que exista una capacidad instalada suficiente para turbinar el caudal máximo correspondiente a esa **modulación horaria de generación**.

Aunque la demanda del sistema fuese idéntica en los horarios de punta y fuera de punta, las plantas hidroeléctricas necesitarían disponer de una potencia instalada mínima para el turbinamiento de su energía garantizada.

La **capacidad instalada adicional**, necesaria a la modulación de la generación para el suministro de la demanda de punta del sistema, implica costos adicionales. Esos son los costos que deben ser íntegramente atribuidos a los consumidores del período de punta (**costo de potencia**). Tales costos incluyen los costos adicionales en turbinas, generadores, tubería forzada, tomas de agua, casa de máquinas, transmisión asociada, etc.

De esa forma, la evaluación del **CMLP de generación, para sistemas predominantemente hidroeléctricos**, exige un **cambio de enfoque**, abandonándose el análisis centrado en el suministro de la demanda de potencia (ver Sección 6.4.1), en favor de **un análisis que favorezca los aspectos del suministro de energía**, como es hecho en Brasil (DNAEE [1985], ELETROBRAS [1985] y Albuquerque y Born [1992]).

6.4.5. - COSTOS ASOCIADOS A LOS CONSUMIDORES

Asociar una parte de los costos de inversión y de operación directamente a los consumidores es una tarea difícil. Tentativas frustradas fueron realizadas, en el sentido de identificar el componente de los costos atribuible a los consumidores, independientemente de su nivel de consumo.

Algunos estudios han buscado definir una red de distribución hipotética, necesaria al suministro de una carga mínima. Otros utilizaron técnicas de regresión en datos históricos para ajustar curvas del tipo:

$$CAC = a + b \cdot (\text{Demanda de Punta}) + c \cdot (\text{N}^\circ \text{ de consumidores})$$

donde CAC es el costo asociado a los consumidores.

La aplicación de técnicas de regresión ha mostrado ser difícil por la alta correlación entre el número de consumidores y la demanda de punta.

Por tanto, se torna más simple considerar los costos generales del sistema eléctrico como costos de capacidad, definiéndose como **costos asociados a los consumidores sólo aquellos costos directamente vinculados a cada unidad de consumo**.

Los costos de **conexión** se refieren a los ramales de conexión, medidores y costos de mano de obra respectivos. Estos costos suelen ser facturados, en una o más partes, cuando el consumidor se conecta al sistema.

Otros costos asociados a los consumidores son **recurrentes** y se relacionan a gastos de medición, cobro, comercialización, administración, etc. Los costos recurrentes pueden ser cobrados como una **tasa constante**, sumada a las facturas de energía y potencia.

6.4.6. - METODOLOGIAS SIMPLIFICADAS PARA CALCULO DE LOS COSTOS MARGINALES

Un **modelo simplificado** puede ser formulado con una interpretación más estática del CMLP. Se admite que es conocido el tipo de planta cuya entrada en operación es anticipada para el suministro de la demanda incremental.

Entonces, el CMLP de potencia en la generación puede ser aproximado por el costo de anticipación de 1 kW del tipo de planta considerado. El costo de anticipación de la inversión por un año es, a su vez, conceptualmente equivalente al valor anualizado de la inversión.

Por tanto, el CMLP de potencia en la generación puede ser estimado por el costo de instalación de 1 kW de la próxima planta del plan, anualizado a lo largo de la vida útil de la planta. Tal costo debe ser ajustado para considerar un margen de reserva de potencia y un apropiado porcentaje de pérdidas.

En esa concepción estática simplificada, el CMLP de energía corresponde al costo unitario de generación de la unidad generadora de más alto costo de combustible que sea necesario operar en el período horario-estacional considerado. Esos costos deben ser ajustados mediante factores apropiados de pérdidas de transmisión.

Sin embargo, el método más utilizado para el cálculo del CMLP de potencia en la generación es el del **Costo Incremental Promedio (CIP)**, basado en las inversiones previstas en el plan de expansión y definido por:

$$CIP = \frac{\sum_{i=0}^T \frac{I_i}{(1+r)^i}}{\sum_{i=0}^T \frac{\Delta MW_i}{(1+r)^i}} \quad (6.4.8)$$

donde, para cada año i , ΔMW_i es el incremento de demanda suministrada (en relación al año anterior); I_i es el costo de inversión (valor presente en el año i de los desembolsos en las plantas que entran en operación en el año i); r es la tasa de descuento; T es el año final del período de planificación. Los costos de inversión y los incrementos de demanda son actualizados, por medio de la tasa de descuento adoptada, para un año de referencia prefijado cualquiera. La ecuación 6.4.8 adopta el año cero como año de referencia.

En el método del CIP, en lugar de un hipotético incremento fijo de demanda, se consideran los incrementos efectivos en la capacidad de suministro de la demanda previstos en el plan de expansión.

El CMLP de potencia en la generación ($CMLP_p^g$) puede ser obtenido a partir del CIP, aplicándose el factor de recuperación del capital (FRC), correspondiente a la tasa de retorno (r) utilizada y a la vida útil de las plantas (v), como sigue:

$$CMLP_p^g = CIP \cdot FRC_v \quad (6.4.9)$$

En la presentación de esos modelos simplificados, todos los costos de capacidad fueron atribuidos a los consumidores del período de punta. Si los costos de capacidad de unidades de generación de base fueren considerados en los cálculos, es importante descontar la potencial economía de combustibles, resultante de la reducción de la generación esperada en plantas existentes menos eficientes.

El método del CIP es ampliamente utilizado también en el cálculo del CMLP de transmisión.

El sector eléctrico brasileño utiliza un método basado en el CIP, para calcular el costo marginal de expansión de generación. En Brasil, cuyo sistema generadores predominantemente hidroeléctrico, los costos de inversión son básicamente atribuidos a la energía y no a la potencia (DNAEE [1985], ELETROBRAS [1985], Albuquerque y Born [1992]).

La utilización del CIP o de un incremento hipotético de demanda conduce a resultados semejantes en la evaluación del CMLP (Saunders et al. [1977]). Ese método tiene la ventaja adicional de utilizar datos de fácil obtención.

Los costos marginales de transmisión y, particularmente, de distribución pueden ser también calculados por métodos asociados a la **Ley de Cantidad de Obras** (DNAEE [1985], Duarte [1988]), que relacionan el desarrollo físico de las redes con la energía distribuida en determinados períodos de tiempo.

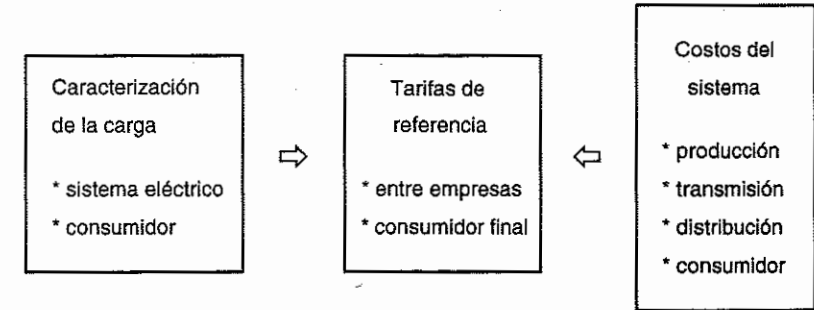
Esos métodos requieren el conocimiento de datos estadísticos históricos de la evolución de las características físicas de las redes y de las cargas suministradas. Se basan en la extrapolación de las tendencias históricas de desarrollo de las redes.

6.5. - TARIFAS DE REFERENCIA

Las **tarifas de referencia de un determinado suministro típico**, destinadas a consumidores finales o a intercambios entre empresas concesionarias, son obtenidas considerando el comportamiento de la carga en el sistema eléctrico y en los diversos agrupamientos de consumidores (**caracterización de la carga**) y los costos marginales de generación, transmisión y distribución, además de los costos de atención al consumidor (**costos del sistema**).

La Figura 6.8 ilustra el proceso de obtención de las tarifas de referencia.

FIGURA 6.8
OBTENCIÓN DE LAS TARIFAS DE REFERENCIA



Las **tarifas de referencia son tarifas de potencia y energía, basadas en los costos marginales de suministros típicos**. Los costos marginales de los suministros típicos (ver sección 6.4) son calculados, a partir de los costos marginales de generación, transmisión y distribución y de las probabilidades de asociación de los consumidores típicos al sistema, conforme fueron definidas en la caracterización de la demanda.

6.5.1. - COSTO MARGINAL DE UN SUMINISTRO TÍPICO

En un período tarifario determinado, el costo marginal de suministro a un usuario típico, caracterizado por su potencia máxima (P) y su consumo de energía (E), puede ser simplificado expresado por (Monnier [1983]):

$$C(P, E) = CMLP_E \cdot E + CMLP_P \cdot f(P, E) \quad (6.5.1)$$

donde:

$f(P, E)$ = responsabilidad del suministro en relación con la expansión de los diversos niveles del sistema eléctrico.

El parámetro más significativo para definición de $f(P,E)$ es la **duración del suministro**, que es expresada por la relación:

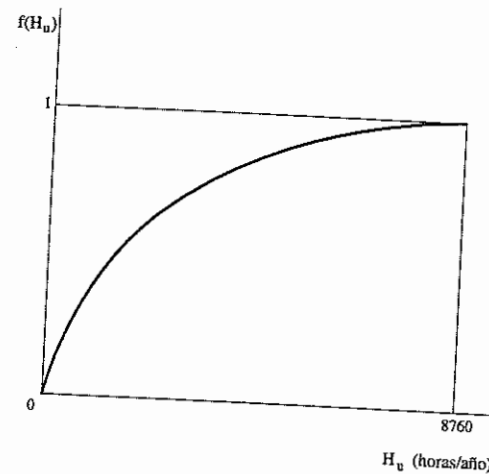
$$H_u = \frac{E}{P} = \text{Horas de utilización de la potencia máxima.}$$

Considerando las características de los suministros típicos, se demuestra que:

$$f(P, E) = f(H_u) \cdot P$$

donde $f(H_u)$ varía exponencialmente entre 0 y 1, según la curva de la Figura 6.9 (Francony [1979]).

FIGURA 6.9
VARIACION DE COSTO DE UN SUMINISTRO



De esa forma, el **costo marginal de un suministro típico** puede ser expresado por:

$$C(P, E) = CMLP_E \cdot E + CMLP_P \cdot f(H_u) \cdot P \quad (6.5.2)$$

Por unidad de potencia, se tiene:

$$\frac{C(P, E)}{P} = \frac{CMLP_E \cdot E}{P} + CMLP_P \cdot f(H_u) = CMLP_E \cdot H_u + CMLP_P \cdot f(H_u) \quad (6.5.3)$$

6.5.2. - PASO DE LOS COSTOS A LAS TARIFAS DE REFERENCIA

Las **tarifas de referencia** son obtenidas por medio de un proceso de **aproximación de los costos marginales de suministros típicos a tarifas binomias**, funciones lineales de potencia y energía:

$$T(P, E) = a \cdot P + b \cdot E \quad (6.5.4)$$

o

$$\frac{T(P, E)}{P} = a + \frac{b \cdot E}{P} = a + b \cdot H_u \quad (6.5.5)$$

Las derivadas $dT/dP = a$ y $dT/dE = b$ indican al consumidor de cuanto aumenta su factura, debido a adicionales de demanda de potencia o de consumo de energía, respectivamente.

Para un consumidor con una duración h_i (ver Figura 6.10), la mejor aproximación será tal que:

a) la tarifa aplicada sea igual al costo marginal de suministro para $H_u = h_i$, o sea:

$$CMLP_E \cdot h_i + CMLP_P \cdot f(h_i) = a + b \cdot h_i \quad (6.5.6)$$

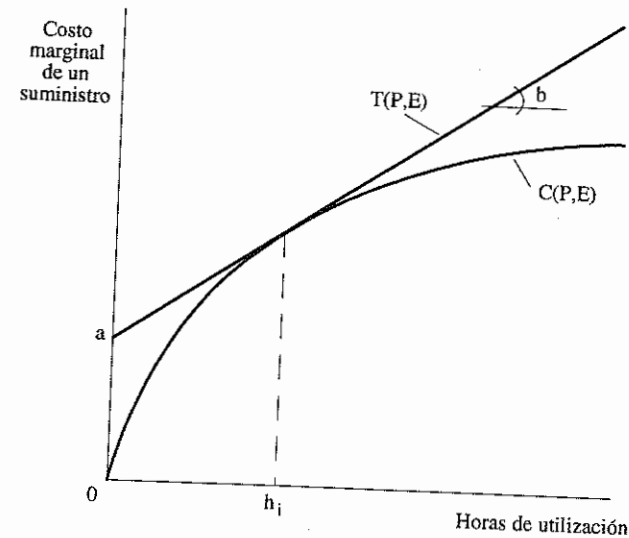
b) la tarifa varíe en torno de h_i como en la función de costo marginal. Por eso, la recta de la tarifa debe ser tangente en h_i a la curva de costo. De ahí:

$$b = CMLP_E + CMLP_P \cdot \frac{df(h_i)}{dh_i} \quad (6.5.7)$$

Sustituyéndose ese valor en la ecuación 6.5.6, se tiene:

$$a = CMLP_P \cdot f(h_i) - CMLP_P \cdot h_i \cdot \frac{df(h_i)}{dh_i} \quad (6.5.8)$$

FIGURA 6.10
APROXIMACION DE LAS TARIFAS DE REFERENCIA A LOS COSTOS MARGINALES



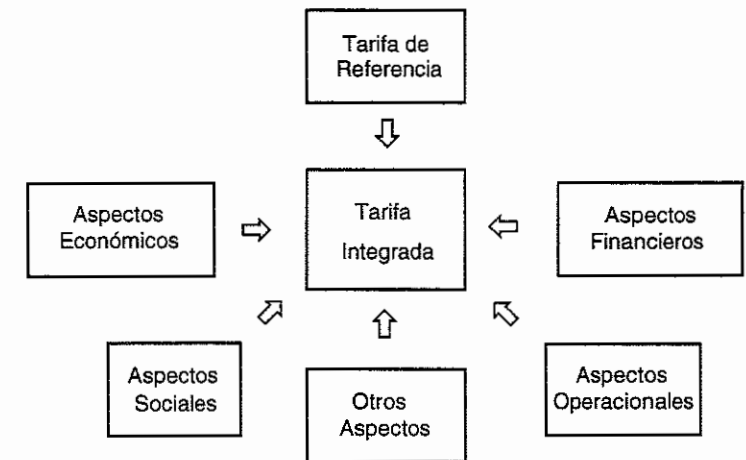
6.6. - LA TARIFA INTEGRADA

Conforme ilustra la Figura 6.11, la tarifa integrada es determinada teniendo como base las **tarifas de referencia (estructura)** y considerando de forma integrada los principios y objetivos referidos en la Sección 6.1. Los principios pueden ser agrupados en **aspectos económicos y financieros (nivel)** y **otros aspectos**, tales como los de naturaleza política, social, operacional, etc. (**ajustes**).

Consideraciones prácticas, relativas al proceso de comercialización, medición y cobranza, también pueden afectar las tarifas integradas.

Los ajustes generalmente resultan en alteraciones tanto en el nivel como en la estructura de los costos marginales de los suministros. La estructura tarifaria puede, entonces, incluir diferenciaciones por categoría de consumidores (residencial, industrial, comercial, rural) y por nivel de ingreso de los consumidores residenciales (rango de consumo).

FIGURA 6.11
PROCESO DE OBTENCIÓN DE LA TARIFA INTEGRADA



Las restricciones o ajustes que definen la tarifa integrada pueden ser clasificadas en dos categorías:

- a) las alteraciones que pueden ser analizadas bajo una óptica puramente económica, por ejemplo, consideraciones de óptimo secundario y tarifas subsidiadas para consumidores de bajo ingreso;
- b) todas las otras consideraciones tales como, viabilidad financiera, restricciones socio-políticas y aspectos de medición y cobranza, donde el análisis económico puro es difícil de ser aplicado.

6.7. - ASPECTOS ECONOMICOS

Cuando existen **distorsiones en los precios** de productos que son sustitutos próximos de la electricidad como fuentes de energía, puede ser necesario un cierto **alejamiento de las tarifas eléctricas en relación con los costos marginales**, en dirección a un **óptimo secundario**.

Por ejemplo, los **subsidios** para determinados combustibles, que existen en muchos países, pueden incentivar ciertos consumidores a la construcción de centrales de generación térmica para uso propio. Generalmente, esa no es la solución más económica para el suministro, desde el punto de vista de la economía como un todo. La solución óptima, en ese caso, sería la revocación de los subsidios para todos los combustibles y la aplicación de tarifas de energía eléctrica iguales a los costos marginales.

No obstante, esos cambios pueden ser políticamente infactibles, cuando sectores importantes de la sociedad son perjudicados por la eliminación de los subsidios. **La solución de óptimo secundario puede ser la fijación de los precios de electricidad abajo de los correspondientes costos marginales.**

El grado de alejamiento de las tarifas, en relación con los costos marginales, es determinado por el monto de los subsidios y por

la facilidad de sustitución de la electricidad por los energéticos alternativos subsidiados (Munasinghe y Warford [1982]).

6.8. - ASPECTOS FINANCIEROS

Cabe al poder público establecer la política de precios a ser adoptada para la prestación de servicios de electricidad. Esa política depende de la modalidad de tarifa adoptada, o sea, tarifa por el costo, por el precio, integrada, etc.

En la modalidad de **tarifa integrada**, el **nivel** de las tarifas es establecido, considerando básicamente el **equilibrio financiero** de la empresa concesionaria.

El ingreso total proporcionado por las tarifas debe ser suficiente para cubrir los costos de una eficiente **operación y mantenimiento** del sistema y permitir una adecuada **rentabilidad del capital** invertido y su retorno, por medio de una tasa de **depreciación** compatible con las características técnicas de las plantas y equipos. Esos son los tradicionales componentes de la tarifa por el costo del servicio (ver Sección 3.2).

Un nivel tarifario adecuado debe también proporcionar la recaudación necesaria para el pago del **servicio de la deuda** de la concesionaria y permitir una contribución adecuada al financiamiento de un **programa mínimo de inversiones**.

Entre los objetivos de una política tarifaria que trascienden los intereses financieros de las empresas, se destaca el propósito de utilizar la tarificación a costos marginales para influenciar el comportamiento de los consumidores y mejorar el empleo de recursos en la sociedad.

Como fue visto en el Capítulo 4, **la solución más eficiente desde un punto de vista puramente económico es la tarificación a costos marginales**. En ese caso, si el ingreso de la empresa fuere insuficiente o excesivo, el gobierno debe recurrir a subsidios o tasas, para que sean satisfechos los requisitos financieros, sin pérdidas económicas o exceso de beneficios.

Debido a la usual escasez de recursos públicos, **una política de tarificación a costos marginales que resulte en constantes pérdidas económicas y exija un permanente subsidio al servicio, en general, no es factible.**

Por otro lado, el caso contrario, cuando **la tarificación a costos marginales conduce a excedentes financieros superiores a las usuales tasas de retorno, raramente resiste la oposición de los consumidores.**

La definición de una **tasa de retorno máxima** suele ser la preocupación principal de los organismos de regulación, cuando las concesionarias son **empresas privadas.**

En la mayor parte de los países, las concesionarias de energía eléctrica son **empresas públicas**, sometidas a **presiones políticas para mantener precios bajos.** En este caso, el problema pasa a ser el de fijar una **tasa de rentabilidad mínima.**

El mantenimiento de precios excesivamente bajos beneficia a los usuarios de los servicios de energía eléctrica, especialmente los grandes consumidores, en perjuicio del conjunto de la sociedad. Tarifas abajo de los costos gravan a los contribuyentes, por medio de más impuestos para subsidiar concesionarias deficitarias, o penalizan a la sociedad en general con el aumento del déficit público y, consecuentemente, de la inflación.

En la modalidad de tarifa integrada, **el proceso de conciliar los costos marginales y el equilibrio financiero no obedece a reglas rígidas.** Sin embargo, **algunos métodos** merecen ser presentados (Munasinghe y Warford [1982]).

El más inmediato y, aparentemente, **el más equitativo** de esos métodos es mantener la estructura relativa de los costos marginales de largo plazo, haciendo variar el nivel tarifario promedio mediante **alteraciones equiproporcionales.** En general, ese procedimiento es sólo parcialmente eficiente.

Desde el punto de vista de eficiencia económica, **el más satisfactorio** procedimiento de ajuste del costo marginal de largo plazo a los requisitos financieros se basa en la discriminación de precios, utilizando la **regla de las elasticidades inversas** (Baumol y Bradford [1970], Brown y Sibley [1986]).

En ese método, **la diferencia entre el costo marginal y la tarifa será tanto mayor cuanto menor sea la elasticidad-precio de la demanda de la categoría de consumidores y del período de consumo considerado.**

En la práctica, la carencia de datos de elasticidad torna ese procedimiento un ejercicio muy impreciso. Además, esa técnica parece penalizar a algunos consumidores más que a otros, violando el objetivo de justa repartición de los costos del servicio.

Otra manera de promover el equilibrio financiero de las concesionarias consiste en la **adición o descuento de cargos fijos en las facturas.** Esos ajustes son compatibles con los principios de eficiencia económica, siempre que los niveles de consumo no sean significativamente afectados.

Un procedimiento para la reducción del ingreso de las concesionarias recomienda el cobro de los costos marginales sólo para los consumos más altos, reduciéndose el precio para los primeros bloques de energía. Este procedimiento es coherente con el modelo de tarifas subsidiadas descrito en la Sección 6.9.

6.9. - ASPECTOS SOCIALES

Tarifas subsidiadas son frecuentemente utilizadas para el suministro de energía eléctrica a **consumidores residenciales de bajo ingreso** (Bitu [1986], Masjuan Undurraga [1992]).

Ese tipo de subsidio es justificado con base en **argumentos de naturaleza política o de justicia social**, que son más convincentes entre más bajos sean los respectivos niveles de renta de la población pobre, en comparación con los costos de la electricidad.

La transferencia directa de renta para los sectores más pobres de la sociedad es teóricamente preferible al subsidio en productos específicos, tales como energía eléctrica. Disponiendo de más alta renta, esas familias o individuos pueden satisfacer aquellas necesidades que ellos mismos juzgan más básicas.

No obstante, la difícil administración de una política de transferencia directa de renta incentiva las autoridades a utilizar precios subsidiados para los servicios públicos, con objetivos redistributivos.

Ya que las concesionarias de energía eléctrica pueden actuar como monopolios y discriminar precios, ellas asumen un papel preferencial en la ejecución de tales políticas redistributivas. Por esas razones de orden práctica, la tarifa de energía eléctrica es usada como instrumento tributario.

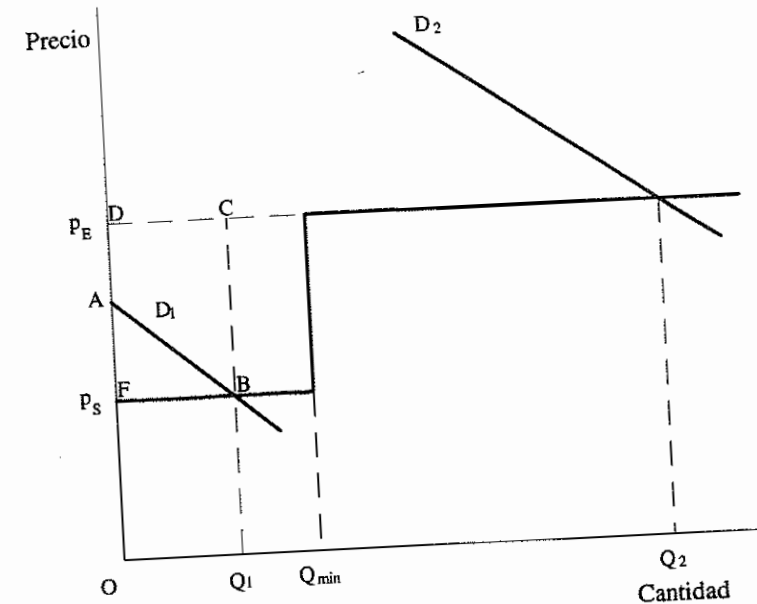
Otra razón práctica que motiva la aplicación de tarifas subsidiadas para clientes residenciales de escasos recursos está relacionada al control de hurto de energía (Masjuan Undurraga [1992]). Frecuentemente, se observa una alta morosidad de pago por parte de los consumidores de bajo ingreso. Esta situación lleva a que un gran número de estos consumidores queden sin suministro eléctrico por corte, con el consiguiente riesgo que comiencen a hurtar. Esta última condición, conlleva un alto peligro para las personas y sus bienes, además de las naturales pérdidas para las concesionarias.

El subsidio tarifario a consumidores de bajo ingreso puede ser también justificado bajo una óptica puramente económica, conforme demuestra el ejemplo presentado a continuación (Munasinghe y Warford [1982]).

La Figura 6.12 presenta las curvas de demanda individuales D_1 y D_2 , correspondientes, respectivamente, a los consumidores residenciales de bajo ingreso y de ingreso medio; la tarifa social p_s , aplicada sobre un bloque de consumo mínimo (hasta $Q_{\min}$); y la tarifa basada en el costo marginal p_E .

Si la tarifa para todos los consumidores, independientemente de sus niveles de renta, fuere fijada en p_E , el consumidor medio limitará su consumo en el nivel óptimo Q_2 , pero el consumidor de bajo ingreso nada podrá consumir.

FIGURA 6.12
TARIFAS SUBSIDIADAS



La adopción de la tarifa reducida p_s , para el bloque de consumo mínimo, crea la posibilidad de capturar un excedente del consumidor de bajo ingreso, dado por el área del triángulo ABF. Esa modalidad tarifaria es llamada **tarifa creciente en bloques**.

Si los beneficios usufructuados por los sectores más pobres de la sociedad fueren considerados de más alto valor social, o sea, si

tuvieren mayor peso en la definición de la **función de bienestar social** (ver Sección 4.7), el excedente del consumidor ABF debe ser multiplicado por un apropiado peso mayor que la unidad.

El subsidio con finalidad social es económicamente justificable, si el excedente ponderado del consumidor de bajo ingreso resultar mayor que el costo de ese subsidio para la sociedad, correspondiente al área del rectángulo BCDF.

La tarifa creciente en bloques no afecta el nivel óptimo de consumo del consumidor medio. El efecto sobre su renta, proveniente de la reducción de gastos con la compra del primer bloque de consumo, tiene un efecto despreciable sobre su consumo de energía.

En la práctica, el valor de Q_{min} debe ser definido con cuidado, para que se eviten subsidios significativos a consumidores de renta relativamente alta. **El consumo mínimo debe satisfacer sólo las necesidades elementales** de iluminación y utilización de aparatos básicos (nevera, plancha, radio y televisión).

El efecto del subsidio sobre el ingreso de las concesionarias debe ser cuantificado, teniendo en mente la necesidad de atender el equilibrio financiero de la empresa concesionaria.

Otra alternativa para el suministro a consumidores de bajo ingreso es el **subsidio directo de carga fiscal**, adoptado, por ejemplo, en Chile (Masjuan Undurraga [1992]) y que evita modificaciones en el sistema de tarificación.

En términos económicos, existen pocas diferencias entre ese sistema y la llamada tarifa creciente en bloques. Para los consumidores de bajo ingreso, la señal de precio resultante corresponde a la tarifa normal menos el subsidio al consumo básico. Desde su punto de vista, por tanto, ambos sistemas son equivalentes.

Las diferencias entre los dos sistemas son las siguientes: (i) los consumidores no clasificados como de bajo ingreso dejan de ser

beneficiados con la reducción tarifaria sobre el bloque mínimo; (ii) las concesionarias pasan a tener recaudación integral, ya que los recursos del subsidio provienen directamente del gobierno; (iii) conlleva la necesidad de mantener un catastro de los consumidores beneficiados, lo que origina costos y puede conducir a fraudes.

6.10. - ASPECTOS OPERACIONALES

Las dificultades de orden práctico y el análisis costo-beneficio del proceso de medición y facturación pueden conducir a una simplificación de la estructura tarifaria.

En primer lugar, **es esencial que la tarifa sea comprensible para el consumidor.** En caso contrario, los consumidores no estarán habilitados a ajustar su consumo, de acuerdo con la señalización de los precios.

Además, el grado de sofisticación del proceso de medición debe ser determinado con base en el **beneficio neto** correspondiente, en los **problemas prácticos de instalación y lectura** de los medidores, en las **dificultades de facturación**, etc.

El beneficio neto a ser evaluado debe considerar la reducción de los costos de suministro, resultante de la disminución del consumo; los costos de medición y cobro y la reducción de los beneficios netos de los consumidores, al disminuir su consumo (Munasinghe y Warford [1982]).

En términos prácticos, para consumidores residenciales de bajo ingreso, que reciben energía a una tarifa subsidiada, puede ser suficiente la instalación de un equipo que limite el paso de corriente. En esos casos, aun la instalación de un simple medidor de kWh puede ser antieconómica.

En general, formas sofisticadas de tarificación horario-estacional solamente son aplicadas a grandes consumidores comerciales o industriales de alta o media tensión.

Para consumidores menores, una experiencia-piloto de **tarificación horario-estacional en baja tensión** fue ejecutada en 1990, en una pequeña ciudad del Estado de São Paulo, en Brasil, abarcando aproximadamente 13.000 consumidores. Los resultados obtenidos fueron estimulantes (Cassanti [1992]), teniendo en cuenta la modulación de carga conseguida por los consumidores de todas las categorías. Se estudia la implantación definitiva de ese tipo de tarificación en Brasil.

6.11. - OTROS ASPECTOS

Varios otros aspectos, inclusive algunos de naturaleza económica, pueden justificar una separación entre las tarifas y los costos marginales.

Por ejemplo, puede ser una decisión del gobierno la **promoción del consumo productivo de la electricidad, en una región poco desarrollada**, en la cual significativos beneficios indirectos pueden ser esperados en el futuro.

El subsidio al consumo de energía eléctrica, con objetivos de desarrollo regional, debe ser analizado en términos de sus consecuencias en el desarrollo económico local y nacional, su impacto redistributivo y sus implicaciones en la eficiencia económica global.

Una política de tarifas reducidas de energía eléctrica en regiones menos desarrolladas puede ser viabilizada por el aporte de recursos públicos o por la práctica de subsidios cruzados.

Desde el punto de vista de la teoría económica, los subsidios a productos o insumos específicos no son recomendables. En la práctica, no obstante, la administración de un programa de subsidio directo a industrias específicas es políticamente complicada. Como en el caso de consumidores de bajo ingreso (ver Sección 6.9), puede ser conveniente recurrir a subsidios en las tarifas de energía eléctrica.

La adopción de una política de precios reducidos de energía eléctrica no garantiza el desarrollo industrial de una región, el cual va

a depender de muchos otros factores, especialmente de la disponibilidad de mano de obra especializada, del costo de esa mano de obra, de eventuales incentivos fiscales y de la existencia de una adecuada infraestructura.

Solamente **industrias electrointensivas**, tales como las de aluminio, hierro, productos petroquímicos, papel, cemento, etc., pueden considerar una política de precios reducidos de energía eléctrica, en sus decisiones de inversión. En general, sólo en esos casos, los gastos en electricidad influyen significativamente en los costos de producción.

En el caso de industrias electrointensivas, la cuestión de la energía eléctrica subsidiada trasciende a la problemática del desarrollo regional. La competitividad internacional de esas industrias cada vez más depende del mantenimiento de precios reducidos de energía eléctrica, ya que muchos países subsidian el consumo de esos sectores. Aun Brasil, donde la energía eléctrica es relativamente barata, viene adoptando políticas tarifarias especiales para los consumidores electrointensivos, particularmente las descritas en las secciones 3.7.5 (tarifas interrumpibles) y 3.7.7 (tarifas variables en función del precio del producto)..

Algunos países adoptan **tarifas unificadas a nivel nacional**, por razones de naturaleza política y social. Se utiliza el argumento de la equidad, o sea, que a ningún consumidor debe ser atribuido el cargo o el beneficio de estar más distanciado o más próximo de las fuentes de riqueza nacionales.

Además, se argumenta que las regiones más pobres no deben pagar más que aquellas que tienen una mayor participación en la renta nacional. En general, las regiones de mayor desarrollo industrial presentan mayor densidad de consumidores y, consecuentemente menores costos de transmisión y distribución. Una política de tarifas unificadas sirve, en esos casos, a **objetivos de descentralización industrial y reducción de los desniveles regionales de desarrollo**.

En cualquier caso, la decisión de tarificar la energía eléctrica, en desacuerdo con sus costos marginales, debe ser tomada con cuidado y con claro conocimiento de sus consecuencias, en términos de eficiencia económica.

CAPITULO 7

REFERENCIAS

CAPITULO 7

Referencias

- ALBOUY, Y., Análisis de Costos Marginales y Diseño de Tarifas de Electricidad y Agua, Notas de Metodología, Banco Interamericano de Desarrollo, Washington, D.C., EUA, 1983.
- ALBUQUERQUE, J.C. y P.H. BORN, Custos Marginais de Geração em Sistemas Predominantemente Hidroelétricos. 6º Congreso Latinoamericano y del Caribe de Tarifas Económicas de Energía Eléctrica, Mendoza, Argentina, 1992.
- AVERCH, H. y L. JOHNSON, Behavior of the Firm under Regulatory Constraint, American Economic Review, v. 52, p. 1052, 1962.
- BAUMOL, W.J. y D.F. BRADFORD, Optimal Departures from Marginal Cost Pricing, American Economic Review, p. 265-83, junio de 1970.
- BERNSTEIN, S., 10 Años de Tarificación Eléctrica a Costo Marginal en Chile - Experiencia y Desafíos, 6º Congreso Latinoamericano y del Caribe sobre Tarifas Económicas de Energía Eléctrica, Mendoza, Argentina, 1992.
- BILAS, R.A., Teoria Microeconômica: Uma Análise Gráfica, Forense-Universitária, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 1973.
- BITU, R., Caracterización de la Carga - Energía Eléctrica, Seminarios BID, Montevideo, Uruguay, 1986.
- BITU, R., Tarifa Residencial de Carácter Social - Energía Eléctrica, Seminarios BID, Puebla, México, 1986.

- BITU, R. y P.H. BORN, Aspectos Institucionales en la Tarificación de Energía Eléctrica, ENERLAC, Bogotá, Colombia, 1993.
- BOADWAY, R.W y D.E. WILDASIN, Public Sector Economics, Little, Brown & Co., Boston, Mass., EUA, 1984.
- BOITEUX, M. La Tarification des Demandes en Pointe, Revue Générale de l'Électricité, v. 58, 1949.
- BOITEUX, M. y P. STASI, The Determination of Costs of Expansion of an Interconnected System of Production and Distribution of Electricity, en Marginal Cost Pricing in Practice, ed. James Nelson, Prentice-Hall, Englewood Cliffs, N.J., EUA, 1964.
- BORN, P.H., Curso de Microeconomia e Custos Marginais, COPEL, Curitiba, PR, Brasil, 1991.
- BRADLEY, S.P., A.C. HAX y T.L. MAGNANTI, Applied Mathematical Programming, Addison Wesley Publishing Co., Reading, Mass., EUA, 1977.
- BREYER, S., Regulation and its Reform, Harvard University Press, Cambridge, Mass., EUA, 1982.
- BROWN, S.J. y D.S. SIBLEY, The Theory of Public Utility Pricing, Cambridge University Press, Cambridge, Inglaterra, 1986.
- CALOU, S.M., Privatização da Indústria de Eletricidade no Brasil - Uma Discussão Tomando a Experiência Britânica como Modelo, Encontro Nacional da CIER/SPSE, Florianópolis, SC, Brasil, 1992.
- CAMAZATTO, I. y R. BITU, Estructura Tarifaria com Base nos Custos Marginais-Aspectos Técnicos, Econômicos,

Financeiros e Políticos de Sua Implantação, III Seminario Latinoamericano y del Caribe sobre Tarifas de Energía Eléctrica, México, DF., México, 1981.

- CAMPODONICO, N.M., M.E.M. CARMO, M.A.P. CARVALHO, J.P. COSTA, B.G. GORENSTIN, N. PACIORNIK, J. ROSENBLATT y J. TRINKENREICH, Modelo de Incerteza para o Planejamento da Expansão da Geração de Energia Elétrica - Metodologia e Experiência de Utilização, Encontro Nacional da CIER/SPSE, Florianópolis, SC, Brasil, 1992.
- CANADIAN ELECTRICAL ASSOCIATION, Marginal Costing and Pricing of Electrical Energy, Proceedings of the State of the Art Conference, Montreal, Canadá, mayo de 1978.
- CARDEAL DE SOUZA, W.L., F.M. GUERRA, J. LAMAR y N. MARRERO RENKEL, Las Tarifas de Energía Eléctrica en el Mercosur, 6º Congreso Latinoamericano y del Caribe sobre Tarifas Económicas de Energía Eléctrica, Mendoza, Argentina, 1992.
- CARUSO, L.M. Y B. ARIZU, El Sistema de Precios en el Mercado Eléctrico Mayorista, 6º Congreso Latinoamericano y del Caribe sobre Tarifas Económicas de Energía Eléctrica, Mendoza, Argentina, 1992.
- CASSANTI, W.A., Experiência-Piloto. Tarifa Amarela, 6º Congreso Latinoamericano y del Caribe sobre Tarifas Económicas de Energía Eléctrica, Mendoza, Argentina, 1992.
- CEPEL, Confiabilidade de Geração Hidrotermoelétrica (CONFER), Manual de Metodologia, Revisión 2, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 1983.

- CEPEL/ELETRONBRAS, Modelo de Programação Dinâmica Estocástica para Operação de Sistemas Hidrotérmicos, Relatório Técnico CEPEL nº 144/77, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 1977.
- COX, M., Tendências da Indústria Norte-americana de Energia Elétrica, Seminário Brasil/EUA sobre Desenvolvimento de Energia Elétrica, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 1992.
- CREW, M.A. y P.R. KLEINDORFER, Public Utility Economics, St. Martins Press, Nueva York, NY, EUA, 1979.
- CTE - Comisión de Tarifas Eléctricas de Perú, Nueva Tarifa de Energía Eléctrica, Lima, Perú, 1988.
- DAHER, M.J., Planejamento da Expansão de Geração com Incerteza de Mercado, Tesis de Maestria, UNICAMP, Campinas, SP, Brasil, 1989.
- DASGUPTA, P. y J. STIGLITZ, Benefit-Cost Analysis and Trade Policies, Journal of Political Economy, v. 82, p. 1-33, enero-febrero de 1974.
- DNAEE - Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica, Nova Tarifa de Energia Elétrica, Metodologia e Aplicação, Ministério das Minas e Energia, Brasília, DF, Brasil, 1985.
- DNAEE/ELETRONBRAS, Estrutura Tarifária de Referência para Energia Elétrica, Brasília, DF, Brasil, 1981.
- DUARTE, V.M., A. AMENDOLA y M.C. ROCHA, Software Aplicado ao Cálculo dos Custos Marginais de Distribuição de Média e Baixa Tensão, X Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 1988.

- DUPUIT, P., De l'Utilité et de la Mesure, La Reforma Soziale, Turín, Italia, 1932.
- ELETRONBRAS, Custo Marginal de Geração, Projeto M-1, Diretoria de Planejamento e Engenharia, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 1985.
- ELETRONBRAS, Plano Nacional de Energia Elétrica 1993-2015 - Relatórios dos Projetos, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 1992.
- FABYCKY, W.J. y G.J. THUESEN, Economic Decision Analysis.
- FLEISCHER, G.A., Teoria da Aplicação do Capital: Um Estudo das Decisões de Investimento, Editora Edgar Blucher Ltda., São Paulo, SP, Brasil, 1973.
- FRANCONY, M., La Tarification au Coût Marginal en Théorie et en Pratique: L'Expérience de l'Électricité de France, Colloque du CIREC sur la Tarification d'Électricité, Lieja, Bélgica, mayo de 1979.
- FRANCONY, M., B. LESCOEUR y P. PENZ, Tarification au Coût Marginal - Les Révisions des Tarifs de l'Électricité en France et la Prise en Compte de l'Évolution du Système d'Offre-Demande de l'Électricité, EDF, París, Francia, 1984.
- GCOI/SCCEL/GTAD, Relatório da Pesquisa sobre Custo de Interrupção no Fornecimento de Energia Elétrica, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 1991.
- GCPS, Relatório Final da Comissão para Estudo do Custo de Déficit de Energia Elétrica, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 1988.
- GOMEZ MARTIN, J. y F. URÍA RODRIGUEZ, La Regulación y el Libre Mercado Eléctrico, 6º Congreso Latinoamericano

- y del Caribe sobre Tarifas Económicas de Energía Eléctrica, Mendoza, Argentina, 1992.
- GOMIDE, F.L.S., Teoria Estocástica Aplicada ao Planejamento de Sistemas Hidrelétricos, Tesis Presentada en la Inscripción para el Concurso de Profesor Titular del Departamento de Hidráulica y Saneamiento de la Universidad Federal de Paraná, Curitiba, PR, Brasil, 1986.
- GOMIDE, F.L.S. y L.M. CUNHA, Dimensionamento de Reservatórios para Regularização de Vazões, IV Simpósio Brasileiro de Hidrologia e Recursos Hídricos, v. 4, p. 551-68, Fortaleza, CE, Brasil, 1981.
- GUERRA, S.B., A Desregulamentação do Setor Elétrico, Revista Conjuntura Econômica, Fundação Getúlio Vargas, noviembre de 1992.
- HALTER, A.N. y G.W. DEAN, Decisions under Uncertainty - With Research Applications, Southwestern Publishing Co., Cincinnati, Ohio, EUA, 1971.
- HENDERSON, J.M. y R.E. QUANDT, Teoria Microeconômica, Livraria Pioneira Editora, São Paulo, SP, Brasil, 1976.
- HOTELLING, H., The General Welfare in Relation to Problems of Taxation and of Railway and Utility Rates, Econometrica, v. 6, p. 242-69, julio de 1938.
- HYDRO-QUEBEC, Rapport du Groupe 12 des Études à Long Terme, Étude du Plan d'Expansion, Quebec, Canadá, 1978.
- KAHN, H. y A.J. WIENER, O Ano 2000, Melhoramentos, São Paulo, SP, Brasil, 1967.

- KLEINWORTH BENSON LTD., The Effect on Electricity Prices of Restructuring and Privatisation - The UK Experience, 6º Congreso Latinoamericano y del Caribe sobre Tarifas Económicas de Energía Eléctrica, Mendoza, Argentina, 1992.
- LIMA, W.M. y C.G. LUNDEQVIST, O Planejamento da Expansão do Sistema Gerador, em Curso de Planejamento Energético, Unidade V, CESP, Botucatu, SP, Brasil, mayo de 1988.
- LINS, M.E., Análise Retrospectiva e Situação Atual da Tarifa de Energia Elétrica no Brasil, 6º Congreso Latinoamericano y del Caribe sobre Tarifas Económicas de Energía Eléctrica, Mendoza, Argentina, 1992.
- LOPEZ CARDENETE, J.L., Breve Descripción del Marco Legal y Estable que regula el sector eléctrico español, 6º Congreso Latinoamericano y del Caribe sobre Tarifas Económicas de Energía Eléctrica, Mendoza, Argentina, 1992.
- MANSFIELD, E., Micro-economics - Theory and Applications, W. W. Norton & Co., Nueva York, Londres, 1985.
- MANZONI, G.B.L., Las tarifas del servicio eléctrico en el Ecuador, 6º Congreso Latinoamericano y del Caribe sobre Tarifas Económicas de Energía Eléctrica, Mendoza, Argentina, 1992.
- MASJUAN UNDURRAGA, V.I., Subsidio al Consumo Básico de Electricidad para Clientes Residenciales de Escasos Recursos, 6º Congreso Latinoamericano y del Caribe sobre Tarifas Económicas de Energía Eléctrica, Mendoza, Argentina, 1992.
- MESLIER, F. y P. OGER, Utilisations de l'Analyse et de la Classification Statistique des Courbes de Charge de la

- Clientèle pour la Prévision de la Demande d'Électricité en Énergie et en Puissance, Seminaire sur les Perspectives à Moyen et Long Terme de l'Industrie de l'Énergie Électrique, ONU, Londres, Inglaterra, 1981.
- MILLAN, J., Importancia de la Regulación en el Sector Eléctrico: La Visión del BID, ENERLAC, Bogotá, Colombia, 1993.
- MONNIER, L., La Tarification de l'Électricité en France, EDF, París, Francia, 1983.
- MOSCOTE, R., Importancia de la Regulación en el Sector Eléctrico: La Visión del Banco Mundial, ENERLAC, Bogotá, Colombia, 1993.
- MUNASINGHE, M., The Economics of Power Systems Reliability and Planning, The Johns Hopkins University Press, Baltimore, Md., EUA, 1979.
- MUNASINGHE, M., An Integrated Framework for Energy Pricing in Developing Countries, Energy Journal, v. 1, p. 1-30, julio de 1980.
- MUNASINGHE, M., Electric Power Economics: Selected Works, Butterworth & Co. Publishers Ltd., Washington, D.C., EUA, 1990.
- MUNASINGHE, M. y J.J. WARFORD, Electricity Pricing, The Johns Hopkins University Press, Baltimore, Md., EUA, 1982.
- NAIR, K. y R.K. SARIN, Generating Future Scenarios, Their Use in Strategic Planning, Long Range Planning, v. 12, p. 57, junio de 1979.
- O'CONNOR, R., Planning Under Uncertainty, Multiple Scenarios and Contingency Planning, The Conference Board Inc., 1978.

- OLADE y BID, Super / OLADE - BID, Manuales, Versión Preliminar, Quito, Ecuador, abril de 1993.
- PEREIRA, M.V.F., L.M.V.G. PINTO, S.H.F. CUNHA y G.C. OLIVEIRA, Monte Carlo Based Composite Reliability Evaluation. Modeling and Computational Aspects, IEEE Winter Power Meeting, IEEE Tutorial Course, 90EH0311-1-PWR, p. 44-50, Atlanta, Georgia, EUA, febrero de 1990.
- PILLAJO, R. y E. ALMEIDA, Metodología para la Planificación de la Expansión del Sistema de Generación del SNI Considerando la Incertidumbre de la Demanda, Instituto Ecuatoriano de Electrificación, Quito, Ecuador, 1987.
- PIOGER, Y., Analyse et Classification de la Clientèle EDF en Fonction de la Forme de la Courbe de Charge, EDF, París, Francia, 1978.
- POWERS, T., El Cálculo de los Precios de Cuenta en la Evaluación de Proyectos, BID, Washington, D.C., EUA, 1981.
- PROCEL, Relatório Final do Sistema Nacional de Avaliação do Comportamento da Carga - SNACC, DNAEE, Brasília, DF, Brasil, 1990.
- QUILES, E., E. MARIANO y W. BARAN, Evolución de la demanda de energía eléctrica y crecimiento económico, 6º Congreso Latinoamericano y del Caribe sobre Tarifas Económicas de Energía Eléctrica, Mendoza, Argentina, 1992.
- RAMOS, D.S., M. MOROZOWSKI FILHO y M.V.F. PEREIRA, Integração do Planejamento do Parque Gerador e Sistema de Transmissão Interligado Brasileiro - Aspectos Conceituais e Metodológicos, X Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Grupo VII, Artículo 10, Curitiba, PR, Brasil, noviembre de 1989.

- RENSHAW, E.F., Expected Welfare Gains from Peak-Load Electricity Charges, Energy Economics, p. 37-45, enero de 1980.
- RISSOLI, C., Sistema de Projeção da Demanda - SPD, DNAEE, Brasília, DF, Brasil, 1987.
- RUGGLES, N., The Welfare Basis of the Marginal Cost Pricing Principle, Review of Economic Studies, v. 17, p. 29-46, 1949-50.
- RUGGLES, N., Recent Developments in the Theory of Marginal Cost Pricing, Review of Economic Studies, v. 17, p. 107-26, 1949-50.
- SALVATORE, D., Microeconomia, McGraw Hill do Brasil, São Paulo, SP, Brasil, 1981.
- SAUNDERS, R.J., J.J. WARFORD y P.C. MANN, Alternative Concepts of Marginal Cost Pricing for Public Utility Pricing: Problems of Application in the Water Supply Sector, World Bank Staff Working Paper n° 259, World Bank, Washington, D.C., EUA, mayo de 1977.
- SCHILLING, M.T., J.C.G. PRAÇA, R.N. FONTOURA FILHO, J.F. QUEIROZ y K.H. LEE, Métodos e Modelos para Análise de Confiabilidade em Sistemas Eletroenergéticos, Revista Brasileira de Energia, v. 1, n1, 1984.
- SCHILLING, M.T. y J.W. MARANGON, Percepção Diferenciada e Valoração Econômica da Confiabilidade, Nota Técnica DOLT 92.02.02, ELETROBRAS, Rio de Janeiro, 1992.
- SEXTO CONGRESO LATINOAMERICANO Y DEL CARIBE SOBRE TARIFAS ECONOMICAS DE ENERGIA ELECTRICA, Conclusiones y Recomendaciones, Mendoza, Argentina, 1992.

- SILVA, A.M.L., M.V.F. PEREIRA y M.T. SCHILLING, Power Systems Analysis under Uncertainties, II Simpósio de Especialistas em Operação e Planejamento Elétrico, São Paulo, SP, Brasil, 1989.
- SKOKNIC, C., Tratamiento de la Incertidumbre en los Sistemas Eléctricos Chilenos, ENDESA, Santiago, Chile, 1987.
- SQUIRE, L. y H.G. VAN DER TAK, Economic Analysis of Projects, The Johns Hopkins University Press, Baltimore, Md., EUA, 1975.
- STEINER, P., Peak Loads and Efficient Pricing, Quarterly Journal of Economics, noviembre de 1957.
- SYMPOSIUM ON PEAK LOAD PRICING, Bell Journal of Economics, v. 7, p. 197-250, primavera de 1976.
- TEJADA-GUIBERT, J.A., Conceptos sobre la Selección de Condiciones Hidrológicas para el Planeamiento de Expansión de la Generación de un Sistema Eléctrico y el Caso del Sistema Interconectado Centro-Norte en el Perú, Informe AT-009-85 (Relatorio Interno), Plan Maestro Nacional de Electricidad, ELECTROPERU, Lima, Perú, diciembre de 1985.
- TERRY, L.A., M.V.F. PEREIRA, T.A. ARARIPE NETO, L.F.C.A. SILVA y P.R.H. SALES, Coordinating the Energy Generation of the Brazilian National Hydrothermal Electrical Generating System, Interfaces, 16:1, p. 16-38, enero-febrero de 1986.
- TURVEY, R., Optimal Pricing and Investment in Electricity Supply, MIT Press, Cambridge, Mass., EUA, 1968.
- TURVEY, R. y D. ANDERSON, Electricity Economics, The Johns Hopkins University Press, Baltimore, Md., EUA, 1987.

VON NEUMANN, J. y O. MORGENSTERN, Theory of Games and Economic Behavior, J. Wiley, Nueva York, N.Y., EUA, 1967.

WARR, P., On the Shadow Pricing of Traded Commodities, Journal of Political Economy, v. 85, p 865-72, 1977.

WEISS, L.W., State Regulation of Public Utilities and Marginal Cost Pricing, Case Studies in Regulation: Revolution and Reform, ed. L. Weiss y M. Klass, EUA, 1981.

WILLIAMSON, O.E., Peak Load Pricing and Optimal Capacity under Indivisibility Constraints, American Economic Review, v. 56, n° 4, p. 810-27, setiembre de 1966.

WOODKE, P.E., Regulatory and financial challenges facing the electric utility industry in the United States, 6° Congreso Latinoamericano y del Caribe sobre Tarifas Económicas de Energía Eléctrica, Mendoza, Argentina, 1992.

ZENTNER, R.D., Scenarios, Past, Present and Future, Long Range Planning, v. 15, n° 3, p. 14, 1982.