

ISSN: 1576-0162

EVALUACIÓN DE LAS POLÍTICAS DE ATRACCIÓN DE IED: EL CASO DEL
SECTOR ELÉCTRICO CENTROAMERICANO

*EVALUATING THE POLICIES TO ATTRACT FDI: THE CASE OF THE CENTRAL
AMERICAN POWER SECTOR*

María José Paz Antolín
Universidad Complutense de Madrid
mjpazant@ucm.es

Antonio Sanabria Martín
Universidad Complutense de Madrid
antonio_s_m@yahoo.es

Recibido: julio de 2006; marzo de 2007

RESUMEN

Las políticas de atracción de Inversión Extranjera Directa experimentaron un cambio significativo durante la década de los ochenta. Este cambio ha tenido como objetivo fundamental crear las condiciones más favorables posibles a la llegada de estas inversiones. Si la deslocalización de la producción industrial ya venía siendo un fenómeno significativo desde prácticamente el final de la Segunda Guerra Mundial, no ocurría lo mismo en el caso del sector servicios. Por ello, uno de los aspectos más novedosos de estas nuevas políticas de atracción ha sido la liberalización y privatización de estos sectores, hechos que han favorecido la expansión internacional de algunas empresas, particularmente europeas y estadounidenses.

El objetivo de esta investigación es analizar los resultados que esto ha tenido para los países receptores de estas inversiones, particularmente países en desarrollo. Para estos últimos, dichas políticas se consideraban especialmente necesarias para contribuir a la recuperación económica tras la crisis de la deuda.

Palabras clave: Política económica; IED; Empresas multinacionales; Sector eléctrico; Centroamérica.

ABSTRACT

Policies to attract FDI have changed significantly during the 80's. The primary objective of this change was developing in the countries the most favourable conditions to attract FDI. For this reason, one of the most innovative feature of these new policies is the liberalization and privatization of the services. This is especially important because while offshoring processes were present in industrial activities since the end of the Second World War, it was not the case of the services sector. Therefore, policies to attract FDI led to the international expansion of a few firms, particularly from America and Europe.

The objective of this paper is to analyze the results of these policies in the countries receiving the FDI, especially in the case of developing countries, because FDI was considered to play an important role in their development strategy.

Keywords: Economic Policy; FDI; Multinacional Enterprises; Power Sector; Central America.

Clasificación JEL: F23.

1. INTRODUCCIÓN

Las políticas de atracción de Inversión Extranjera Directa (IED) han experimentado un giro espectacular, especialmente desde finales de los ochenta¹. Como señalaron Brewer y Young (1995:70), la discusión ha pasado de centrarse “*en las obligaciones de las firmas y los derechos de los gobiernos a enfatizar los derechos de las firmas y las obligaciones de los gobiernos*”. Desde que tal argumento fuera planteado por dichos economistas, diferentes acontecimientos, ocurridos especialmente en países en desarrollo, han venido mostrando la plena vigencia del mismo.

El origen de la puesta en marcha de estas políticas de atracción de IED (al igual que del resto de componentes de los planes de ajuste) hay que buscarlo en la crisis económica de los setenta –particularmente en las economías desarrolladas– y en la posterior crisis de la deuda que se desencadena en gran parte de los países en desarrollo. La necesidad de ampliar mercados y recuperar la tasa de ganancia por parte, sobre todo, de las grandes empresas estadounidenses y europeas, unido a los problemas financieros, productivos, comerciales, etc. de los países en desarrollo, crea el caldo de cultivo necesario para impulsar medidas impensables tan sólo diez años antes. La receta es sencilla pero prometedora: las grandes empresas estadounidenses y europeas (algunas todavía públicas y nacionales) se expandirán hacia nuevos mercados lo cual será positivo para ellas, al mejorar su eficiencia y rentabilidad, y para los países receptores, pues éstas les transferirán sus ventajas competitivas, crearán empleo e impulsarán el crecimiento económico. De ahí que la atracción de IED se convierta en uno de los pilares de las políticas de reforma que tiene, entre otros, el objetivo de impulsar el crecimiento económico y la mejora de las condiciones materiales de vida de la población de estos países.

Las corrientes de IED no son ninguna novedad de los últimos 25-30 años, a pesar de su fuerte crecimiento. Por el contrario, han estado presentes en

¹ Aunque evidentemente hubo países pioneros ya a finales de los setenta, como Chile o el Reino Unido.

la economía mundial desde prácticamente los orígenes del capitalismo y, especialmente, desde el final de la Segunda Guerra Mundial. Lo que sí resulta novedoso de estos últimos veinte años para los países pioneros, o diez para los más rezagados, es el cambio en el marco político institucional que afecta a estas inversiones. Por ello, el objetivo general de la investigación que aquí se presenta es valorar los resultados de las políticas de IED implantadas por algunos países en desarrollo en el marco de los planes de ajuste. Pero dicha valoración no se plantea sustancialmente desde un punto de vista cuantitativo, es decir, de si efectivamente estas políticas han sido capaces de atraer volúmenes significativos de IED hacia los países que las han aplicado². Por el contrario, lo que pretendemos es profundizar en cómo esas políticas han contribuido a que los resultados de la inversión hayan sido unos u otros.

Diversas razones nos han llevado a centrar el análisis en un solo sector. Por una parte, las medidas aplicadas, aunque respondan a una tendencia común como la ya señalada, han variado de un país a otro y de un sector a otro. Teniendo en cuenta el objetivo y la hipótesis planteada, su seguimiento riguroso se hacía más factible si nos centrábamos en un solo sector. A su vez, la ausencia y mala calidad de determinada información estadística dificulta, para esta región, realizar análisis más generales sobre el impacto de la llegada de IED, por ejemplo en términos de crecimiento económico, formación bruta de capital fijo, empleo, etc.³

La elección del sector eléctrico se debe a dos motivos:

a) Se trata de uno de los sectores en los que el marco político-institucional que afecta a las actividades de empresas transnacionales (ET) más se ha modificado en las dos últimas décadas. De estar su participación prácticamente prohibida en la mayoría de los países, se ha pasado a considerarla una pieza clave para el desarrollo del sector.

b) En concordancia con este cambio de políticas, la IED dirigida a este sector ha experimentado un incremento significativo, representando en algunos países un porcentaje muy elevado del total de la IED recibida, especialmente en la segunda mitad de los noventa.

A su vez, desde un punto de vista geográfico, el estudio se ha centrado en el caso centroamericano. Esta elección también ha sido motivada por diversos elementos entre los que nos gustaría destacar los siguientes:

- La radicalidad con la que se han aplicado la mayoría de las políticas de atracción de IED hacia el sector eléctrico.
- La importancia de la inversión española.
- La escasez de trabajos referidos a este sector y área geográfica.

² Para profundizar en esta cuestión se pueden consultar los informes de la UNCTAD sobre IED (*World Investment Report*) de 1998 y 2003, donde se aborda de forma específica esta relación.

³ Análisis de este tipo han sido realizados por Agosin y Mayer (2000), De Mello (1999) o Honglin (2001).

La hipótesis que planteamos es la siguiente: las políticas de atracción de IED en el sector eléctrico han condicionado significativamente los efectos de su llegada. Si esta hipótesis es cierta, de ella se derivarán conclusiones valiosas para la formulación de las políticas de atracción de IED. La UNCTAD, en su informe sobre IED del año 2000, afirma, sobre el impacto de la IED en el desarrollo que son las políticas nacionales, particularmente las políticas de atracción de IED, las que tienen la capacidad de crear las condiciones que permitan al país receptor extraer el máximo beneficio de la llegada de este tipo de inversiones (UNCTAD, 2000:198). Será fundamental no olvidar que el margen de dichas políticas está sujeto a restricciones relacionadas con las exigencias de rentabilidad por parte de las empresas inversoras. En definitiva, lo que plantea la UNCTAD es que son estas políticas las responsables de hacer compatibles los objetivos de rentabilidad de las empresas inversoras y los objetivos de desarrollo de los países receptores. En el análisis presentado veremos cómo se ha materializado esto para el caso del sector eléctrico en Centroamérica.

Teniendo en cuenta el objetivo y la hipótesis que se han planteado para esta investigación, la metodología pretende ser coherente con ambos. Ésta incluye la revisión bibliográfica de diversos materiales, el análisis estadístico y trabajo de campo realizado en distintos países centroamericanos así como en España con entrevistas directas a los agentes económicos involucrados. En muchos casos estas entrevistas han sido cruciales para proporcionarnos información fundamental no encontrada durante la revisión bibliográfica. La presentación final del documento se estructura en torno a dos ejes fundamentales:

- en primer lugar, muestra a través de indicadores la evolución de los principales parámetros relacionados con el sector eléctrico tras la llegada de IED con el objetivo de mostrar cuál ha sido su impacto.
- en segundo lugar, interpreta, sobre la base del conocimiento detallado de las políticas de atracción de IED, cómo éstas han condicionado los efectos finales de su llegada.

Este segundo eje es particularmente importante, en el sentido de que otros trabajos (CEPAL, 2003) ya habían mostrado la evolución de esos indicadores pero no se había incidido en cómo las políticas de atracción habían influido en aquélla.

El artículo se estructura en tres apartados: en el primero de ellos se plantea, a grandes rasgos, la evolución reciente de las políticas de atracción de IED con especial atención al papel de los organismos internacionales en la formulación de estas políticas; en el segundo apartado se plantea el análisis del caso concreto del sector eléctrico centroamericano y en el tercer y último apartado se resumen las principales conclusiones.

2. EVOLUCIÓN RECIENTE DE LAS POLÍTICAS DE ATRACCIÓN DE IED: EL PAPEL DE LOS ORGANISMOS INTERNACIONALES

La importancia del marco político-institucional⁴ que regula la IED y las actividades de ET se refleja no sólo en que puede ser un estímulo directo a la entrada de capital, sino también en que afecta directa o indirectamente a las estrategias y modalidades adoptadas por las ET y a los efectos que su llegada produce en las economías receptoras.

Las transformaciones producidas en el marco regulatorio de la IED y de las actividades de las ET están íntimamente relacionadas con las políticas de reforma aplicadas, aunque con cierta heterogeneidad, a escala mundial. En el marco de estas políticas, la aplicación de las medidas de atracción de IED, especialmente para los llamados países subdesarrollados (PSD), se ha presentado como uno de los instrumentos necesarios y fundamentales para revertir la situación de crisis. Dunning (1998: 166) expresa esta posición muy claramente al afirmar que *“si los PSD quieren participar en la globalización, ellos deben saber que ya no serán libres para aplicar sus propias políticas”*.

Teniendo esto presente, el objetivo de este apartado es analizar la evolución y los principales rasgos característicos de este marco regulatorio.

2.1. LA IED Y LOS ORGANISMOS INTERNACIONALES

Con ligeros matices, en función del contexto histórico, la IED ha sido siempre considerada, tanto desde el FMI como por el Banco Mundial, un elemento esencialmente positivo para el desarrollo económico. Así, ha ocupado un rol fundamental en los primeros programas de estabilización macroeconómica aplicados desde el Fondo, al ser considerada como una forma de financiamiento no generadora de inflación y por lo tanto no distorsionante para el equilibrio en la balanza de pagos. Además, se le supone un efecto dinamizador y modernizante. Esta visión optimista de la IED no era exclusiva de las instituciones surgidas de Bretton Woods: *“En ese entonces, ópticas sobre el desarrollo latinoamericano tan opuestas como las de la CEPAL y el FMI, tenían un punto de acuerdo en esa supuesta función de la IED”* (Lichtensztejn y Trajtenberg, 1987: 8).

Ante la importancia concedida a las inversiones foráneas, las recetas de política económica contenidas en las cláusulas de condicionalidad de los préstamos del Fondo contaban entre sus objetivos con el del establecimiento de un clima inversor que resultara propicio, tanto para incrementar la participación de la inversión privada nacional como para captar mayores flujos de IED.

Mientras, el Banco Mundial, entonces sólo Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento (BIRF) ofrecía apoyo financiero a grandes

⁴ El concepto de marco político-institucional o marco regulatorio es entendido aquí en un sentido acotado, ya que dentro de él se podría dar cabida a un sinnúmero de políticas. La intención es centrarse en aquellas que están más directamente relacionadas con la atracción de IED por parte de una economía, siendo conscientes de la dificultad que esta selección entraña.

inversiones públicas en infraestructuras en Europa Occidental y Japón, zonas devastadas por la guerra. Se pretendía que sirviera de soporte para el crecimiento de la inversión privada nacional y extranjera, en aquel momento básicamente estadounidense. Asimismo, “*el temprano énfasis sobre proyectos de infraestructura (transporte y electricidad principalmente) era, no en menor medida, un reflejo de la necesidad por mostrar a Wall Street una cartera de proyectos fiables para la banca*” (Gavin y Rodrick, 1995). De esta manera, los proyectos solían estar subordinados a las necesidades de inversión foráneas o a grandes productores orientados a la exportación. A su vez, para reforzar la IED se creó en 1956 la segunda institución que conformara el grupo del Banco Mundial tras el BIRF: la Corporación Financiera Internacional, encargada de incentivar el crecimiento de la inversión privada tanto local como extranjera, así como incrementar la eficiencia en los mercados financieros.

Conforme el Banco fue reorientando su actividad hacia los países periféricos y ante el proceso de descolonización y la proliferación de diferentes procesos reformistas y revolucionarios en pleno contexto de Guerra Fría, el organismo cambiaría su enfoque estratégico inicial de infraestructura básica para el crecimiento por otro de necesidades básicas. Fundamentado a partir del conocido como *Informe Pearson* (1969), encargado por el propio Banco, el nuevo modelo incluía por primera vez, aunque de una manera marginal, aspectos sociopolíticos que sirvieran para contener posibles revueltas sociales⁵. Entre sus recomendaciones esenciales, aparte de incidir en la mejora de la productividad agrícola y la profundización en el comercio internacional, se considera asimismo clave el papel de la IED como elemento fundamental para incrementar la competitividad internacional, debido a que ésta trasvasaría a los países de destino sus avances tecnológicos. Así pues, y para propiciar mayores garantías a la IED, el Banco creó en 1966 el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones, entidad de carácter normativo y voluntario (pero de obligado cumplimiento para las partes una vez aceptada su jurisdicción) con el propósito inicial de mediar en posibles conflictos, pero cuya finalidad pasó a ser el establecimiento de reglas para proteger la inversión extranjera (Lichtensztejn y Baer, 1986).

LOS PLANES DE AJUSTE ESTRUCTURAL (PAE) Y LA IED

La crisis de la deuda de 1982 ubicó al FMI y al Banco Mundial en un inesperado papel protagonista, ahora como intermediarios entre los acreedores y deudores. En efecto, la quiebra del sistema monetario de Bretton Woods dejaba a ambos organismos, y en especial al Fondo, ante una delicada situación: encargados de velar por un sistema que ya no existía. A su vez, los mercados

⁵ En este sentido, la propia designación, por primera vez en su historia, de un presidente no vinculado a la banca resulta bien ilustrativa. En efecto, el nuevo mandatario, Robert McNamara, era un “estratega”, que venía de ser Secretario de Defensa de los Estados Unidos con la Administración Kennedy.

de capitales en plena expansión, avivados por los flujos de petrodólares y la liberalización financiera, supusieron una vía alternativa de fácil acceso al crédito privado para las economías periféricas frente a los organismos financieros oficiales. Sin embargo, todo esto se revertiría a partir del anuncio de *default* por parte de México. Estos organismos resurgen entonces, convertidos ahora en intermediarios financieros que actúan como avalistas que garantizan el cobro de sus créditos a los acreedores, en lo que de hecho suponía una transferencia de riesgo desde entidades privadas a estos organismos públicos, sin que supusiera alivio alguno para los países endeudados (Sanahuja, 2001). Durante años, ambos organismos fueron incapaces de valorar la verdadera dimensión de la crisis, insistiendo en interpretarla como un problema temporal de falta de liquidez cuando en realidad se trataba de una situación de insolvencia⁶. Banco y Fondo no celebrarían su primera reunión conjunta para tratar explícitamente este tema hasta 1985, donde surgiría el Plan Baker y, donde se admitiría por fin la falta de solvencia. Por ello, hasta 1986 los créditos con ajuste estructural tuvieron una perspectiva de corto plazo, planteados más como medidas para obtener la liquidez necesaria para afrontar sus pagos mediante superávit fiscales, así como en las balanzas por cuenta corriente y de capitales mediante su liberalización, pese a que esta última función no estaba recogida en los estatutos del FMI.

A partir del Plan Baker, los PAE adquieren una perspectiva de más largo plazo, con la aprobación en el Fondo del Servicio de Ajuste Estructural en 1986 primero, y el Servicio Reforzado de Ajuste Estructural apenas un año más tarde, en lo que supuso el paso del ajuste temporal al permanente. En esta configuración de los nuevos servicios de crédito, la IED ocupa un puesto preeminente. Conformados los PAE en torno a tres grandes ejes: desregulación (fundamentalmente de precios, tipos de interés, tasas de cambio y salarios); privatización y apertura externa (Arrizabalo: 97-110), estas políticas pretendían establecer un entorno económico volcado al exterior y que resultara propicio para los flujos internacionales de capitales como principal fuente financiera del crecimiento y fomentar entonces la inversión local y sobre todo foránea, abriendo con ello nuevos espacios para la acumulación del capital en detrimento del Estado.

Rescatada de un lado su conceptualización de los años cincuenta, la IED vuelve a ser considerada especialmente valiosa como ahorro externo no generador de inflación. Mientras, ante la problemática de la deuda externa, también es presentada como un instrumento útil, puesto que se le presupone un interés inversor exclusivamente productivo, frente a otras formas de financiación, así como un carácter de más larga duración (frente a unos créditos bancarios cada vez más de corto plazo), y con ello un potencial carácter anticíclico. Se

⁶ Todavía en el *Informe sobre el Desarrollo Mundial* de 1983 se insistía en que eran "*problemas de liquidez de algunos grandes prestatarios [que] han debilitado la confianza en el financiamiento internacional*" (p. 149). Curiosamente, las reformas propuestas se mantendrían inalteradas una vez corregido el diagnóstico.

consideraba por tanto que la IED podría actuar como un sustituto a otras formas de financiación, pese a que la evidencia empírica mostraba que más bien está asociada y forma parte de otros recursos financieros. No obstante, la diferencia a partir de los PAE estriba en que las políticas nacionales debían adaptarse conforme a los requerimientos de la IED.

Al igual que sucede con el origen de los PAE, el renovado ímpetu concedido a la IED no surge como una respuesta a la crisis de la deuda, pero es en esa nueva situación donde ambos elementos encuentran acomodo, en un nuevo contexto internacional de desregulación financiera y creciente pujanza de los mercados de capital, con Fondo y Banco como únicos canalizadores posibles de financiación para las economías más empobrecidas.

Todos estos planteamientos encontraban también un entorno especialmente favorable debido a la confluencia de diferentes intereses económicos: de una parte, los bancos transnacionales, porque querían reducir riesgos en esos países; en segundo término, los gobiernos centrales y los organismos multilaterales, interesados en tratar de compartir la carga y buscar nuevas vías para frenar *shocks* financieros; en tercer lugar, las ET como modo de reforzar las presiones para obtener un mejor trato en los países de destino, y por último, los gobiernos endeudados como medio para reducir su dependencia financiera y mejorar su posición negociadora (Lichtensztein y Trajtenberg, 1987).

Aparte de los PAE, desde el Banco Mundial se dio un nuevo apoyo institucional a la IED, mediante la creación, en 1988, de una nueva entidad dedicada en exclusiva a su fomento y protección: la Organización Multilateral de Garantía de Inversiones, encargada de asegurar a las ET ante situaciones de expropiación, conflictos armados, etc. En su planteamiento, dicho ente presenta dos elementos especialmente novedosos: primero, coparticipación de los países en vías de desarrollo, con lo que también responderían solidariamente ante posibles pérdidas; y segundo, la protección incluía a aquellas empresas locales que recurrieran a créditos o trajeran materiales del exterior, lo que suponía una manera de fomentar la entrada de capitales foráneos.

Nos encontramos entonces con que, de las cuatro agencias filiales que, junto al originario BIRF, configuran hoy en día el Grupo del Banco Mundial, tres de ellas están dedicadas expresamente al fomento y protección de las inversiones foráneas.

Un año después, en 1989, el denominado “Consenso de Washington” (Williamson, 1990) otorgaría rango institucional a las políticas de ajuste permanente que, además, pasaban a tener una dimensión mundial y no limitada a las economías periféricas que acudían a los organismos financieros multilaterales. Este “consenso” consistía en la recopilación de un decálogo de medidas con los puntos de acuerdo de las tres instituciones de Washington: Departamento del Tesoro de los Estados Unidos (y, con ello, Wall Street), el FMI y el Banco Mundial. En éste se mostraba nuevamente la consideración privilegiada concedida a las ET como elemento clave para el desarrollo económico, amén de ignorar cualquier referencia de índole social. Así, entre estas diez medidas

(en principio propuestas para América Latina, pero pronto presentadas como necesarias a nivel mundial) figuraba expresamente el estímulo a la IED, como elemento al margen de la liberalización en la balanza de capitales, aparte de que indirectamente otros puntos, como el recorte del gasto público, la disciplina fiscal o los derechos de propiedad, también la impulsarían.

Especialmente a partir de los años noventa, el impulso institucional a la IED encontró un refuerzo, primero desde el Acuerdo General sobre Aranceles y Comercio (más conocido por su acrónimo en inglés, GATT), y luego desde la Organización Mundial de Comercio (OMC), creada en 1994. En la Ronda Uruguay, los países más industrializados presionaron para lograr un acuerdo que permitiera la liberalización de los servicios, el Acuerdo General sobre Comercio de Servicios, AGCS/GATS, que entraría en vigor el 1 de enero de 1995 y que sería un primer paso de lo que se pretendía fuese un equivalente del GATT para el comercio de servicios. Pero el intento más importante fue el Acuerdo Multilateral de Inversiones, AMI. Serán numerosas las dificultades encontradas para llevar a cabo este proyecto, como quedó demostrado a partir del fracaso de las negociaciones para firmar dicho acuerdo.

La CEPAL (2000: 34-35) señala la existencia de cuatro elementos que explican la falta de éxito del acuerdo: los conflictos internos entre los miembros de la OCDE; la consideración de que la OCDE no era el foro apropiado para negociar este tipo de acuerdo, pues no incluye a todos los países; las protestas por parte de sindicatos y organizaciones no gubernamentales motivadas no sólo por el contenido del acuerdo sino también por el secretismo con el que se estaban llevando a cabo las negociaciones; la pérdida de libertad de los gobiernos de países en desarrollo para poner en práctica determinadas medidas de política económica.

Sin embargo, el fracaso de dicho acuerdo no ha supuesto un impedimento a la consecución de algunos de los objetivos que en él se planteaban. Efectivamente, muchas de las cláusulas establecidas en el AMI han sido negociadas y han quedado recogidas a través de acuerdos bilaterales o en capítulos especiales dentro de los acuerdos regionales, así como en las propias legislaciones nacionales.

2.2. PRINCIPALES TENDENCIAS EN LAS POLÍTICAS DE IED

Tras la crisis de los años setenta la regulación de aspectos relacionados con la IED y la actividad internacional de ET ha experimentado variaciones importantes. En general, como acabamos de ver, estas medidas responden a una concepción positiva de este tipo de inversión en cuanto a su contribución a la prosperidad y bienestar social (Brittan, 1995: 4). A partir de aquí, la dirección de estos cambios se va a caracterizar por la existencia de dos tendencias fundamentales:

1. La primera refleja la intención de eliminar las barreras a la libre circulación de los flujos de IED y de la actividad internacional de las ET, creando las condiciones más favorables para su desarrollo.

Podemos sintetizar en seis aspectos la mayoría de las medidas adoptadas en los últimos años en materia de IED: a) eliminación de restricciones al establecimiento o participación de empresas extranjeras en determinados sectores; b) equiparación, en cuanto al trato, con respecto a las empresas nacionales; c) protección de los derechos de los inversores en caso de nacionalización o guerras y libertad para la repatriación de beneficios y otros pagos a las casas matrices; d) igualdad y transparencia en la concesión de incentivos y ayudas con respecto a las empresas locales; e) eliminación de restricciones en cuanto al vínculo entre las exportaciones y las importaciones y con relación al contenido doméstico de los bienes intermedios; f) eliminación de restricciones sobre el personal que trabaja en las filiales (Brewer y Young, 1995: 72).

Desde un punto de vista cuantitativo, la UNCTAD nos ofrece un panorama realmente elocuente sobre la importancia de estos cambios.

TABLA 1: CAMBIOS INTRODUCIDOS EN LA LEGISLACIÓN NACIONAL SOBRE IED 1991-2004.

Conceptos	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
<i>Nº de países que introdujeron cambios en su legislación sobre IED</i>	35	43	57	49	64	65	76	60	63	69	71	70	82	102
<i>Nº de cambios introducidos</i>	82	79	102	110	112	114	151	145	140	150	208	248	244	271
<i>Más favorables a la IED^a</i>	80	79	101	108	106	98	135	136	131	147	194	236	220	235
<i>Menos favorables a la IED^b</i>	2	-	1	2	6	16	16	9	9	3	14	12	24	36

Fuente: UNCTAD, 2005-cuadro I.14 del Anexo.

(^a) Incluye los cambios liberalizadores y los cambios encaminados a fortalecer el funcionamiento del mercado, así como la concesión de mayores incentivos.

(^b) Incluye los cambios encaminados a aumentar el control y reducir los incentivos.

En el contexto latinoamericano, la aplicación de estas medidas se ha plasmado a distintos niveles. En el ámbito nacional, la mayoría de los países ha emitido leyes específicas y otras de carácter más general que afectan a la IED como resultado de la aplicación de los programas de ajuste del FMI. A nivel bilateral o regional también se han firmado distintos acuerdos sobre el tratamiento dado a la inversión siguiendo el esquema de medidas expuesto

más arriba. En la mayoría de los casos, se trata de acuerdos comerciales que incluyen un capítulo específico sobre IED como en el caso del TLCAN y MERCOSUR, el acuerdo firmado por México y Chile (1998), por la Comunidad Andina y Mercosur (1998), por México, Guatemala, Honduras y El Salvador (2000), etc. En el marco de las negociaciones para la constitución de un Área de Libre Comercio de las Américas (ALCA), el capítulo relativo a las inversiones también ha sido objeto de intensas negociaciones (UNCTAD, 2000:124-125).

2. En segundo lugar, estas prácticas liberalizadoras se han extendido por un conjunto amplio de países, disminuyendo las diferencias existentes entre unos y otros. Esto ha ocasionado el desarrollo de políticas “activas” en materia de IED. “Activas” en el sentido de que no se limitan a liberalizar o desregular sino que van más allá, creando incentivos específicos para favorecer la entrada de empresas extranjeras, desarrollándose en algunos casos una verdadera competencia entre distintos países. Esto es así especialmente en el caso de ciertas economías subdesarrolladas, que parecen necesitar incentivos adicionales para atraer inversión extranjera teniendo en cuenta las características de sus economías. En algunos casos, esto ha generado una dinámica perversa en cuanto a la capacidad de favorecer políticas como las señaladas por la UNCTAD, es decir, políticas que permitan extraer resultados positivos de la expansión de las ET en términos de desarrollo.

En el estudio de caso será fácil identificar la puesta en marcha de este tipo de medidas por parte de los países centroamericanos para atraer IED en el sector eléctrico. Nuestra intención es analizar los resultados que esto ha tenido.

3. RESULTADOS DE LAS POLÍTICAS DE IED EN CENTROAMÉRICA: EL CASO DEL SECTOR ELÉCTRICO

Teniendo en cuenta el objetivo propuesto para esta investigación en este apartado, presentamos un análisis de las principales políticas implementadas en el sector eléctrico centroamericano orientadas a la atracción de capital extranjero: el porqué y el cómo de las distintas medidas, sus objetivos y resultados.

3.1. JUSTIFICACIONES PARA LA REFORMA

- La crisis de suministro y el deterioro de las infraestructuras. Desde finales de los años ochenta fueron escasas las inversiones en generación eléctrica. Esto, unido a los incrementos de la demanda, provocó que a principios de la década posterior se vivieran episodios frecuentes de interrupciones en el suministro provocados por la falta de energía. Dichos cortes fueron utilizados ante la opinión pública como una de las principales razones que avalaban la necesidad de las reformas.

A esta falta de oferta por las escasas inversiones en generación se le unía el deterioro de las redes de transporte y distribución, que no hizo sino agravar

algunos de los episodios de cortes de suministro o provocar otros nuevos, especialmente en las zonas rurales.

- Escasa cobertura. Aunque durante la década de los ochenta se acometieron distintos planes para aumentar la cobertura de la región, que pasó del 36% al 49%, las cifras seguían siendo todavía muy bajas, lo que mostraba la insuficiencia de las medidas hasta entonces adoptadas. Según información de la CEPAL (2003:15) sólo en Costa Rica, El Salvador y Panamá las tasas de conexión de nuevos usuarios fueron superiores al crecimiento demográfico.

Además, esta situación se hacía más difícil si tenemos en cuenta que en algunos países la mayoría de los hogares sin electrificar se hallaban en las zonas rurales. Ello encarecía el coste de electrificación (por la compleja orografía de algunas zonas) y dificultaba el cobro de las tarifas (por los bajos ingresos de la población, especialmente en estas áreas). Todo esto demandaba la puesta en marcha de planes de electrificación que tuvieran en cuenta esas y otras particularidades de los distintos países.

- Falta de recursos financieros. El Estado, en términos generales, y las empresas eléctricas, de forma particular, se encontraban ante una situación de falta de recursos motivada por la crisis fiscal y el alto nivel de endeudamiento de las empresas públicas.

A esta carestía se añadió desde principios de los noventa el cambio de estrategia por parte de los organismos multilaterales de ayuda al desarrollo. Entre las medidas del “Consenso de Washington” se incluyó la restricción a los recursos financieros que estas instituciones otorgaban directamente a los Estados para acometer proyectos de infraestructuras. En efecto, a partir de los años noventa, los nuevos préstamos quedaban ligados a la participación de la iniciativa privada, concesión condicionada a acometer diversos procesos de liberalización, privatización y apertura externa.

3.2. OBJETIVOS

De forma simplificada, el objetivo se plantea en términos de una mejora de la eficiencia y mayor acceso a recursos financieros, lo que, en definitiva, contribuirá a reducir el coste de las tarifas y mejorar la garantía y calidad del suministro. Además, se pretende lograr una ampliación del servicio o extensión de la cobertura. Por otra parte, de manera indirecta, al quedar el Estado liberado de mantener una actividad viable para el sector privado, se reduciría el déficit fiscal y se podrían focalizar los recursos públicos a otro tipo de actividades como la sanidad, educación, etc.

3.3. MEDIDAS CONCRETAS

Dentro del sector eléctrico se puede identificar claramente un conjunto de medidas de política económica orientadas a la reestructuración del sector y la atracción de IED. De todas aquellas puestas en práctica para la atracción de

IED, hemos seleccionado dos para el análisis de sus características y resultados. La elección se ha basado en dos criterios fundamentales: en primer término, fueron dos medidas de las más eficaces en cuanto a la atracción de IED; en segundo lugar, han sido aplicadas de manera muy similar en las diferentes reformas acometidas por los países de la región, con las excepciones hasta la fecha de Costa Rica y Honduras.

En un primer momento, a principios de los noventa, la mayoría de los países ponen en marcha iniciativas encaminadas a la atracción de capital extranjero en el sector de generación. Internamente, esto responde a las crisis de suministro experimentadas por algunos países, aunque el asesoramiento de distintas instituciones de ayuda al desarrollo también resultó decisivo para que las políticas primasen el aumento de la participación privada extranjera. Estas instituciones, como hemos comentado, mediante la concesión de créditos con ajuste estructural, orientaron las políticas de reforma en esos países hacia el objetivo de crear las condiciones más propicias para la inversión privada, especialmente la IED, que actuaría como principal elemento transformador y modernizante.

En la mayoría de los países, tales iniciativas se concretan en la celebración de contratos de compra-venta de energía (PPA por sus siglas en inglés). Esta fórmula se considera fundamental para atraer inversión extranjera privada en el área de generación. Los contratos de compra-venta de energía se convierten así en una condición necesaria para que las empresas foráneas se decidan a invertir en el país, pues su existencia supone la obligatoriedad de las empresas distribuidoras (todavía públicas) de comprar la energía a las futuras generadoras al precio establecido en el contrato. El problema no radica en la propia existencia de los contratos (que podría dar estabilidad al sector), sino en las condiciones específicas establecidas que reconocen precios de generación muy por encima de los estándares internacionales. El ejemplo paradigmático lo constituyen los PPA firmados en Guatemala.

En estos contratos de compra-venta de energía se establecen una serie de criterios para valorar los costes en generación y, en función de ellos, establecer un precio de venta. Estos costes reconocidos son dos: los cargos por energía, operación y mantenimiento (costes variables) y los cargos por potencia o capacidad contratada (costes fijos).

- Cargos por energía: la mayoría de los contratos están indexados a los precios internacionales de los combustibles. Ahora bien, dicha indexación se hacía sobre el total de costos variables, que incluía el cargo por combustibles, pero también los costes de operación y mantenimiento, estos últimos independientes de los precios internacionales de los combustibles. Además, en su origen estos costes ya estaban sobredimensionados, como muestra la Tabla 2.

TABLA 2: CARGOS POR OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO NO ASOCIADOS A COMBUSTIBLE (US\$/KWH)

<i>Empresas</i>	<i>Contratos</i>	<i>Estándares^o</i>
Enron	0,0151	0,0059
GCG	0,0050 ^a	0,0052
Tampa	0,0120	0,0099
Orzunil	0,0114	0,0055

Fuente: CEPAL (2001:44).

(^o) Estimación a partir de los valores fijados en los contratos y las eficiencias típicas en centrales similares.

(^a) Datos basados en información de la Comisión Federal de Electricidad de México.

- Cargos por potencia o capacidad contratada (COM)⁷: en los cargos por potencia se reconoce una subida anual de entre el 2% y el 3% a pesar de que el nivel de partida representaba niveles muy por encima de los estándares internacionales. Según un informe de consultoría externa contratado por el ente regulador guatemalteco Comisión Nacional de Energía Eléctrica, CNEE (SYNEX, 1997:2) el cargo por potencia estándar para ese tipo de centrales se situaría alrededor de 6 US\$/kw/mes mientras que en el contrato se reconocieron unos niveles base de 17 y 13,05 US\$ para Enron y Tampa respectivamente (SYNEX, 1997:18).

Esto refleja que el impacto en las tarifas no se debe sólo (aunque también) a la subida del precio del petróleo, sino a un sobredimensionamiento de los costes (tanto los de potencia como los de energía) reconocidos en contrato. Asimismo, la consideración de los COM de forma unitaria permite beneficios adicionales con la subida de los precios del petróleo, ya que eleva la parte de los COM no afectada por los precios internacionales de los combustibles. Una bajada de estos precios reduciría los beneficios de las generadores pero no crearía problemas serios en la medida en la que los niveles de partida se hallan sobredimensionados.

En definitiva, estas condiciones van a ser determinantes en la subida de las tarifas experimentada desde finales de los noventa (ver Gráficos 1 y 2). A su vez, la propia existencia de estos contratos negociados bajo circunstancias políticas y económicas “complejas” limitará el desarrollo de una competencia real en el área de generación que permita a medio plazo un abaratamiento de las tarifas. Su incremento ha obligado a las autoridades a aprobar distintos mecanismos para subsidiar este coste, lo que ha contribuido a mermar las arcas públicas. Esto resulta paradójico si tenemos en cuenta que uno de

⁷ Los cargos por potencia tienen la finalidad de remunerar a la generadora su inversión realizada, es decir, deben permitir recuperar el monto de la inversión, generar utilidades sobre el capital y pagar el principal y los intereses de la parte que se hubiera financiado. Los cargos por energía están orientados a retribuir por los costes variables asociados a la producción de energía.

los objetivos fundamentales de las políticas de IED era el de la atracción de capitales a países con escasos recursos financieros y elevados déficit fiscales.

Aparte de por las condiciones específicas de los contratos, esta política de atracción es cuestionable por la cantidad que se llegaron a firmar. Para el caso de Guatemala, en tan sólo trece meses se llegaron a suscribir veinte contratos (gran parte de ellos con ET) por un total de 783 MW, lo que supuso casi duplicar el nivel de potencia instalada. Sin embargo, no basta sólo con incrementar la capacidad sino que, para que ésta resulte sostenible han de diversificarse las fuentes energéticas, en especial las renovables, algo que se ignoró en beneficio de la generación térmica, incentivada por este tipo de contratos. Los PPA también pasaron a ser la principal forma de compra de energía en Nicaragua, mediante la firma de siete contratos entre la empresa estatal ENEL y diversas compañías transnacionales, por lo que, para el año 2000, el 53,4% de la energía producida y el 50,7% de la demanda total estaban bajo contratos PPA (CEPAL: 2001). En Guatemala muchas de estas inversiones, aunque fueron proyectadas y sus contratos correspondientes firmados antes de la aprobación de la ley de 1996, no comenzaron a estar operativos hasta 1998-2000. Esto no se debe tanto al plazo de duración de las obras requeridas, sino a la postergación de su comienzo, ya que en los propios contratos se estipulaba que muchas no comenzasen a estar operativas hasta transcurridos unos años. La razón de ser se encuentra en la desproporción existente entre el incremento en la oferta que suponían los contratos firmados y las proyecciones de aumento de la demanda. Esto plantea una duda razonable sobre la necesidad de firmar toda esa cantidad de contratos, especialmente teniendo en cuenta sus condiciones. Por otra parte, la supuesta necesidad de asumir tales contratos en virtud de la situación de emergencia energética que se padecía no encaja con los plazos de duración de los PPA. Éstos oscilan entre los siete y quince años en el mejor de los casos (Nicaragua), veinte años para el único suscrito en El Salvador⁸ y entre quince y veinticinco años en Guatemala. Plazos que, como vemos, se mantendrían en vigor bastante tiempo después de superado el período de crisis.

¿Cuáles son las razones por las que se llegan a firmar esos contratos? El planteamiento, tal y como lo describieron algunas de las personas que participaron en su diseño, es el siguiente: las condiciones socioeconómicas dificultan que inversores extranjeros estén interesados en la región, por tanto, es necesario garantizarles unas condiciones óptimas para el desempeño de su actividad, es decir, garantizarles unos niveles de rentabilidad que ellos consideren adecuados para el riesgo de invertir en países como los de Centroamérica.

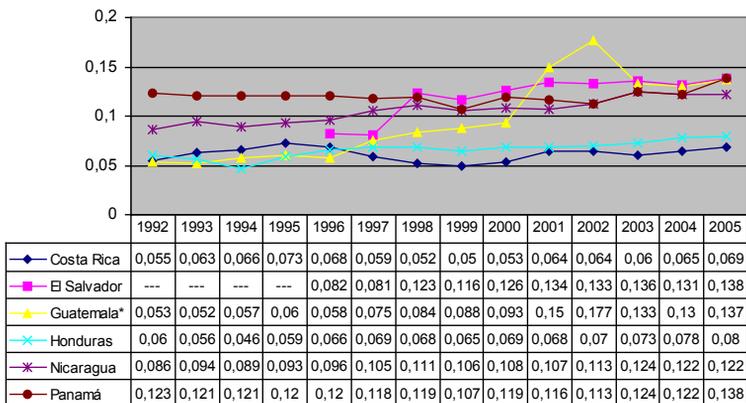
⁸ El contrato, acordado en términos de confidencialidad, está suscrito entre la Comisión Ejecutiva del Río Lempa (CEL), perteneciente al Estado salvadoreño, y el consorcio Nejapa Power Company, recientemente vendida por la transnacional estadounidense El Paso a la británica Globaleq en circunstancias polémicas (*El Diario de Hoy*, 06/01/2006).

Este criterio supone un círculo vicioso para países “en desarrollo”: sus dificultades económicas y financieras les obligan a crear condiciones muy favorables para los inversionistas privados, amparadas y exigidas incluso desde organismos multilaterales, y que en muchos casos no hacen sino acentuar más si cabe esas dificultades económicas y financieras. En este sentido el caso centroamericano que analizamos resulta verdaderamente representativo.

En resumen, sean cuales fuesen las razones, la cuestión es que su celebración indudablemente ha favorecido la entrada de IED en el área de generación, aumentando la capacidad instalada y disminuyendo por tanto el riesgo de desabastecimiento. Pero el impacto de todo ello en términos de tarifas ha sido muy negativo. Y no se trata simplemente de un “efecto colateral” sino de una deficiente adecuación de las políticas de atracción de IED a las necesidades y características de la economía de la región. En el Gráfico 1 puede observarse cómo, pese a lo que se afirmó en su día, los precios han subido en todos los países de la región que acometieron tales reformas, y más aún en aquellos casos que, como el guatemalteco, más ventajas ofrecieron para la entrada de IED, especialmente en generación.

Como contraejemplo aparecen Costa Rica y Honduras, los dos países que pese a haber abierto la generación a la participación privada, aún mantienen un sistema eléctrico verticalmente integrado y mayoritariamente público.

GRÁFICO 1: PRECIO PROMEDIO KW/H PARA TARIFA RESIDENCIAL (EN US\$ CORRIENTES)



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la CEPAL y estadísticas nacionales (*los datos de Guatemala corresponden a los precios de la distribuidora EEGSA para tarifa no social).

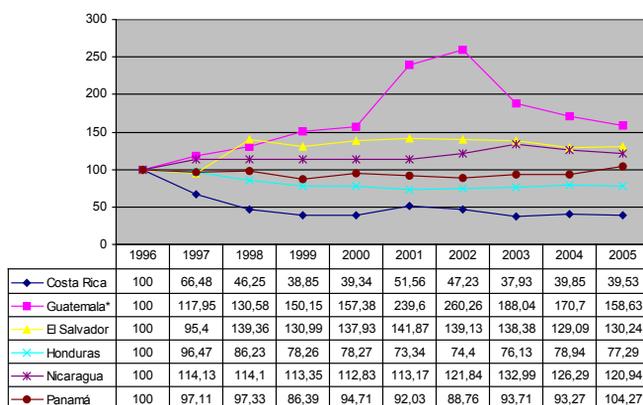
En el Gráfico 2 se muestra cómo a precios constantes (expresados en sus respectivas monedas nacionales y transformados en números índice para posibilitar su comparación) las tendencias vuelven a ser muy similares, particularmente para los países que utilizaron los PPA como principal mecanismo

de atracción de IED en generación: El Salvador, Nicaragua y, sobre todo Guatemala que, como vimos, firmó los contratos más favorables para las ET.

De todas formas, hemos de tener en cuenta que la subida de las tarifas no es sólo un elemento más de una tendencia inflacionaria en la economía, sino que responde fundamentalmente a las condiciones de los contratos PPA suscritos (así como a otros factores que mencionaremos a continuación). En este sentido, el alza tarifaria no es tanto una consecuencia de los problemas inflacionarios de esas economías sino, más bien, un elemento que contribuye a agudizarlos. Así, la dependencia energética que las políticas de atracción de IED en el sector eléctrico han contribuido a acentuar constituye un claro exponente al respecto.

Téngase asimismo en cuenta que el comportamiento descrito para los precios promedio no es un simple reflejo de la evolución del mercado. La regulación de las tarifas, subvenciones diversas o incluso resoluciones judiciales han amortiguado, en no pocas ocasiones, aumentos que, de otra manera, habrían sido insostenibles para la inmensa mayoría de la población.

GRÁFICO 2: EVOLUCIÓN DE LA TARIFA RESIDENCIAL EN MONEDA LOCAL (NÚMEROS ÍNDICES A PRECIOS CONSTANTES. AÑO BASE: 1996 = 100)



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la CEPAL (varios años): *Istmo Centroamericano: Estadísticas del subsector eléctrico*; FMI (2006): *World Economic Outlook*; y estadísticas nacionales

* Los datos de Guatemala corresponden a los precios de la distribuidora EEGSA para tarifa no social.

Otro factor vinculado directamente con las características de los procesos de reforma contribuyó a la subida de la factura eléctrica en algunos países de la región. En los procesos de privatización y liberalización del sector se comenzó por una desintegración vertical, que suponía dividir el sector en tres grandes segmentos: generación, transmisión o transporte y distribución, tomándose las

decisiones de inversión en cada uno de manera independiente. Ahora bien, el flujo de energía se organiza en torno a unas leyes físicas, conocidas como leyes de Kirchoff⁹, que interrelacionan todos los elementos de la red y restringen tanto las posibilidades de abastecimiento de cada planta generadora como la utilización de las redes de transporte y distribución. De esta manera, y pese a esa segmentación, ninguno de los puntos de red es ni puede gestionarse de manera independiente al resto, sino que todos ellos están interrelacionados y cualquier restricción en uno de los tramos afectará al resto. Este hecho hace imprescindible una total coordinación en el conjunto del sistema eléctrico, algo que difícilmente podrá resultar factible en un modelo basado en la idea de que la iniciativa privada toma sus decisiones de inversión guiada por el libre funcionamiento de las fuerzas del mercado (Paz, González y Sanabria, 2005: 27). Precisamente esto ha permitido que, a pesar del potencial de energías renovables de la región, haya aumentado espectacularmente las inversiones en centrales térmicas. Además, en países como Guatemala, las generadoras, con el fin de ahorrarse el transporte del combustible, se situaron todas ellas en la costa. El resultado fue una concentración de centrales que provocaba la sobrecarga en las redes de transporte y distribución, lo que obligaba a utilizar la energía de otras plantas más descongestionadas y caras (Paz, 2003: 77). En definitiva, decisiones de inversión tomadas individualmente por cada empresa generadora pueden resultar muy rentables para cada una de ellas, pero tremendamente ineficientes desde el punto de vista del funcionamiento del sector en su conjunto.

En consecuencia, la liberalización y descoordinación han supuesto un factor de encarecimiento añadido en la factura eléctrica. Pero tal descoordinación no se ha dado únicamente entre las diferentes partes del sistema eléctrico, sino también dentro de un mismo segmento. Esto ha supuesto que, como señala Herrera (2005), Nicaragua sea el país del istmo que más caro compra el combustible, algo que, entre otras causas, se debe a que los generadores no compran el total de combustible de manera conjunta, lo que amortiguaría parcialmente los altos precios, sino que cada uno lo adquiere por separado, haciendo sus importaciones directas.

En una segunda etapa, entre mediados y finales de los noventa, las medidas de política económica se orientaron a la aprobación de un nuevo marco regulatorio que pusiera en marcha los procesos de privatización, desintegración vertical y creación de los mercados mayoristas, elementos todos ellos fundamentales para favorecer también la llegada de capital exterior (CEPAL, 2004). En muchos países de la región estas medidas incorporaron elementos “adicionales” para estimular la llegada de capital extranjero. Se consideró que las condiciones socioeconómicas de estos países podían desanimar a las ET que se consideraban tan necesarias no sólo desde el punto de vista de los recursos, sino también de la transferencia de tecnología.

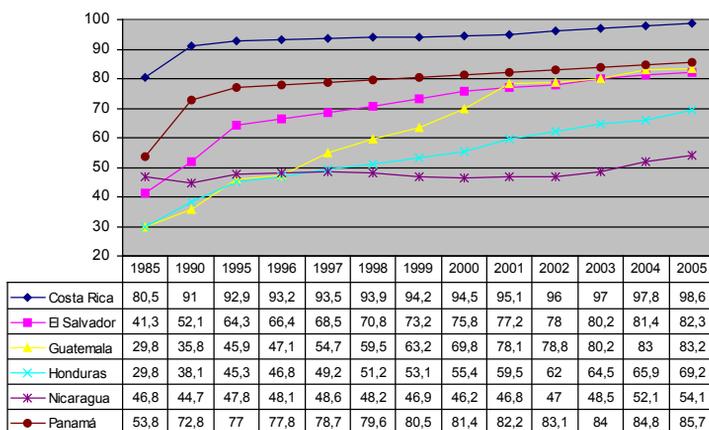
⁹ Para una exposición detallada de tales leyes véase Lasheras (1999: 255-258).

Veamos con un poco más de detalle algunas de estas medidas y los elementos adicionales que incorporaron para tratar de garantizar la entrada de ET.

Empezando por el caso guatemalteco, resulta muy interesante profundizar en la privatización de DEOCSA y DEORSA, las dos empresas de distribución de energía eléctrica más importantes en las zonas rurales de aquel país.

En 1999 el gobierno guatemalteco decide poner a la venta estas dos distribuidoras propiedad del INDE (Instituto Nacional de Electrificación) manteniendo la titularidad pública de los activos de generación y transporte. Estas dos compañías, aparte de encontrarse con falta de recursos y obsolescencia de sus instalaciones, tenían un potencial de crecimiento de la demanda limitado, pues se ubican en las zonas rurales del interior de Guatemala, donde la población es más pobre y donde el índice de electrificación se encontraba entre los más bajos de la región¹⁰ (véase Gráfico 3).

GRÁFICO 3: EVOLUCIÓN DE LA COBERTURA ELÉCTRICA (EN %)



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la CEPAL (2006), *Istmo centroamericano: estadísticas del subsector eléctrico*.

El gobierno guatemalteco y los técnicos del INDE, asesorados por personal extranjero, consideran entonces que, dadas estas circunstancias, las distribuidoras del INDE resultaban poco atractivas para los inversores foráneos. Sin embargo, existía la posibilidad de retomar el viejo Plan de Electrificación Rural, el PER, apenas ejecutado por falta de recursos, y presentarlo como

¹⁰ A diferencia de la EEGSA, la otra gran empresa distribuidora de Guatemala, localizada en la capital y su periferia, donde se encuentra el mayor consumo de energía en términos absolutos y relativos y tanto a nivel residencial como industrial.

un elemento más de la propuesta privatizadora. La idea sería la siguiente: la empresa que comprara las distribuidoras del INDE a la vez sería la adjudicataria del PER, que sería financiado básicamente con los ingresos provenientes de la privatización más otros préstamos que el Estado guatemalteco se comprometía a conseguir de organismos multilaterales.

TABLA 3: ESTRUCTURA DEL FIDEICOMISO

	Monto (millones US\$)	Procedencia
<i>Realizados</i>	-101,5	-Venta del 80% de las acciones de las distribuidoras del INDE (04/05/1999)
	-51,0	-Bonos del Tesoro (05/01/2000)
	-6,3	-Venta 5% acciones restantes a UF (03/01/2001)
	-10,9	- Intereses del fideicomiso devengados
<i>Proyectados</i>	-40,0	-Préstamo del BCIE (en trámite)
	-90,0	-Préstamo del BID (concedido)
	-19,0	-Intereses fideicomiso (años restantes)
	-2,8	-Venta acciones a empleados (5,51 % del capital)
	-12,0	-Venta dispersa del remanente de acciones

Fuente: Paz (2003:290).

*En mayo de 2002 el BID aprobó la concesión del préstamo al gobierno guatemalteco para la continuación de las obras del PER¹¹.

Es decir, el capital aportado por la ET que comprara las distribuidoras sería utilizado para ampliar la cobertura del suministro, o lo que es lo mismo, para ampliar su propio mercado. En origen, esto era coherente con los principios generales de las políticas de atracción de IED y, en particular, de las privatizaciones: obtener recursos provenientes del exterior que pudieran financiar entre otras cuestiones el desarrollo de las infraestructuras. El equipo de expertos consideró que esta propuesta permitiría aunar las necesidades de la población en cuanto al acceso a la energía eléctrica, y los intereses de la empresa extranjera de obtener una rentabilidad por la prestación de este servicio, para lo cual parecía necesario aumentar el número de clientes. Por otro lado, este PER se convertiría en uno de los ejes fundamentales de la difusa política de desarrollo local. Asimismo, todo el planteamiento era coherente con el proyecto de interconexión eléctrica regional, el SIEPAC (Sistema de Interconexión Eléctrica para Países de América Central)¹².

¹¹ El Departamento del sector privado del BID tramitaba en junio de 2002 un préstamo de 93 millones de dólares para financiar el plan de negocios de DEOCSA y DEORSA. La operación, denominada GU-0151, consiste en inversiones de mejora de red, ampliación del servicio y mejora en la calidad del servicio, ajenas al PER. Este apoyo sirve para ilustrar la política de apoyo a la IED, en este caso a UF; por parte de los organismos financieros multilaterales.

¹² Este proyecto pretende unir, mediante 1.830 kilómetros de red, los sistemas eléctricos de

Finalmente Unión Fenosa (UF) compra las distribuidoras del INDE y se pone en marcha el PER. Sin embargo, UF condiciona esta adquisición a la suscripción de contratos de suministro de energía que, al menos por un tiempo, le garanticen las compras a un precio menor que el que tendría que pagar según los contratos de compra-venta que anteriormente habían firmado DEOCSA y DEORSA. Finalmente, el INDE se compromete a asumir hasta 2003 esos contratos y a suministrar a UF energía más barata de sus centrales hidroeléctricas. Tal situación le permitió a UF vender energía a un precio promedio en el año 2000 de 0,05 US\$/kwh frente al promedio de 0,125 US\$/kwh al que vende la EEGSA. Esto hacía viable en términos de rentabilidad económica la expansión de UF en un ámbito, el rural, de reducidos ingresos per capita. Pero también implicaba un impacto en la cuenta de resultados del INDE, pues vendía energía por debajo del precio de compra, lo que reducía sus recursos disponibles para mejorar la infraestructura de transporte, que es una de las funciones actuales de dicha entidad.

Por otro lado, la ejecución del PER no estuvo exenta de conflictos: la empresa ha sido denunciada por los pequeños consumidores de centrar sus esfuerzos en mejorar las infraestructuras de las zonas donde el consumo medio es superior, ignorando o relegando los problemas de las redes en las comunidades más pobres. Existe también una problemática derivada de la interpretación del artículo 65 del Reglamento de la Ley General de Electricidad. De acuerdo con el citado artículo, "todo distribuidor autorizado a brindar el servicio en una zona, adquiere la obligación de conectar sus redes a todos los consumidores que lo requieran y que estén ubicados en una franja que no podrá ser inferior a 200 metros en torno a sus instalaciones". Esto supone que existen comunidades y usuarios que, aun sin estar contemplados dentro del PER, tienen derecho a ser integrados y además el coste de su conexión debe ser asumido por la empresa distribuidora. Esto ha generado un constante tira y afloja entre las distribuidoras y el INDE por la inclusión de determinadas comunidades en el marco del PER para que así los costes de las obras sean costeados con los recursos del fideicomiso.

A pesar de esta problemática, tanto la empresa como el gobierno han calificado de exitoso este proyecto: para las distribuidoras ha sido positivo porque la ejecución del PER ha permitido obtener una rentabilidad significativa a la vez que se amplía el número de clientes. Desde el punto de vista de la cobertura, los resultados también han sido satisfactorios, puesto que el índice

Guatemala, El Salvador, Honduras, Costa Rica, Nicaragua y Panamá, para permitir la creación de un mercado eléctrico regional, en principio proyectado para 2006. Este mercado único, aparte de los problemas técnicos y financieros que plantea la interconexión en sí, supone la homogeneización de las legislaciones en el sector de todos los países, lo que de hecho implica que Honduras y Costa Rica abandonen su actual modelo integrado. Tras su estancamiento inicial, el proyecto SIEPAC volvió a verse relanzado merced al Plan Puebla-Panamá, una iniciativa posterior basada en la construcción de megaproyectos entre los estados del sur de México y los países centroamericanos. Así, entre las ocho iniciativas que contempla dicho Plan, la séptima es precisamente unificar e interconectar los mercados eléctricos de la región. Véanse BID (2001) y Paz, González y Sanabria (2005: 70-79).

de cobertura ha mejorado significativamente, superando en plazo los propios objetivos del plan. Pero no basta con un simple incremento en el número de usuarios registrados, como ha ocurrido en los demás países de la región, salvo Nicaragua. Para ser sostenibles, los programas de electrificación requieren una mejora de la red, la expansión coordinada de la transmisión que permita el crecimiento de la cobertura. Según datos del INDE, a partir de 2003 la parte de financiación en transmisión incluida en el proyecto cayó súbitamente, pasando de 27,89 millones de US\$ a tan sólo 1,77 millones US\$ apenas un año más tarde, y 2,32 millones en 2004. Pero en realidad, la ejecución del PER ya arrastraba en 2002 un significativo retraso respecto a lo previsto, habiéndose desembolsado tan sólo un 66,15 millones US\$ de los 151 millones previstos¹³. Todo este desfase en la infraestructura de transporte conforme a la distribución explica en parte los problemas en la calidad del suministro que padecen los usuarios. Estos atrasos y el posterior parón a partir de 2003 fueron debidos a que el dinero del fideicomiso se había agotado. Tal hecho desvelaba cómo el proyecto no podía autosostenerse. Las empresas de sectores intensivos en mano de obra que invierten en países en desarrollo lo hacen precisamente buscando obtener una ventaja competitiva por el abaratamiento de los costes laborales. Sin embargo, en el sector servicios la situación es muy distinta. Suprimida la idea de servicio público subvencionado por el Estado, en principio la buena marcha del negocio va unida inexorablemente a la mejora de la capacidad adquisitiva de la población. Esta mejora es condición necesaria para aumentar la demanda de esos servicios y para que los usuarios puedan hacer frente a su pago. Especialmente cuando, por razones de diversa índole, las tarifas están aumentando de manera significativa en los últimos años.

Pero esto, en Guatemala, como en el resto de países centroamericanos, no ha sucedido. Por ello, agotado el dinero del fideicomiso, y a la espera de nuevos créditos de organismos multilaterales para obtener nueva financiación mediante el endeudamiento del Estado, el PER quedó virtualmente estancado.

En suma, es el financiamiento del Estado la principal variable explicativa de los resultados en distintos países de la región (Guatemala, Nicaragua y Panamá) donde se han aplicado procesos de reforma similares. En Panamá, la situación inicial era comparativamente mejor, con una renta per cápita ligeramente superior y un sistema heredado en mejores condiciones. De hecho, el antiguo ente estatal, el IRHE, era económicamente solvente¹⁴, a diferencia de lo que ocurría en otros países. Pero los proyectos de electrificación rural han estado subvencionados también a través del Fondo de Inversión Social. En El Salvador, la electrificación rural también es soportada con recursos públicos mediante el Fondo de Inversión en Electricidad y Telefonía. Pese a los avances

¹³ Según los datos del propio INDE a 31 de agosto de 2004 el avance físico acumulado del PER era del 64,95% en distribución y del 48,81% en transporte.

¹⁴ No es el único caso que desmiente la supuesta necesidad de vender empresas por generar pérdidas al Estado. Las siete empresas distribuidoras que El Salvador vendió en 1997 registraban todas ellas beneficios (Ochoa, 2000:138).

registrados en la cobertura, el acceso por parte de la población rural sigue una tendencia similar con relación a la población urbana cubierta (Ochoa, 2000: 140). En Nicaragua se sigue un modelo de reparto de áreas similar al panameño, entre áreas concesionadas y no concesionadas, correspondiendo estas últimas a aquéllas donde la inversión privada no se presenta rentable. Por otro lado, los posibles avances en distribución se ven limitados por la absoluta descoordinación con el segmento de transporte, donde las inversiones de empresa estatal ENTRESA se ven a su vez limitadas porque, como parte de las medidas exigidas por el FMI y el Banco Mundial bajo el Programa de Países Pobres Altamente Endeudados en el que está inserto el país, no puede incurrir en pérdidas. Pero más allá de todo eso, en Nicaragua se manifiesta en toda su crudeza el problema de la insostenibilidad del modelo establecido tras la reformas. Las deudas acumuladas con las generadoras por parte de las empresas de distribución DISNORTE y DISSUR, ambas propiedad de UF, condujeron al decreto del estado de emergencia económica, que permitió al presidente, Enrique Bolaños, fijar un incremento en la tarifa del 11,83%¹⁵ y un subsidio de la hidroeléctrica estatal HIDROGESA de 28 millones de dólares para paliar parcialmente las deudas que conllevaban un racionamiento en el suministro energético. Este incremento tarifario, que pretendía reajustar el precio final con el incremento en el coste de generación, fundamentalmente dependiente del petróleo, no era sino un primer paso para acercarse al 25% de alza exigida desde el FMI para poner fin a las subvenciones. La “solución” no pudo evitar que nuevamente en enero de 2006¹⁶ los generadores se quejaron por falta de pagos, con la consiguiente aplicación de cortes en el suministro que se siguen produciendo en el país.

En definitiva, lo que se está cuestionando no es que sea el Estado quien siga financiando la extensión de la cobertura en las zonas rurales, a pesar de que parecía haberse optado por la iniciativa privada, sino la sostenibilidad de los modelos bajo los que se está haciendo, preocupados sólo de garantizar unas condiciones de rentabilidad en actividades en las que es prácticamente imposible. Esto lleva paradójicamente a dificultar aún más esas condiciones de rentabilidad.

El nuevo modelo eléctrico, como señalan las exigencias desde el FMI, supone que el conjunto del sistema sea sostenido por el consumidor final. Y sin embargo, en todos los casos la factura está subsidiada por el Estado para los niveles de consumo más bajos, que en el caso centroamericano supone la gran mayoría de la población.

¿Qué ocurrirá cuando el Estado deje de subsidiar? ¿Cómo eliminar los subsidios si en Nicaragua, por ejemplo, el 80% de la población vive con menos de dos dólares diarios? ¿Y cuando las empresas distribuidoras finalicen los

¹⁵ Para consumos superiores a 150 kw/hora, que no afectaría a aproximadamente al 75% de los usuarios (Decreto 34/2005, de 30 de mayo).

¹⁶ *Nicaragua Hoy* (27/01/2006).

programas de extensión de la red como el PER, que es lo que realmente les está proporcionando una cierta rentabilidad?

Pese a lo anunciado en su día, el nuevo modelo se sustenta en el apoyo estatal, desde la remodelación empresarial antes de su venta, la concesión de una serie de ventajas y garantías de rentabilidad para atraer la llegada de IED, hasta las subvenciones para mantener el nuevo modelo eléctrico. Y si éstas se retiran, se producirán situaciones como las que están resultando tan frecuentes en países de Centroamérica: enganches clandestinos a la red, impago de facturas, etc. Todo esto contribuye a hacer insostenible la propia inversión de las ET, como sucedió con UF en República Dominicana. En una entrevista realizada a un directivo de la compañía afirmaba sobre aquel país: *"Si no me extraña que muchos no paguen, es que no tienen dinero para hacerlo"*. Quienes diseñaron las políticas más bien ignoraron una de las características fundamentales de la estructura económica centroamericana que apenas se ha modificado en los últimos cincuenta años: los elevados niveles de pobreza y la alta concentración del ingreso.

4. CONCLUSIONES

La IED ha sido siempre considerada desde los organismos internacionales como un elemento esencialmente positivo para el desarrollo. No obstante, ha sido a partir de los años ochenta cuando ésta ha adquirido una especial consideración: se retoma la idea tradicional de la IED como forma de financiación no distorsionante para el equilibrio de la balanza de pagos. Además, fundamentalmente con la aplicación de los PAE, pasan a exigirse políticas que se adecuen a las necesidades del capital exterior con el fin de lograr atraerla. Como indicábamos al comienzo, a partir de entonces el acento ha dejado de estar en las obligaciones de las empresas, mientras que los gobiernos se esfuerzan por atraer nuevos capitales.

Es en este contexto de privatización, desregulación y apertura externa que caracteriza a los PAE, donde se desarrolla el proceso de reformas en el subsector eléctrico centroamericano que hemos analizado. La situación de crisis de suministro en muchos de estos países, unida al deterioro de sus infraestructuras y escasa cobertura, ante la carestía de recursos financieros en plena crisis fiscal, sirvieron como justificación para tales reformas. Pero en este sentido también tuvieron un papel decisivo los cambios en la forma de financiación por parte de los organismos financieros multilaterales. Se restringieron los recursos para que los Estados acometiesen directamente inversiones en infraestructuras, dejadas así a merced de la iniciativa privada que, con los PAE, encontraría un entorno más competitivo y eficiente.

No obstante, si nos atenemos a los resultados, transcurrida ya una década desde las primeras medidas liberalizadoras, éstos no permiten calificar este proceso sino como un fracaso insostenible. Fracaso porque los objetivos anunciados, en términos generales, no llegaron: a lo largo de esta investigación

hemos examinado la evolución de las tarifas eléctricas, que lejos de abarataarse por una mayor eficiencia, se han incrementado de manera espectacular en algunos países. Y lo que es más significativo, este incremento no se ha debido sólo al encarecimiento en el precio del combustible, o al acercamiento de los precios a los costes reales. Ha sido consecuencia, en gran medida, de la puesta en marcha de unas medidas de atracción de IED enfocadas sólo a garantizar la llegada de IED sin atender a las características de ésta y a sus consecuencias.

Asimismo, los avances obtenidos en los niveles de cobertura eléctrica sólo han sido posibles gracias a la participación activa de los recursos del Estado, que han hecho viables en términos de rentabilidad las inversiones de las ET en el segmento de distribución. La electrificación se consideró como un fin en sí mismo, un sinónimo de desarrollo y mejora económica para sus beneficiarios. Pero por sí misma, la electricidad no lleva colegios, ni hospitales ni eleva los niveles de renta de unos usuarios mayoritariamente pobres y marginados socialmente.

Así pues, ante la imposibilidad de que los consumidores financien el sistema, pasa a hacerlo la administración pública, verdadera variable explicativa de las notables diferencias entre los procesos de electrificación en Guatemala y Nicaragua. Pero, como muestra el propio ejemplo guatemalteco, una vez agotados los fondos públicos, el proceso se estanca. Por su parte, en Nicaragua, la situación de crisis energética que justificó la necesidad de cambio de modelo ha dado lugar a otra crisis energética aún mayor motivada por los cortes de suministro impuestos por parte de las generadoras ante los continuados impagos. Y, de nuevo, se hace frente a la situación con subvenciones públicas (en este caso a través de los beneficios de la hidroeléctrica pública HIDROGESA utilizados para que UF pague a las generadoras).

Además, el modelo es insostenible porque ha supuesto incentivar un tipo de producción de energía, la térmica, no sólo muy contaminante, sino que también incrementa la situación de dependencia energética al tener que importar cantidades crecientes de combustibles fósiles, proceso que se ha desarrollado tanto en El Salvador, Guatemala, Nicaragua, como también en Panamá.

Nos encontramos entonces con ejemplos donde, contra lo supuesto, la entrada de IED y las políticas aplicadas para su captación han tenido sin duda un efecto perverso en sus respectivas balanzas de pagos. En este sentido, el contraste entre la situación de un país que, como Costa Rica, aún mantiene el modelo público verticalmente integrado, y la de aquellos otros que sí asumieron las reformas resulta especialmente elocuente. Las condiciones de partida costarricenses han sido obviamente un factor clave, pero su potencial de recursos en otras fuentes energéticas alternativas a la térmica era inferior al de países como Guatemala¹⁷, agobiado ahora ante una insoportable factura petrolera.

¹⁷ Según datos de OLADE (2003), el potencial hidráulico de Costa Rica sería de 6.220 megawatios, del que hace uso en un 20,83% pero el de Guatemala se estima en 10.890 MW, aprovechando apenas un 5,76%.

El sector eléctrico ha sido durante muchos años un monopolio natural. Actualmente el segmento de generación permite un cierto margen para la competencia, pero tampoco aquí los resultados han coincidido con lo esperado, donde la producción quedó pronto en manos de unas pocas ET. Descoordinada y dejada a la deriva de la libre iniciativa privada, la producción eléctrica ha ganado en ineficiencia como en el caso de las centrales térmicas concentradas en la costa guatemalteca o en el de Panamá, donde la hidroelectricidad privatizada se paga en función del precio del petróleo. Estos casos ponen de manifiesto cómo la liberalización no ha garantizado una asignación eficiente de los recursos.

Estos malos resultados refuerzan, por tanto, las críticas vertidas a las políticas de ajuste, en cuanto a que obviaron cualquier particularidad o cuestión local. Con una ingenuidad propia de los libros de texto al uso, las medidas recetadas simplificaron hasta el extremo los vínculos entre la IED y el desarrollo productivo, obviando tanto las especificidades de un sector tan particular, como las singularidades estructurales que presentaban las economías del istmo. Los pretendidos automatismos de mercado nunca se dieron, con lo que, inevitablemente, los mismos objetivos de las reformas quedan entonces cuestionados.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Agosin, M.R. y Mayer, R. (2000): "Foreign Investment in Developing Countries: Does It Crowd in Domestic Investment?", *Discussion Paper*, 146, UNCTAD.
- Arrizabalo, X. (ed.) (1997): *Crisis y ajuste en la economía mundial. Implicaciones y significado de las políticas del FMI y el BM*, Síntesis, Madrid.
- Banco Interamericano de Desarrollo (BID) (2001): *Sistema de interconexión eléctrica para los países de América Central (SIEPAC). Hacia una integración regional de electricidad. El proyecto, oportunidades y desafíos*, Madrid.
- Banco Interamericano de Desarrollo (varios años): *World Development Indicators*, Washington DC.
- Banco Mundial (2004): *Public and Private Sector Roles in the Supply of Electricity Services*, Washington DC.
- BCIE/BID/CEPAL (2001): *Plan Puebla-Panamá, iniciativas mesoamericanas y proyectos*, San Salvador.
- Borenzstein, E.; De Gregorio, J. y Lee, J.W. (1998): "How Does Foreign Direct Investment Affect Economic Growth?", *Journal of International Economics*, 45 (1), 115-135.
- Brewer, T. L. y Young, S. (1995): "Towards a Multilateral Framework for Foreign Direct Investment: Issues and Scenarios", *Transnational Corporations*, 4(1), 69-83.

- Brittan, L. (1995): "Investment Liberalization: The Next Great Boost to the World Economy", *Transnational Corporations*, 4 (1), 1-9.
- Centro Nacional de Salud, Ambiente y Trabajo (CENSAT) (2002): "¡Apagón! Los mitos de la liberalización de la energía eléctrica", *Papeles de Debate*, 1.
- Centro Internacional en Política Económica (CONPE) (2001): *Acceso rural a la energía en Centroamérica*, Universidad Nacional, San José de Costa Rica.
- Comisión Económica para América Latina y El Caribe (CEPAL) (varios años): *Estadísticas del subsector eléctrico: Istmo centroamericano*, México DF.
- Comisión Económica para América Latina y El Caribe (2003): *Evaluación de diez años de reforma en la industria eléctrica del istmo centroamericano*, LC / MEX/L.588, diciembre, México DF.
- Comisión Económica para América Latina y El Caribe (2002): *Istmo centroamericano: La regulación de la distribución de energía eléctrica en los países con empresas privadas. Los casos de El Salvador, Guatemala, Nicaragua y Panamá*, LC/MEX/L.536, julio, México DF.
- Comisión Económica para América Latina y El Caribe (2001): *El mercado eléctrico regional: contratos PPA en El Salvador, Guatemala, Honduras y Nicaragua*, LC/MEX/L.493/E, México DF.
- Comisión Económica para América Latina y El Caribe (2000): *La inversión extranjera directa en América Latina*, Santiago de Chile.
- Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) (varios años): *Memoria de Labores*, Ciudad de Guatemala.
- De Mello, L.R. (1999): "Foreign Direct Investment-led Growth: Evidence from Time Series and Panel Data", *Oxford Economics Papers*, 51, 133-151.
- Dunning, J.H. (ed.) (1998): *Globalization, Trade and Foreign Direct Investment*, Pergamon, Amsterdam.
- Ente Regulador de los Servicios Públicos (ERSP) (varios años): *Estadísticas del sector eléctrico*, Ciudad de Panamá.
- Federación Costarricense para la Conservación del Ambiente (FECON) (2003): "¿Qué modelo energético queremos?", *Degeneración eléctrica*, septiembre.
- Fondo Monetario Internacional (2006): *World Economic Outlook*, septiembre, Washington.
- Gavin, M. y Rodrick, D. (1995): "The World Bank in Historical Perspective", *The American Economic Review*, 85 (2), 329-334.
- Herrera, R.S. (2005): "Sistema eléctrico en Nicaragua", *Envío*, 283.
- Honglin, K. (2001): "Does Foreign Direct Investment Promote Economic Growth? Evidence From East Asia and Latin America", *Contemporary Economic Policy*, 19 (2), 175-185.

- Lasheras, M.A. (1999): *La regulación económica de los servicios públicos*, Ariel Economía, Madrid.
- Lichtensztejn, S. y Baer, M. (1986): *Fondo Monetario Internacional y Banco Mundial. Estrategias y políticas del poder financiero*, Nueva Sociedad/Centro de Estudios Transnacionales, Buenos Aires.
- Lichtenstejn, S. y Tranjberg, R. (1987): *Inversiones extranjeras directas y política en América Latina a partir de la crisis de 1982*, Centro de Economía Transnacional, Montevideo.
- Ochoa, M.E. (2000): "Privatización del servicio de distribución de energía eléctrica", en *El impacto de los programas de ajuste estructural y estabilización económica en El Salvador*, Red Internacional de la Sociedad Civil para la Revisión Participativa de los Programas de Ajuste Estructural (SAPRIN), San Salvador, 107-156.
- Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) (2003): *Sistema de información económica-energética. Energía en cifras*, versión n.º 16, Quito.
- Paz, M.J. (2003): *Efectos de las empresas transnacionales en la economía guatemalteca: el sector de la confección y el sector eléctrico*, Tesis Doctoral, Universidad Complutense, Madrid.
- Paz, M.J.; González, S. y Sanabria, A. (2005): *Centroamérica encendida. Transnacionales españolas y reformas en el sector eléctrico*, Icaria, Barcelona.
- Pearson, L.B. 1969): *El desarrollo, empresa común: Informe de la Comisión de Desarrollo Internacional*, Tecnos, Madrid.
- Salazar, R. (2004): *Análisis del mercado eléctrico centroamericano*, CDC, San Salvador.
- Sanahuja, J.A. (2001): *Altruismo, mercado y poder. El Banco Mundial y la lucha contra la pobreza*, Intermón Oxfarm, Madrid.
- SYNEX (1997), *Determinación de tarifas a nivel generación, transmisión y distribución en Guatemala*, Informe de consultoría, Guatemala.
- UNCTAD (varios años): *World Investment Report*, Ginebra.
- Williamson, J. (2001): "La democracia y el Consenso de Washington", en Guitián, M. y Muns, J.: *La cultura de la estabilidad y el Consenso de Washington*, Colección de Servicios e Informes de la Fundación La Caixa, Barcelona.
- Williamson, J. (dir.) (1999): *Latin American Adjustment. How Much Happened?*, Institute for International Economics, Washington DC.
- World Energy Council (WEC) (2001): *Energy Efficiency Policies and Indicators*, Londres.