

NACIONES UNIDAS

CONSEJO
ECONOMICO
Y SOCIAL



BIBLIOTECA NACIONES UNIDAS MEXICO

LIMITADO

ST/ECLA/CONF.7/L.1.30
12 de julio de 1961

ORIGINAL: ESPAÑOL

SEMINARIO LATINOAMERICANO SOBRE ENERGIA ELECTRICA

Auspiciado por la Comisión Económica para América Latina, la Dirección de Operaciones de Asistencia Técnica y la Subdirección de Recursos y Economía de los Transportes de las Naciones Unidas, conjuntamente con el Gobierno de los Estados Unidos Mexicanos

México, 31 de julio a 12 de agosto de 1961

PROPIEDAD DE
LA BIBLIOTECA

CATALOGADO

ALGUNOS PROBLEMAS EN EL FINANCIAMIENTO DE LA
EXPANSION DEL SECTOR ELECTRICO

Documento presentado por la Comisión Económica para América Latina,
Programa de Energía y Recursos Hidráulicos

INDICE

	<u>Página</u>
Capítulo I. <u>Introducción</u>	1
Capítulo II. <u>Clasificación de las fuentes de financiamiento</u>	7
1. Autofinanciamiento.....	7
2. Aporte de nuevos capitales.....	9
3. Emisión de instrumentos de deuda en los mercados de capitales, tanto interno como internacional.....	11
4. Créditos para la industria eléctrica.....	14
Capítulo III. <u>Productividad y costos unitarios</u>	19
Capítulo IV. <u>El nivel de utilidad, las tarifas de venta y su regulación por el Estado</u>	23
Capítulo V. <u>La controversia sobre el nivel óptimo de autofinanciamiento</u>	33
Capítulo VI. <u>Inflación, política fiscal y desarrollo eléctrico</u>	41
Capítulo VII. <u>La aportación de las instituciones financieras internacionales</u>	53
Capítulo VIII. <u>El financiamiento de la expansión eléctrica en el Brasil y México</u>	57
1. Brasil.....	57
2. México.....	63
<u>Anexo I.</u> Desequilibrio y dinamismo en el desarrollo económico.....	67
<u>Anexo II.</u> Algunos aspectos analíticos de la capacidad de autofinanciamiento de la expansión de un sistema eléctrico.....	71
<u>Anexo III.</u> El efecto MELRED y su aporte al financiamiento de sectores dinámicos.....	89
<u>Anexo IV.</u> Observaciones sobre los sistemas tributarios de los países exportadores de capital.....	93
<u>Anexo V.</u> Monto y condiciones de los préstamos otorgados por las instituciones financieras internacionales	97

Capítulo I

INTRODUCCION

La empresa productora de energía eléctrica se ve enfrentada en forma permanente a un problema financiero de mayor entidad que el de otras empresas debido a tres razones fundamentales:

a) porque se trata de una industria de alta densidad de capital por unidad de producto;

b) porque se trata de un monopolio dentro de una zona o región determinada y, por consiguiente, no puede compartir la responsabilidad de atender un aumento de la demanda con firmas competidoras como es el caso de la mayoría de los sectores industriales;^{1/}

c) porque el sector eléctrico se caracteriza por un alto grado de dinamismo dentro del proceso de desarrollo económico; aun en períodos de estancamiento general de la economía, debe hacer frente a expansiones de importancia en su capacidad instalada.

De ahí que el estudio de las fuentes y métodos de financiamiento de la empresa eléctrica, tanto estatal como privada, tenga especial importancia a los efectos de asegurar una afluencia permanente de fondos a dicho sector, para permitirle responder, e inclusive estimular, a la demanda de electricidad.

En otro documento de la Secretaría^{2/} se ha analizado la expansión del sector durante la próxima década, llegándose a la conclusión de que, para asegurar un aprovisionamiento adecuado de electricidad, será necesario destinar entre un 6 y un 9 por ciento del total de recursos de inversión disponibles.

^{1/} Nótese, sin embargo, que si bien la presión financiera sobre la firma, causada por las necesidades de la demanda, es mayor en el caso del monopolio, no sucede lo mismo si se toma el sector industrial en conjunto. Por el contrario, puede suceder que si el mismo está constituido por muchas empresas, el grado promedio de utilización de la capacidad sea más reducido que en el caso del monopolio y el capital total invertido sea por consiguiente mayor.

^{2/} La expansión del sector eléctrico en América Latina y sus necesidades de capital para 1960-70 (ST/ECLA/CONF.7/L.1.10).

Pero no basta que dicho monto esté disponible para invertir en el sector eléctrico: es necesario que el régimen económico y el marco institucional y legal aseguren que se produzca efectivamente la afluencia de recursos hacia las empresas que harán las inversiones. La experiencia de la post-guerra en los países latinoamericanos parece indicar que los estrangulamientos producidos en sectores básicos de la economía - electricidad, transporte, comunicaciones, siderurgia, etc. - no se deben tanto a la escasez de ahorros como a la distorsión producida en la asignación sectorial de la inversión. Así, por ejemplo, la hipertrofia de algunos sectores ha redundado en perjuicio de otros debido a que las condiciones económicas y sobre todo el fenómeno inflacionario disminuyen la rentabilidad de los fondos colocados en estos últimos.

El problema se acentúa más en América Latina debido a que es necesario proveer fondos no sólo para la renovación y expansión normal de los sistemas eléctricos, sino para recuperar a la brevedad posible el atraso de los mismos respecto a la demanda y eliminar las diversas restricciones que en muchos casos todavía pesan sobre los consumidores actuales y potenciales.

En los modelos económicos de desarrollo equilibrado - del tipo del de Harrod-Domar y similares - se supone generalmente una relación entre la proporción del ingreso que se invierte y el incremento resultante del ingreso sobre la base de un coeficiente o relación producto-capital. Restrigiéndose al caso de desarrollo equilibrado, o sea cuando todos los componentes del modelo crecen a la misma velocidad y en la misma dirección, basta utilizar una relación producto-capital global, que será el promedio ponderado de los coeficientes respectivos de los diversos sectores de la economía. Dicha hipótesis equivale a suponer que la estructura del consumo permanece invariable y que lo mismo sucede con las técnicas de producción.

Claro que tales hipótesis distan de cumplirse en la realidad, por lo que no pueden tomarse como base para un análisis teórico del proceso de desarrollo y mucho menos en el caso de regiones como las de América Latina. La razón para ello es que no se cumplen ninguna de las dos suposiciones del modelo de desarrollo equilibrado, lo que está bien

/ilustrado en

ilustrado en el caso de la electricidad por ser ésta a la vez un bien final de consumo y un bien intermedio de producción.

Así, en el documento de la Secretaría antes aludido se vio que la velocidad de expansión del sector eléctrico en los próximos diez años será del orden del doble de la del producto bruto, tal como sucedió en la pasada década.

Las modificaciones estructurales de la demanda final y del sistema productivo que tienen lugar en el curso del proceso de desarrollo económico tienden en ambos casos a incrementar el consumo eléctrico por unidad de ingreso y de producto.^{3/}

Cuanto más elevado sea el grado de dinamismo de un sector en el curso del proceso de desarrollo - grado que podría definirse, por ejemplo, mediante la relación entre su velocidad de crecimiento y la del producto bruto total en cuyo caso al sector eléctrico en América Latina le correspondería un grado igual a 2 - y cuanto más elevada sea la intensidad de capital en el sector, mayor será su "hambre" de inversiones y la presión que su evolución ejercerá sobre la distribución del ahorro interno generado y el aporte de capital extranjero.

A fin de tener una idea del orden de magnitud de esta presión, recuérdese que en América Latina, durante el período 1945-58, la relación producto-capital para toda la economía (referida a la inversión bruta y no a la neta) parece haber variado entre 0.3 y 0.5,^{4/} valores bastante por encima de los que se hallan en economías más desarrolladas, lo que debe atribuirse precisamente a la falta de muchos servicios básicos.

Para el sector eléctrico, en cambio, la relación marginal producto-capital es bastante menor, del orden de 0.2, e inferior aún en algunos casos particulares.^{5/}

3/ Se expondrán otras consideraciones en el Anexo I de este documento, "Desequilibrio y dinamismo en el desarrollo económico".

4/ Véase Jorge Ahumada, El desarrollo económico y los problemas del cambio social en América Latina" (ST/ECLA/CONF.6/L.A-1).

5/ El promedio ponderado de los Precios de venta de la energía eléctrica en 1959 fue de 2.3 centavos de dólar por kWh. Ya se ha visto en otro trabajo de la Secretaría que el costo promedio de inversión es del orden de 450 dólares por kW instalado. Como el grado de utilización es de unas 4 000 horas anuales, resulta una relación producto-capital de $0.023 \times 4\ 000 / 450 = 0.205$.

Resulta así que el sector eléctrico, además de expandirse a doble velocidad que el producto, tiene una intensidad de capital que es también más o menos el doble de la del producto. No es de extrañarse entonces que el desarrollo del sector tenga tanta importancia y pese en grado tan acentuado sobre la asignación de los recursos disponibles para inversión.

Ello explica también por qué, siendo tan reducida la participación de los gastos por concepto de consumo de electricidad con relación al ingreso nacional - del orden de 1.5 a 3 por ciento -, en cambio la inversión en el sector eléctrico representa entre el 6 y el 12 por ciento de la inversión total.

Este desequilibrio entre las participaciones del sector eléctrico en el ingreso y en la inversión se refleja, como es natural, en la estructura financiera de su expansión. Es necesario acudir - en mucho mayor grado que en otras industrias - a ahorros generados fuera del sector. Hay sectores en que naturalmente se produce una situación opuesta, o sea que en virtud de que la demanda sectorial aumenta menos que el producto - pues no todos los sectores pueden expandirse a una velocidad mayor que la velocidad promedio - o de que se trata de una industria de escasa intensidad de capital, su demanda de recursos para inversión es inferior a su capacidad de generar ahorros.

Esta asimetría permite la transferencia intersectorial de ahorros que es necesario facilitar y promover a fin de permitir un funcionamiento adecuado del proceso de desarrollo, eliminando fricciones y evitando la formación de puntos de estrangulamiento.

La participación relativa de las posibles fuentes en el financiamiento del sector tiene un gran significado de orden teórico a la vez que práctico. A estudiarla se dedica buena parte de lo que sigue, haciendo ver la íntima relación que las diversas fuentes de capital mantienen entre sí y con la estructura de las inversiones requeridas.

La controversia sobre el nivel óptimo de autofinanciamiento de la expansión del sector eléctrico, sin ser el de mayor valor numérico, es el punto de mayor importancia dentro del tema. De ahí que se le preste preferente atención, en especial en los capítulos IV y V.

/Baste decir

Baste decir aquí, como síntesis del problema, que en la determinación de ese nivel óptimo será necesario equilibrar las dificultades existentes en los países latinoamericanos para canalizar la afluencia intersectorial de ahorros - debido a lo primitivo del mercado de capitales - con los inconvenientes de un autofinanciamiento excesivamente elevado que, al resultar en tarifas alejadas de los costos marginales de producción, afectaría adversamente la elección del consumidor doméstico e industrial y llevaría a una utilización poco eficiente de los recursos energéticos.

Finalmente, en vista de que el componente en divisas de la inversión es relativamente elevado (40 por ciento para la próxima década) y de que existe la esperanza de que créditos internacionales, en condiciones apropiadas de plazo de amortización y tipo de interés, contribuyan a salvar ese importante déficit de financiamiento eléctrico con fuentes internas, se ha dedicado atención especial a ese tópico.

Capítulo II

CLASIFICACION DE LAS FUENTES DE FINANCIAMIENTO

En este capítulo se analizan someramente las principales fuentes de recursos para las empresas eléctricas, clasificadas en cuatro grupos: autofinanciamiento, aporte de nuevos capitales, emisión de instrumentos de deuda y obtención de créditos. Todos ellos tienen en común el hecho de que significan un ingreso de recursos para la empresa que le permitirá realizar nuevas inversiones y ampliar su capacidad productiva. Sin embargo, desde el punto de vista económico, existe una diferencia sensible entre los dos primeros, que significan una incorporación neta de capital, y los dos últimos, que obligan a contraer deudas que tarde o temprano la empresa tendrá que cancelar. Ambos representan un costo para la empresa, si bien de características y montos diferentes. En todo caso, la disponibilidad de créditos, aunque sea en condiciones muy convenientes, es un complemento financiero necesario y no un sustitutivo para la fijación de tarifas a un nivel económicamente razonable.

1. Autofinanciamiento

Proviene de las reservas disponibles por concepto de amortización y utilidades no distribuidas. En lo que respecta a los fondos de depreciación o amortización, desde un punto de vista teórico no deberían incluirse en esta categoría ya que, por definición, su objeto se limita a mantener el activo fijo de la empresa, sin contribuir a su expansión. No obstante, desde el punto de vista práctico es difícil distinguir entre ambos por diversas razones. En primer término, porque dichos fondos - en las empresas eléctricas y en muchos otros casos -, no se acumulan en forma líquida hasta reemplazar la maquinaria respectiva, sino que se van invirtiendo continuamente en la misma empresa. Con la técnica de la amortización lineal, ello tiene un efecto expansivo sobre la capacidad productiva, punto éste que se analizaría en el capítulo V. En segundo término y debido al desarrollo tecnológico, la maquinaria existente se reemplaza con otra diferente, por lo cual no existe la continuidad y uniformidad que teóricamente se supone. Por esta vía se produce también un efecto expansivo que puede tener dos causas diferentes que a veces se acumulan:

/por una

por una parte, el avance tecnológico tenderá a reducir los costos unitarios de inversión del equipo electromecánico,^{1/} que es el que más interesa en este caso: por otra parte, aun con la misma tecnología, la expansión en la demanda llevará a instalar unidades de mayor capacidad productiva, haciendo disminuir en consecuencia los costos unitarios en virtud de las economías de escala. En ambos casos, las reservas de depreciación, calculadas sobre valores originales de inversión, tenderán a superar las necesidades de reposición, dejando un margen disponible para aumento neto de la capacidad productiva.

Estos efectos expansivos se ven compensados y a veces totalmente eliminados en el caso - frecuente en América Latina - en que las reservas legales de amortización se calculan a base del costo histórico u original sin que se permita la modificación de éste ni siquiera en un proceso inflacionario intenso. Es claro que en tales condiciones dichas reservas serán incluso insuficientes para atender su fin específico. En los últimos años se han introducido cambios en la legislación para permitir la revaluación de los activos de las empresas, tanto en lo que se refiere al cómputo de la amortización como al de la utilidad razonable legalmente permitida. Este punto se analizará más detalladamente en el Anexo II.

En lo que se refiere al segundo componente del autofinanciamiento - las utilidades no distribuidas -, depende fundamentalmente del monto global de las utilidades de la empresa y de la política que se siga con respecto a la distribución de dividendos. Existe una estrecha relación entre ambos factores y la posibilidad de obtener nuevo capital acudiendo al mercado financiero; es obvio que un bajo nivel de utilidades y/o una política sumamente restrictiva en materia de distribución de dividendos tenderán a disminuir el atractivo de la inversión dentro del mercado de capitales y por consiguiente dificultarán la obtención de fondos desde esta segunda fuente de financiamiento.

^{1/} Al mismo tiempo mejora la eficiencia operativa, reduciendo los costos unitarios. De ahí su influencia en las tarifas o en la mayor rentabilidad de la empresa.

Como puede notarse al analizar en detalle la estructura del capital accionario de algunas empresas eléctricas latinoamericanas, en muchos casos - aunque la empresa sea desde el punto de vista legal una sociedad de derecho privado - el principal accionista es el Estado a través de agencias o bancos de desarrollo económico, en cuyo caso se suele admitir que estas agencias se comprometen a reinvertir automáticamente los dividendos que les puedan corresponder.

Un aspecto de suma importancia en lo que respecta al autofinanciamiento es el tratamiento impositivo a la reinversión de utilidades. En muchas de las leyes que gravan los ingresos existen cláusulas que disponen una exoneración total o parcial del impuesto sobre la fracción de las utilidades que se destine a nuevas inversiones. Es ésta una manera de utilizar la política fiscal como instrumento de desarrollo económico, tratando de aumentar así el coeficiente de inversión de la economía.

2. Aporte de nuevos capitales

Los nuevos capitales pueden ser de origen privado o público, nacional o extranjero. Por supuesto que aquí debe distinguirse entre la empresa de capitalización pública y privada y, en el segundo caso, la nacionalidad de la mayoría de su capital.

Cuando la empresa es total o predominantemente de propiedad estatal, su estatuto legal puede prever un determinado aporte del Estado en forma de una partida fija anual o una parte alícuota de la tributación total o de una especial. El aporte público puede ser forzoso mediante un impuesto cuya recaudación se destina específicamente a fondos para la electrificación. Impuestos de este tipo existen en el Brasil y Chile. En algunos casos el impuesto forma parte del precio de venta de la energía eléctrica; en otros casos recae sobre otros sujetos impositivos.

Desde el punto de vista del consumidor de energía, un impuesto a la venta del kWh es, desde luego, equivalente a un aumento correspondiente de la tarifa, salvo que el pago de ese impuesto dé derecho a un cierto número de acciones por el valor con que así se contribuye. Este último procedimiento serviría a la vez para difundir la propiedad de la empresa entre tenedores privados nacionales.

/La única

La única diferencia adicional radica en que la empresa productora de energía generalmente se ve obligada legalmente a destinar a fines determinados - por ejemplo, expansión de su capacidad instalada o mejoras en las redes de distribución - el mayor ingreso que así obtiene. Pero también esta diferencia desaparece en muchos casos, pues los aumentos de tarifas que resultan de negociaciones entre el Estado y las empresas eléctricas suelen establecer compromisos paralelos por parte de las empresas en el sentido de expandir y mejorar sus servicios. Desde este punto de vista, pues, un impuesto a la venta de energía eléctrica cuya recaudación se destina a un fondo de electrificación, como en el Brasil, sería equivalente a un aumento de ~~tarifas~~ con la obligación por parte de la empresa de destinar un cierto porcentaje de su recaudación bruta a la realización de nuevas obras.

Salvo muy pocas excepciones, entre las que destaca Venezuela, las empresas eléctricas de propiedad privada en América Latina están capitalizadas principalmente desde el extranjero. Es evidente que en estos casos además de recurrir en cierta medida al mercado nacional de capitales, queda abierta la posibilidad de integrarlo con nuevos aportes en forma de acciones en los países de origen, que generalmente son importantes exportadores de capital. Al final del presente capítulo se harán algunas someras observaciones sobre las ventajas e inconvenientes relativos de uno y otro aporte (complemento del ahorro interno por un lado y presión sobre el balance de pagos por concepto de transferencia de dividendos e intereses por el otro).

Dentro de la tendencia tan difundida en América Latina de aumentar la participación de capitales nacionales en la propiedad de las empresas eléctricas de servicio público, acaso merezca la pena idear procedimientos mediante los cuales pueda aumentarse el aporte del esfuerzo privado. Así, los usuarios - sobre todo los industriales - podrían adquirir acciones en una cierta proporción respecto a sus demandas de potencia o de energía, lo que guarda relación con la economía que les representa evitar la instalación de plantas propias para atender dichas demandas. En este último caso y a los efectos de evitar que estas suscripciones tengan un efecto inflacionario y asegurarse de que provienen del ahorro genuino, debe cuidarse de verificar que su costo no es trasladado al consumidor final mediante aumentos en los precios de venta respectivos.

/Otra posibilidad

Otra posibilidad interesante sería utilizar el crédito de los organismos internacionales para promover la inversión de ahorros internos en el sector eléctrico. Los préstamos se otorgarían, por ejemplo, a poderosos consumidores industriales o a las asociaciones industriales, bancos industriales, organismos estatales de promoción, asociaciones profesionales u obreras, institutos de previsión, etc., con el fin de que su rendimiento se invirtiera en acciones de las empresas eléctricas respectivas.

3. Emisión de instrumentos de deuda en los mercados de capitales,
tanto interno como internacional

Como es sabido, existe toda una gama de instrumentos de este tipo, según las legislaciones, desde las acciones ordinarias de capital y las obligaciones con interés fijo, hasta las acciones preferentes, los debentures convertibles, los bonos de participación, etc.

En cualquier industria el porcentaje de activo fijo representado por aportes de capital en forma de instrumentos de deuda con interés garantido, está limitado por el grado de riesgo que supone para la empresa. Si ese porcentaje es muy alto, la carga financiera que representa puede resultar excesiva en períodos de escasa demanda o de precios reducidos de venta.

En el caso de la industria eléctrica las variaciones de la demanda no presentan un problema serio, pues aun en épocas de depresión económica la demanda eléctrica se mantiene e inclusive aumenta. Existe un leve grado de incertidumbre con respecto al factor de carga correspondiente a un cierto nivel de demanda máxima de un sistema, pero por mucho que ello influya en los ingresos netos de la empresa parecería que la estabilidad del ritmo de crecimiento de la demanda eléctrica permite un alto grado de participación de las obligaciones a mediano y largo plazo en la formación del capital del sector.

Y así sucede efectivamente en algunos casos, como en los Estados Unidos. La explicación de que este fenómeno no sea general se debe sobre todo a dos factores de importancia variable según los países:

- a) el fenómeno inflacionario elimina - en mayor o menor grado, según sea el ritmo y la duración del mismo - el atractivo de obligaciones con interés fijo, a menos que existan mecanismos compensatorios dentro del propio instrumento para mantener el valor real del interés

/y de

y de la amortización de la deuda. La posibilidad de mecanismos de este tipo - a veces denominados genéricamente "cláusulas oro" - en contratos privados se ve muy limitada en algunos países latinoamericanos por las legislaciones vigentes;

- b) la posibilidad de que se fijen tarifas excesivamente bajas por parte de las comisiones o agencias gubernamentales de control constituye un riesgo que contrarresta en gran parte la ventaja derivada de la estabilidad de la demanda a que antes se aludió. O sea que en general estos dos factores son coadyuvantes: el bajo nivel real de las tarifas con respecto a los costos de operación se debe precisamente a una intensa inflación de dichos costos, con respecto a la cual las tarifas tienden a quedar retrasadas. En tal caso el público no sólo se niega a adquirir obligaciones que reditúan un interés real muy bajo - en algunos casos negativos, pues la reducción en la cotización en bolsa de la obligación es mayor que la reducida tasa de interés real sobre la inversión original -, sino que, aun en el caso de que las adquiriese, la empresa se vería en serias dificultades para cubrir el servicio financiero respectivo.

En términos generales, para toda clase de instrumentos negociables de deuda, sólo parecen existir dos correctivos al mal señalado en primer término. Uno es eliminar la causa del desarreglo, o sea la desvalorización progresiva en el poder adquisitivo de la moneda. A ello parece tenderse en la actualidad mediante la política de estabilización monetaria emprendida por varios gobiernos latinoamericanos. Sin embargo y pese a los progresos alcanzados todavía se está lejos de haber alcanzado una posición que elimine la desconfianza instintiva que en el inversionista latinoamericano han dejado largos años de inflaciones descontroladas.

Se dirá que persiste todavía, sobre todo por parte del pequeño ahorrador, un grado considerable de "ilusión monetaria", como lo prueba la estabilidad y hasta el aumento del ahorro bancario individual, pese a topes legales en la tasa de interés que son casi siempre inferiores al ritmo de desvalorización de la moneda, resultando así una tasa de interés negativa. En efecto, este fenómeno existe y en el grado que persista será posible todavía la

/colocación pública

colocación pública de obligaciones con interés nominal fijo en una economía inflacionaria. Pero el gran capital, tanto nacional como extranjero, que constituye la parte más sustancial del posible mercado de dichas obligaciones - como lo prueba la estructura de los tenedores de bonos en los Estados Unidos - es más exigente y su alejamiento deja un vacío difícil de llenar por fuentes alternativas de ahorro.

El segundo correctivo se limita a obrar sobre los efectos del fenómeno. Aceptando que la desvalorización monetaria continuará - o, por lo menos, previendo la posibilidad de que así suceda -, se introducen en el instrumento cláusulas especiales destinadas a proteger al acreedor contra esta desvalorización, tratando de mantener el valor real de su capital y de los intereses sobre el mismo hasta la cancelación de la deuda.

Correctivos de esta naturaleza deben adoptarse en forma general y no con el propósito de favorecer exclusivamente a determinados sectores de inversión. Si en una situación inflacionaria se permitiese, por ejemplo, la emisión de obligaciones con "cláusula oro" sólo por parte de empresas eléctricas, el desequilibrio que en el mercado de capitales produciría el atractivo de estos instrumentos de deuda sería de tal entidad que distorsionaría en forma apreciable la asignación sectorial del monto global de inversiones en el sistema económico.

Las tendencias inflacionarias perjudican no sólo a los instrumentos de deuda, sino también a las acciones ordinarias y preferentes de las sociedades anónimas. Con respecto a estas últimas, la explicación es clara pues en general participan de muchas características de las obligaciones en cuanto reciben una tasa fija de interés. En lo que se refiere a las acciones ordinarias, la literatura económica sobre la materia supone que en general aumentan también, aunque en proporción mayor o menor que la tasa de inflación. Sin embargo, no siempre sucede así, y entre las excepciones figuran precisamente los servicios públicos como la electricidad donde el aumento de las tarifas va muy a la zaga de los índices de desvalorización monetaria. De ahí que no sólo las obligaciones, sino también las acciones de las empresas eléctricas latinoamericanas, sean de muy difícil colocación tanto entre inversionistas locales como extranjeros.

/Conviene señalar

Conviene señalar de paso que el régimen de impuesto a los ingresos (o sus sustitutivos o equivalentes) afecta en forma sensible los beneficios relativos de las diversas fuentes de financiamiento.

Así, la mayoría de los regímenes legales de impuesto a los ingresos castigan el ingreso neto y admiten el servicio financiero de las obligaciones circulantes como un gasto deducible. En consecuencia, cuanto mayor sea el porcentaje de capital fijo representado por instrumentos de deuda de la empresa, menor será la contribución relativa de ésta con respecto a su activo fijo o a su ingreso bruto en forma de impuestos y mayor la retribución de los accionistas ordinarios. Esto sólo es cierto en aquellos casos en que la tasa del ingreso no varía con la proporción de la ganancia neta respecto al capital total, pues si la tasa fuera progresiva la ventaja aludida podría neutralizarse en todo o en parte.

Por la vía del impuesto selectivo o exenciones puede también favorecerse aquella porción que se reinvierte, estimulando así una más activa capitalización con fondos propios.

4. Créditos para la industria eléctrica

Estos créditos pueden clasificarse en diversas formas, según el punto de vista que se adopte: estatal y privado, interno y externo, a plazo corto, mediano o largo, etc.

Dada la alta densidad de capital que caracteriza a la industria, el plazo relativamente largo que se necesita para recuperar las inversiones y la experiencia de una rentabilidad inferior a la de otros sectores, son escasas las posibilidades de acción de los bancos comerciales ni de las empresas de inversión privadas, que encuentran colocaciones alternativas de mayor interés. De ahí que el crédito bancario que provee al sector eléctrico se ha limitado a los bancos de inversión gubernamentales y a las instituciones financieras internacionales ^{2/} o las estatales - de los países más industrializados - encargados de promover exportaciones de bienes de capital.

Entre los organismos denominados en general "bancos de inversión gubernamentales", con vasta acción en el sector eléctrico, en América Latina se encuentran la Corporación de Fomento a la Producción (CORFO) en Chile, la

^{2/} Véase el capítulo VII y el Anexo V de este mismo documento.

Nacional Financiera en México y el Banco de Desarrollo Económico en el Brasil. Aunque tienen muchos aspectos comunes, su personalidad legal y su política de inversión y préstamos presentan diferencias significativas. El papel de la Nacional Financiera y del Banco de Desarrollo Económico en el desarrollo eléctrico de sus respectivos países será analizado en el capítulo VIII de este mismo estudio, donde se trata de los casos de México y Brasil. Respecto al papel de la CORFO chilena, basta remitirse a un documento que presentará a este Seminario el Departamento Financiero de la Empresa Nacional de Electricidad, S.A. (ENDESA).^{3/}

Con respecto a la empresa eléctrica, los bancos de inversión gubernamentales pueden ser accionistas, prestamistas o ambas cosas a la vez. En el primer caso existe en general un compromiso explícito o implícito de que el organismo estatal no retirará los dividendos que le correspondan dentro del porcentaje de utilidades distribuidas, sino que los reinvertirá en la empresa. Si esta operación se hace sistemáticamente a cambio de la emisión de nuevas acciones en favor del banco de inversión y si la empresa es originalmente de capital mixto - gubernamental y privado -, es evidente que una política de esta naturaleza tendrá como consecuencia la absorción gradual de la empresa por el banco, a menos que los accionistas privados también adopten una política de reinversión sistemática de sus dividendos.

Cualquiera que sea la forma legal que se adopte para el aporte financiero de los bancos de inversión gubernamentales a las empresas eléctricas, el factor más importante en lo que se refiere al efecto económico de este tipo de financiamiento lo constituye el origen de dichos fondos (en cuanto no provengan de dividendos de la propia empresa). En el Brasil, por ejemplo, una parte sustancial de estos fondos se obtuvieron mediante la creación de nuevos medios de pago, ampliando así las reservas del sistema bancario. Cuando así se procede, el financiamiento del sector eléctrico es en sí mismo una parte importante en el desenvolvimiento de la espiral inflacionaria, dando lugar a la paradoja, señalada en un estudio del Harvard Law School,^{4/} de que la negativa de los gobiernos nacionales o estatales a

^{3/} ST/ECLA/CONF.7/L.1.52.

^{4/} Cavers y Nelson, Electric Power Regulation in Latin America (John Hopkins Press, 1959).

autorizar un aumento de tarifas por temor a fomentar la inflación, conduzca - por la vía de estas formas alternativas de fomento de la empresa que atiende el servicio - a la aceleración del proceso de elevación del nivel general de precios.

Aun en aquellos casos en que los fondos destinados al desarrollo eléctrico por intermedio del banco de inversión gubernamental provienen de impuestos asignados a tal fin, un financiamiento de esta naturaleza puede ser inflacionario en cuanto el sector eléctrico compite con otras inversiones del sector público - comunicaciones, educación, salud - que no tienen otras fuentes alternativas de recursos. Si el gobierno, como ha sucedido a menudo en América Latina, cubre su déficit presupuestario creando nuevos medios de pago, puede afirmarse que este tipo de financiamiento del desarrollo eléctrico contribuye indirectamente a fomentar el fenómeno inflacionario.

Además de los aportes directos de capital y de los créditos a corto, mediano y largo plazo, los bancos de inversión gubernamentales otorgan en muchos casos el aval o garantía necesaria para que la empresa pueda obtener un financiamiento en el extranjero, sea por parte de terceros o por parte de los propios vendedores de maquinaria importada (el *supplier's credit*), que es generalmente de mediano plazo, entre 5 y 10 años, con una tasa de interés que suele moverse paralelamente a la tasa de redescuento del banco central del país exportador correspondiente, aunque manteniéndose a respectable distancia de ella.

Garantías de este tipo son de gran importancia dentro del mecanismo financiero internacional. Cuando no existen bancos de inversión, los bancos centrales acceden en algunos casos a otorgar garantías de este tipo mediante el pago de una comisión del 1 al 3 por ciento sobre el monto total de la operación o sobre los saldos impagados, a veces también con la exigencia de depósitos de garantía en moneda nacional.

Junto a estas garantías, en los países importadores de bienes de capital están las otorgadas a los respectivos fabricantes de maquinaria y equipos en los países exportadores. De ahí que en algunos casos el supplier's credit goce de una doble seguridad, proveniente de agencias estatales en el país exportador y en el importador de los bienes objeto de la operación.

/En el

En el capítulo V, referente al nivel óptimo de autofinanciamiento, se manejan algunos órdenes de magnitud respecto a la participación relativa de las diversas fuentes de recursos en el desarrollo eléctrico. Se concluye allí que la liberación de recursos de depreciación por encima de las necesidades de reemplazo permitirá financiar algo más de la cuarta parte de la expansión necesaria del sector durante la próxima década. El autofinanciamiento cubrirá hasta el 35 por ciento de las necesidades. Este valor sólo sería mayor para tarifas que signifiquen un nivel de utilidades netas reales bastante superior al que fijan la mayor parte de las legislaciones respectivas, por lo cual es poco probable que se supere el valor que hemos mencionado. En lo que se refiere al aporte de las instituciones financieras internacionales - tema de que se tratará en el capítulo VII - se toma como meta para el período una suma global de 2 000 millones de dólares, que equivale a algo más de la tercera parte del componente en importaciones de la inversión eléctrica y a un 15 por ciento del total de dicha inversión.

De dichas cifras se deduce que quedará por lo menos un 25 por ciento a financiar mediante el aporte de capital de la iniciativa privada y del Estado. La experiencia de los últimos años y la orientación actual de la política eléctrica en América Latina induce a suponer que la participación del Estado en dicho aporte será bastante más importante que el aporte privado. Este último tiende a alejarse de las inversiones en servicios públicos por los riesgos que entraña y que no son compensados por las ganancias probables, en general bastante inferiores a las que prevalecen en el sector manufacturero en general.

De más está decir que en cada caso deberá considerarse la situación particular del país para resolver sobre la mejor política de financiamiento eléctrico, teniendo en cuenta factores tales como la capacidad de ahorro interno y la de pagos externos, las disponibilidades financieras del Estado obtenidas de la tributación y la demanda de fondos de los diversos sectores de la economía, y tratando de armonizar en lo posible los intereses particulares de la empresa eléctrica con los intereses y las metas generales del desarrollo económico.

Capítulo III

PRODUCTIVIDAD Y COSTOS UNITARIOS

Como en toda actividad manufacturera, el nivel de utilidades en la industria eléctrica está determinado principalmente por dos factores, uno tecnológico y otro económico. Teóricamente corresponden a lo que se llama función de producción y relaciones de precios de insumo-producto. Es posible, por ejemplo, mantener un nivel adecuado de rentabilidad pese a un deterioro en la relación de precios entre los insumos y el producto de la empresa, siempre que esto sea compensado por una mejora en la función de producción.

De ahí que si estos coeficientes tecnológicos, o consumos específicos como se les llama a veces, evolucionan favorablemente a la empresa productora, es posible que - aunque las tarifas de venta de la energía eléctrica se retrasen con respecto a los precios de los insumos o con respecto al índice general de precios - el nivel de utilidades se mantenga a una altura satisfactoria y la empresa pueda continuar una política de autofinanciamiento parcial y de atracción de nuevo capital para expansión.

En términos de teoría económica, esto equivale a decir que la modificación en la estructura del mecanismo de precios a través del tiempo depende fundamentalmente de la relación entre las productividades y los niveles de rentabilidad que prevalezcan en los distintos sectores de actividad. Si la productividad de una industria como la eléctrica aumenta a una velocidad mayor que la del resto de la economía, sucederá entonces o que sus precios de venta se reducirán con relación al índice general o promedio de precios - mientras que su rentabilidad se mantiene - o que sus precios de venta aumentarán paralelamente al índice general - o inclusive en grado mayor -, en cuyo caso la rentabilidad del sector será más elevada que antes.

La industria eléctrica de Europa y de los Estados Unidos es un ejemplo típico del primer fenómeno. El aumento en la productividad - particularmente en la generación térmica - ha permitido allí un retraso de las tarifas con respecto al índice general de precios sin afectar los niveles de rentabilidad ni la política de expansión de las empresas respectivas.

No se confunda la evolución tecnológica con la simple reducción de costos derivada de las economías de escala, punto éste sobre el cual también

/se insiste

se insiste en otras partes de este documento.^{1/} Al reemplazar pequeñas unidades de generación por una unidad mayor, se disminuyen tanto los costos unitarios de inversión - o sea el insumo de capital - como los costos directos o insumos corrientes. Ello ocurre no sólo cuando el aumento de la demanda lo justifica, sino también cuando se interconectan centros de generación y centros de consumo. De ahí que, aun en el caso de una demanda estática, la interconexión de los centros de generación y de consumo en una malla alimentada en unos pocos puntos focales permitirá aprovechar las ventajas derivadas de las economías de escala.

No siempre es fácil en la práctica efectuar tal separación, tan simple en teoría, entre economías de escala y progreso tecnológico, cuando es precisamente este último el que permite alcanzar tamaños cada vez mayores en las unidades productivas. Así ocurre, por ejemplo, con las turbinas de vapor.

También es difícil cuantificar separadamente la influencia de ambos factores, ya que aparecen superpuestos en la mayor parte de las estadísticas disponibles.

En un reciente informe del Central Generating Board del Reino Unido de Gran Bretaña se estima que el costo unitario del kilovatio de generación térmica ha disminuido 40 por ciento en los últimos diez años. Para que se vea el ritmo en el aumento del tamaño medio de las unidades productivas, téngase en cuenta que mientras en 1938 las unidades térmicas que entraron a operar en los Estados Unidos eran por término medio de 33 MW y en 1950 sólo habían aumentado a 40 MW, superaron los 100 MW a partir de 1955.^{2/}

El progreso tecnológico evidenciado mediante el aumento en las presiones y temperaturas de trabajo y las economías de escala también se reflejan en la evolución del consumo específico de combustible de las centrales térmicas, que tanto influye en el costo total de producción de la energía eléctrica generada en dicha forma.

^{1/} O sea, en la terminología de la teoría de la firma, hay que distinguir entre los movimientos a lo largo de la curva de expansión (expansion path) derivada de la función de producción y los desplazamientos hacia curvas diferentes originadas en mejoras tecnológicas.

^{2/} Comisión Federal de Energía (Federal Power Commission), Steam-electric plant construction cost and annual production expenses - Tenth annual supplement.

En el estudio ya citado de la Comisión Federal de Energía se expresa que en el período 1938-57 dicho consumo específico se redujo desde 4 200 hasta 2 900 Cal/kWh para el promedio de toda la generación térmica en los Estados Unidos. Dicho promedio es en la actualidad del orden de los 2 700 Cal/kWh, y hay un número creciente de grandes unidades con un consumo específico del orden de 2 250 Cal/kWh (unos 9 000 BTU/kWh).

En Europa se observa una tendencia similar. En Francia y en la República Federal de Alemania, por ejemplo, el consumo específico promedio se redujo en la década 1947-56 desde más de 5 000 hasta unas 3 500 Cal/kWh.^{3/}

En América Latina el promedio regional es actualmente del orden de 4 300 Cal/kWh. La diferencia entre este nivel y los que prevalecen en los países más desarrollados permite concluir que existe un margen considerable para mejorar dicho coeficiente en los próximos años, lo que contribuirá a reducir los costos de generación y las necesidades de divisas.

En lo que se refiere a la generación hidroeléctrica, no parece notarse una tendencia de igual intensidad en lo que respecta a la reducción de sus costos unitarios. En primer término, no es posible reducir los consumos de combustible, que es el rubro más significativo en el avance tecnológico que ha tenido lugar en la generación termoeléctrica. Los rendimientos de las turbinas hidráulicas, hace ya tiempo bastante altos, permiten esperar poco de su posible mejora. En lo que respecta al insumo de mano de obra, es tan pequeño en la actualidad que ni una mejora sustancial en su rendimiento tendría importancia en cuanto a su efecto sobre el costo del kWh generado.

El panorama es algo más optimista en lo que se refiere a los costos de inversión. El uso intensivo de maquinaria y la mejor organización del trabajo en la obra civil permitirán probablemente una reducción moderada en los costos reales de dichas obras y un acortamiento del período de construcción, que es en la actualidad - sobre todo en América Latina - excesivamente alto, influyendo así desfavorablemente sobre el costo de inversión debido al lucro cesante y los intereses intercalarios durante ese período.

3/ Véase OEEC, The trend of the selling price of electricity and its relation to the financing of new plant (París, noviembre de 1958).

Se contrapone a esta tendencia favorable el hecho de que la limitación natural de los recursos hidráulicos hace que las nuevas instalaciones difícilmente tendrán características tan ventajosas como las que se utilizaron en el pasado, sobre todo en aquellos países donde ya está en explotación un porcentaje apreciable de los mismos.^{4/}

Es probable que en América Latina este factor no pese mucho debido a que no se ha utilizado más que una pequeña porción de los recursos hidráulicos y a la ignorancia - sobre todo cuando se realizaron los primeros aprovechamientos - sobre la cantidad y calidad de los mismos.

Como conclusión de este análisis se desprende que, en lo que respecta a América Latina, hay un amplio margen para reducir en el futuro los costos de generación térmica y una posibilidad razonable de que disminuyan moderadamente los de generación hidroeléctrica. Como la primera representará aproximadamente la mitad de la oferta del sector en esta región, las perspectivas de conjunto son favorables a una reducción del precio real de venta de la energía, a una liberación de recursos para expansión o a ambas cosas a la vez, siempre que se distribuyan adecuadamente entre la oferta y la demanda los beneficios derivados de estas mejoras en las producciones y en los precios de los insumos.

^{4/} En muchos casos, por ejemplo, las primeras obras hidráulicas son plantas del tipo de pasada, utilizando grandes alturas de caída y con caudales relativamente pequeños. En este tipo de centrales tanto el costo unitario de inversión como el de producción de energía es bajo en condiciones normales, aunque debe notarse que si bien el costo inicial es mucho mayor, también el grado de aprovechamiento del recurso hidráulico aumenta con el embalse. Agotado este tipo de recurso, es necesario acudir a plantas de menor altura de caída, con caudal grande y el correspondiente embalse. Aparte del incremento correspondiente en la obra civil, la menor altura y el mayor caudal exigen turbinas de menor velocidad y, en consecuencia, de mayor peso por unidad de potencia, lo que también aumenta el costo de inversión por kW instalado.

Capítulo IV

EL NIVEL DE UTILIDAD, LAS TARIFAS DE VENTA Y SU REGULACION POR EL ESTADO

Al analizar la relación entre el nivel de utilidades de la empresa eléctrica, su precio de venta y sus coeficientes de insumo, análisis iniciado en el capítulo anterior, no debe olvidarse que también juegan un papel de suma importancia los precios de dichos insumos. Aunque no cambie nada en la productividad del proceso, es posible sostener la rentabilidad de la empresa en el caso de disminuir el precio real de venta de sus productos, si al mismo tiempo también se reducen en la proporción necesaria los precios reales de los insumos o factores productivos.

Como se verá en el capítulo VI, al analizar la influencia del fenómeno inflacionario sobre las tarifas eléctricas y sobre el financiamiento de la expansión eléctrica en general, éste ha sido un factor de entidad en muchos países latinoamericanos ya que, mediante los regímenes de tasas múltiples de cambio para los pagos vinculados al comercio exterior^{1/}, en muchos casos se subsidió el precio del combustible importado que se destinaba a las centrales termoeléctricas, lo que permitía, una estabilidad relativa en esta importante parte del costo directo de generación. En algunos casos, precisamente modificaciones sustanciales de la tasa de cambio vigente para dichas importaciones - sin la correspondiente e inmediata modificación en las tarifas - provocaron serias dificultades financieras a las empresas eléctricas.

En el curso de este análisis se ha hablado de la "tarifa" o del "precio de venta" de la energía eléctrica, como si éste fuese único. Bien se sabe que no es así y que en realidad la expresión debe interpretarse como un valor promedio, o sea el ingreso bruto total de la empresa dividido por el monto de la energía vendida. No es del caso analizar la elaboración de las tarifas, los diversos sistemas existentes y las muchas modificaciones o mejoras que pueden sugerirse para su estructura, tema de otros trabajos presentados al Seminario.

Sin embargo, desde el punto de vista del desarrollo eléctrico y del económico en general, hay que puntualizar algo en vista de la importancia que la elaboración de las tarifas tiene sobre las decisiones que en sus respectivas esferas toman los consumidores y, en especial, los grandes consumidores industriales.

^{1/} Esas tasas altamente favorables afectaron también en general, a las importaciones de bienes de capital para el equipamiento eléctrico. En este caso resultaba favorecida la inversión - y por esa vía existía la posibilidad de disminuir el costo en lo que correspondía a los gastos fijos -, aunque situaciones análogas se presentaban en otras actividades de alta prioridad,

Para que la tarifa contribuya a asegurar el funcionamiento más eficiente de la empresa, deberá cumplir varias condiciones simultáneas: ser remuneradora para la empresa y aceptable para el consumidor (nivel microeconómico) y promover la utilización óptima de las diversas fuentes de energía y del mayor consumo de corriente eléctrica a esos niveles óptimos (aspectos macroeconómicos). A ese respecto no sería aconsejable tratar de que recaigan sobre el sector eléctrico - aunque se hallara totalmente en manos del gobierno - funciones ajenas a las que le competen específicamente. Así, por ejemplo, no convendría que la empresa eléctrica, como tal, absorba el costo de tarifas de promoción económica (industrial) o social (ciertos grupos de consumidores residenciales), más allá de un cierto límite. Ello podría muy bien llevarse a cabo mediante la concesión de subsidios específicos y localizados, a cargo de las ventas generales y no de las generadas en el sector eléctrico.

En primer término, aun en el caso de que el gobierno adopte el criterio de que el autofinanciamiento debe ser escaso o nulo y que el capital de expansión de las empresas eléctricas debe ser provisto por el presupuesto general de gastos por el mercado de capitales en general o por la creación de nuevos medios de pago, de ello no se deduce en forma alguna que una política sistemática de tarifas reducidas sea la más adecuada para una utilización racional de los recursos. En efecto, en casi todas sus aplicaciones, la electricidad compite en mayor o menor grado con otras formas de energía. En general, pues, la relación entre el precio de venta de la energía eléctrica y el de estas otras formas (fuel-oil, carbón, gas, etc.) determinará el uso relativo de una y otra en cada sector o rama de consumo. Si esta relación no se determina con cuidado, fácilmente puede conducir a una utilización poco racional de los recursos disponibles.

He aquí un ejemplo elemental de este tipo de error. El gobierno mantiene un régimen de tasas de cambio fijas y múltiples y mediante este mecanismo subsidia el fuel-oil destinado a las centrales de generación eléctrica, pero no el que se importa para venta directa al público. Si mediante este procedimiento se mantiene una tarifa excesivamente baja, puede suceder que para el consumidor doméstico resulte más atractiva la calefacción eléctrica que la de fuel-oil, pese a que el consumo de fuel-oil por unidad de calor es mucho más elevado en la primera, sin contar las mayores inversiones inmovilizadas en /la capacidad

la capacidad de generación parcialmente destinada a ese tipo de suministro.

Problemas similares se presentan en las tarifas industriales, pero con alcances más vastos aún. Es cierto que en la mayoría de los sectores manufactureros el valor de la energía eléctrica consumida sólo representa entre 1/2 y 2 por ciento del valor agregado por manufactura. En otros casos, que constituyen precisamente un alto porcentaje de las nuevas industrias, ese valor relativo es mayor. Muchas veces, además, el precio de venta de la energía resulta el parámetro esencial que determina la selección, por parte del industrial, de un proceso predominantemente eléctrico (por ejemplo, un horno eléctrico) en lugar de otro proceso más tradicional de manufactura. Si este problema lo analiza una empresa estatal de energía eléctrica desde el punto de vista del beneficio económico en general, debe contemplarse no solamente la posibilidad de que el precio del kWh determine la instalación o no de la industria en cuestión, sino también los beneficios relativos que para la economía en general tendría que elegir uno u otro tipo de proceso por parte del presunto cliente de la empresa eléctrica.

Un ejemplo típico de este problema, que ya viene palteándose en varios países latinoamericanos, es la selección del horno eléctrico como alternativa respecto al alto horno convencional en la fabricación de arrabio, problema de especial importancia por la relativa escasez de carbones coquizables en la región y por la posibilidad de utilizar una escala de producción menor, más adecuada a las reducidas dimensiones de los mercados nacionales o locales de América Latina.

La necesidad de determinar una estructura de precios adecuada dentro del sector energético sugiere la conveniencia de una mayor coordinación en esta materia por parte de los organismos gubernamentales que en los países latinoamericanos tienen jurisdicción sobre los precios de la energía eléctrica, de los derivados del petróleo, gas, etc. Muy poco se ha hecho sobre el particular, siendo la norma general el aislamiento de los diversos organismos y la falta de unidad en los criterios adoptados.

La empresa eléctrica, aun en el caso de que esté a cargo de la iniciativa privada, desarrolla sus actividades bajo la regulación del Estado, regulación que se ejerce directamente o a través de organismos especializados de la Administración con atribuciones delegadas al efecto^{2/} con respecto a los problemas del financiamiento de la expansión eléctrica que se están analizando,

^{2/} Véase Rafael de Pina Vara, El régimen legal e institucional de la industria eléctrica en América Latina (ST/ECLA/CONF.7/L.7.1)

interesa sobre todo lo referente a la regulación de las tarifas. Más adelante se tratará acerca de la estructura de las mismas; por el momento basta referirse a su nivel promedio, que es el que determina el ingreso bruto y, por consiguiente, el neto de la empresa por concepto de la prestación del servicio a la zona dentro de la cual desarrolla su actividad de carácter monopolista.

Existen fundamentalmente dos procedimientos diferentes en la legislación eléctrica para la regulación de las tarifas: el que se conoce generalmente con el nombre de "principio de retribución justa sobre el capital accionario o capital de riesgo invertido" (el método I) y el "principio de utilidad justa sobre el activo neto o inmovilizado de la empresa" (método II).^{3/}

Esta clasificación comprende un grupo de métodos en cada categoría, ya que puede establecerse una gama infinita de variaciones. Sin embargo, no alteran sustancialmente la diferencia entre ambos principios.^{4/}

En el método I las tarifas son fijadas de tal modo que el ingreso bruto de la empresa por concepto de ventas de energía eléctrica permita cubrir los siguientes rubros:

- a) los gastos directos de operación;
- b) las cargas por concepto de depreciación;
- c) los intereses sobre las deudas a largo plazo contraídas, y
- d) una utilidad neta adecuada (generalmente fijada en el texto legal respectivo) para el capital en acciones.

En el método II no hay cambios con respecto a los rubros a) y b). Deducidos los mismos, el excedente deberá cubrir, en lugar de los intereses y utilidades especificados antes bajo c) y d), una suma que sea igual a un determinado porcentaje (también generalmente fijado por ley o decreto) del activo inmovilizado o activo neto de la empresa, esto es, las inversiones originales menos su depreciación contable hasta la fecha en que se computa la tarifa.

Puede concluirse que la altura relativa de las tarifas, según los dos métodos a que nos referimos, dependerá fundamentalmente de los siguientes parámetros:

^{3/} Para un análisis de la legislación vigente a fines de 1953, véase Cavers y Nelson. op. cit.

^{4/} Véase Jean Valley, Power legislation; elementary briefing on income and rates (Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento, octubre de 1958).

- 1) de la estructura del pasivo de capital de la empresa, o sea de la relación entre la deuda y el capital en acciones (en la terminología anglosajona, la debt-equity ratio);
- 2) la tasa de interés que se deba pagar sobre los instrumentos de deuda, y
- 3) los niveles de rentabilidad que se fijen, en el caso del método I para el capital en acciones y en el caso del método II sobre la totalidad del activo inmovilizado.

El nivel de ingreso bruto, y por consiguiente de las tarifas respectivas, será tanto mayor según el método II con respecto al método I, cuanto más elevada sea la proporción de la deuda dentro del pasivo de capital de la empresa y cuanto mayor sea la sobretasa del nivel de utilidad sobre el activo inmovilizado con respecto a la tasa de interés de los instrumentos de deuda.

De ahí que la aplicación del método II a una empresa en que el capital en acciones constituye una proporción relativamente pequeña de la inversión total, mientras que el nivel de utilidad neta sobre el activo inmovilizado está bastante por encima de la tasa de interés de la deuda, conduce a utilidades desproporcionadas para dicho capital en acciones. Precisamente por esta razón, el método II se utiliza a veces con el fin expreso de permitir la acumulación de reservas financieras para expansión de la capacidad del sistema.

En América Latina se encuentran ejemplos de ambos métodos. El método II (utilizado como modelo para el análisis contenido en el Anexo) se aplica, entre otros, en Chile.^{5/} El principio contenido en el método I fue adoptado, por ejemplo, en el convenio definitivo entre el gobierno argentino y las compañías CADE y CEP.^{6/} Este convenio, por virtud del cual se constituyó una empresa de capital mixto bajo la denominación de Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires (SEGBA), establece en su art. 80 que las tarifas que regirán para la energía eléctrica que suministre SEGBA serán fijadas anualmente en tal forma que cubran: a) los gastos de explotación; b) los intereses y amortizaciones de los préstamos y demás obligaciones contraídas por la empresa; c) la dotación a un fondo de renovación, y d) una utilidad neta para los capitales en acciones privado y estatal del 8 por ciento anual, después de haber pagado todo impuesto.

^{5/} Ley General de Servicios Eléctricos, D.F.L. No. 4, 24 de julio de 1959.

^{6/} Véase "Convenio definitivo celebrado el 31 de octubre de 1958 entre el Gobierno Nacional y las Compañías Argentina de Electricidad Sociedad Anónima y de Electricidad de la Provincia de Buenos Aires", de acuerdo a las disposiciones contenidas en la ley 14772 y el decreto 8590.

En los Estados Unidos la mayoría de las legislaciones estatales han adoptado el principio del método I, precisamente porque la aplicación del otro dejaría utilidades excesivas al capital en acciones ordinarias, ya que una gran parte de la inversión de las empresas eléctricas en dicho país es financiada por instrumentos de deuda con tasas de interés del orden de 3 por ciento.

En América Latina el caso es distinto y ello explica que la aplicación del método II no deje, como podría preverse, márgenes muy considerables para financiar la expansión. Así puede verse en el caso de Chile, donde la ley de servicios eléctricos permite una utilidad máxima, antes de impuestos, de 10 por ciento sobre el activo inmovilizado existente al principio de cada año. Si a estas utilidades se le deduce el 30 por ciento por concepto del impuesto a los ingresos, se obtiene una utilidad neta después de impuestos que representan el 7 por ciento sobre el valor del activo inmovilizado. Esta tasa no es sensiblemente superior a lo que ENDESA debe pagar por sus créditos internos y externos.

La fijación de tarifas eléctricas - y lo mismo cabe decir de otros servicios públicos - mediante los métodos analizados anteriormente - que pueden comprenderse bajo la categoría general de "costo más beneficio" - tiene serios inconvenientes desde el punto de vista de la economía general. A continuación se mencionarán algunos de ellos y para que su incidencia pueda ser apreciada por los que redacten en el futuro las leyes eléctricas destinadas a fomentar el desarrollo del sector.

El principal inconveniente es que, aplicados en su forma estricta, esos métodos no contienen incentivos adecuados para un aumento de la productividad de los factores. La propia inclusión en el texto legal de mecanismos automáticos de compensación - que puede encontrarse en varias de las leyes eléctricas de América Latina dictadas durante los últimos años en virtud de la poco feliz experiencia del período inflacionario de postguerra - asegura a la empresa eléctrica que todo aumento en los precios de los insumos, tales como el combustible y la mano de obra, será absorbido mediante ajustes anuales o semestrales en las tarifas a base de "coeficientes de corrección" que, a veces, están también incorporados expresamente en la ley eléctrica, o al menos, en los convenios o concesiones respectivos. Si la regulación se aplica en forma

/estricta, las

estricta, las mejoras en la productividad de los factores no resultarán en mayores utilidades - ya que existe un tope legal para las mismas -, sino en una disminución de las tarifas.

No parece existir pues un incentivo similar al que se encuentra en otras actividades, tendiente a la búsqueda constante por parte del empresario de métodos que le permitan incrementar la eficiencia de su proceso productivo.

Llama la atención en este sentido que los gobiernos latinoamericanos no hayan aplicado en la órbita de las empresas estatales y de los servicios públicos sometidos a la regulación estatal, los métodos para estimular la productividad que tan buenos resultados han brindado en otros países, estableciendo también una distribución de beneficios entre la empresa y el consumidor.

El caso puede ser más grave aún en lo que se refiere al insumo de capital del sector ya que, al menos teóricamente, podría llevar a una selección deliberada de procesos de mayor densidad de capital. Se trata de lo siguiente: si la empresa concesionaria del servicio público puede obtener capital emitiendo bonos con un interés del 3 por ciento, por ejemplo, y si, de otra parte, el mecanismo legal de regulación de las tarifas del servicio es del tipo II y permite una utilidad neta de 6 por ciento sobre el activo inmovilizado, es claro que la empresa carece de incentivo para tratar de reducir al mínimo la inversión. Por el contrario, existe un incentivo para aumentarla ya que la empresa ganará un 3 por ciento sobre la parte del activo que sea financiada por la emisión de deuda.

Este factor ha sido señalado por algunos economistas norteamericanos como una de las causas que ha retrasado la introducción en estas industrias sometidas a la regulación del Estado de innovaciones tecnológicas destinadas a reducir los costos unitarios de inversión.

Véanse ahora algunos problemas relacionados con la estructura de las tarifas, y no ya con su nivel promedio. Este es el que determina los ingresos brutos y netos de la empresa y de él se han tratado hasta el momento.

Desde el punto de vista de la teoría económica, la formación de los precios en el sector eléctrico debería obedecer a la estructura de los costos marginales de producción.^{7/} Cuanto más se aproximen las tarifas a este

^{7/} Para tener un panorama más completo de este problema, véase OECE, The theory of marginal costs and electricity rates, (marzo de 1958).

principio ideal, más se avanzará en el camino hacia la meta de la utilización óptima de los recursos. En efecto, la elección del consumidor se orientará hacia aquellas fuentes de energía - y formas de utilización - que resultan económicamente más convenientes para la comunidad, ya que se le obliga a pagar los gastos adicionales de operación y de inversión que involucra para la empresa eléctrica esa demanda adicional o marginal.

A este fin tienden las tarifas de dos partes, las tarifas variables por bloques, etc. En las primeras, que obligan naturalmente a la medición o, por lo menos, a la estimación de la demanda máxima de potencia por parte del consumidor, se trata de separar el efecto de dicho consumidor sobre las cargas fijas y las cargas variables (o sea la inversión y los insumos directos) de la empresa que suministra el servicio.

Los parámetros básicos son entonces la demanda máxima y el consumo de energía, o sea, en términos geométricos, la ordenada máxima y el área del diagrama de cargas del consumidor.

Nótese que, desde este punto de vista, no existen diferencias sustanciales entre la empresa eléctrica y el prototipo de la empresa que se utiliza en la teoría microeconómica. Es bien sabido que, bajo las hipótesis simplificativas convencionales, la relación funcional $e = f(U)$ entre el grado de utilización (U) de un sistema eléctrico y el costo unitario por kWh vendido (e) tiene como curva representativa a un trozo de hipérbola equilátera (véase el Anexo II, 2a. parte). La misma ley de tendencia hiperbólicamente decreciente del costo total de producción, al aumentar el factor de utilización de la planta fija, se encuentra en cualquier actividad productiva que requiera una inversión inicial previa a toda producción.

¿Cuál es entonces la característica especial que distingue a la industria eléctrica desde el punto de vista de la formación de sus precios con arreglo a los costos marginales de producción? La respuesta debe encontrarse en la peculiaridad de no poder almacenar su producción, lo que añade un tercer parámetro a los dos ya mencionados que individualizan a cada consumidor (la demanda máxima de potencia y el consumo de energía). Este tercer parámetro es la ubicación en el tiempo de la curva de demandas: un kilovatio demandado por un consumidor en la hora y el día de la punta de demanda del sistema al

/cual pertenece

cual pertenece dicho consumidor, obliga a la empresa a realizar una inversión adicional de 300 a 500 dólares; por el contrario, si el mismo kilovatio es solicitado en otro día o a otra hora no significa un centavo de erogación por concepto de inversión en planta fija.

De ahí que, a diferencia de lo que sucede en la inmensa mayoría de las otras actividades productivas, el costo marginal del kWh, la unidad de producción de la industria eléctrica, dependa, además de otras variables, del instante en que fue producida y vendida.

Carece de sentido, pues, hablar del costo marginal de producción del kWh en un sistema eléctrico sin especificar, entre otras cosas, el momento en que fue producido. Una industria de alto consumo eléctrico por unidad de valor agregado puede ser antieconómica para una región determinada si exige que se le proporcione la totalidad o una parte sustancial de su demanda de potencia en las inmediaciones del instante en que ocurre la punta de la demanda, pero en cambio resultaría económica si acepta la limitación de conectar su carga al sistema solamente fuera de dicho instante.

Esta política, que se ha dado en llamar de "relleno de los huecos o valles del diagrama de cargas", puede basarse en parte en incentivos otorgados mediante tarifas que discriminen en el tiempo y que tendrían una base perfectamente justificada por la teoría de los costos marginales de producción.

Otro instrumento tendiente al mismo fin es utilizar la heterogeneidad en la estructura de los diagramas de cargas de diferentes tipos de consumo y de consumidores individuales. Es bien sabido que ello constituye una de las ventajas de la interconexión de los centros de consumo, pues, aparte de la heterogeneidad de las demandas eléctricas derivada de diferentes estructuras productivas y módulos de consumo, la simple operación de la ley de los grandes números hace que el coeficiente de diversidad evolucione favorablemente al incrementarse la dimensión del mercado consumidor eléctrico.

Obsérvese que, aun cuando haya homogeneidad total en lo que se refiere a la estructura del sistema productivo y a los módulos del consumo, el simple hecho de que la interconexión de los centros de demanda se realice perpendicularmente al huso horario o sea en dirección este o oeste permite mejorar el factor de carga del diagrama correspondiente al sistema interconectado.

Capítulo V

LA CONTROVERSIA SOBRE EL NIVEL OPTIMO DE AUTOFINANCIAMIENTO

Desde el punto de vista de la formulación de una política de desarrollo eléctrico en América Latina, el problema fundamental del financiamiento de dicha expansión está en determinar el grado óptimo de autofinanciamiento. No es que se considere que esa fuente pueda, o deba, generar los aportes más elevados dentro del cuadro general de necesidades financieras. Acerca de su magnitud relativa se trata en otro capítulo. Ello no obsta, naturalmente, a que - sin comprometer la función económica que le cumple desempeñar, tanto en la esfera de precios como de fomento - se busque la máxima contribución compatible con aquellos principios. Parece útil, pues, analizar las diversas variables que influyen sobre dicho problema, en la esperanza de que este análisis dé elementos de juicio para quienes deben decidir respecto a dicha política de desarrollo.

Cuando se habló de los recursos provenientes del autofinanciamiento en el capítulo II, ya se dijo que, por varias razones que a veces se superponen, existe una tendencia hacia la liberación de una parte de los fondos acumulados por depreciación en forma tal que pueden utilizarse para una adición neta anual a la capacidad productiva del sistema eléctrico. La primera de las causas que tiene que ver con esta liberación parcial de los recursos percibidos por concepto de cargas de depreciación tiene su origen en lo que podríamos llamar el "efecto MELPED" en reconocimiento a los economistas que más han contribuido al estudio y análisis de su importancia en el mecanismo económico.^{1/}

Tiene que ver con el efecto expansivo que, sobre la capacidad anual de producción de una empresa o de un sistema económico determinado, ejerce el hecho de que los fondos acumulados por las cargas de depreciación no son guardados por los empresarios en espera del retiro de los bienes para

^{1/} Dichos economistas son Marx, Engels, Lohmann, Ruchti, Eisner y Domar. Para un análisis más completo de este efecto, véase el Anexo III de este documento.

cuyo reemplazo se destinaron, sino que son invertidos año tras año en la adquisición de nuevo equipo.

La diferencia entre el análisis de Lohmann-Buchti por una parte y el de Domar-Eisner por el otro, es que los primeros analizan el caso que podríamos llamar estático, en que la firma se limita a reinvertir anualmente en la adquisición de nuevo equipo y maquinaria los fondos de depreciación, pero sin utilizar los beneficios netos o el aporte de nuevo capital para realizar ampliaciones adicionales de capacidad. En cambio Domar^{2/} y Eisner^{3/} se refieren al caso dinámico - más realista y de mayor interés para el presente estudio - en que hay una afluencia continua de inversiones netas hacia el sector o empresa analizado.

Llamando $R(t)$ el costo de reemplazo del equipo durante el año t y $D(t)$ los fondos de depreciación correspondientes a ese año, Domar estudia la evolución del cociente R/D a través del tiempo demostrando que, bajo las hipótesis que adopta, es siempre menor que la unidad y que cuanto más elevada sea la tasa de inversión bruta - que se mueve paralelamente a la velocidad de expansión de la capacidad productiva del sector o de la empresa - y mayor la vida útil del equipo, tanto mayor será el exceso de las cargas de depreciación con respecto a las necesidades anuales de reemplazo y mayor también, por consiguiente, el efecto expansivo sobre dicha capacidad.

La fórmula de Domar se analiza también en el Anexo III. Para tener una idea del orden de magnitud del fenómeno referido, basta mencionar el hecho de que, para una vida útil del equipo productivo de 25 años y una velocidad de expansión de la capacidad instalada de 10 por ciento, la fórmula demuestra que, luego de los primeros 25 años de vida, el sistema se estabiliza en tal forma que el reemplazo requiere solamente el 45 por ciento de las cargas anuales de depreciación calculadas de acuerdo al método lineal. Se apreciará fácilmente la importancia de este hecho si

2/ E. D. Domar, Essays in the Theory of Economic Growth, 1957.

3/ R. Eisner, "Conventional depreciation allowances versus replacement cost", The Controller, 1933.

se piensa que, en virtud del mismo, se reducen en un 30 por ciento las necesidades de nuevo capital de inversión calculadas para las mismas hipótesis de crecimiento del 10 por ciento anual.

Un segundo factor expansivo derivado de la reinversión automática y continua de los fondos de depreciación, y al que también se aludió en el capítulo II de este documento, tiene que ver con la reducción de los costos unitarios de inversión. En el análisis del efecto MELRED se supone que las adiciones de capacidad se realizan a costos unitarios iguales a los de la planta original. En realidad hay razones para suponer que, al menos en términos reales - o sea deflacionando los costos nominales cuando hay elevación general de precios -, dichos costos serán inferiores, particularmente en el caso de plantas termoeléctricas. Ello se debe a tres razones fundamentales:

- a) al expandirse el sistema, las nuevas adiciones de capacidad se realizarán mediante la instalación de unidades mayores y habrá, por consiguiente, economías de escala respecto a las unidades originales;
- b) inclusive para igual tamaño de las unidades, las adiciones a una planta cuestan menos por kilovatio que la inversión inicial, ya que esta última incluye ciertos gastos en que sólo se incurre una vez (terreno, parte de la obra civil, etc.);
- c) el progreso tecnológico.

La superposición de estos tres factores constituye lo que llamaremos el "efecto de reducción de los costos unitarios de inversión". Si, como sucede en la mayoría de los casos, las cargas de depreciación se calculan a base de los costos originales de inversión, este efecto tiene como consecuencia liberar parte de dichos fondos para una expansión de capacidad productiva por parte de la empresa eléctrica.

Es importante notar, sin embargo, que este segundo efecto expansivo no se superpone directamente al primero. En efecto, precisamente en virtud de las economías de escala - o sea uno de los factores del efecto de reducción de costos unitarios -, resultaría demasiado oneroso aumentar en forma continua o, mejor dicho, mediante escalones muy pequeños, la capacidad instalada, a fin de adaptar lo más exactamente posible la curva de expansión de la oferta a la de la demanda. Desde este punto de vista,

/se trata

se trata de balancear el lucro cesante derivado de grandes escalones de aumento en la capacidad, con las economías de escala derivadas del incremento en el tamaño de dichos escalones anuales.

Aparte de este problema del lucro cesante - que introduce una nueva variable en el problema, ya que en el efecto MELRED se supone una utilización plena de la capacidad instalada - es evidente que, en la misma medida en que aumente la distancia en el tiempo entre ampliaciones sucesivas de la capacidad del sistema, disminuirá también la magnitud del efecto MELRED, ya que está directamente relacionado con la utilización continua de los fondos de depreciación en la ampliación de la planta respectiva. Esta última observación muestra la necesidad de que las nuevas instalaciones no se dilaten en el tiempo más de lo estrictamente necesario. Ello, a su vez, subraya la importancia - no ya sólo económica, sino también financiera - de una acertada preparación anticipada y de un plan de ejecución ajustado a los plazos óptimos.

El panorama relativamente optimista que acabamos de analizar y que lleva a concluir que parte de la expansión de un sistema eléctrico es financiado automáticamente por las cargas de depreciación, cambia fundamentalmente cuando existe un proceso de inflación de costos sin que dichas cargas se ajusten a ese proceso. Este fenómeno ha sido muy común en América Latina, aunque recién en los últimos años se incorporó a la legislación el principio de la revaluación de los activos, que también influye, como es natural, no sólo sobre las cargas de depreciación, sino sobre los topes de utilidad neta admitidos para las empresas concesionarias de servicio público y también a los efectos impositivos. Este aspecto será analizado más adelante con mayor extensión.

Es necesario observar que el efecto desfavorable de una legislación que insiste sobre el costo histórico de inversión como base para medir depreciaciones y utilidades en medio de un intenso proceso inflacionario, es relativamente menor en el caso de una empresa dinámica que adiciona nueva capacidad productiva cada año, que en el caso de una empresa estática que se limita a una política de reemplazo de capacidad obsoleta. El motivo es simple y puede verificarse fácilmente en forma analítica: en el caso

/de la

de la empresa dinámica la inflación "entra" en sus libros de contabilidad mediante las adiciones de capacidad con costos unitarios nominales que son cada vez más elevados. Hay, pues, cierto grado de ajuste automático, aunque no de magnitud suficiente para evitar que el valor contable total quede a la zaga del costo de reemplazo.

En lo que se refiere al grado de autofinanciamiento potencial por concepto de la reinversión de utilidades netas y su relación con la regulación de tarifas eléctricas por parte del Estado, este punto es analizado en detalle en el Anexo II. Se supone allí el caso de una empresa eléctrica cuya demanda crece a una determinada velocidad v , expandiéndose el sistema en consecuencia. La empresa deprecia sus activos a la tasa anual m - generalmente fijada por ley - y sus tarifas son reguladas por un organismo estatal, en tal forma que sus utilidades netas en un año cualquiera son iguales a una proporción constante b del activo fijo neto o el inmovilizado de la empresa,^{4/} activo que se calcula restando a la inversión original las amortizaciones hasta la fecha. En tales condiciones, el coeficiente de autofinanciamiento potencial de la empresa es una función decreciente del tiempo, que alcanza su ordenada máxima en el origen, donde vale b/v . En el mismo Anexo se trata acerca de estos resultados, que dependen del orden de magnitud de los tres parámetros principales del problema: velocidad de expansión del sistema, nivel de utilidades netas y tasa de depreciación. Se analiza también allí el efecto de la inflación de costos bajo diversas hipótesis alternativas.

Teniendo en cuenta las cargas impositivas sobre las utilidades netas y el hecho de que la inercia de los mecanismos de regulación de tarifas hace que los ajustes de éstas no permitan en general llegar al tope legal de rentabilidad, parece razonable suponer un nivel de 7 por ciento de utilidad sobre el activo inmovilizado como un orden de magnitud realista para dicho parámetro. En lo que se refiere a la velocidad de expansión impuesta al sistema por el crecimiento de la demanda, ya se ha visto en otro documento de la Secretaría que en general no deberá ser menor de un 10 por ciento.

^{4/} Véase el capítulo IV, donde se analizan ambos sistemas.

En cuanto a la tasa de depreciación se toma un promedio de 3 por ciento anual (sería del orden de 2 para instalaciones hidroeléctricas y de 4 para plantas térmicas).

Bajo estas hipótesis provisionales, los resultados del análisis realizado en el Anexo III permiten concluir que el coeficiente de autofinanciamiento de dicho sistema eléctrico sería de 0.7 en el primer año e iría disminuyendo gradualmente hasta acercarse al valor 1/2. En resumen, un régimen de esta naturaleza permitiría siempre a la empresa autofinanciar al menos la mitad de su expansión anual de capacidad.

Conviene insistir en que ese valor podría alcanzarse teóricamente, en el supuesto de que la tarifa absorba integralmente el efecto inflacionario de la economía. Este supuesto no se cumple en la realidad por varias razones, entre las que conviene destacar por un lado el retraso de los precios de la corriente eléctrica con respecto al nivel promedio y por el otro los mayores márgenes entre los costos y las tarifas que pueden lograrse gracias a las eficiencias más altas. Además, naturalmente, no todas las utilidades se reinvierten, restando así una cierta proporción de esa capacidad de financiamiento. De todas maneras, el breve análisis que precede señala a grandes rasgos los límites que podrían alcanzarse en el financiamiento con fondos generales dentro del sector - en las condiciones indicadas y sin quebrante - cuando se alcance la participación óptima.

¿Cuál sería la capacidad de autofinanciamiento de la expansión del sector eléctrico de América Latina con arreglo a las consideraciones precedentes?

Las necesidades financieras globales ya fueron estimadas en otro documento de la Secretaría y son del orden de 13 000 millones de dólares para la década 1960-70. Admitiendo que las tarifas de venta permitan tener en promedio una utilidad neta de 7 por ciento sobre el activo inmovilizado y que la velocidad de expansión sea del orden de 11 por ciento, entonces la capacidad de autofinanciamiento potencial sería del orden de 50 por ciento. Pero, aparte de que es posible que el promedio de rentabilidad no alcance el valor supuesto, también hay que prever el hecho de que parte de las utilidades deben ser distribuidas, sobre todo por las empresas total o

/preponderantemente de

preponderantemente de capital privado, que comprenden unos dos quintos de la capacidad instalada de servicio público y un porcentaje mayor en lo que respecta a energía vendida, ya que muchas veces son distribuidores de energía producida por empresas estatales o paraestatales, la que les es vendida en bloque.

Supóngase, como resultado de la conjunción de estos factores, que el promedio de utilidad neta efectivamente reinvertido baje al 5 por ciento. Para una tasa de depreciación de 3 por ciento y un 10 por ciento de velocidad de expansión, ello representa un grado de autofinanciamiento de 35 por ciento.

A ello deberán sumarse los fondos de depreciación liberados por el efecto MELRED y el efecto de reducción de costos unitarios. Estimando en 300 dólares el valor en libros de la planta eléctrica actual de América Latina y que sobre ella se carga un 3 por ciento anual por concepto de depreciación, a lo cual debe agregarse el efecto de las nuevas inversiones a través de la década, puede estimarse que los fondos de depreciación permitirán financiar entre $1/4$ y $1/3$ de la expansión necesaria durante dicho período (véase el Anexo III).

En lo que se refiere al aporte de los organismos financieros internacionales, en el capítulo VII se verá que, proyectando la experiencia del período 1945-60 a las perspectivas actuales, sería razonable esperar, como meta mínima, un valor del orden de los 2 000 millones de dólares para el período, lo que sería otro 15 por ciento del monto global requerido. Claro está que con una política más amplia de créditos, esos montos podrían duplicarse, reduciendo correlativamente la gravitación de otras fuentes.

Quedaría así quizás un cuarto de la inversión total a financiar por otras vías, entre las cuales se destacan el aporte de capital privado, preferentemente nacional, y la contribución del Estado, ya sea directamente o a través de sus organismos dedicados a promover el desarrollo.

Es innecesario advertir que no se pretende que las cifras y porcentajes a que se ha aludido tengan validez rigurosa, ya que sólo podrán servir de orientación para formular una política de desarrollo eléctrico. Al encarar esa tarea debe tenerse en cuenta, por un lado, la capacidad financiera del Estado y del mercado de capitales privados, tanto interno como extranjero, para efectuar la contribución que se requerirá de ellos junto con la

/contribución de

contribución de fuentes internacionales y, por otro lado, el aporte del sector. No se olvide aquí que un recargo excesivo en el precio de venta de la energía para financiar la expansión distorsionará los costos marginales del consumidor y afectará, en consecuencia, la racionalidad de su proceso de elección desde el punto de vista macroeconómico. La disminución de costos lograría el mismo objetivo sin afectar a los precios.

Capítulo VI

INFLACION, POLITICA FISCAL Y DESARROLLO ELECTRICO

Entre las distorsiones que el fenómeno inflacionario provoca en el desarrollo económico, destaca la producida en la estructura de precios, pues al afectar la rentabilidad relativa de los capitales invertidos en los diversos sectores, provoca una redistribución de las nuevas inversiones. ^{1/}

Naturalmente que, al estudiar esta modificación en la estructura de precios debe examinarse con cuidado hasta qué punto dicha modificación es consecuencia de la inflación, ya que hay cambios en los precios relativos aún en ausencia de una elevación en el nivel general de precios.

El caso de los precios regulados por el Estado, como sucede en general con los servicios públicos y en particular con la energía eléctrica, constituye un claro ejemplo de estas distorsiones. La experiencia de los países afectados por los estragos inflacionarios parece indicar que la disminución en el precio de venta real de la energía eléctrica ha sido tanto mayor cuanto más intenso era el ritmo de elevación en el nivel general de precios. ^{2/} Ello parece demostrar que, si hubo en tales casos una acción deliberada por parte del Estado

^{1/} En muchos estudios sobre inflación se utiliza como única información estadística la que se refiere a los números índices que miden el nivel general o promedial de precios. Existe entonces el peligro de olvidar que la inflación no es un proceso unidimensional cuya evolución pueda describirse o estudiarse en términos del comportamiento de una sola variable. Por el contrario en el análisis de un sistema económico hay que trabajar con una constelación de precios - en términos matemáticos, un vector-precio - y será fundamental, por consiguiente, seguir la evolución relativa de los precios sin perjuicio de considerar también la marcha del promedio ponderado de los mismos.

El peligro aludido es tanto más serio cuanto que puede afirmarse fundamentalmente que los efectos reales de la inflación sobre el proceso económico dependen en mayor grado de los cambios en los precios relativos, o sea de la distorsión en la estructura del mecanismo de precios, que del movimiento del nivel general o promedio. Porque en definitiva son los precios relativos y no los absolutos los que determinan la distribución de los recursos de inversión por sectores y por ramas de actividad, los niveles de rentabilidad respectivos y el consiguiente desplazamiento de los factores de producción. En términos analíticos podría decirse que son los cambios en la dirección, o el ángulo, del vector-precio y no las variaciones en su módulo o longitud, los que importan para el análisis económico.

^{2/} Conviene recordar de nuevo que, con independencia del proceso inflacionario, por razones ya explicadas en otro capítulo de este trabajo, los precios de la corriente eléctrica quedan rezagados en todos los países con respecto al nivel general de precios.

de subsidiar al consumidor eléctrico por razones de justicia social y/o de promoción industrial, su efecto ha sido muy tenue. Más aún, una decisión de tal naturaleza no requeriría necesariamente la ayuda de un proceso inflacionario para su cumplimiento. Si un gobierno entendiese en un momento dado que las utilidades de una empresa eléctrica eran excesivas o que conviene disminuir las tarifas por razones de interés general, bastaría que así lo decretase, sin esperar a que se produjera tal efecto indirectamente por la vía de un aumento general de precios en los otros sectores y una congelación en los del sector eléctrico.

Salvo raras excepciones, no se conocen en América Latina medidas de reducción de precios nominales. En la gran mayoría de los casos la reducción del precio real no se produjo mediante la acción positiva de disminuir las tarifas nominales, sino mediante la acción pasiva de no incrementarlas en medio de un proceso inflacionario generalizado. Teniendo en cuenta la importancia de la inflación en América Latina durante el período 1945-60, ha parecido conveniente analizar algunos aspectos de la política fiscal en relación al desarrollo eléctrico en un marco de elevación continua del nivel de precios. En su mayor parte, este análisis se aplica también a otras formas de inversión; en algunos aspectos será peculiar del sector eléctrico.

Dentro del ámbito del instrumento fiscal, los efectos nocivos de la inflación sobre el desarrollo económico latinoamericano se deben fundamentalmente a dos razones. En primer término, porque en general los países de la región carecen de un programa de acción que ponga la política fiscal al servicio del desarrollo económico; en segundo término, porque el marco legal en que se mueve dicho instrumento - como también sucede respecto al régimen de obligaciones y contratos, según ya se hizo observar en el capítulo II - parte del supuesto de que la unidad monetaria es un bien de valor intrínseco invariable a través del tiempo.

Interesa aquí sobre todo este último punto, o sea la inconsistencia entre la ficción legal y la realidad económica. El siglo XX ofrece el primer ejemplo de un período continuado de muchas décadas con una modificación constante de los niveles de precios en una sola dirección. No sucedía lo mismo en épocas anteriores: así, en Gran Bretaña, luego de las diversas crisis y períodos de prosperidad del siglo XIX, el nivel general de precios en 1900 era prácticamente igual al de 1800.

/Nada más

Nada más natural, entonces, que el legislador y el codificador de la época adoptase una hipótesis de neutralidad con respecto al efecto de las variaciones del poder adquisitivo de la moneda en materia de contratos, obligaciones y legislación tributaria, no porque dichas variaciones no se produjesen, sino porque, existiendo la misma probabilidad de que en el momento del pago de una deuda el valor real de la misma fuera superior o inferior al del momento en que fue contraída, no parecía necesario introducir mecanismos que compensaran una ganancia que podría resultar imprevista o injusta para alguna de las partes, pero que tanto podía recaer sobre el deudor como sobre el acreedor. Algo análogo sucedía en materia impositiva.

Siendo la legislación latinoamericana derivada de los códigos europeos del siglo anterior, resulta lógico que se hayan seguido los mismos lineamientos generales, en especial respecto a la actitud neutral respecto al valor de la unidad monetaria.

De ahí que la experiencia de la postguerra sorprendiese al legislador de estos países y que la vigencia de disposiciones basadas en una hipótesis que distaba mucho de darse en la realidad haya provocado dificultades, distorsiones y paradojas de toda índole. Baste mencionar como ejemplo, el hecho de que en algunos países de la región que han experimentado en algunos años incrementos de más de 30 ó 40 por ciento en el nivel general de precios, la ley condena como usurarias operaciones de préstamo en que los intereses nominales apenas alcanzan a compensar la mitad de ese deterioro en el valor real de la moneda.

Véase brevemente el efecto de este fenómeno sobre el régimen tributario y las finanzas estatales, teniendo en cuenta las necesidades de financiamiento del sector eléctrico cuando - caso muy frecuente en América Latina - dicho financiamiento depende en forma sustancial de los aportes del Estado.

Desde el punto de vista del monto real de la recaudación, los impuestos pueden clasificarse en tres categorías según sea la influencia que el proceso inflacionario tenga sobre dicho monto. En primer término hay aquellos impuestos o tasas que están fijados en términos monetarios, como es el caso, por ejemplo, de los impuestos aduaneros específicos o en general de todos aquellos que se refieren al pago de un determinado número de unidades monetarias por unidad física del producto objeto del intercambio. Es evidente que el producto real de impuestos de este tipo se deteriora en la misma proporción en que se incrementa el nivel de precios.

/En segundo

En segundo término existen los impuestos cuya recaudación real tiende a mantenerse relativamente invariable pese a la modificación de precios. Tal es el caso de los impuestos porcentuales a las ventas, de los impuestos aduaneros ad valorem o de los impuestos a los ingresos con tasas uniformes.

Hay, por último, impuestos cuyo valor real tiende a aumentar con una elevación del nivel de precios. Tal es el caso, por ejemplo, del impuesto a los ingresos, tanto de las personas físicas como jurídicas, cuando la tasa del impuesto es progresiva respecto al valor absoluto de la cifra imponible o respecto al valor relativo de la misma sobre la inversión inicial. Este es el caso del impuesto progresivo que grava las ganancias de capital.

La combinación de estos factores determinará el efecto global sobre las recaudaciones del Estado. Teniendo en cuenta la reducida importancia de los impuestos a los ingresos en los sistemas tributarios de los países latino-americanos y el hecho de que en el resto de la legislación fiscal - como ya se ha visto - el efecto de la inflación es neutro o negativo, parece probable que dicho efecto global haya sido negativo en la mayoría de los países del área. Como consecuencia de este efecto y de la expansión de las actividades del Estado, se explica en parte el uso intensivo de la creación de nuevos medios de pago como recurso de financiamiento, ya que no debe olvidarse que al mismo tiempo la inflación quitaba todo atractivo a los papeles de deuda pública con intereses fijos sobre valores originales de inversión. De ahí que casi todos esos papeles hayan sido absorbidos en forma más o menos forzosa por los bancos centrales y los institutos oficiales de previsión social, con la consecuencia de que, a su vez, se incubaban en estos organismos graves crisis financieras en virtud de la desproporción entre sus responsabilidades en materia de egresos y la reducida rentabilidad real de sus carteras de inversión.

Con respecto al sector eléctrico cabe hacer notar que, al mismo tiempo que la inflación reducía el monto real de los ingresos del Estado, el elevado ritmo de disminución en el precio real de venta de la energía - no compensado por un aumento paralelo en la productividad del proceso de generación, transmisión y distribución - reducía tanto los recursos disponibles por vía

/de autofinanciamiento .

de autofinanciamiento como la posibilidad del sector para captar nuevos recursos del mercado de capitales.^{3/}

Aparte de los problemas administrativos y en particular el fenómeno de la inercia en el mecanismo de regulación de las tarifas (el regulatory lag, sobre el que tanto se ha escrito y discutido en los Estados Unidos al juzgar las ventajas e inconvenientes de los organismos federales de regulación como la Comisión Federal de Energía, la Comisión Federal de Comunicaciones, etc.), el efecto principal de la inflación sobre el valor real de la tarifa de venta de la energía eléctrica ha sido a través del principio legal que fija los coeficientes de depreciación del activo fijo y los niveles admisibles de utilidad en función del valor histórico de inversión expresado en la moneda en curso de desvalorización.^{4/}

Considérese brevemente el caso del capitalista extranjero que invierte o desea invertir en un país donde existe un proceso continuo de desvalorización monetaria. Desde el punto de vista monetario, la principal diferencia entre una inversión en el extranjero y una inversión en el país propio la constituye la necesidad de convertir a la moneda del país al cual pertenece el inversor los beneficios e intereses generados y percibidos en la moneda del país donde se realizó la inversión. En otros términos, transferir los ingresos del país importador al país exportador de capital.

De ahí que el inversionista extranjero, enfrentado a un fenómeno inflacionario en el país donde invierte, se ve obligado a considerar en primer término la influencia que pueda tener ese fenómeno sobre el nivel de rentabilidad de su inversión, considerando esta última como parte del sistema económico y monetario del país importador de capital, y en segundo término la repercusión de esa inflación sobre las condiciones bajo las cuales los

3/ En general, como ya se ha dicho, las cifras estadísticas muestran que la disminución del precio real fue tanto mayor cuanto más intenso era el ritmo inflacionario y lo mismo sucedía en lo que se refiere a la capacidad de autofinanciamiento de la empresa. Sin embargo, existen algunas excepciones. Tal es el caso de Chile, donde pese a experimentarse una de las inflaciones con tasas más altas de la región (y del mundo), la ENDESA ha tenido bastante éxito en lo que respecta a su capacidad para obtener elevaciones paralelas en las tarifas que mantuviesen un nivel mínimo en materia de capacidad de autofinanciamiento.

4/ Sobre este punto véase también los capítulos II y V y el Anexo II de este documento.

beneficios e intereses serán convertidos a la moneda extranjera de que se trate.

El grado en que debe preocuparse de este segundo factor depende, como es lógico, de su éxito en el primero: si no hay ingresos que transferir, el inversionista puede contemplar con indiferencia condiciones restrictivas o injustas que se fijen para la convertibilidad de tales ingresos. También dependerá de su política a corto y a largo plazo en lo que respecta a la distribución de las utilidades: si éstas se destinan total o preponderantemente a la reinversión, también pierde gran parte de su importancia el régimen que exista para la convertibilidad.

El problema del inversionista de que se trata puede dividirse entonces en dos partes:

- a) la evolución de las ganancias netas de su actividad, bajo condiciones inflacionarias en el país importador de capital;
- b) la evolución de la tasa de cambio y de otras condiciones administrativas, bajo las cuales debe realizar la conversión de dichas ganancias a la moneda del país exportador de capital. ^{5/}

Con respecto al segundo punto, es un hecho bien conocido que la desvalorización externa no sigue exactamente las fluctuaciones de la desvalorización interna. Pero debe notarse que las discrepancias que a este respecto muestran las estadísticas se deben en gran parte - al menos en el caso de los países latinoamericanos - a distorsiones inducidas en el mecanismo de los precios por la acción directa del Estado, sea en el caso del comercio interno a través

^{5/} Esto no excluye necesariamente el caso en que la firma extranjera recibe sus ingresos brutos - y, por lo tanto, también sus ganancias - en la divisa correspondiente al país de origen del capital o en otras monedas extranjeras. Así sucede, por ejemplo, con las grandes industrias exportadoras en los países de América Latina (cobre en Chile, petróleo en Venezuela, etc.). Todo dependerá entonces del marco institucional y legal dentro del cual se mueven estas industrias. Podría suceder, por ejemplo, que dicho régimen obligase a las empresas a vender el cambio extranjero recibido por su actividad a la autoridad estatal, quien lo adquiriría a determinada tasa de cambio entregándole el equivalente en moneda nacional. En esta hipótesis, la empresa, aunque operando en los mercados internacionales, queda asimilada a una actividad interna y sus directivos estarán naturalmente interesados en el régimen que se fije para la transferencia de ganancias al exterior, sin perjuicio de concentrar también su atención en lo que se refiere a la tasa de cambio a la cual serán adquiridos sus ingresos brutos, ya que ella será una de los parámetros fundamentales que determinen el nivel de ganancias.

de los controles y las llamadas "congelaciones" de precios, sea en el caso del comercio exterior por las restricciones cuantitativas - licencias y cuotas de importación, permisos previos, etc. - y funcionales - depósitos de garantía, tarifas o recargos discriminatorios - que, al tratar de eliminar o reducir el efecto de la demanda insatisfecha de importaciones, contienen la demanda de divisas y equilibran la tasa de cambio a un nivel menor del que se alcanzaría en condiciones de libre competencia.

Desde este punto de vista, el inversionista extranjero se beneficia indirectamente. En efecto, al deprimir la tasa de cambio y valorizar así artificialmente la moneda del país importador de capital, se contribuye a aumentar el equivalente en la divisa del país exportador de capital de las utilidades realizadas por dicho inversionista.

Como bien se sabe, han existido algunos intentos y muchos proyectos para asegurar al inversionista extranjero una cierta estabilidad en la tasa de cambio a la cual debe convertir sus utilidades en el futuro. El éxito de estas medidas no parece muy considerable, lo que es lógico teniendo en cuenta las dificultades de este llamado "seguro de cambio".

Piénsese, por ejemplo, en los problemas que para el organismo responsable, digamos el banco central, significa asegurar una tasa fija por un determinado número de años en medio de un intenso proceso inflacionario. Cuanto más éxito tenga el sistema y mayores sean las inversiones extranjeras y las consiguientes remesas de utilidades, mayor será la pérdida financiera del organismo obligado a vender divisas a precios inferiores al valor real a que debe adquirirlas a los exportadores. Por otra parte, desde el punto de vista de la justicia fiscal, el procedimiento merece serias reservas, ya que en aquellos casos en que las ganancias nominales del inversionista extranjero crezcan a un ritmo próximo, igual o inclusive mayor que el del nivel general de precios internos, la conversión de las mismas a una tasa de cambio congelada equivale a una ganancia adicional que puede ser importante y que no tiene justificación económica.

También merecen serias reservas estas garantías especiales en cuanto discriminan contra el capital acumulado por ahorro interno, lo que no parece el mejor método para fomentar el ahorro y la inversión reproductiva. Además, un mecanismo de esta naturaleza, como todos aquellos en que coexisten diferentes

tasas de cambio según la naturaleza de la transacción, lleva aparejada la especulación, como demuestra la experiencia latinoamericana de postguerra y facilita la ganancia ilícita y la corrupción administrativa.

El otro aspecto de importancia relacionado con las remesas de utilidades es el de las restricciones cuantitativas (por ejemplo, las que fijan un tope máximo anual en relación a la inversión original). Este tipo de medidas se han generalizado mucho y pueden ser necesarias frente a crisis crónicas o prolongadas del balance de pagos, aunque conviene que sean acompañadas por otras de carácter más positivo. Siempre que tales medidas no sufran oscilaciones imprevistas, su efecto sobre la afluencia de capitales no es nocivo cuando se cumplen en un ciclo ascendente de actividad económica - sobre todo industrial -, campo en el que los capitales extranjeros encuentran conveniente colocación. En algunos casos, a consecuencia de decisiones gubernamentales que tratan de mejorar la situación del balance de pagos, se prohíbe lisa y llanamente la transferencia de utilidades al exterior por un determinado período de tiempo.^{6/}

Ya se ha dicho que lo que interesa al empresario es la relación entre los precios de los productos que vende y de los insumos que compra, y no el comportamiento de sus niveles absolutos. Véase brevemente, pues, el efecto de la inflación sobre los precios reales de los principales insumos. Entre ellos resalta el insumo de mano de obra. Uno de los parámetros de mayor importancia para analizar el efecto de la inflación sobre el desarrollo económico y la distribución del ingreso es la velocidad relativa de aumento del nivel general de salarios con respecto al de precios. Es sumamente difícil llegar a conclusiones generales a este respecto. En América Latina, hay países donde los

6/ Al igual que tantos otros intentos de regulación de un mecanismo tan delicado y complejo como el del movimiento internacional de capitales, estas medidas restrictivas sobre la transferencia o conversión de utilidades tienen a menudo parcialmente efectos contraproducentes. Estos pueden originarse acelerando la salida de capitales y utilidades acumuladas y deteniendo la entrada de nuevos capitales con el anuncio o rumor de que el gobierno está estudiando la adopción de dichas medidas. Aun durante la vigencia de éstas, se tratará de evadir la reglamentación transfiriendo utilidades en forma lateral (por ejemplo, disfrazándolas como gastos incurridos en el extranjero). Apenas se levanten las restricciones es probable que haya una nueva corriente de capital hacia el exterior, previendo el posible restablecimiento futuro de dichas limitaciones.

salarios, al menos en el sector manufacturero, parecen haber aumentado más que los precios, mientras que en otros países sucedió lo contrario. A su vez, dentro de un mismo país se invierte a veces la tendencia a través del tiempo. Así se nota, por ejemplo, que en los primeros años del proceso inflacionario los salarios reales mejoraron, mientras que al madurar o intensificarse el proceso comenzaron a deteriorarse con respecto a su nivel anterior.^{7/}

Cuanto mayor es el contenido de mano de obra del valor agregado por una determinada actividad, mayor será naturalmente el efecto - favorable o desfavorable - de la relación de precios entre este insumo y el bien o servicio que provee dicha actividad. Existe en este sentido una diferencia bien marcada entre dos de las actividades o sectores que suelen denominarse "básicas": energía y transportes. Mientras que en la primera el contenido de mano de obra en la operación es bastante reducido, en la segunda - sobre todo en el transporte urbano y en los ferrocarriles - es sumamente elevado. De ahí que en los transportes sea imposible absorber alzas de salarios sin una compensación adecuada en los niveles de sus tarifas de venta o un subsidio.

A título indicativo y a los efectos de tener una idea del orden de magnitud de este componente relativo del costo en el caso de la energía eléctrica, recuérdese que para la generación térmica, por ejemplo, un 10 por ciento del costo total de producción del kWh corresponde a operación y mantenimiento y un 50 por ciento a combustibles. Operación y mantenimiento incluyen sobre todo gastos por concepto de mano de obra. Por eso, un aumento de salarios del orden del 50 por ciento resultaría en un incremento del costo total inferior al 5 por ciento. El efecto de un aumento en el precio del combustible es en cambio muy grande.

En el caso de la generación hidráulica, la carga de capital absorbe entre el 80 y el 90 por ciento del costo total, siendo el resto gastos de operación y mantenimiento. Aquí también el efecto de un fenómeno inflacionario generalizado es relativamente pequeño, y la preocupación fundamental del empresario es que se le permita aumentar sus ingresos nominales en proporción al aumento del valor nominal de reemplazo de la considerable inversión realizada, que a su vez tiene un considerable componente de mano de obra.

^{7/} Véase Inflación y crecimiento. Resumen de la experiencia en América Latina (E/CN.12/563).

En lo que se refiere a la evolución de los precios de los combustibles - el insumo directo de mayor importancia en el caso de la industria eléctrica - y, en particular del fuel-oil, que es el predominante para la generación térmica en América Latina, es posible intentar algunas generalizaciones. En la mayoría de los casos latinoamericanos, elevadas proporciones del combustible ha habido que importarlas bajo regímenes de comercio exterior que fijaban para los pagos correspondientes tasas reducidas y que se alteraban con bastante inercia. Por esa razón el precio de costo del fuel-oil para las empresas eléctricas anduvo a la zaga del nivel general de precios. De no haber sido así, el estrangulamiento del sector eléctrico en la mayoría de los países hubiese sido más acentuado aún de lo que fue en realidad.

No debe esperarse sin embargo, que este factor siga obrando siempre en el mismo sentido. La liberalización del régimen del comercio y de los pagos exteriores, acompañado generalmente por una unificación de las tasas cambiarias al nivel de la del mercado financiero - tal como ha ocurrido en los últimos años en mucho de los países latinoamericanos que anteriormente tenían un sistema discriminatorio en la materia - hará que en el futuro un proceso de inflación interna que tarde o temprano debe reflejarse en la tasa de cambio de las monedas extranjeras, repercuta proporcionalmente en los precios de compra de los combustibles y equipos para las centrales de generación eléctrica.

Se han analizado en este capítulo los efectos de la inflación sobre los diversos componentes de la estructura de costos y tarifas de la energía eléctrica. Sólo en el caso de los combustibles, que constituyen aproximadamente la mitad del costo de la generación térmica y por consiguiente la cuarta parte del costo total en una empresa que genera cantidades iguales de energía hidro y termoeléctrica - que es la situación promedial actual de América Latina - existió en algunos casos una tendencia a que su precio se retrasase con respecto al nivel promedio de precios.

Si, de otra parte, se tiene en cuenta las serias dificultades - demostradas por la experiencia reciente de los países latinoamericanos - que existen para crear y operar un mecanismo compensatorio que permita que las tarifas se adapten al ritmo de inflación en los costos, no puede menos que concluirse que el fenómeno inflacionario ha repercutido en forma sumamente desfavorable

/sobre el

sobre el financiamiento del sector eléctrico. Ello es así tanto directamente, mediante la disminución de los niveles de utilidad real de las empresas, como indirectamente, a través del atractivo cada vez menor que sus acciones y papeles de deuda tenían frente a otros valores del mercado de capitales.

Sin perjuicio, pues, de la política general que sigan los gobiernos en materia de estabilización del nivel de precios, es de suma importancia que adopten las medidas pertinentes para que, aunque se produjera una elevación continua del nivel de precios, la expansión del sector eléctrico se vea afectada en grado menor que en el pasado.

Capítulo VII

LA APORTACION DE LAS INSTITUCIONES FINANCIERAS INTERNACIONALES

La aportación de las instituciones financieras internacionales que se limitan a las importaciones, representó aproximadamente una tercera parte de las que se efectuaron para la capitalización del sector eléctrico durante el pasado decenio.

Admitiendo que dicha participación relativa se mantuviese durante la década 1960-70 y que las necesidades de capital para la expansión fueran, como se previó, del orden de los 13 000 millones de dólares y el componente de importaciones alrededor del 40 por ciento, se requeriría por parte de dichas instituciones un promedio anual de préstamos al sector eléctrico latinoamericano de 170 millones de dólares.

Ello equivaldría a triplicar el monto promedial de los préstamos del Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento y del Banco de Exportaciones e Importaciones durante la década pasada.^{1/} Claro está que no se requeriría un aumento proporcional en las operaciones de dichos organismos, ya que se han unido a su tarea otros de reciente creación como el Banco Interamericano de Desarrollo e instituciones satélites de las primeras como la Corporación Financiera Internacional, el Fondo de Préstamos para el Desarrollo y la Agencia Internacional para el Desarrollo.

No parece factible ni conveniente que el Banco Internacional y el Banco de Exportaciones e Importaciones desvíen hacia el sector eléctrico créditos que ahora destinan a otros sectores. En efecto, ya durante el reciente período los préstamos para desarrollo eléctrico representaron, en el caso del Banco Internacional, casi el 60 por ciento del total de los créditos concedidos dentro de América Latina y en el caso del Banco de Exportaciones e Importaciones, aunque esa proporción fue menor del 10 por ciento, los préstamos eléctricos de la región representaron un 57 por ciento del total mundial de créditos para ese fin concedidos por dicha institución.

^{1/} Véase el Anexo V.

La mayor esperanza debe cifrarse, pues, no en que se modifique la composición de la cartera de préstamos de esas instituciones, sino en una ampliación de sus disponibilidades financieras que - con la ayuda de los nuevos organismos a que antes se ha aludido - les permita atender en mayor proporción las necesidades de los diversos sectores económicos y en particular del sector eléctrico.

El componente de importaciones de las inversiones en el sector eléctrico de América Latina tiene un intervalo de variación limitado aproximadamente por los valores $1/3$ y $2/3$. Dicha variación depende del grado de industrialización del país y de la participación relativa de la hidro y la termoelectricidad en sus programas de expansión.

La política de sustitución de importaciones en materia de bienes de capital - y en particular los de la industria eléctrica - hará que gradualmente se vaya reduciendo ese componente. Paradójicamente, a la vez que aumenta la magnitud del mercado interno, en rápida expansión como se ha comprobado en varios países latinoamericanos y como se señala en el caso del Brasil,^{2/} esta tendencia contribuye a aumentar y no a disminuir las dificultades de financiamiento de la expansión eléctrica, debido a que las instituciones financieras internacionales no suelen autorizar el empleo de sus créditos en adquisiciones de equipo y materiales en el mercado interno del país que recibe el préstamo. Con la sustitución de importaciones también se pierde la posibilidad de utilizar las facilidades crediticias que mantienen las agencias estatales de promoción de exportaciones en los países más industrializados y exportadoras habituales de bienes de capital. De ahí la importancia que tiene crear mecanismos financieros sustitutivos o complementarios, que alivien al sector eléctrico del efecto desfavorable de la sustitución de importaciones de bienes de capital.

En lo que respecta a las transacciones dentro de la zona de la Asociación Latinoamericana de Libre Comercio, se ha pensado recientemente en la posibilidad de que el Banco Interamericano establezca una agencia financiera

^{2/} Véase Mario Penna Behring, Financiamiento de la expansión del suministro de energía eléctrica en el estado de Minas Gerais (ST/ECLA/CONF.7/L.1.36).

destinada a facilitar el comercio de bienes de capital. Quedaría por resolver la parte más importante del problema, o sea las adquisiciones de equipo y materiales para las empresas eléctricas en su propio país.

Dada su gran importancia, es de esperar que las instituciones financieras internacionales estudien detenidamente este problema y que arbitren a la brevedad posible las medidas tendientes a su solución. Aparte de la magnitud del monto de los préstamos eléctricos y de la posibilidad de financiar las adquisiciones en los mercados internos, los puntos fundamentales de este tema se refieren a las condiciones en que se efectúan los créditos^{3/} - tasa de interés, plazo de amortización, reducción en los pagos durante el período inicial, etc., - y al financiamiento de programas integrales de expansión en vez de obras individuales.

^{3/} Véase el Anexo V.

Capítulo VIII

EL FINANCIAMIENTO DE LA EXPANSION ELECTRICA EN EL BRASIL Y MEXICO

1. Brasil

El Brasil es un ejemplo claro del problema financiero que supone la sustitución de importaciones de bienes de capital para la industria eléctrica por no extenderse a los gastos internos la aportación de las instituciones financieras internacionales.

En el caso del Brasil una solución parcial ha sido la utilización de los recursos en moneda local provenientes de las ventas de excedentes agrícolas norteamericanos bajo el régimen de la ley 480. Como se verá más adelante, estas operaciones han jugado un papel de importancia en el financiamiento, de la expansión del sector eléctrico.

Dentro de los 409 millones de dólares correspondientes a los gastos externos del programa de expansión eléctrica en 1957-61, algo más de la mitad son financiados por el Banco Internacional de Reconstrucción y Desarrollo y por el Banco de Exportaciones e Importaciones (en la proporción de 60 y 40 por ciento, respectivamente). El resto corresponde a créditos de proveedores, que en general significan menor alivio financiero por no ser créditos a largo plazo.

Los gastos en cruceros previstos para el período 1957-61 alcanzan a 87 000 millones, de los cuales están en descubierto 17 000 millones. El resto ha sido financiado en la forma siguiente:

	<u>Millones de cruceros</u>
Gobierno federal	20 000
Gobiernos estatales	26 000
Recursos privados (incluso reinversiones de empresas estatales o mixtas)	13 000
Financiamiento público (BNDE, Banco do Brasil, etc.)	10 000

Aun suponiendo que el BNDE pudiese aumentar su contribución en el quinquenio hasta 20 000 millones de cruceros - lo que sería difícil sin desmedro de otros sectores que también dependen de dicha institución -, quedaría un descubierto que si bien en el papel no resulta grande, es probable que sea superado en la práctica por el ritmo inflacionario de 1960 y previsto para 1961 y a consecuencia de modificaciones en el régimen de /importaciones que

importaciones que signifiquen para las empresas una mayor erogación en cruceros para el mismo volumen de maquinaria en dólares.

Al analizar estas cifras no debe olvidarse que el Brasil es uno de los pocos países de América Latina que aún conservaba en 1960 un régimen de cambios múltiples que equivalía a un sistema de impuestos y subsidios sobre ciertas exportaciones e importaciones. Así, la inversión en el sector eléctrico recibirá entonces un doble subsidio por parte del Estado: en primer lugar por la vía de una tasa cambiaria de importación para equipos y maquinarias inferior a la paridad de poderes adquisitivos crucero-dólar, y en segundo lugar porque el presupuesto del gobierno federal se financiaba en un porcentaje considerable por las utilidades derivadas del sistema cambiario (diferencia entre el monto en cruceros de las divisas vendidas, incluyendo el "agio" de los remates, y el monto de las divisas compradas por el Banco del Brasil). Como a su vez el presupuesto federal contribuye a la inversión eléctrica (tanto directamente como a través del BNDE), resulta que no sólo puede afirmarse que en este país dicha inversión se realizaba fundamentalmente en parte por un esfuerzo impositivo y en parte por el mecanismo inflacionario, sino también que el sistema vigente en materia de comercio exterior es uno de los instrumentos de recaudación de las sumas necesarias.

Del análisis de las cifras precedentes resulta que el Brasil constituye un ejemplo típico de aquellos países cuyos gobiernos, deliberadamente o no, han elegido el camino de la contribución del Estado como elemento esencial en la expansión del servicio, mientras que el autofinanciamiento a través de las utilidades de las empresas juega un papel menor en el conjunto de la inversión.

Es cierto que una parte de los fondos aportados por los gobiernos federal y estaduais proviene de sus cuotas respectivas del impuesto sobre energía eléctrica (del cual el gobierno federal recibe el 40 por ciento) lo que equivale a un financiamiento aumentando las tarifas. Su monto no representa una proporción preponderante en el total; en la previsión para el período 1957-61 la recaudación de dicho impuesto, que recae sobre los consumidores de electricidad, es apenas 10 por ciento del monto global de los aportes del gobierno federal y de los gobiernos estaduais a la inversión en el sector eléctrico.

/Tampoco debe

Tampoco debe pensarse que el rubro denominado "recursos privados" representa en su totalidad aportes efectivos del sector privado de la economía. En efecto, incluye las reinversiones de compañías puramente estatales y de compañías que, aunque teóricamente de capital mixto, han sido capitalizadas casi en su totalidad por los gobiernos federal y estatales debido a la escasa posibilidad de colocar papeles de empresas eléctricas en el mercado de capitales del Brasil.

Así, por ejemplo, con respecto a la CEMIG interesa reproducir aquí la opinión del Dr. Penna Behring en su trabajo ya mencionado: "Dentro de las circunstancias actuales no hay mercado en el Brasil para las acciones o bonos de servicios públicos y la participación privada en CEMIG proviene principalmente de dos fuentes: los grandes consumidores industriales y la población de los pueblos que necesitan ser atendidos. Estos recursos de capital han sido complementados por empréstitos a corto plazo por parte del Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (BNDE)".

Otro ejemplo similar lo constituye la Central Eléctrica de Furnas S.A. bajo control del gobierno federal y con la participación en acciones del estado de Sao Paulo a través de la CHERP y del estado de Minas Gerais a través de CEMIG. El único accionista privado de cierta importancia es la Sao Paulo Light (del grupo Light) que será, como las empresas anteriormente nombradas, compradora en bloque de la energía de Furnas para sus respectivas redes de distribución.

Dada su importancia dentro del financiamiento de la inversión eléctrica corresponde añadir algunos detalles sobre la estructura del Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico.

Los recursos propios del Banco, establecidos por la ley 2973, provienen principalmente de un adicional al impuesto a los ingresos y contribuciones obligatorias de 4 por ciento sobre el valor total de los depósitos de los bancos de ahorro federales, 25 por ciento sobre el aumento anual de las reservas de las empresas de seguros y capitalización y 3 por ciento sobre los ingresos anuales de los organismos de previsión social.

Aparte de estos recursos, el Banco administra también lo que se denomina "recursos vinculados" o sea aquellos que, como en el caso del Fondo Federal de Electrificación, fueron creados por leyes especiales y después de la
/creación del

creación del BNDE pasaron a ser canalizados a través de esta institución con el propósito de centralizar la planificación de la inversión y la administración financiera de dichos recursos, ya que los destinos especificados por las leyes coincidían en muchos casos con las prioridades de inversión establecidas por el Banco.

Una tercera fuente de recursos proviene de los dividendos de algunas de las empresas de economía mixta correspondientes a la inversión estatal y las utilidades y amortizaciones derivadas de la propia acción del Banco.

La cuarta fuente de recursos es por la vía ya señalada de los acuerdos sobre excedentes agrícolas comprados a los Estados Unidos y pagados a largo plazo en moneda nacional.

Del total de 150 millones de dólares, equivalentes a 9 000 millones de cruceros (a la tasa de 60 cruceros por dólar), los recursos fueron destinados en gran parte a proyectos eléctricos (gastos en cruceros de Furnas, cuenca de San Francisco, cuenca de Río Grande y Tres Marias).

Aparte de sus utilidades y dividendos, que en el período 1952-59 alcanzaron a 7 000 millones de cruceros y de los recursos especiales provenientes de la ley 480 (9 000 millones), el Banco debió haber percibido tanto por concepto de los recursos creados por la ley 2793 como por las leyes especiales que establecieron los "recursos vinculados", un total de unos 100 000 millones de cruceros. El hecho de que sólo haya recibido 61 000 millones ha reducido sus posibilidades en forma apreciable, aunque aún así su influencia dentro del sector inversionista ha sido notable. En su gran mayoría, los atrasos provienen de las retenciones que hizo el Tesoro Nacional de fondos que debían entregarse al BNDE, pero que el gobierno utilizó para cubrir en parte sus cuantiosos déficit presupuestarios. Existieron también atrasos por valor de 6 000 millones de los bancos de ahorro, compañías de seguros e instituciones de previsión.

La situación inflacionaria que determinó esta actitud del Tesoro Nacional también dificulta las operaciones del Banco a través, de la reducción del valor real de sus utilidades. La tasa de interés promedio de sus préstamos ha oscilado entre 10 y 12 por ciento, valores en general inferiores a la velocidad de desvalorización de la moneda; lo que hace que el Banco reciba en pago un
/valor real

valor real bastante menor que el que entregó para financiar la obra. Hay aquí, pues, un nuevo ejemplo del efecto de distorsión provocado por un ritmo inflacionario intenso en un mecanismo financiero normal.

Desde el punto de vista de la aplicación de los recursos, pueden distinguirse dos épocas diferentes en la trayectoria del Banco, a saber: a) desde su creación en 1952 hasta 1955, época en que la descapitalización del sector ferroviario obligó a destinar a dicho sector unos dos tercios de los recursos del Banco para rehabilitar en parte la red brasileña; b) desde 1955 a 1959 el sector energía, que antes había recibido el 23 por ciento de los recursos, aumentó esta participación al 40 por ciento mientras que el sector ferroviario solo recibió un 23 por ciento, menos que el sector de industrias básicas (32 por ciento), que así ocupa el segundo lugar en la lista de prioridades del Banco en el último quinquenio. Ello significa que el sector ferroviario ha recibido del Banco un aporte de menor entidad en términos absolutos durante este segundo período; por el contrario el aumento en las disponibilidades totales fue más que necesario para compensar la disminución en la participación relativa del sector.

Nótese, para terminar, que el reducido nivel de autofinanciamiento de las empresas eléctricas y el escaso atractivo que ejercen sus papeles en el mercado de capitales no se debe necesariamente a una aplicación incorrecta de los mecanismos de regulación de las tarifas. El problema básico es el de las disposiciones legales mismas, que adoptan el criterio del costo histórico para la evaluación de los bienes de producción y autorizan luego una utilidad como porcentaje (10 por ciento en el caso del Brasil) sobre la inversión depreciada, siendo también esta depreciación una función del costo histórico. Ya se han visto las consecuencias de disposiciones de este tipo. (Véanse el capítulo V y la segunda parte del Anexo II.)

Dada su importancia en el desarrollo eléctrico del Brasil, conviene referirse brevemente a los dos principales grupos financieros privados que controlan una parte sustancial del sector: la Brazilian Traction, Light and Power Company, Ltd. y a la American & Foreign Power Inc.^{1/}

^{1/} A continuación se condensa parte de la información contenida en los informes que sirvieron de base al estudio de la Harvard Law School sobre la regulación de la industria eléctrica en América Latina (Mervin S. Fink et al., Reports on electric power regulation in Brazil, Chile, Colombia, Costa Rica and Mexico (Cambridge, 1960).

La primera de las compañías citadas opera, además de plantas eléctricas, servicios telefónicos, de transporte y de gas. Aproximadamente la mitad de sus ingresos derivan del sector eléctrico, un tercio del servicio telefónico y el resto de sus demás actividades. En el sector eléctrico opera a través de dos compañías afiliadas, la Sao Paulo Light y la Rio Light, cuyos sistemas eléctricos trabajan fundamentalmente como sistemas separados debido a su diferente frecuencia que limita las transferencias posibles a la capacidad de los convertidores disponibles.

El financiamiento de la expansión del sistema del grupo Light - que comprende, en la actualidad, la mitad de la capacidad instalada en el país - se ha efectuado fundamentalmente mediante la reinversión de utilidades y de cargas de depreciación y por el incremento en la deuda a largo plazo. Así, en el período 1946-53 la inversión bruta total del grupo en el sector eléctrico fue de unos 375 millones de dólares, de los cuales una tercera parte corresponde a utilidades netas reinvertidas, otra tercera parte al incremento en la deuda a largo plazo y el resto a la utilización de fondos de depreciación y reserva. Dentro del aumento de la deuda a largo plazo corresponde un papel preponderante a los préstamos del Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento.

Aunque la participación de los instrumentos de deuda a largo plazo en la capitalización total de la empresa ha venido aumentando gradualmente desde el fin de la segunda guerra mundial, todavía es inferior a la mitad, mientras que en los Estados Unidos es en promedio para las empresas eléctricas privadas del orden de dos tercios.

El segundo grupo privado de importancia en el sector eléctrico es el de las compañías controladas por American and Foreign Power, Inc., empresa norteamericana. Sus operaciones en el Brasil son realizadas a través de una compañía del tipo holding, la Companhia Brasileira de Força Eletrica (BEPCO), que a su vez controla unas diez empresas de generación y distribución de electricidad.

La más importante de ellas es la Companhia Paulista de Força e Luz, que opera en el estado de Sao Paulo. Aunque BEPCO controla las compañías de generación y distribución por ser el accionista mayoritario de las mismas,

/hay paquetes

hay paquetes importantes de acciones en manos de personas físicas o jurídicas de nacionalidad brasileña; en el caso de la Paulista, por ejemplo, dicha participación llega al 48.5 por ciento.

La estructura de capital del grupo BEPCO se aproxima más al promedio norteamericano que la del grupo Light, siendo la participación de la deuda a largo plazo del orden de la mitad de la capitalización total. También existen diferencias significativas en lo que se refiere a la importancia relativa de las diversas fuentes de financiamiento. En el caso de la Companhia Paulista, por ejemplo, la reinversión de utilidades no representa más del 20 por ciento de la inversión bruta total, mientras que la emisión y venta de nuevas acciones - dentro y fuera del Brasil - significó en algunos años el 40 por ciento de los aportes financieros totales. La participación de los préstamos del Banco de Exportaciones e Importaciones ha sido del orden del 20 al 25 por ciento de la inversión.

2. México

La estructura institucional del sector eléctrico mexicano experimentó un cambio fundamental en el curso de 1960 cuando el gobierno mexicano adquirió las dos grandes empresas privadas: la Compañía Mexicana de Luz y Fuerza Motriz S.A. y la Compañía Impulsora de Empresas Eléctricas (American & Foreign Power Inc.). En el caso de la primera compró la mayoría del capital en acciones de la empresa; en cuanto a la segunda, compró directamente el activo fijo de las diversas empresas del grupo de la Impulsora.

Conviene destacar algunas características del contrato referente a esta última operación.^{2/} El precio fijado para dichas instalaciones (correspondientes a unos 340 MW de capacidad instalada más el sistema de distribución correspondiente) fue de 65 millones de dólares, de los cuales se convino en pagar 5 millones al contado y el saldo en 30 cuotas semestrales con un interés del 6.5 por ciento anual sobre el saldo pendiente. Se convino también (cláusula séptima del contrato) que la Nacional Financiera S.A. tomaría a su cargo obligaciones crediticias pendientes por un total de 34 millones de dólares (un 70 por ciento en moneda extranjera) y el pago de 7.2 millones de dólares por obras en construcción, materiales en almacén y gastos ya producidos con

^{2/} Véase el contrato entre el gobierno de México, la Nacional Financiera S.A., la American & Foreign Power y las compañías del grupo Impulsora de fecha 21 de abril de 1960.

carga a futuros aumentos de tarifas. Si se descarta esta última partida, resulta un precio unitario de compra de 290 dólares por kilovatio.

Un aspecto de sumo interés, tanto por su significación concreta para México como porque supone un precedente para operaciones similares en otros países, es el compromiso asumido en dicho contrato por la American & Foreign Power, Inc. de invertir en México las cantidades netas a percibir por concepto de la amortización de la deuda contraída por el gobierno mexicano (es decir, como se ha visto, 60 millones de dólares).

Podría pensarse que la obtención del monopolio estatal en el sector eléctrico alterará radicalmente el panorama que ofrecen las fuentes de financiamiento de la expansión con respecto a la experiencia de la última década. En realidad dicho cambio no es tan fundamental, pues la contribución estatal, directa o indirectamente, ya era preponderante en el último período.

Así, en el citado estudio de la Harvard Law School, después de algunos ajustes en las cifras oficiales se llega a la siguiente distribución porcentual de los recursos financieros disponibles para la expansión del sector eléctrico durante el período 1942-53:

	<u>Porcentaje</u>
Aportaciones estatales	53.5
Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento y Banco de Exportaciones e Importaciones	25.6
Aportaciones privadas extranjeras	7.2
Autofinanciamiento	13.7

El autofinanciamiento y el aporte de nuevo capital privado se concentró casi exclusivamente en la Compañía Mexicana de Luz y Fuerza. El nivel de las tarifas correspondientes a las ventas de empresas de la Impulsora y de la Comisión Federal de Electricidad no permitió acumular recursos propios para expansión y en algunos casos apenas si alcanzó para cubrir los costos directos de operación.

Esta insuficiencia en las tarifas está explícitamente reconocida en la cláusula 21 del contrato de compraventa. Esa cláusula exonera a las empresas vendidas de los compromisos pendientes que pudieran corresponderles en virtud del impuesto de 2 por ciento anual sobre sus inversiones (artículo 7 de la Ley de la Industria Eléctrica), teniendo en cuenta que no había percibido los beneficios especificados en la Ley.

/La regulación

La regulación de las tarifas en México - como en el Brasil - fue distorsionada por no reconocerse en el mecanismo legal el efecto del fenómeno inflacionario sobre el valor de los activos. Así, aunque se trató de paliar esta distorsión aumentando la rentabilidad nominal hasta un 14 por ciento de la inversión, como la evaluación de ésta última - base sobre la cual se calcula la tarifa - se había de hacerse con respecto a costos históricos, tenía un efecto tan depresivo sobre la tarifa que el paliativo referido resultaba insuficiente.

Al comparar la estructura de tarifas de las tres principales empresas productoras del país, téngase en cuenta que la Comisión Federal de Electricidad entrega una parte importante de la energía que genera - las tres cuartas partes de los 4 100 millones de kWh producidos en 1960 - en bloque a las otras empresas, y particularmente a la Compañía Mexicana de Luz y Fuerza, para su distribución final al consumidor.

El precio promedio de venta de dicha energía en bloque fue en 1960 del orden de 6 milésimos de dólar por kWh. Ese valor no parece suficiente para cubrir los gastos directos y de capital y generar un cierto porcentaje de los recursos necesarios para expansión de la capacidad instalada.

Debe hacerse notar el papel de cierta importancia que ha tenido la Nacional Financiera en el financiamiento del sector eléctrico. El propósito general de dicha institución es fortalecer y ampliar la infraestructura económica y las industrias básicas. En cumplimiento de tal misión, la Nacional Financiera compra y vende, directamente y en Bolsa, los valores que emite - certificados de participación, títulos financieros y certificados de copropiedad industrial -, valores públicos y acciones y obligaciones de gran número de empresas industriales y de servicio público, así como bonos financieros de instituciones nacionales y privadas de crédito, coadyuvando de esta manera al fortalecimiento del mercado de capitales. En su carácter de agente fiduciario del Gobierno Federal, interviene en las emisiones de bonos de la deuda interna y externa del país.

Aproximadamente la mitad del financiamiento total canalizado por la Nacional Financiera corresponde a energía eléctrica, transportes y comunicaciones. Al sector eléctrico le correspondía al 30 de junio de 1960 el 27

/por ciento

por ciento del total de los recursos canalizados por la institución, que en esa fecha, alcanzaban a casi 1 000 millones de dólares.

Aparte de su importancia en términos del monto de financiamiento canalizado, ha correspondido a la institución un papel destacado en la tarea de exploración de nuevas posibilidades en el mercado de valores (acciones de sociedades de inversión, obligaciones industriales que además del rendimiento normal conceden a sus tenedores el derecho de participar en las utilidades de la emisora y, finalmente, bonos de Petróleos Mexicanos con cláusula compensatoria para casos de pérdida del poder adquisitivo de la moneda).^{3/} Todos estos instrumentos - con características que difieren de los tradicionales - han venido a enriquecer el mercado de valores, ampliando el campo de elección del ahorrador.

La Nacional Financiera también interviene en la contratación de préstamos en moneda extranjera, sea directamente o a través del aval o endoso de las operaciones contratadas por terceros. En los últimos años aproximadamente la mitad de los créditos contratados han correspondido al Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento y al Banco de Exportaciones e Importaciones. En el caso del primero se obtuvo en 1958 una concesión especial en virtud de la cual se permitía utilizar parte de los créditos negociados para adquirir artículos de producción nacional.

El resto de los créditos externos provienen de fuentes privadas: proveedores industriales y comerciales de los Estados Unidos, el Canadá, el Japón y diversos países europeos, así como bancos privados, especialmente estadounidenses. En la mayoría de estas operaciones, las empresas mexicanas públicas y privadas obtienen financiamiento a mediano plazo de dichas fuentes, con el aval de la Nacional Financiera.

De las obligaciones vigentes al término de 1958, correspondían 142.5 millones de dólares al Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento, 137.3 millones al Banco de Exportaciones e Importaciones y 103.8 millones de dólares a diversos créditos avalados.

^{3/} Véase Nacional Financiera S.A., Informe anual, 1959.

Anexo I

DESEQUILIBRIO Y DINAMISMO EN EL DESARROLLO ECONOMICO

Es bien sabido que un desequilibrio en el modelo de desarrollo que favorezca la producción de bienes de inversión sobre la de bienes de consumo, contribuye a acelerar la velocidad de dicho desarrollo. Así lo demuestra la experiencia del Reino Unido, Francia y Alemania en el siglo pasado y la de la Unión Soviética y China en el siglo presente.

P. C. Mahalanobis ha construido un modelo alternativo de crecimiento que permite cuantificar los resultados de esta preferencia o propensión a la inversión.^{a/} Bajo tal política de énfasis en la inversión, en las primeras etapas se destina la mayor parte de los recursos o ahorros generados a la producción de bienes de capital y a la ampliación de la infraestructura del sistema económico, hasta obtener una base adecuada de existencia de capital. Una vez alcanzado este objetivo, los recursos pueden destinarse en mayor grado que antes hacia la producción de bienes de consumo, que es en definitiva el objetivo final del proceso económico.

Confirmando lo que resulta intuitivo teóricamente y fácil de observar en los procesos de desarrollo acelerado a que ya se ha hecho referencia, en el modelo de Mahalanobis el ingreso y, desde luego también el consumo, crece al principio - o sea durante los primeros años - a un ritmo menor que en el modelo de Harrod-Domar, pero luego lo alcanza y más tarde lo sobrepasa, permitiendo llegar al final del período que se considera con un nivel de ingreso y, en ciertos casos, también de consumo, más alto que en el modelo equilibrado.

Nótese que un determinado ritmo de desarrollo puede llevar, al final de un cierto período de tiempo, a un nivel de ingreso que sea más alto que el correspondiente a otros tipos de desarrollo. Alguno de estos últimos, en cambio, puede permitir alcanzar un nivel más alto, no en

a/ Una excelente síntesis de dicho modelo puede encontrarse en A. Qayum, "Processes of Economic Growth", Weltwirtschaftliches Archiv, Band 85, Heft 2, 1960.

el ingreso total, pero sí en la producción de bienes de consumo final.

El modelo de Mahalanobis aplicado a una economía centralmente planificada permite tener una idea adecuada del margen de posibilidades y de la naturaleza del problema de formular decisiones sobre la política de desarrollo. Si se supone que el objetivo es elevar al máximo el volumen de producción de bienes de consumo en el período n y dados los coeficientes producto-capital de los sectores respectivos, las ecuaciones de Mahalanobis permiten calcular la proporción de la inversión que debe destinarse al sector de bienes de capital y la que debe destinarse al sector de bienes de consumo.

Esta estructura de la distribución de la inversión se refleja, como es natural, no sólo en la velocidad del desarrollo, sino también en el nivel y en la estructura de la demanda de productos de los sectores básicos.

En el cuadro adjunto se dan algunas cifras indicativas de la relación entre la inversión eléctrica, la inversión total y el producto bruto interno de cinco países de América Latina durante 1945-59.

Como ya se ha notado en otro documento de la Secretaría,^{b/} será necesario incrementar la participación relativa de la inversión eléctrica durante el próximo decenio.

b/ La expansión del sector eléctrico en América Latina y sus necesidades de capital para 1960-70, (ST/ECLA/CONF.7/L.1.11)

AMERICA LATINA: INVERSIONES EN ENERGIA ELECTRICA EN VARIOS PAISES EXPRESADAS EN PORCENTAJE
DE LAS INVERSIONES TOTALES (A) Y DEL PRODUCTO BRUTO INTERNO (B), 1945-59

Año	Argentina a/		Colombia b/		Chile c/		México d/		Venezuela	
	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B
1945	1.74	0.32					6.3	0.91		
1946	1.44	0.30					5.2	0.86		
1947	2.08	0.62					3.9	0.74		
1948	2.43	0.68					7.8	1.33		
1949	2.62	0.62					10.3	1.43		
1950	2.52	0.60	0.50	0.09			14.6	2.01	1.7	0.43
1951	2.33	0.56	0.38	0.07			9.0	1.44	1.4	0.34
1952	2.28	0.51	5.52	1.02			5.8	0.95	1.4	0.41
1953	2.22	0.46	2.78	0.64			8.6	1.23	0.8	0.23
1954	3.23	0.70	1.85	0.48			12.1	1.66	2.0	0.61
1955	2.33	0.52	1.99	0.52	3.86	0.3	11.6	1.69	1.4	0.39
1956			3.78	0.91	5.62	0.5	7.3	1.10	1.8	0.49
1957			5.90	1.03	3.98	0.4	8.8	1.34	3.0	0.75
1958			1.89	0.31	6.03	0.6	8.7	1.35	8.8	2.23
1959			3.27	0.54	9.66	0.9			3.4	0.88
	Para el período 1945-55		Para el período 1950-59		Para el período 1955-59		Para el período 1945-58		Para el período 1950-59	
	2.33	0.54	2.53	0.52	6.64	0.7	8.5	1.32	2.8	0.75

a/ Inversiones en energía eléctrica, comunicaciones y servicios sanitarios.

b/ Estimaciones groseras con base en la ampliación anual de capacidad instalada.

c/ Inversiones públicas solamente.

d/ Inversiones en energía y combustibles.

Anexo II

ASPECTOS ANALITICOS DE LA CAPACIDAD DE AUTOFINANCIAMIENTO
DE LA EXPANSION DE UN SISTEMA ELECTRICO

Este anexo se ha dividido en tres partes. En la primera de ellas (A) se estudia el efecto de un sistema regulatorio de tarifas sobre la capacidad de autofinanciamiento de la expansión de un sistema eléctrico dinámico, bajo la hipótesis de costos unitarios de inversión constantes. En la segunda (B) se estudia el mismo problema pero en forma más general, bajo condiciones de costos de inversión variables a través del tiempo, sea por efectos monetarios o tecnológicos. En ambos casos se ha adoptado la hipótesis de depreciación por el método del saldo decreciente, que consiste en cargar a costos un porcentaje fijo del saldo no depreciado; los cargos resultan así relativamente altos los primeros años y van disminuyendo con el tiempo. Aunque poco utilizado en América Latina, facilita un mecanismo de depreciación acelerada que fue reconocido a los efectos impositivos por la Internal Revenue Act de 1954 en los Estados Unidos. En la tercera parte (C) se estudia, bajo la hipótesis de costos unitarios constantes, el caso de depreciación lineal, que es el método más utilizado en la práctica y en la ley.^{a/} En los tres métodos, las conclusiones son sustancialmente muy similares desde el punto de vista del comportamiento del coeficiente de autofinanciamiento.

a/ Otros métodos de depreciación son: el del fondo acumulativo (sinking-fund) y el de la "suma de dígitos". Este último, cuya utilización también fue permitida en los Estados Unidos por la ley de 1954, establece la tasa de depreciación como una fracción cuyo numerador es el tiempo que resta de vida útil del equipo, mientras que el denominador es la suma de los dígitos o enteros hasta el que indica la vida útil total. Se trata, pues, de un método de depreciación acelerada en que la tasa es una función decreciente del tiempo; si n es la vida útil del equipo, dicha tasa, al cabo del tiempo t después de instalado, es igual a

$$f(t) = \frac{2(n-t)}{n(n+1)}$$

Véase, por ejemplo, Guthmann and Dougall, Corporate Financial Policy (Prentice-Hall, 1959).

/A. COSTOS

A. COSTOS UNITARIOS DE INVERSION CONSTANTES

1. Planteamiento y desarrollo

Supóngase una empresa eléctrica cuya demanda crece a una velocidad v , expandiéndose el sistema en consecuencia. La empresa deprecia sus activos a la tasa anual m y sus tarifas son fijadas por un organismo estatal en tal forma que en un año cualquiera sus utilidades netas son iguales a una proporción constante b del activo fijo neto total de la empresa. Este activo se calcula restando a la inversión original las amortizaciones hasta la fecha.

En las condiciones antedichas, el coeficiente de autofinanciamiento potencial de la empresa es una función exponencial decreciente del tiempo, que alcanza su punto máximo en el origen (donde vale b/v) y al tender la variable independiente al infinito, tiende asintóticamente al valor $\frac{b}{v + m}$.

Como el valor inicial del activo fijo sólo introduce una constante de proporcionalidad en todas las ecuaciones a fin de simplificar se supone que $A = 1$ para $t = 0$.

Hay que calcular ahora $A(t)$, o sea el activo total, deducidas las amortizaciones, al cabo del tiempo t .

Según las hipótesis aceptadas, la empresa expande su capacidad instalada a una velocidad constante; se supondrá, además, que los costos unitarios de inversión permanecen constantes. ^{b/} En estas condiciones, si la empresa comienza con un activo igual a la unidad, debe invertir el primer año una cantidad igual a v , el segundo año una cantidad igual a $v(1 + v)$, el tercer año una cantidad igual a $v(1 + v)^2$, y en general en el año i una cantidad igual a $v(1 + v)^{i-1}$.

¿Qué efecto tendrán cada uno de estos insumos de capital sobre el valor del activo al cabo del tiempo t ? El valor depreciado de la inversión inicial, supuesta igual a la unidad, es al cabo de dicho tiempo igual a $(1-m)^t$, puesto que cada año disminuye en la proporción $(1-m)$, siendo m la tasa de depreciación aceptada.

b/ Nótese la importancia de esta hipótesis de invariabilidad en los costos unitarios. Más adelante se analizará el caso más general, en que dicha hipótesis no se cumple.

La inversión correspondiente a la expansión durante el primer año, que era igual a v , se ha depreciado durante $(t-1)$ periodos, o sea que vale ahora $v.(1-m)^{t-1}$. El activo agregado durante la expansión del segundo año, que era igual a $v(1+v)$, se ha depreciado durante $(t-2)$ periodos, y vale ahora $v(1+v)(1-m)^{t-2}$.

De lo dicho puede concluirse que la inversión correspondiente a la expansión del sistema en el año i es igual a

$$v.(1+v)^{i-1}$$

y su contribución al valor del activo al final del año t (se supone, naturalmente que i es menor que t) será:

$$v.(1+v)^{i-1} \cdot (1-m)^{t-i+1}$$

lo que puede expresarse en la forma:

$$v.(1-m)^t \cdot \left(\frac{1+v}{1-m}\right)^{i-1}$$

Es fácil deducir entonces el valor total del activo en el año t , sumando las contribuciones de las inversiones correspondientes a cada año. Resulta así que

$$A(t) = (1-m)^t + \sum_{i=0}^{t-1} v.(1-m)^t \cdot \left(\frac{1+v}{1-m}\right)^{i-1}$$

Transfiriendo fuera del signo de suma en el segundo término del segundo miembro, aquellos factores que no dependen de i :

$$A(t) = (1-m)^t + v.(1-m)^t \cdot \sum_{i=0}^{t-1} \left(\frac{1+v}{1-m}\right)^{i-1}$$

y reemplazándolos por el valor calculado de la suma de la progresión geométrica, se obtiene:

$$A(t) = (1-m)^t + v.(1-m)^t \left[\frac{\left(\frac{1+v}{1-m}\right)^t - 1}{v + m} \right] \quad (I)$$

Calcúlese ahora el coeficiente de autofinanciamiento potencial de la empresa en función de la variable temporal. Este coeficiente (a) se define como la relación entre la utilidad neta y la demanda de recursos para la expansión correspondiente a cada año. Es, pues, un índice de la capacidad

/potencial de

potencial de la empresa para autofinanciar su expansión. El sentido de la palabra "potencial" es claro: el coeficiente da un tope • un límite superior con respecto al nivel de autofinanciamiento. La empresa, si está en condiciones de hacerlo, puede distribuir parte de sus utilidades netas y compensar esa distribución acudiendo a aportes externos de capital.

De acuerdo con las hipótesis admitidas, la utilidad neta en el año $t + 1$ era igual a un porcentaje constante b del activo actualizado $A(t)$ a fines del año t , ya calculado. También se ha visto, por otra parte, que la demanda de fondos para expansión en el año $t + 1$ es igual a $v \cdot (1 + v)^t$.

Por lo tanto:

$$a_t = f(t) = \frac{b \cdot A(t)}{v \cdot (1 + v)^t}$$

Reemplazando en esta expresión $A(t)$ por su valor en función de t que figura más arriba, simplificando y reduciendo, se llega finalmente a la siguiente función para a_t :

$$a_t = f(t) = \frac{b}{v + m} \left[\frac{m}{v} \left(\frac{1 - m}{1 + v} \right)^t + 1 \right] \quad (II)$$

Esta es, una función monótona decreciente con t , que alcanza su valor máximo para $t = 0$, donde vale b/v , y tiende asintóticamente al valor $\frac{b}{v + m}$.

La curva representativa de la función es del tipo que muestra el gráfico I.

/Gráfico I

Gráfico I

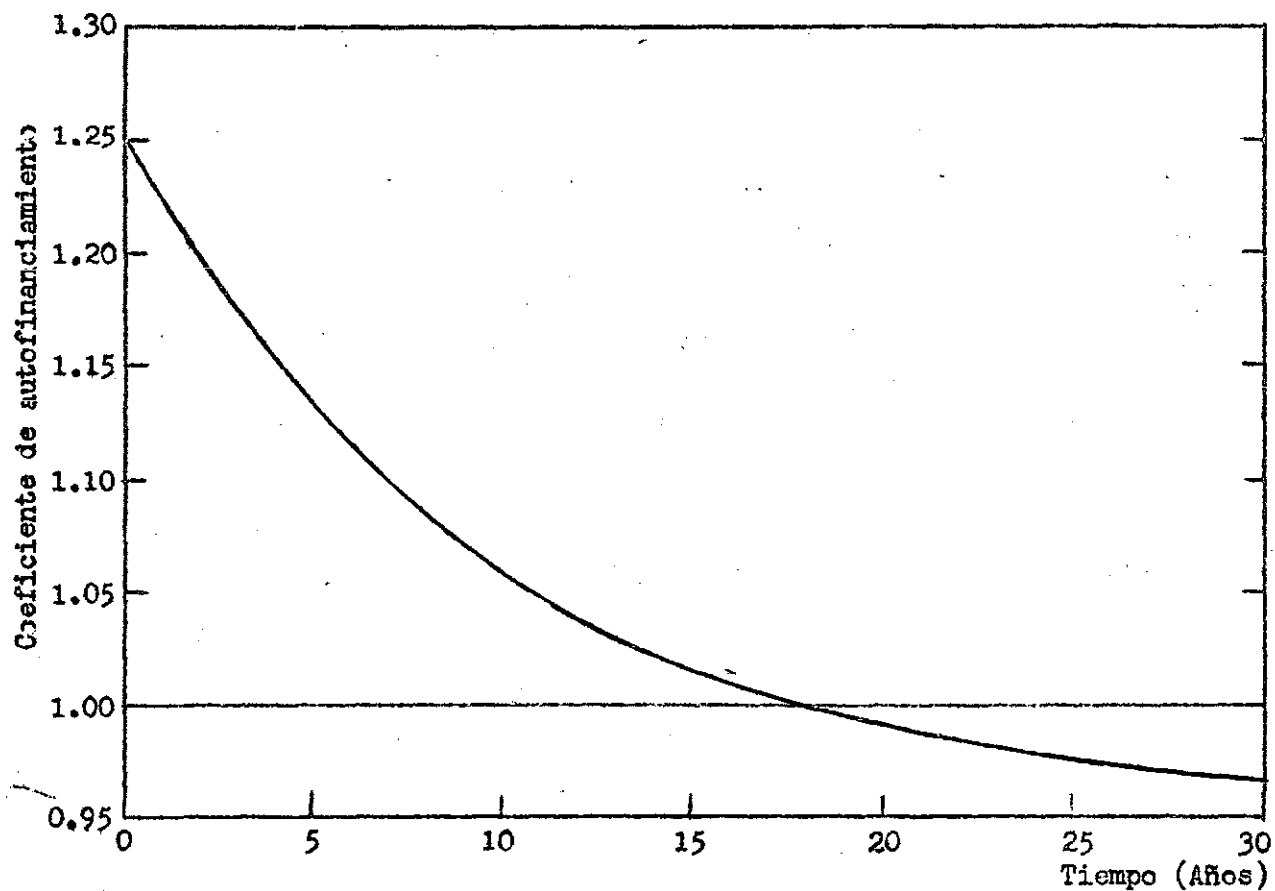
CURVA REPRESENTATIVA DE LA EVOLUCION DEL COEFICIENTE
DE AUTOFINANCIAMIENTO A TRAVES DEL TIEMPO

Hipótesis de amortización por saldos decrecientes

Para el caso particular :

b = Nivel de utilidad neta	10 %
v = Velocidad de expansión del sistema	8 %
m = Tasa de amortización	2.5 %

Escala natural



2. Análisis

El resultado depende en esencia de los tres parámetros fundamentales del problema: v (velocidad de expansión del sistema), b (nivel de utilidades netas) y m (tasa de depreciación), el más importante de los cuales es b con respecto al intervalo limitado por los puntos v y $(v + m)$. Si el nivel de utilidades (b) queda a la izquierda de este intervalo, o sea si es inferior a la velocidad de expansión del sistema (v), entonces el coeficiente de autofinanciamiento es siempre inferior a la unidad y en ningún momento de la vida del sistema - bajo estas hipótesis - se podrá prescindir del aporte de capital externo para atender la expansión de la demanda.

La otra situación extrema se presenta cuando b queda a la derecha del intervalo citado, o sea cuando es mayor que la suma $(v + m)$ de las tasas de crecimiento y depreciación supuestas para el sistema. En tales condiciones, el coeficiente de autofinanciamiento es siempre superior a la unidad y no sólo será posible prescindir de capital externo, sino que existirá un excedente de recursos, aunque este excedente disminuirá con el tiempo, según ya se vió.

Se presenta una situación intermedia cuando el punto representativo de b es interior al intervalo $(v, v + m)$. En tal caso, el sistema será capaz de autofinanciar enteramente su expansión durante los primeros años, pero esta suficiencia irá disminuyendo gradualmente hasta desaparecer y en un momento dado habrá que acudir al aporte externo. El instante en que se pasa de una situación de suficiencia a otra de insuficiencia lo determinaría la intersección de la curva $a(t)$ con la recta horizontal correspondiente al valor $a = 1$.

Despejando t_0 de la ecuación $f(t_0) = 1$, se obtiene el valor

$$t_0 = \frac{\text{Log} \left[\frac{v}{m} \left(\frac{v + m}{b} - 1 \right) \right]}{\text{Log} \left(\frac{1 - m}{1 + v} \right)}$$

/3. Generalización

3. Generalización del problema y de su solución

Los resultados obtenidos anteriormente son aplicables a un sector industrial o a una firma cualquiera en un proceso dinámico de crecimiento.

Dentro de un desarrollo económico desequilibrado o heterogéneo - o sea con cambios de estructura en la demanda final, en el sistema productivo o en ambos -, donde diferentes sectores se expanden con velocidades diferentes, para aquellos sectores donde se cumple que:

$$b_i < v_i + m_i$$

será necesario, tarde o temprano, transferir recursos financieros desde otros sectores con el fin de atender a la expansión de éstos.

B. COSTOS UNITARIOS DE INVERSION VARIABLES

Hasta ahora se ha supuesto que las sucesivas adiciones de capacidad neta se producían a un costo unitario igual al de la inversión original. En la práctica no sucede así, pues - como ya se vio, sobre todo en el capítulo V - es posible que los costos de capital vayan disminuyendo a través del tiempo por el efecto conjunto de las innovaciones tecnológicas y de las economías de escala. También es posible que en otros casos aumenten - con relación al valor nominal en libros de la planta inicial -, sea porque aumentan los costos unitarios reales (por ejemplo, debido a la aparición de nuevos procesos de más alta intensidad de capital) o simplemente porque el mecanismo legal no permita que los activos se revalúen en forma paralela al incremento de los costos de reemplazo cuando existe un fenómeno continuo de inflación de costes.

Estos diversos casos - aunque tengan un sentido económico muy diferente - pueden introducirse en el presente análisis por la misma vía. En efecto, con respecto a un costo unitario inicial supuesto igual a 1, que se toma como unidad de medida para referir los otros a él, el costo unitario de la adición neta de capacidad a instalar en el año t no será igual a 1, como antes se supuso, sino igual a una cierta función del tiempo $\phi(t)$. Esta función, que describe la evolución del costo unitario a través del tiempo en función del costo inicial, será monótona decreciente si predominan los efectos del progreso tecnológico - en el sentido de disminución de insumo unitario de capital, pues en el sentido más amplio dicho progreso puede producir el efecto contrario,

/como es

como es notorio en la ingeniería de los procesos manufactureros - y de las economías de escala. Por el contrario, si las nuevas adiciones tienen más densidad de capital o si actúa la depresión en el valor ficticio de un activo inmovilizado en medio de la inflación, entonces dicha función será monótona creciente.

Llamando a $\phi(t)$ la "función de evolución de los costos unitarios de inversión a través del tiempo".

Supóngase, para simplificar el tratamiento analítico y hacerlo homogéneo con el de la primera parte, que dicha función puede expresarse - o aproximarse en un cierto intervalo - mediante una curva exponencial del tipo:

$$\phi(t) = (1 + r)^t$$

La tasa r , a diferencia de lo que sucedía con los tres parámetros considerados en la primera parte - que eran por definición positivos -, puede tener ahora cualquier signo. Si sólo actúa el efecto inflacionario sobre los costos y se admite que los activos no se revalúan en absoluto, entonces el parámetro r será positivo e igual a la velocidad de crecimiento en los precios de los bienes de capital que interesan a la actividad de que se trate (la eléctrica, en el presente caso) y de la mano de obra (sobre todo en la construcción hidroeléctrica con embalses). Si sólo actúa el efecto de reducción en los costos unitarios, en entonces r será negativo y su valor absoluto será igual al ritmo anual promedio de dicha reducción. Si se superpone la acción de todos los efectos, el valor del parámetro será la resultante de los mismos y poco puede decirse en general sobre su signo y magnitud probable.

1. Cálculo de la función de autofinanciamiento

Las hipótesis serán las mismas que en la primera parte, con la sola excepción de la variación en los costos unitarios. Es muy fácil introducir esta variación en las ecuaciones fundamentales del modelo respectivo: la empresa, que antes debía invertir en el año i una cantidad igual a $v \cdot (1 + v)^{i-1}$, ahora deberá invertir $v \cdot (1 + v)^{i-1} \cdot (1 + r)^{i-1}$, pues también ahora se expanden - o se contraen si r es negativo - los costos unitarios y no sólo el monto de la adición de capacidad.

/En tales

En tales condiciones es fácil demostrar que un proceso similar al de la primera parte lleva a la siguiente ecuación para el valor del coeficiente de autofinanciamiento potencial al cabo del tiempo t :

$$(I) \quad a(t) = \frac{b}{v + m + r(1 + v)} \left(\frac{1}{v} [m + r(1 + v)] \left[\frac{1 - m}{(1 + v)(1 + r)} \right]^t + 1 \right)$$

En el caso particular $r = 0$ la expresión anterior se transforma en la equivalente hallada en la primera parte.

Pero el signo de r y su valor absoluto introducen cambios fundamentales en el comportamiento de la función $a(t)$, que ya no será siempre monótona decreciente a través del tiempo, sino que en muchos casos - como se verá más adelante - será monótona creciente tendiendo a infinito o a un valor asintótico superior al del autofinanciamiento inicial.

Obsérvese que la curva de variación del coeficiente parte del mismo punto que en el caso de costos unitarios constantes; es fácil verificar que para $t = 0$ resulta $a(t) = b/v$, cualesquiera que sean los valores de los otros parámetros y, en particular, cualquiera que sea el valor de r . La ordenada en el origen de los tiempos es, pues, igual que antes, pero el comportamiento de la curva a partir de ese momento puede resultar muy diferente.

Del examen de la forma de la función $a(t)$ se deduce que dicho comportamiento dependerá fundamentalmente de dos cosas, a saber:

a) del valor absoluto de

$$h = \frac{1 - m}{(1 + v)(1 + r)}$$

según que éste sea mayor, igual o menor que la unidad;

b) del signo del coeficiente de h^t , o sea de

$$g = \frac{m + r(1 + v)}{v + m + r(1 + v)}$$

ya que el cociente b/v es siempre positivo.

Es evidente que si r es positivo o nulo, entonces h será menor que la unidad y g será positivo. La curva $a(t)$ se comportará igual que en el caso $r = 0$, o sea el de costos unitarios constantes, con la única diferencia de que cuanto mayor sea el valor de r , más rápidamente se deprimirá la capacidad potencial de autofinanciamiento.

El análisis se complica si r es negativo, o sea cuando los costos unitarios se reducen progresivamente. Sin embargo, se simplifica el hecho de que la magnitud relativa de h respecto a la unidad depende del signo de la expresión

$$\text{sg} \left(\frac{1}{h} - 1 \right) = \text{sg} (v + m + r(1 + v))$$

por lo cual el signo del denominador de g determina a su vez el valor relativo de h respecto a la unidad.

Resulta entonces que:

a) Si r es negativo pero suficientemente pequeño en valor absoluto como para que

$$m + r(1 + v) > 0$$

entonces h es menor que la unidad y g es positivo. La función $a(t)$ tiene la misma forma que en el caso de costos unitarios constantes pero disminuirá a una velocidad menor.

b) Si r es negativo y relativamente grande en valor absoluto como para que

$$m + r(1 + v) < 0$$

pero no lo suficientemente grande, de tal modo que

$$v + m + r(1 + v) > 0$$

entonces h será menor que la unidad, pero g será negativo, ya que su numerador y su denominador tendrán signos opuestos. La función $a(t)$ será entonces monótona creciente, tendiendo asintóticamente al valor

$$\frac{b}{v + m + r(1 + v)} \quad \text{que, por hipótesis, es mayor que el valor inicial } b/v.$$

c) Si r es negativo y suficientemente grande en valor absoluto como para que

$$v + m + r(1 + v) < 0$$

entonces, con mayor razón, también será negativo $m + r(1 + v)$. El cociente h será entonces mayor que la unidad y el coeficiente g positivo, por ser negativos tanto su numerador como su denominador. La función $a(t)$ será monótona creciente como en el caso b), pero en lugar de tender a un valor /asintótico finito

asintótico finito, tiende a más infinito para valores crecientes de la variable independiente, o sea el tiempo.

Es interesante notar que, si bien una determinada curva de autofinanciamiento $a(t)$ queda definida dentro de la respectiva familia de funciones por cuatro parámetros, a saber: b , v , m y r , el primero de ellos tiene, por así decirlo, menor jerarquía matemática, ya que sólo juega el papel de una constante de proporcionalidad a los efectos de las ordenadas respectivas. En efecto, los cocientes h y g - que, como ya se vio, intervienen en la discusión sobre el tipo de la función $a(t)$ -, sólo dependen de v , m y r . Cuando se habla de "jerarquía" de los parámetros, se hace desde el aspecto matemático y no desde el económico; es claro que el valor de b , el nivel de utilidad neta anual, estará lejos de ser indiferente para los accionistas y dirigentes de la empresa afectada.

2. Ejemplos

a) Caso inflacionario puro

Supóngase que hay una inflación de costos que eleva en 30 por ciento al año el precio de los bienes de capital de la industria eléctrica y que no es posible revaluar los activos a los efectos de determinar las utilidades netas y, por consiguiente de las tarifas. Se tiene entonces $r = 0.3$

Los otros parámetros pueden ser:

$$v = 0.1 \quad b = 0.1 \quad m = 0.03$$

En el caso $r = 0$, o sea sin inflación, la función del coeficiente de autofinanciamiento resulta:

$$a(t) = 0.23 \times 0.88^t + 0.77$$

En el caso $r = 0.3$, la función, conforme a la ecuación general, será:

$$a(t) = 0.785 \times 0.68^t + 0.215$$

Obsérvese que, como ya se ha demostrado en general, ambas curvas tienen la misma ordenada en el origen; para $t = 0$ resulta en ambos casos $a(t) = b/v = 1$.

/Véase ahora

Véase ahora el efecto relativo de la inflación comparando la reducción del coeficiente de autofinanciamiento - igual a 100 por ciento al principio de la vida del sistema - al cabo de cinco años, por ejemplo.

En el caso $r = 0$ (estabilidad en el nivel de precios) resulta:

$$a(5) = 0.89$$

En el caso inflacionario con $r = 0.3$ resulta:

$$a(5) = 0.33$$

Se concluye, pues, que el fenómeno inflacionario - y su no reconocimiento por parte de la legislación regulatoria eléctrica - ha reducido la capacidad de autofinanciamiento con respecto al equipamiento inicial a algo más de un tercio de lo que hubiese sido en el caso de estabilidad de precios.

b) Caso de reducción en los costos unitarios

Supóngase $r = -0.1$, o sea una reducción anual de 10 por ciento en los costos unitarios de inversión. Para los otros tres parámetros del problema se admitirán los mismos valores que en el ejemplo anterior. Se tiene entonces que la curva de autofinanciamiento es:

$$a(t) = 5 - 4 \times 0.98^t$$

cuyo valor en el origen es también igual a la unidad.

Al cabo de un quinquenio:

$$a(5) = 1.4$$

o sea que el nivel de autofinanciamiento de ha incrementado en un 40 por ciento con respecto a su valor inicial y en un 58 por ciento con respecto al valor que tendría a los cinco años en el caso de costos unitarios invariables.

3. Cómo medir el efecto de la variación en los costos unitarios de inversión

En los ejemplos anteriores se ha medido el efecto de las variaciones - positivas o negativas según los casos - de los costos unitarios en el coeficiente de autofinanciamiento comparando el valor de éste al cabo de cierto período de tiempo - cinco años en el caso examinado - con el que hubiese tenido en ese momento en el caso de costos constantes.

/A los

A los efectos de tener una medida que no dependiese de ese período de tiempo elegido, podría tomarse la relación entre los niveles asintóticos respectivos. Claro está que ello sólo será posible en los casos en que r es tal que

$$v + m + r(1 + v) > 0$$

- o sea, con respecto a nuestro análisis anterior, cuando r es positivo o cuando es negativo en los casos a) y b) de dicho análisis -, ya que de lo contrario no existiría valor asintótico, pues $a(t)$ tiende al infinito. Como puede deducirse de los ejemplos anteriores, este caso será excepcional, por lo que la medida propuesta podrá utilizarse en la gran mayoría de los casos prácticos.

La relación entre dichos niveles asintóticos resulta:

$$R = 1 + \frac{r(1 + v)}{v + m}$$

y es independiente del parámetro b .

C. AMORTIZACION LINEAL DE COSTOS UNITARIOS CONSTANTES

1. Cálculo del valor del activo en el año t

Sea v la velocidad de expansión de la demanda y de la capacidad del sistema y n la vida útil del equipo, que se supone uniforme para simplificar.

La adición neta al activo en el año i será pues:

$$v \cdot (1 + v)^i$$

y su contribución al valor del activo neto o inmovilizado en el año t será entonces:

$$v \cdot (1 + v)^i \cdot \left(1 - \frac{t-i}{n}\right)$$

El valor total del activo en el año t será la suma de los términos anteriores más el correspondiente a la planta inicial, suponiendo para la validez de la fórmula que $t \leq n$. Se tendrá así:

$$A(t) = (1 - t/n) + \sum_{i=0}^t v \cdot (1 + v)^i \cdot \left(1 - \frac{t-i}{n}\right)$$

/o sea:

o sea:

(I)

$$A(t) = 1 - t/n + (1 - t/n) \cdot v \cdot \sum_{i=0}^t (1 + v)^i + \frac{v}{n} \sum_{i=0}^t i \cdot (1 + v)^i$$

No hay problema en lo que respecta al cálculo de los dos primeros términos del segundo miembro. A continuación se trata acerca del tercero.

2. Cálculo de $\sum_{i=0}^t i \cdot (1+v)^i$

Un método para aproximar el valor de esta suma sería utilizar la integral definida de la función continua correspondiente, o sea:

$$S(t) = \sum_{i=0}^t i \cdot (1 + v)^i \approx \int_0^{t+1/2} x \cdot (1 + v)^x dx$$

Aplicando integración por partes es fácil ver que el valor de dicha integral definida es igual a:

$$\int_0^{t+1/2} x \cdot (1 + v)^x dx = \frac{(1 + v)^{t+1/2}}{L} \left(t + \frac{1}{2} - 1/L \right) + 1/L^2$$

donde $L = \log_e(1+v)$.

Un segundo método para aproximar la suma $S(t)$ sería tomar los tres primeros términos en el desarrollo binomial de $(1+v)^t$ - se supone que v no es superior a 0.15, por ejemplo - con lo cual se tendrá:

$$S(t) = \sum_{i=0}^t i \cdot (1 + v)^i \approx \sum_{i=0}^t i + (v - v^2/2) \sum_{i=0}^t i^2 + \frac{v^2}{2} \sum_{i=0}^t i^3$$

Llamando $F(n,t)$ a la suma de las potencias n -ésimas de los t primeros números naturales, se sabe por las fórmulas de análisis numérico, que se demuestran generalmente por la aplicación del principio de inducción completa, que:

$$F(1,t) = t(t+1)/2$$

$$F(2,t) = t(t+1)(2t+1)/6$$

$$F(3,t) = [t(t+1)/2]^2 = 2 [F(1,t)]^2$$

/A los

A los efectos de comparar los errores relativos de ambas aproximaciones se calculó el valor exacto y dichas aproximaciones para el caso particular:

$$v = 0.1 \quad t = 10$$

obteniéndose:

$$S(t) = \sum_0^t i \cdot (1 + v)^i = 109.0$$

$$\int_0^{t+1/2} x(1 + v)^x dx = 110.4$$

$$\sum_0^t i + (v - \frac{v^2}{2}) \sum_0^t i^2 + \frac{v^2}{2} \sum_0^t i^3 = 106.7$$

Los errores relativos de ambos métodos son en este caso, pues, de 1.28 y -2.1 por ciento respectivamente.

3. Cálculo del coeficiente de autofinanciamiento

Si en la expresión (I) se sustituye el resultado de la suma indicada en el segundo término del segundo miembro y se reduce con el primer término, se obtiene:

$$A(t) = (1 - t/n)(1 + v)^t + \frac{v}{n} \sum_0^t i(1 + v)^i$$

Sea, como antes, $S(t)$ la expresión dada por la suma en el segundo término de la ecuación anterior. O sea que:

$$A(t) = (1 - t/n)(1 + v)^t + \frac{v \cdot S(t)}{n}$$

El coeficiente de autofinanciamiento potencial en el año t será igual a la máxima utilidad neta posible, o sea $b \cdot A(t)$, dividida por el costo de la expansión necesaria en ese año, que en las hipótesis aceptadas, es $v \cdot (1 + v)^t$. O sea:

$$a(t) = \frac{b \cdot A(t)}{v \cdot (1 + v)^t} = \frac{b}{v} (1 - t/n) + \frac{b \cdot S(t)}{n \cdot (1 + v)^t}$$

Sustituyendo $S(t)$ por la expresión aproximada que antes se halló (aproximando la suma por una integral), resulta la expresión:

$$a(t) = \frac{b}{v} (1 - t/n) + \frac{b}{L n} (1 + v)^{\frac{1}{2}} \cdot (t + \frac{1}{2} - 1/L) + \frac{b}{n L^2 (1 + v)^t}$$

/Para estudiar

Para estudiar el comportamiento de esta función a través del tiempo, se ha calculado su derivada que, a menos de un coeficiente de proporcionalidad - igual a b/n - resulta ser:

$$\frac{1}{L} \left(\sqrt{1+v} - \frac{1}{(1+v)^t} \right) - 1/v$$

Por consiguiente, la derivada da/dt resulta una función monótona creciente que es negativa en el origen y tiende asintóticamente a un valor positivo.

(Es fácil llegar a estas conclusiones utilizando las aproximaciones

$L \approx \log_e (1+v) \approx v - v^2/8$ y $\sqrt{1+v} \approx 1 + v/2$ que son válidas para valores de v del orden de 0.1 o menos.)

Existirá, en consecuencia, una sola raíz t_0 dada por la solución de la ecuación

$$v \cdot (1+v)^t = 8/5$$

(para llegar a la cual se tomaron las mismas aproximaciones mencionadas más arriba) y la derivada será negativa - o sea que el coeficiente de autofinanciamiento será decreciente - durante todo el período de tiempo comprendido entre el momento inicial y el tiempo t_0 .

Nótese que, a los efectos de aplicación que aquí interesan, el coeficiente será constantemente decreciente, ya que para los valores de v del orden de los que se encuentra en la expansión de sistemas eléctricos, el valor de t_0 es relativamente alto. Así, por ejemplo, para $v = 0.1$, o sea una velocidad de expansión de 10 por ciento anual, resulta que $t_0 = 30$ años. Y cuanto menor sea v , mayor será el valor $t_0(v)$ correspondiente. Más aun es posible que dicho valor no sea alcanzado pues ha de recordarse que todo este desarrollo analítico sólo es válido para $t \leq n$, donde n es la vida útil promedio calculada para el equipo y bien podría suceder que ese valor superase a t_0 .

4. Magnitud de la reducción en el tiempo del coeficiente de autofinanciamiento

Interesa tener una idea del orden de magnitud y de la velocidad con que disminuye el coeficiente de autofinanciamiento, lo que aparece explicado en el gráfico II.

/Gráfico II

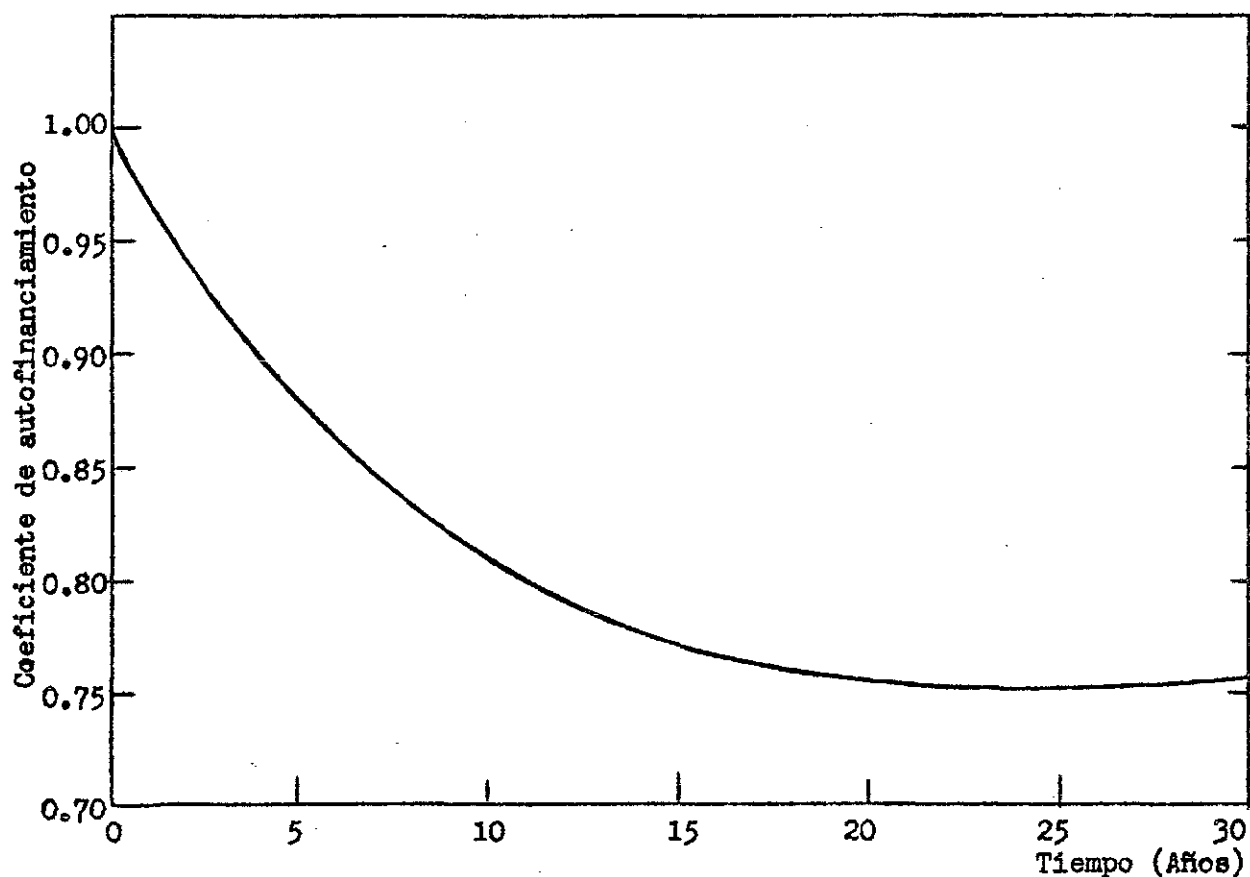
Gráfico II

CURVA REPRESENTATIVA DE LA EVOLUCION DEL COEFICIENTE
DE AUTOFINANCIAMIENTO A TRAVES DEL TIEMPO

Hipótesis de amortización lineal

Para el caso particular :

b = Nivel de utilidad neta	10 %
v = Velocidad de expansión del sistema	10 %
n = Vida útil del equipo	30 años



Anexo III

EL EFECTO MELRED Y SU APOORTE AL FINANCIAMIENTO DE SECTORES DINAMICOS

Se da este nombre al efecto expansivo sobre la capacidad de producción causado por la reinversión automática de los fondos acumulados por la vía de las cargas de depreciación.

Desde el punto de vista de la teoría de la firma y con referencia a lo que cabría llamar el caso estático, corresponde al llamado "efecto Lohmann-Ruchti" de la literatura económica alemana. Desde el punto de vista macroeconómico y con referencia al caso dinámico de un sistema en expansión, corresponde a lo que podría llamarse por analogía el "efecto Domar-Eisner" de la literatura económica norteamericana.^{a/}

La observación del fenómeno respectivo no es un descubrimiento reciente. Como lo ha hecho notar Hax,^{b/} ya había preocupado a Marx y fue objeto de una precisa consulta de éste a Engels con respecto a su experiencia como empresario en lo que respecta al empleo de los fondos de depreciación. El punto fue discutido exhaustivamente en la correspondencia entre Marx y Engels de 24, 26 y 27 de agosto de 1867.

He aquí en primer término, un ejemplo bien simple del modelo estático alemán; una empresa eléctrica que construye una planta de 100 MW de capacidad que amortiza según el método lineal en 30 años. Fija sus precios de venta en tal forma que le permitan cubrir sus gastos de explotación y un 3.3 por ciento anual del costo original de la inversión, sin perjuicio, desde luego, de las utilidades que pueda obtener, pero cuyo monto y destino no interesan a los efectos del presente análisis.

Suponiendo que los costos unitarios de inversión son constantes a través del tiempo y que no hay economías de escala, los fondos de depreciación acumulados durante el primer año de ejercicio de la central permitirán a la empresa añadir 3.3 MW más a su capacidad instalada. En el segundo año - y admitiendo que esta nueva capacidad sea utilizada en la misma proporción que la inicial - lo percibido por concepto de

a/ Para un análisis comparativo entre ambos, véase, por ejemplo, Sadao Takatera, "Economics of depreciation financing", Kyoto University Economic Review, Abril de 1960.

b/ K. Hax, "Karl Marx und Friedrich Engels über den Kapazitätserweiterungs-Effekt", ZfHf, 1958.

depreciación permitirá aumentar su capacidad hasta $(103.3)^2$, y así sucesivamente.

Como no hay retiros hasta los 30 años, la capacidad máxima de este modelo simplificado se obtendrá al cabo de 29 años, en que será de:

$$100. (103.3)^{29}$$

Generalizando: si la vida útil del equipo es de n años, la capacidad productiva de la planta se multiplicará cada año por el factor $(1 + 1/n)$ y alcanzará su valor máximo al cabo de $(n - 1)$ años en que valdrá

$$(1 + 1/n)^{n-1}$$

veces la capacidad inicial.^{c/}

En el enésimo año la capacidad se reduce bruscamente, pues debe retirarse el equipo instalado al principio. El multiplicador comienza entonces a oscilar, aumentando en algunos años y disminuyendo en otros hasta converger, al disminuir la amplitud de las oscilaciones, hacia el valor

$$\frac{2}{1 + 1/n}$$

El análisis de Domar y Eisner se basa sobre hipótesis diferentes y conduce a fórmulas también diferentes. Pero las conclusiones que interesan son cualitativamente muy similares.

Llamando $R(t)$ al costo de reemplazo de equipo durante el año t y $D(t)$ a los fondos de depreciación acumulados durante ese año, n , a la duración de la vida útil del equipo y r a la tasa de expansión de la inversión bruta (recuérdese que en este modelo hay una continua afluencia de nuevas inversiones netas, aparte de la reinversión automática en cada año de los fondos acumulados por depreciación), Domar ha demostrado que para $m + t$ se cumple:

$$\frac{R(t)}{D(t)} = \frac{r \cdot n}{(1 + r)^n - 1}$$

Si la tasa de expansión no es muy elevada - por ejemplo, si es menor de 20 por ciento puede sustituirse en el denominador la expresión potencial-exponencial en las variables por una aproximación de segundo orden en r tomando los tres primeros términos del desarrollo binominal de Newton. Se obtiene entonces, luego de simplificar:

$$R/D = \frac{2}{2 + (n-1)r}$$

^{c/} Cuando n crece, este multiplicador tiende al número e , base los logaritmos neperianos. De ahí que cuando n sea relativamente elevado - por ejemplo, 150 más - el valor 2.71 es una buena aproximación del orden de magnitud de la expansión en la capacidad productiva del sistema.

Esto demuestra que cuanto mayor sea la tasa de inversión bruta y la durabilidad del equipo, tanto mayor será el exceso de las cargas de depreciación con respecto a la necesidad de reemplazo y mayor, por consiguiente, el efecto expansivo sobre la capacidad instalada.

Para una vida útil de 25 años, por ejemplo, y una velocidad de expansión de la capacidad de 10 por ciento, la fórmula demuestra que luego de los primeros 25 años el sistema se estabilizará en tal forma que el reemplazo solamente requerirá el 45 por ciento de las cargas anuales de depreciación. El resto quedará disponible para financiar, la expansión, aunque no totalmente.

Anexo IV

OBSERVACIONES SOBRE LOS SISTEMAS TRIBUTARIOS EN LOS PAISES EXPORTADORES DE CAPITAL

Existe una estrecha interdependencia de los regímenes tributarios de los países exportadores e importadores de capital, sobre todo en lo que se refiere a la posibilidad de que estos últimos establezcan incentivos fiscales para las inversiones extranjeras.

En lo que respecta al impuesto a la renta o ingreso, que es en general el más significativo, la doble tributación internacional que resultaría de gravar las rentas obtenidas por sociedades extranjeras, tanto por parte del país importador como del exportador de capital se evita mediante la rebaja tributaria que concede unilateralmente el país exportador de capital o mediante acuerdos fiscales para el control de la doble tributación internacional.

Ni en el caso del Canadá ni en el de los Estados Unidos, los dos países que interesan especialmente como fuentes de capital para el sector eléctrico de América Latina, existen acuerdos para el control de la doble tributación, con la sola excepción del firmado entre los gobiernos norteamericano y hondureño. Hay también varios acuerdos en proceso de gestión.

En el resto de los casos, la doble tributación se evita mediante la reducción unilateral del país exportador de capital, lo que hacen tanto los Estados Unidos como el Canadá. Esto tiene a su vez el efecto de neutralizar el posible efecto favorable de legislaciones tributarias destinadas a atraer inversiones en los países menos desarrollados. Así, por ejemplo, en el caso de los Estados Unidos, mientras la tasa global del impuesto sobre la renta en el extranjero sea igual o inferior a la tasa norteamericana, la contribución total del imponente en los Estados Unidos y en el país extranjero no será mayor que la correspondiente a los Estados Unidos.

En realidad, aunque la intención del legislador norteamericano fue establecer una estricta igualdad fiscal, existe un efecto favorable para el inversionista en el extranjero, debido a que el mecanismo de la ley le permite considerar el impuesto a la renta que ha pagado en el país importador de capital a la vez como deducción y como crédito. De ahí que, al descontar
/del pago

del pago tributario el monto del impuesto sobre la renta extranjera que ha sido pagado - o se estima que ha sido pagado - sobre el ingreso percibido, resulta una tasa tributaria real algo inferior al 52 por ciento.^{a/}

Una importante excepción a esta norma general es el principio observado en general en los países exportadores de capitales, en el sentido de que las sociedades anónimas nacionales de esos países, aunque pagan impuestos sobre su renta total con independencia del lugar donde se haya producido, no pagan impuestos sobre la renta de sus subsidiarias o filiales extranjeras mientras dicha renta no sea distribuida hacia el país de origen del capital en forma de dividendos.

Este efecto se analiza en un estudio reciente,^{b/} donde - al estudiar el caso de la tributación en México, la Argentina, Chile y el Brasil - se llega a la conclusión de que las variables presentes en los sistemas tributarios de estos países pueden reducir en forma sustancial la carga que representa el impuesto sobre la renta computado para cada uno de ellos. Así, mientras el inversionista extranjero interesado en retirar todas sus utilidades a medida que las percibe, tendrá que pagar un impuesto sobre la renta del orden de los vigentes en los principales países exportadores de capital del mundo (por ejemplo, alrededor de 49 por ciento en México, 47 por ciento en la Argentina y el Brasil y 40 por ciento en Chile, comparado con 52 por ciento en los Estados Unidos y 45 por ciento en el Reino Unido), en cambio si reinvierte gran parte de sus utilidades (reduciendo así el pago del impuesto sobre los dividendos) y se acoge a las variables descritas en los estudios por países, verá que su carga tributaria total es bastante inferior al 30 por ciento.

a/ Llamando x a la tasa del impuesto a la renta en el país importador de capital e y al ingreso neto del inversor norteamericano después de haber pagado los impuestos en su país y en el extranjero, puede mostrarse que la función $y(x)$ es una parábola invertida con ordenadas que varían entre un mínimo de 48 y un máximo (en el vértice) igual a 54.76 por ciento. Sobre este y otros puntos relacionados, véase Taxation in capital-exporting and capital-importing countries of foreign private investment in Latin-America (E/CN.8/69).

b/ Las inversiones privadas extranjeras en la zona latinoamericana de libre comercio (E/CN.12/550), publicación de las Naciones Unidas (N° de venta: 60.II.G.5).

Como, a la vez, la no remisión de utilidades al país exportador de capital permite evitar - o, por lo menos, postergar - el pago del impuesto allí, resulta obvio que existe un poderoso incentivo para la reinversión. Ese incentivo obra en sentido positivo sobre el proceso de acumulación de capital en los países latinoamericanos y sobre todo en el sector eléctrico.

Aparte de este incentivo a la reinversión de las utilidades de subsidiarias o filiales extranjeras, la legislación tributaria norteamericana establece un incentivo específico para aquellas empresas cuyas actividades se desarrollan preponderantemente en el continente americano. Así, si una compañía puede calificarse como Western Hemisphere Trade Corporation, la tasa del impuesto en los Estados Unidos se reduce 14 puntos o sea, en el momento actual, de 52 a 38 por ciento de las utilidades netas.

Con respecto a este tipo de compañías, pues, cabría la posibilidad de un incentivo fiscal en los países importadores de capital rebajando su nivel impositivo hasta dicha tasa. En la realidad, no obstante, la ventaja de la Western Hemisphere Trade Corporation con respecto a la subsidiaria o filial en América Latina es pequeña por dos motivos fundamentales: primero, porque si la empresa exportadora de capital necesita establecer en los Estados Unidos una subsidiaria cuya actividad principal se desarrolle en el hemisferio y pueda por consiguiente aspirar a la calificación respectiva de la ley, el impuesto sobre dividendos de sociedad a sociedad (intercorporate dividends tax) reducirá la ventaja de 18 a 9 por ciento aproximadamente; en segundo lugar porque, como ya se ha dicho, el doble efecto de deducción y crédito del mecanismo tributario americano hace que la tasa efectiva resultante de la doble tributación se reduzca desde 52 por ciento hasta un mínimo posible del orden de 46 por ciento (que se alcanza para una tasa del impuesto en el país importador de capital de alrededor de 26 por ciento). Si a ello se agrega el primer factor considerado, se verá que la ventaja de una Western Hemisphere Trade Corporation se reduce a apenas 4 por ciento.

Anexo V

MONTO Y CONDICIONES DE LOS PRESTAMOS CONCEDIDOS POR
LAS INSTITUCIONES FINANCIERAS INTERNACIONALES

MONTO DE LOS PRÉSTAMOS CONCEDIDOS POR LAS INSTITUCIONES FINANCIERAS INTERNACIONALES

(Miles de dólares)

País	Banco de Exportaciones e Importaciones (Créditos corrientes y préstamos)								Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento	
	Totales				Para electricidad				Total	Para electri- cidad
	Antes de 1949	1949	Después de 1949	Total	Antes de 1949	1949	Después de 1949	Total		
Argentina	-	-	416 541.2	416 541.2	-	-	3 500.0	3 500.0	-	-
Bolivia	18 820.0	18 400.0	4 928.0	42 148.0	-	-	-	-	-	-
Brasil	103 424.2	-	939 936.4	1043 360.6	6 808.0	-	67 540.0	74 348.0	292 090.0	239 090.0
Colombia	14 500.0	3 057.6	176 849.0	194 406.6	-	-	2 600.0	2 600.0	130 000.0	32 430.0
Costa Rica	7 000.0	-	21 883.0	28 883.0	-	-	2 741.8	2 741.8	6 500.0	-
Cuba	-	-	38 451.5	38 451.5	-	-	20 000	20 000	-	-
Chile	6 700.0	27 750.0	177 608.4	212 058.4	-	-	-	-	74 100.0	28 500.0
Ecuador	20 811.9	3 000.0	17 327.6	41 139.5	-	-	1 900.0	1 900.0	46 000.0	10 000.0
El Salvador	-	-	219.2	219.2	-	-	-	-	31 645.0	15 545.0
Guatemala	-	-	7 621.7	7 621.7	-	-	-	-	18 200.0	-
Haití	32 000.0	-	-	32 000.0	-	-	-	-	2 600.0	-
Honduras	-	-	4 295.7	4 295.7	-	-	-	-	11 150.0	1 450.0
México	27 515.8	17 900.0	423 279.0	468 694.8	20 000.0	-	38 053.0	58 053.0	205 800.0	124 800.0
Nicaragua	-	-	13 724.5	13 724.5	-	-	1 075.0	1 075.0	23 000.0	9 550.0
Paraná	-	-	14 636.5	14 636.5	-	-	-	-	-	-
Paraguay	-	-	10 370.0	10 370.0	-	-	-	-	5 000.0	-
Perú	-	-	208 618.3	208 618.3	-	-	-	-	62 575.0	-
República Dominicana	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Uruguay	12 000.0	-	-	12 000.0	12 000.0	-	-	12 000.0	64 000.0	64 000.0
Venezuela	2 337.7	-	25 410.3	27 748.0	-	-	16 454.1	16 454.1	-	-
Africa	-	-	246 502.5	246 502.5	-	-	26 865.0	26 865.0	452 300.0	168 000.0
Asia	39 793.8	139 750.0	964 302.6	1137 846.4	8 800.0	-	123 395.5	132 195.5	1374 480.0	352 610.0
Europa	1699 631.2	-	1034 931.3	2734 562.5	-	-	92 122.6	92 122.6	1699 497.9	496 149.4
Oceanía	-	-	48 032.8	48 032.8	-	-	-	-	21 000.0	-
<u>América Latina</u>	245 109.6	70 107.6	2501 700.3	2804 940.0 ^{a/}	38 808.0	-	135 863.9	174 671.9	972 660.0	525 365.0
<u>Total Mundial</u>	1978 534.6	209 857.6	4795 469.5	7031 884.2 ^{a/}	47 608.0	-	378 247.0	425 855.0	4521 937.9	1542 124.4

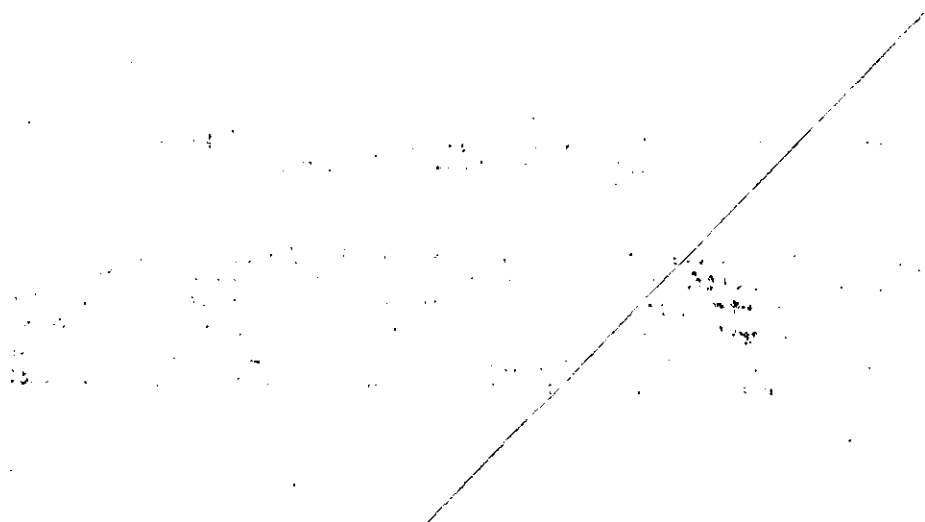
a/ Incluye "Varios" no clasificados por países.

ORGANIZACIONES NORTEAMERICANAS E INTERNACIONALES

	Banco de Exportaciones e Importaciones		Fondo para préstamos de desarrollo	
	Dólares	Monedas extranjeras (préstamos Cooley)	Dólares	Monedas extranjeras
Objetivo	Colaborar en el financiamiento y facilitar las exportaciones e importaciones de los Estados Unidos	Colaborar en el desarrollo económico de otros países y en la ampliación de los mercados para los excedentes de productos agrícolas de los Estados Unidos	Colaborar en el desarrollo de los recursos económicos y la capacidad productiva de los países poco desarrollados	
Recursos	7 000 millones de dólares, de los cuales 1 000 corresponden al capital social y 6 000 al capital autorizado	Hasta el 25 por ciento de los ingresos procedentes de las ventas de excedentes agrícolas	Asignaciones anuales (1 400 millones de dólares hasta ahora) más el reintegro de préstamos	Reintegro de préstamos y ciertas cantidades en moneda extranjera que provienen de la venta de excedentes y de préstamos de Seguridad Mutua
Naturaleza de los préstamos	1. Préstamos para proyectos, por ejemplo a gobiernos extranjeros y empresas privadas (norteamericanas y extranjeras) a fin de adquirir en los Estados Unidos bienes y servicios para proyectos de desarrollo en el extranjero; y 2. créditos a los exportadores	Préstamos 1) concedidos exclusivamente a empresas norteamericanas, incluyendo sus subsidiarias o filiales en el extranjero; y 2) a empresas privadas norteamericanas o nacionales para ampliar los mercados de productos agrícolas de los Estados Unidos en el extranjero	Préstamos a gobiernos extranjeros y préstamos e inversiones en empresas privadas (norteamericanas o extranjeras) para proyectos o programas que contribuyan al desarrollo económico	
Naturaleza de las garantías	Garantías totales o parciales que exijan los prestamistas privados sobre los préstamos destinados a los fines indicados más arriba	Inaplicable	Garantía del reembolso total o parcial de los préstamos destinados a los fines indicados, exigida por los prestamistas privados, reservando al menos el 50 por ciento del pago del Fondo para Préstamos de Desarrollo	
Relación con otras fuentes de financiamiento	No puede competir con el capital privado; no concede préstamos cuando exista capital privado disponible en condiciones de pago razonables	Ninguna	No puede competir con el capital privado, y debe tener en cuenta la posibilidad de obtener financiamiento en condiciones razonables de las fuentes que existen en el mundo libre, incluidos el Banco de Exportaciones e Importaciones y el Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento	
Vencimiento de los préstamos	Generalmente hasta 7 años para los créditos otorgados a los exportadores y hasta 20 para los préstamos destinados a proyectos	Hasta 10 años	Hasta 30 años	Indeterminado
Moneda en que se efectúa el reembolso	Dólares de los Estados Unidos	Préstamos en moneda extranjera	Dólares de los Estados Unidos y/o monedas extranjeras	Préstamos concedidos en moneda extranjera
Tipo de interés	Tipo corriente 5 3/4 por ciento a 6 por ciento	En relación con el tipo vigente en el país	3 1/2 por ciento para proyectos fundamentales de gobiernos; 5 3/4 por ciento para proyectos lucrativos	4 por ciento y más, según la naturaleza del proyecto
Lugar donde deben gastarse las sumas prestadas incluyendo los préstamos con garantía	Generalmente en los Estados Unidos	En el país en la moneda del cual concede el préstamo	Las adquisiciones deben hacerse principalmente en los Estados Unidos	En los países en cuya moneda se ha otorgado el préstamo, o a menos que se abuse de otra cosa
Organismo competente para decidir	Junta de Directores, asesorada por el Consejo Nacional Asesor en Problemas Internacionales Monetarios y Financieros		Junta de Directores, sujeta a la supervisión y dirección del Presidente, a la orientación del Secretario de Estado (en materia de política exterior) y a la asesoría del Consejo Nacional Asesor en Problemas Internacionales Monetarios y Financieros	
Estatuto legal	Ley de 1945, creando el Banco de Exportaciones e Importaciones (reformada)	Sec. 104 (e) de la ley 480 (enmienda Cooley)	Título II del capítulo II de la ley de 1954 sobre Seguridad Mutua (reformada)	La misma, y además la sección 104 (g) de la ley 480 y la sección 505 de la ley de Seguridad Mutua

Fuente: Fondo de Préstamos para el Desarrollo, Foreign Commerce Weekly, 8 de febrero de 1960.

a/ La Administración de Cooperación Internacional fundamentalmente concede ayuda mediante subvenciones a los gobiernos extranjeros. Aquí sólo se indican sus programas de préstamos en monedas extranjeras y de garantía de inversiones privadas. En casos especiales también concede préstamos a los gobiernos extranjeros para defensa y ayuda especial (57 millones de dólares a 4 países en el año fiscal 1959), cuyo reembolso se realiza en moneda del país o en dólares con una tasa de interés que fluctúa entre 3.5 y 4.5 por ciento.



DEDICADAS A OPERACIONES DE FINANCIAMIENTO EXTERIOR

Administración de Cooperación Internacional a/		Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento b/	Cooperación Financiera Internacional	Banco Interamericano de Desarrollo
Monedas extranjeras	Garantías sobre las inversiones	(monedas de los países miembros y principalmente dólares)	(dólares)	(moneda de los países miembros y principalmente dólares)
Fomentar el comercio multilateral y el desarrollo económico	Fomentar y facilitar las inversiones privadas en los países poco desarrollados mediante préstamos complementarios de hipotecas y licencias	Colaborar en el desarrollo de los medios de producción y de los recursos de los países miembros	Fomentar el desarrollo económico promoviendo el aumento de la empresa productiva privada en los países miembros, especialmente en las zonas menos desarrolladas	Contribuye a acelerar el proceso de desarrollo económico en los países miembros
Parte de los ingresos procedentes de las ventas de excedentes de productos agrícolas	Autorización para garantizar hasta 1 000 millones y para solicitar préstamos de la Tesorería hasta por 200 millones de dólares	Capital suscrito por los países miembros y emisiones de acciones por el Banco (aproximadamente 2 000 millones de dólares pendientes). El capital pagado asciende a 1 500 millones de dólares y el capital disponible para cubrir el incumplimiento del pago de los valores del Banco asciende a 16 000 millones de dólares, de los cuales corresponden a los Estados Unidos 5 700 millones de dólares	Capital suscrito por los países miembros, que asciende a 93,7 millones de dólares e ingresos procedentes de la venta de inversiones	Los recursos autorizados ascienden a 1 000 millones de dólares, de los cuales 850 están destinados a las "operaciones ordinarias" y 150 millones al "fondo para operaciones especiales" (incluye, exclusivamente para las operaciones ordinarias, 450 millones que corresponden a capital disponible para cubrir el incumplimiento del pago de los valores del Banco, de los cuales corresponden a los Estados Unidos 200 millones)
Préstamos a los gobiernos de los países que reciben excedentes de productos agrícolas de Estados Unidos para proyectos de desarrollo	Inaplicable	Préstamos a los gobiernos miembros y a entidades públicas o privadas que cuenten con el aval de un gobierno miembro	Inversión exclusivamente en empresas privadas, pero no tiene la obligación de suscribir su capital social; no se requiere el aval de los gobiernos miembros	Otorga préstamos directos a los gobiernos miembros y a las empresas privadas de esos países, o participa en dichos préstamos
Inaplicable	Garantiza las inversiones de los inversionistas privados de los Estados Unidos contra la imposibilidad de convertir las utilidades en divisas extranjeras o el capital en dólares, así como contra las pérdidas sufridas por confiscación, nacionalización o guerra	Garantiza a los prestamistas privados el pago total o parcial de los préstamos destinados a los fines indicados más arriba, siempre que dichos préstamos estén avalados por un gobierno miembro. No se ha ejercido la facultad de garantizar	Inaplicable	Garantiza total o parcialmente sus préstamos a los prestamistas privados
Ninguna	Ninguna	No puede conceder préstamos donde exista capital privado disponible en condiciones razonables	No puede invertir donde exista capital disponible en condiciones razonables	Coopera con otras fuentes de financiamiento. El Banco debe tener en cuenta la capacidad de los prestatarios para obtener préstamos privados en condiciones que el Banco juzgue razonables, considerando todas las circunstancias pertinentes
Hasta 40 años	Inaplicable (la garantía está limitada a 20 años)	Generalmente de 15 a 25 años	Generalmente 10 años	No determinado
En la divisa extranjera en que se concedió el préstamo, con opción a pagar en dólares	Inaplicable	En la moneda en que se concedió el préstamo, principalmente dólares norteamericanos	En la moneda en que se realiza la inversión, generalmente en dólares de los Estados Unidos	Las "operaciones ordinarias", en la misma moneda en que se concedió el préstamo; las "operaciones especiales", total o parcialmente en la moneda del país en que se encuentra ubicado el proyecto
4 por ciento	1/2 por ciento anual de las obligaciones contraídas por la Administración de Cooperación Internacional para cada riesgo cubierto	En general 6 por ciento basado en el costo de obtención de los fondos, más 1 por ciento por comisión y 1/4 por ciento por gastos de administración	Generalmente el 7 por ciento, más un interés condicional, opción a comprar acciones u otros beneficios	No determinado
Principalmente en los países en cuya moneda se otorga el préstamo	Inaplicable	Las adquisiciones pueden hacerse dentro o fuera de los Estados Unidos	Dentro o fuera de los Estados Unidos	Dentro o fuera de los Estados Unidos
Director de la Administración de Cooperación Internacional, asesorado por el Consejo Nacional Asesor en Problemas Internacionales Monetarios y Financieros		Junta de Gobernadores o por delegación, la Junta de Directores; El Director que representa a los Estados Unidos recibe instrucciones del Consejo Nacional Asesor en Problemas Internacionales Monetarios y Financieros	Junta de Gobernadores, o la Junta de Directores en quien se delega esta facultad; el director que representa a los Estados Unidos recibe instrucciones del Consejo Nacional Asesor en Problemas Internacionales Monetarios y Financieros	Junta de Gobernadores o Junta de Directores en quien se ha delegado esta facultad; el director que representa a los Estados Unidos recibe instrucciones del Consejo Nacional Asesor en Problemas Internacionales Monetarios y Financieros
Sección 402 de la Ley de Seguridad Mutua de 1954 (reformada) y Sección 104 (d) y (e) de la Ley 480	Sección 413 (b) (4) de la Ley de Seguridad Mutua de 1954 (reformada)	Artículos del Acuerdo y Ley de los Acuerdos de Bretton Woods	Artículos del acuerdo y Ley de Cooperación Financiera Internacional	Acuerdo que establece el Banco Interamericano y Ley del Banco Interamericano de Desarrollo

b/ Los directores ejecutivos del Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento, conforme a una resolución adoptada recientemente por la Junta de Gobernadores, han hecho propuestas para el convenio creando una Asociación Internacional de Desarrollo, propuestas que han sido sometidas a la consideración de los gobiernos miembros. La institución propuesta sería filial del Banco y al financiar proyectos de alta prioridad, promovería el desarrollo económico de países miembros menos desarrollados cuyas necesidades no puede satisfacer adecuadamente el Banco. Contaría con un capital aproximado de 1 000 millones de dólares, de los cuales correspondería a los Estados Unidos una cuota de 320 millones. Es probable que la Asociación Internacional de Desarrollo tuviese bastante flexibilidad en las operaciones de préstamo y que sus préstamos se hicieran en fáciles condiciones de reintegro.

