

# EFFECTOS DE LA EXPANSIÓN DE EMPRESAS TRANSNACIONALES EN EL SECTOR ELÉCTRICO EN GUATEMALA

Autora: M<sup>a</sup> José Paz Antolín

Departamento de Economía Aplicada I, Universidad Complutense de Madrid

e-mail: [ecap1w0@sis.ucm.es](mailto:ecap1w0@sis.ucm.es) Teléfono: 915232762 y 913942475

## Resumen

Durante las dos últimas décadas, numerosos países de América Latina han llevado a cabo distintos procesos de privatización y liberalización de sus sectores de servicios, entre ellos el sector eléctrico. Guatemala no ha quedado al margen de este proceso y como resultado del mismo nuevas inversiones han llegado al país protagonizadas por empresas estadounidenses en el área de generación y empresas españolas en el de distribución.

Los objetivos declarados de este proceso hacía referencia a una reducción del coste de la energía, una mejora en la prestación del servicio y una extensión del mismo hacia el área rural todavía sin electrificar.

El presente trabajo tiene como objetivo analizar en qué medida se han cumplido cada uno de estos objetivos. Analizando las características particulares de las inversiones extranjeras realizadas (las estrategias y modalidades adoptadas por las empresas transnacionales así como, los factores de atracción del país) se presentan los principales resultados obtenidos y una explicación de porqué se han dado esos resultados y no otros.

Palabras clave: empresas transnacionales, electricidad, Guatemala.

## **1 Introducción**

Hasta la década de los 80, el sector eléctrico en la mayoría de los países se hallaba gestionado por empresas públicas muchas de ellas integradas verticalmente y que ejercían sus actividades en situaciones de monopolio. Desde finales de los 70 esta situación comienza a cambiar mediante la aplicación de una serie de medidas encaminadas a liberalizar el sector y privatizar las empresas públicas existentes. América Latina y, particularmente, Guatemala no son ajenas a este proceso. Estas políticas favorecen la expansión internacional de las empresas eléctricas de determinados países, sobre todo EEUU y Europa que pasan a ocupar un papel fundamental en los sectores eléctricos de la mayoría de los países latinoamericanos. Al menos desde un punto de vista formal, la aplicación de estas políticas responde a la búsqueda de determinados objetivos relacionados con la mejora de la eficiencia en el servicio que permita una reducción de las tarifas, una mejora de la calidad y una extensión de su cobertura a toda la población. El objetivo de este trabajo es analizar las características de este proceso en el caso guatemalteco y el grado de cumplimiento de los objetivos declarados. A pesar de las particularidades propias de este caso, en muchos sentidos la situación guatemalteca es similar a lo ocurrido en otros países de la región.

## **2 Características del modo de expansión de ET en el sector eléctrico en Guatemala**

En trabajos precedentes (Paz Antolín, 2002) hemos venido sosteniendo que los efectos de la entrada de inversión extranjera directa (IED) y empresas transnacionales (ET) en una economía dependen de la interrelación existente entre las ventajas competitivas de las empresas y las ventajas de localización de los países. Dependiendo de cómo se de esta interrelación la entrada de capital extranjero se plasmará en unas determinadas estrategias y modalidades adoptadas por las ET que junto a las características particulares de cada economía condicionan la existencia de unos resultados u otros en cada país y sector. El análisis del sector eléctrico guatemalteco se va a fundamentar en este planteamiento. Por ello, en el presente apartado analizamos las características particulares que está adoptando el proceso de expansión de ET en dicho país y sector para a continuación poder analizar y comprender los efectos que está produciendo.

### **A) Factores de localización**

El proceso de liberalización y privatización constituye el principal factor de localización de ET en el sector eléctrico guatemalteco. A esto se le añaden los ritmos de crecimiento

de la demanda experimentados en los últimos años. Aunque esto es similar a lo acontecido en otros países de la región, el caso de Guatemala presenta particularidades propias, no exclusivas de este país. Al margen de que el marco regulatorio y la estructura del sector resultante de la reforma tenga diferencias con respecto a otros países, tres factores han sido especialmente importantes como condicionantes de las estrategias adoptadas por las ET en Guatemala: el tamaño del mercado, la situación del sector previa a la reforma y la falta de recursos energéticos como el gas.

En cuanto al tamaño de mercado, éste se caracteriza por ser reducido. Aunque la demanda de energía ha crecido a un ritmo significativo, el nivel medio de consumo por habitante sigue siendo bajo (372 kwh/habitante en 1999). Si a eso le añadimos el tamaño del país en términos de población y de PIB se entiende que se está hablando de un mercado pequeño. Dado el reducido tamaño del mercado eléctrico en la mayoría de los países del istmo, la integración eléctrica centroamericana se considera la mejor opción para favorecer un desarrollo del sector más eficiente. Esas mejoras se derivarían de tres elementos fundamentalmente: la posibilidad de construir plantas generadoras más grandes con un mejor aprovechamiento de economías de escala y que utilicen tecnologías más eficientes para la producción de energía (tecnologías no rentables en mercados muy reducidos)<sup>1</sup>; la complementariedad hidráulica y de otras fuentes de generación, así como la basada en las diferencias en las curvas de carga entre diversos países<sup>2</sup>; las economías de escala derivadas de una integración de la red de transporte<sup>3</sup>.

---

<sup>1</sup> Se está haciendo referencia a los ciclos combinados de gas para lo cual se hace necesario la construcción de un gasoducto desde México. Dicha construcción sería inviable si tuviera que realizarse a distintas centrales instaladas en cada uno de los países del Istmo. La situación sería diferente si, dada la interconexión sin restricciones a las transacciones de energía, se pudieran proyectar plantas con una orientación regional y no local. Un estudio del BID sobre la interconexión centroamericana señala que las centrales térmicas pequeñas que se vienen instalando en los países con enfoque nacional, han logrado precios de US\$0.055 por kWh mientras que las tecnologías más avanzadas de ciclos combinados que prevalecen en mercados más grandes podrían lograrse a precios entre US\$0.035 y US\$0.045 kWh para unidades de 200 a 250 MW. Una planta de 250 MW con éstas características a un precio de US\$0.04 por kWh representaría ahorros potenciales de US\$28.0 millones por año, si se la compara con la misma capacidad en base a varias plantas pequeñas (BCIE/BID/CEPAL, 2001:5).

<sup>2</sup> La creación de mercados regionales permite disminuir las necesidades de sobreequipamiento reduciendo los riesgos derivados de aumentos puntuales en la demanda o falta de suministro por fallos en las centrales o por escasez de lluvias. Además, dado que la curva de demanda no es igual en todos los países, la integración del mercado permite complementar las faltas y los excesos de energía entre los distintos países (Coral, 2002:5)

<sup>3</sup> De acuerdo con el trabajo de Coral (op. cit. 6) las economías por la ampliación de la red de transporte constan de dos tipos de componentes: la primera asociada a los costos de los equipos y la segunda a la cobertura del servicio: la primera ocurre cuando se puede aumentar la capacidad de los equipos con un aumento proporcionalmente menor en el coste correspondiente; la segunda, denominada de alcance, ocurre porque la disminución de costos se da al lograr grandes coberturas.

Aunque el proceso no se ha detenido desde la firma del acuerdo que lo originara en 1997, su avance ha sido lento.

Tabla 7.1. Istmo centroamericano: evolución de la demanda máxima de energía. Valores absolutos (MW)

Años	Istmo	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
1985	1.988,0	511,0	318,4	301,6	220,0	213,0	424,0
1990	2.614,9	682,0	412,3	452,2	351,0	253,0	464,4
1995	3.630,5	871,9	591,7	717,2	503,5	327,0	619,2
1996	3.789,4	915,1	626,0	733,4	534,0	341,0	639,9
1997	4.116,1	964,0	666,2	820,3	605,0	354,0	706,6
1998	4.318,3	991,1	694,3	877,3	649,5	379,7	726,4
1999	4.542,6	1.060,4	718,0	962,1	661,0	386,6	754,5
2000	4.772,4	1.121,3	758,0	1.017,3	702,0	396,8	777,0
2001 <sup>a</sup>	4.954,9	1.136,9	734,0	1074,6	758,5	411,6	839,3

a Cifras preliminares

Fuente: CEPAL sobre la base de cifras oficiales

Con respecto a la situación previa a la reforma su principal característica es la fuerte crisis motivada por la falta de inversiones. Esto unido a la debilidad y subordinación del Estado en la negociación con las ET ha favorecido el desarrollo de determinados contratos de compra-venta de energía (Power Purchase Agreements, PPAs) como factor de localización fundamental en el área de generación.

En la distribución rural la precaria situación en la que se encontraban las dos distribuidoras del INDE (Instituto Nacional de Electrificación), DEOCSA (distribuidora de energía de occidente) y DEORSA (distribuidora de energía de oriente) obligaron a introducir elementos adicionales para la atracción de capital extranjero. En primer lugar, se vincula la venta de las distribuidoras a la adjudicación de un Plan de Electrificación Rural (PER) cuya financiación corre a cargo del Estado a partir de fondos obtenidos con las privatizaciones y otro tipo de recursos externos. La empresa que compre las distribuidoras quedará encargada a su vez de la ejecución del PER. Esta fórmula permite a la empresa adjudicataria obtener una rentabilidad por la ejecución de este plan a la vez que se asegura el aumento de su número de usuarios sin ser ella quien asuma el coste de dicha operación. En segundo lugar, las dos distribuidoras firman un contrato de suministro de energía con el INDE que les permite obtener energía barata y favorecer así la expansión del consumo en el ámbito rural.

En definitiva, los escasos atractivos que parece ofrecer el sector eléctrico en Guatemala hacen plantear al gobierno la necesidad de favorecer la atracción de inversión extranjera mediante mecanismo adicionales como los contratos de generación, o la financiación de la expansión de las distribuidoras rurales. Estos resultarán ser factores de localización

fundamentales por su influencia en las estrategias y modalidades adoptadas por las ET y en los resultados que ha tenido su entrada en el sector eléctrico guatemalteco.

### *B) Estrategias*

Tanto en el área de distribución como en el de generación, la estrategia fundamental que ha guiado las inversiones de las ET ha sido el acceso a nuevos mercados de servicios recientemente liberalizados y privatizados. Esta estrategia general presente en la mayoría de los sectores de servicios, adquiere particularidades propias en el sector objeto de estudio derivadas de las especificidades propias del sector eléctrico y la existencia de factores de localización específicos del caso guatemalteco.

i) En el sector eléctrico la entrada de la competencia no ha eliminado una fuerte herencia de la estructura industrial anterior en gran parte gracias al reducido tamaño del mercado guatemalteco<sup>4</sup>. Ello ha llevado a las principales ET que han invertido en el país a poner en práctica distintas *estrategias orientadas al ejercicio del poder de mercado*.

i.1) En el área de *generación* las empresas privadas, en su mayoría ET, han creado la Asociación Nacional de Generadores (ANG). Dicha asociación se ha convertido en el principal mecanismo de defensa de los intereses de las generadoras privadas y de la estrategia inversora desarrollada hasta el momento. El objetivo inicial de esta asociación estuvo en la creación de un frente común para evitar una alteración significativa de los PPAs firmados antes de 1996. Este es un ejemplo de estrategia de poder de mercado que ha influido en la fijación de los precios de venta de energía.

i.2) En el caso de las empresas distribuidoras, ambas están orientando su estrategia hacia un proceso de reintegración vertical. En el caso del consorcio gestionado por Iberdrola (que ha adquirido la Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A., EEGSA) se plantearon dos ejes básicos en la estrategia de entrada:

a) La creación de una comercializadora para la captación de grandes usuarios. Hacia ellos deriva las compras de energía que le resultan más.

---

<sup>4</sup> Existen trabajos que señalan que, en casos de mercados pequeños (potencias instaladas de entre 1000 y 2000 MW) es aconsejable que la apertura sea parcial pues es bastante probable que de ella se genere una eficiencia técnica y económica mayor que de la introducción de libre competencia. Además, se cuestiona que, en estos mercados, resulte eficiente la desintegración vertical (Altomonte, 2001:11 y 38)

b) La inversión en generación propia que le permitiera ir reduciendo el peso significativo de los contratos existentes y abaratando el coste total de las compras de energía<sup>5</sup>.

En el caso de UF (Unión Fenosa), la situación en un principio ha sido más holgada gracias a la existencia del PER y la firma de un acuerdo de suministro de energía con el INDE hasta el año 2003 a precios menores que los de los contratos existentes. Sin embargo, a partir de ese momento la situación será parecida a la de Iberdrola. Ello está motivando que UF se planteen también como parte de su estrategia la inversión en generación propia.

ii) Además de estas estrategias, propias de mercados poco competitivos, en Guatemala ha sido frecuente el desarrollo de estrategias de tipo rentista por parte de la mayoría de las ET. Esto se relaciona con la existencia de factores de localización tales como el reducido tamaño del mercado y el contexto previo a la reforma. Estas estrategias se caracterizan por que implican establecer un horizonte temporal para recuperar la inversión relativamente corto, porque la rentabilidad exigida a la operación es elevada y por la escasa voluntad de permanencia. Todo ello se deriva de la importancia relativa de la filial para la empresa en su conjunto<sup>6</sup>.

Las características técnicas de la inversión realizada se ven afectadas por la adopción de estrategias rentistas. Las empresas generadoras optan por instalar plantas térmicas cuya inversión es menor que la de otras tecnologías y que cuentan con un plazo de recuperación más corto. En la mayoría de los casos se trata de plantas que se pueden desmontar con relativa facilidad en caso de optar por la desinversión. El caso más representativo es el de Enron quien montó las plantas sobre unas barcas flotantes.

### *C) Modalidades*

La entrada de ET en el sector eléctrico guatemalteco se ha dado a través de dos modalidades claramente diferenciadas entre las áreas de generación y distribución. En la primera, la gran mayoría de ET que han desarrollado actividades lo han hecho a través

---

<sup>5</sup> El proyecto ha sido suspendido tras dos años de trabajo y la compra del terreno porque la casa matriz ha decidido focalizar todas sus inversiones en México y Brasil al considerarlos como los mercados más estratégicos (Iberener, 2000). Esto muestra la importancia del carácter transnacional de las empresas en la toma de decisiones.

<sup>6</sup> Por ejemplo, en el caso de Unión Fenosa, según datos de la Memoria de 2001 las inversiones en Guatemala representan alrededor de un 3.5% de las inversiones internacionales de la compañía, lo que significa en torno al 1.2% de la actividad total del grupo. En el caso de Iberdrola, según el informe anual del 2000, la inversión en Guatemala representa un 7.7% de las inversiones totales realizadas por la compañía.

de modalidades de inversión en nuevos activos. Por el contrario, en el área de distribución, la modalidad adoptada ha sido la compra de activos ya existentes. Los activos comprados se han tratado en ambos casos de empresas públicas siendo la modalidad empleada la de licitación internacional.

En el caso de las actividades de generación es poca la información de la que se dispone sobre las fuentes de financiación de las inversiones pero los datos existentes muestran que es minoritaria la participación de recursos provenientes de la casa matriz. Por el contrario parecen significativos aquellos obtenidos a través de organismos tales como el BID (Banco Interamericano de Desarrollo) o el Banco Mundial (CEPAL, 2001). De hecho la presencia de financiación obtenida a través de los mercados financieros internacionales es poco frecuente debido a la alta calificación riesgo-país de Guatemala que encarece mucho el coste de la misma. La modalidad adoptada por UF en el área de distribución ha sido muy parecida a la anteriormente señalada. Esta empresa se ha asegurado las inversiones en el PER a partir de la participación de recursos provenientes del BID y el BCIE (Banco Centroamericano de Integración Económica). Estos recursos eran destinados en décadas pasadas a los proyectos gestionados por las empresas públicas por lo que más que un aumento o mejora en el acceso a recursos externos parece que haya habido un cambio en la titularidad de quien los gestiona y, en consecuencia de la distribución de rentas derivada de dicho cambio.

En algunas de las inversiones de ET en generación, se ha optado por buscar asociación con capitales locales que, aunque participen minoritariamente, ayudan a reducir riesgos y permiten mejorar el conocimiento del sector y la posición negociadora con el gobierno. En el caso de empresas estadounidenses, aunque ostenten la totalidad de la propiedad de sus inversiones suelen ceder la gestión a empresarios locales, modalidad que busca objetivos muy similares a los anteriormente citados. Por el contrario, en el caso de las empresas españolas la gestión es realizada por directivos de esa misma nacionalidad lo cual les facilita la implantación de su know how pero supone menores ventajas en cuanto al conocimiento del sector y la capacidad negociadora con el gobierno o con empresarios locales.

En las inversiones realizadas por las compañías distribuidoras sí ha habido un mayor aporte de recursos propios en parte por un menor acceso a la financiación de la banca multilateral y en parte por ser una estrategia habitual de estas empresas españolas.

La procedencia de los fondos invertidos marca una diferencia significativa entre un tipo de inversión y otra. Las inversiones de empresas estadounidenses en Guatemala,

realizadas mayoritariamente con recursos ajenos, están aseguradas por entidades privadas y públicas, estadounidenses e internacionales que reducen los riesgos inherentes a la operación y que favorecen las posibilidades de desinversión. En el caso de las empresas españolas, al comprometer recursos propios, las pérdidas en caso de desinversión son mayores.

Tras analizar los principales elementos que han venido caracterizando la expansión de ET en el sector eléctrico guatemalteco a continuación se muestra un cuadro resumen sobre esta cuestión para dar paso en el siguiente apartado al análisis de los efectos

Tabla 7.2. ET en el sector eléctrico: factores de localización, estrategias y modalidades

Factores de localización	Estrategias	Modalidades
<u>GENERALES</u>		
- Proceso de reformas: liberalización y privatización	- <u>Estrategia principal</u> : acceso a mercados de servicios recientemente liberalizados	- <u>Inversiones en generación</u> : construcción de nuevos activos. Financiación compartida con organismos multilaterales o con empresarios locales
- Contexto político-institucional: características del estado regulador	- <u>Estrategias derivadas de la especificidad del sector</u> : estrategias de poder de mercado: i) Asociación entre empresas ii) Reintegración vertical	- <u>Inversiones en distribución</u> : adquisición de activos ya existentes (procesos de privatización). Mayor participación de recursos provenientes de la casa matriz
- Crecimiento de la demanda y déficit energético	- <u>Estrategias derivadas de la especificidad del país</u> : estrategias rentistas: estrategias de precios, de tecnologías de generación, nuevas inversiones	
- Estrechez del mercado	- <u>Estrategias de generación vs distribución</u> : precio de la energía vs extensión de la cobertura del suministro	
- Ausencia de recursos energéticos primarios		
<u>ESPECÍFICOS</u>		
- Contratos de generación		
- PER		

Fuente: elaboración propia

### 3 Efectos

Una vez analizada las características de la expansión llevada a cabo por ET, a continuación se aborda el análisis de los efectos que dicha expansión ha producido en las siguientes variables: las tarifas, la garantía y calidad del suministro y la electrificación rural.

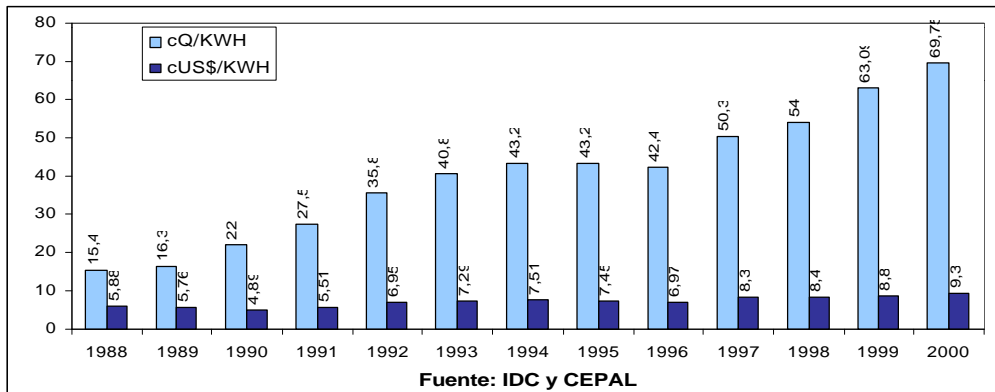
#### A) Tarifas

Uno de los objetivos fundamentales de los programas de liberalización y privatización del sector eléctrico ha sido la reducción de los precios de la energía. En teoría, esto sería

posible gracias a la sustitución del monopolio por un mercado libre regido por el ejercicio de la competencia. Veamos que ha ocurrido en el caso guatemalteco.

Un análisis de los datos que aparecen reflejados en la Tabla 7.3 permite comprobar el fuerte aumento experimentado en las tarifas eléctricas guatemaltecas desde que se inicia la participación de la generación privada.

Tabla 7.3. Guatemala: precio medio del consumo de energía eléctrica (cQ/kwh)



El valor final de las tarifas esta formado por tres componentes: los costes de generación, de transporte y de distribución. Los primeros representan entre un 60 y un 70 por ciento del precio final de la energía, los segundos entre un 5 y un 8% y los terceros entre un 20 y un 30%. A esto hay que añadirle los impuestos y otros gastos que no suelen representar más del 3% de la tarifa. Por tanto, el valor final de la misma depende, en gran parte, de los precios de generación siendo estos, además, los únicos que se establecen por el libre funcionamiento de las fuerzas del mercado<sup>7</sup>. Por ello, el análisis se va a centrar en lo ocurrido en esta actividad.

#### *Mecanismos para la compra de energía.*

El mercado de la electricidad en Guatemala ofrece tres mecanismos para la compra-venta de energía: el mercado a término, el mercado de oportunidad y el mercado de desvíos de potencia. En el primer caso, se trata de un acuerdo bilateral donde los términos de las transacciones (cantidad y precio) quedan definidos. En el segundo, en el mercado de oportunidad, las ofertas y demandas acuden conjuntamente a un mercado en el que un administrador se encarga de casarlas estableciendo un único precio final para todas ellas. El precio de la energía en este mercado corresponde al coste marginal de corto plazo (CMCP) de la última unidad generadora despachada. El tercer mecanismo

<sup>7</sup> Los peajes de transmisión y el VAD son calculados por la CNEE en función de los costes medios de capital y de operación de una red de transporte y distribución con las características de la guatemalteca.

permite gestionar las faltas o excesos de potencia a un precio fijo establecido por el administrador.

El mercado a término viene representando un porcentaje creciente de las transacciones en los últimos años: el 83.5% en 2000 y el 87% en 2001 (AMM, 2000 y 2001). Dentro de ese mercado a término, los PPAs (contratos de compra-venta de energía suscritos con anterioridad a la entrada en vigor de la Ley General de Electricidad (LGE) aprobada en 1996 representan un porcentaje mayoritario. En concreto la producción realizada bajo los PPAs de ET representó el 30.1% de las ventas de energía en 2000 y 38.1 en 2002 (Tabla 7.4)<sup>8</sup>.

Partiendo de estos datos parece razonable plantear que el precio final de la energía eléctrica en Guatemala ha venido condicionado de forma creciente por el precio derivado de los contratos PPAs, en su mayoría firmados por ET. Por ello, a continuación se analizan sus principales características.

#### *Los PPAs*

En el periodo 1992-1997 se firmaron un total de 20 contratos, 11 correspondientes a la EEGSA y 9 al INDE. Los 11 PPAs de EEGSA representan un compromiso de compra de capacidad por 645 MW de los cuales 564 (87%) corresponde a ET.

---

<sup>8</sup> Estos porcentajes están subestimados debido a la inclusión dentro de las ventas del INDE de las realizadas por las geotérmicas y algunas hidráulicas. Como ya se ha mencionado, hasta el 2003, el INDE ha asumido los PPAs que firmaron las distribuidoras DEOCSA y DEORSA. El INDE compra la energía a un precio superior al establecido en el contrato de suministro con UF. El resto de la energía también la vende en el mercado a un precio por debajo del de su compra para tratar de aminorar la subida de los precios.

Tabla 7.4. Guatemala: evolución reciente de las ventas en el mercado mayorista de electricidad (GWh)

Empresas	2000		2001	
	Valor absoluto	Porcentaje	Valor absoluto	Porcentaje
<u>Total oferta</u>	<u>6.069.5</u>		5.825,2	
<u>Contratos</u>	<u>5.068.7</u>	83,5	5.061,3	86,9
INDE	2.411.6	39,7	2.281,2	39,2
ENRON (PQPC y Poliwatt)	675.9	11,1	908,9	15,6
Cogeneradores	651.4	10,7	567,1	9,7
SIDEGUA	130.3	2,1	90,5	1,6
GGG	500.5	8,2	446,2	7,7
Tampa	99.6	1,6	20,3	0,3
San José	556.7	9,2	845,5	14,5
Otros	42.8	0,7	-95,5	-1,6
<u>Mercado de ocasión</u>	<u>100.8</u>	<u>1,7</u>	<u>764</u>	<u>13,1</u>
INDE	470.6	7,8	166,4	2,9
Comegsa	156.7	2,6	8,9	0,2
Poliwatt	122.9	2,0	178,4	3,1
Genor	14.4	0,2	10,2	0,2
GGG	19.2	0,3	2,1	0,0
CECSA	39.4	0,6	4,6	0,1
CEISA	38.7	0,6	27,9	0,5
CONEC	13.7	0,2	0	0,0
MEL	39.2	0,6	13,2	0,2
Otros	86.0	1,4	352,4	6,0

El sombreado distingue a las ET

Fuente: Administrador del Mercado Mayorista

En el caso de los contrato del INDE que representan compromisos por 67 MW de potencia, sólo está clara la participación de una ET en el caso de la geotérmica de Orzunil (24 MW). La importancia de estos contratos reside no sólo en que representan un porcentaje mayoritario de los contratos y niveles cercanos al 40% de la energía generada, sino en que además fueron el punto de partida para la firma de contratos similares con generadores locales, fundamentalmente con los ingenios azucareros.

Algunas de las características que se van a exponer a continuación han quedado modificadas por la renegociación de los contratos que tuvo lugar en el año 2001. Sin embargo, dado que las características iniciales estuvieron vigentes hasta esa fecha y dado que las modificaciones no han afectado sustancialmente a los términos de los contratos se van a exponer primeramente los elementos que nos han parecido más destacables de las condiciones y más tarde se aclararan las modificaciones realizadas<sup>9</sup>:

i) Todos los contratos están indexados a los precios internacionales de los combustibles. Salvo en el caso de Tampa y, parcialmente en el de San José, la indexación se hace sobre el total de costos variables que incluye además del cargo por combustibles, los

<sup>9</sup> La información sobre el contenido de los PPAs se ha extraído fundamentalmente de dos documentos de la CEPAL (2001a Y 2001c) a los que se puede acudir para ampliar la información sobre estos mismos contratos y sobre los restantes

costes de operación y mantenimiento. Sin embargo, la evolución de dichos costes es independiente de la de los precios internacionales de los combustibles.

ii) En todos los contratos se reconoce de forma separada los cargos por potencia (costes fijos) y por energía (costes variables).

. Cargos por potencia o capacidad contratada. 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 valores muy por encima de los estándares internacionales. Según un informe de consultoría externa contratado por la Comisión Nacional de la 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 (ibíd. 18)<sup>10</sup>.

. Cargos por energía o cargos por operación y mantenimiento (COM). La evolución de estos depende de los precios internacionales de los combustibles, el tipo de cambio (los contratos está referidos en dólares aunque son abonados en quetzales) y la inflación de EEUU. Además de la problemática derivada de la consideración de estos costes de forma unitaria, las repercusiones en el precio de las tarifas se derivan de un sobredimensionamiento de los mismos. En la Tabla 7.5 se aprecian las diferencias entre los costes no asociados a combustible reflejados en los contratos y los costes estándares para este tipo de centrales.

Tabla 7.5. Cargos por operación y mantenimiento no asociados a combustible (US\$/kwh)

Empresas	Contratos	Estándares <sup>b</sup>
Enron	0.0151	0.0059
GGG	0.0050 <sup>a</sup>	0.0052
Tampa	0.0120	0.0099
Orzunil	0.0114	0.0055

a Estimación a partir de los valores fijados en los contratos y las eficiencias típicas en centrales similares

b Datos basados en información de la Comisión Federal de Electricidad de México

Fuente: CEPAL (2001c: 44)

Esto refleja que el impacto en las tarifas no se debe sólo (aunque también) a la subida del precio del petróleo o a las fluctuaciones del tipo de cambio, sino a un sobredimensionamiento de los costes (tanto los de potencia como los de energía)

reconocidos en contrato. Además, la consideración de los COM de forma unitaria permite beneficios adicionales de la subida de los precios del petróleo ya que eleva la parte de los COM no afectada por los precios de los combustibles internacionales. Una bajada de estos precios reduciría los beneficios de las generadoras pero no crearía problemas serios en la medida en la que los niveles de partida se hallan sobredimensionados.

Desde que el consorcio gestionado por Iberdrola compra la EEGSA, comienza a plantearse la necesidad de renegociar los contratos. Finalmente tras un complicado proceso de negociación las modificaciones más importantes a las que se llega son las siguientes:

- Entrega durante la hora pico (de 18:00 a 20:00) y como obligación del generador, de toda su potencia contratada ya sea con sus unidades o con contratos a terceros (se eliminan los kilos de 800 gramos).
- Eliminación en el escalonamiento del precio de la potencia estableciéndose su valor a partir del precio de 1998.

Si se tiene en cuenta que al sobredimensionamiento inicial se le añaden los escalonamientos incorporados hasta 1998 se puede entender que los cargos por potencia siguen manteniendo valores muy por encima del estándar. Los valores de estos cargos para Enron y Tampa se situaron en 1998 en 19.73 y 14.26 (ibíd. 40).

A cambio de estas concesiones los contratos son prorrogados hasta el 2015-2020 venciendo la mayoría de ellos alrededor del 2007. Por tanto, teniendo en cuenta el limitado alcance de las modificaciones realizadas es previsible que se mantenga la influencia descrita de dichos contratos en los precios de las tarifas. En la medida en la que los incrementos en la demanda de energía sean significativos y permitan la entrada en funcionamiento de otras plantas con mecanismos de compra-venta más competitivos, el impacto en las tarifas de los contratos existentes será cada vez más reducido.

### *Estrategias de las distribuidoras y respuesta del Estado ante los PPAs*

#### 1. Las distribuidoras

---

<sup>10</sup> Para establecer los cargos por capacidad es necesario determinar la capacidad de cada planta. En la mayoría de los contratos se obliga al pago de la capacidad estipulada en los mismos aún cuando en la realidad ésta se reduzca. De acuerdo a las opiniones de diversos analistas del sector (CEPAL, 2001c:35 y entrevistas Agosto-Noviembre de 2001) los procedimientos utilizados para calcular la capacidad de las distintas plantas fueron muy favorables a los productores. De hecho, ha sido frecuente que la capacidad realmente ofertada haya sido inferior a la establecida en el contrato a pesar de lo cual el pago que ha

Frente a la situación descrita anteriormente las distintas distribuidoras han desarrollado estrategias que les permitan minimizar el impacto negativo de los elevados precios de la energía para su expansión en el mercado eléctrico guatemalteco.

Así, UF condicionó la compra de las distribuidoras del INDE a la suscripción de contratos de suministro de energía que, al menos por un tiempo, le garantizase las compras a un precio menor que el que tendría que asumir en ausencia de dicho contrato. Esta situación le ha permitido vender energía a un precio promedio en el 2000 de 0.05 US\$/kwh frente al promedio de 0.125 US\$/kwh al que vende la EEGSA. Pero esto también tiene un impacto en la cuenta de resultados del INDE pues está vendiendo energía por debajo del precio al que lo compra.

En el caso del consorcio gestionado por Iberdrola la situación era más delicada pues la dependencia de PPAs es mucho mayor. Según la ley, los usuarios finales de energía se dividen en usuarios regulados (UR) y usuarios no regulados (UNR)<sup>11</sup>. La EEGSA tiene suscritos PPAs por una potencia de 645 MW, cantidad que distribuía entre todos los usuarios (regulados y no regulados) de la empresa. Con la aprobación de la LGE se abre la competencia en el sector de UNR lo cual significa que ya no tienen obligatoriedad de comprar a la EEGSA y pueden hacerlo a cualquiera de las comercializadoras existentes. Dado el elevado coste de la energía suministrada por esta empresa como consecuencia de los compromisos de compra adquiridos, el riesgo de perder a UNR era muy elevado.

Ante esta situación, la EEGSA decide montar su propia comercializadora para abastecer a los UNR y repercutir sobre los regulados la mayor cantidad posible de contratos PPAs. Es decir que los mayores precios de la energía ya no se reparten proporcionalmente entre todos los usuarios sino que son soportados mayoritariamente por los usuarios regulados<sup>12</sup>. Cualquier incremento de la demanda en este sector es suministrado mediante los PPAs. Esto le permite a la comercializadora ofrecer en el sector de los no regulados (donde hay mayor competencia) menores precios, mientras que los regulados (sometidos a tarifa) asumen todo el sobrecosto de los PPAs. Para hacerse una idea de las diferencias entre la distribuidora y la comercializadora téngase

---

tenido que realizar la distribuidora no se ha visto afectado. En el argot del sector a esta situación se le ha denominado como compras de “1 kilo por 800 gramos”.

<sup>11</sup> Los primeros hacen referencia a pequeños consumidores, normalmente residenciales o comerciales mientras que los segundos incluyen el sector industrial y otro tipo de empresas como hoteles, centros comerciales, etc.

<sup>12</sup> Téngase en cuenta que aunque sean regulados, las tarifas se elaboran mediante el mecanismo denominado “pass through” lo cual permite repercutir íntegramente el coste de la energía.

en cuenta que en el año 2001, la primera adquirió en el mercado de oportunidad el 1.89% de la energía que suministró mientras que la comercializadora adquirió en ese mismo mercado el 31.34% (AMM, 2001). En cada caso, el resto fue adquirido mediante contratos a término.

## 2. El estado

Frente al sostenido aumento en los precios de las tarifas al sector regulado, el Estado se plantea la adopción de diferentes mecanismos que permitan contrarrestar dicha subida. Por una parte el INDE firma el citado contrato de suministro con las distribuidoras rurales. Además, en 1999, el Estado autoriza al INDE a vender por debajo del valor de mercado la energía acumulada por las favorables condiciones hidrológicas. Finalizada la época de lluvias, el problema persiste por lo que a principios de 2000 el gobierno aprueba un subsidio a los usuarios cuyo consumo sea inferior a 650kw/h al mes (aproximadamente el 90% de los usuarios). Esto implica que se está subsidiando no sólo al consumidor residencial de bajos ingresos, sino también al de altos ingresos e incluso a pequeños comercios. En el año 2001 se aprueba un nuevo subsidio, esta vez para consumos inferiores a los 300 kw/h al mes (nivel que se sigue considerando elevado), cuya tarifa pasa a denominarse tarifa social. Para el pago de estos subsidios se están utilizando recursos propios del INDE y recursos del Estado provenientes de las privatizaciones lo que supone una merma considerable de estos recursos.

En definitiva el análisis realizado en este apartado muestra que el impacto en las tarifas como consecuencia de la entrada de ET en el sector eléctrico guatemalteco ha sido negativo. Esta valoración se justifica por el significativo aumento experimentado en el precio de la energía, aumento que se relaciona directamente con las condiciones de los contratos firmados por las ET. Además, este aumento ha obligado al Estado a intervenir subsidiando las tarifas a una parte mayoritaria de la población. Esta situación supone no sólo que no se está cumpliendo con el objetivo de reducción de las tarifas, sino que además se está incurriendo en una pérdida de recursos del Estado. Esto contrarresta, al menos en parte, los posibles efectos benéficos en términos fiscales que se presupone se derivarán de las privatizaciones.

### B) Garantía y calidad del suministro.

El aumento de la capacidad instalada y la mejora de la eficiencia han constituido también objetivos fundamentales del proceso de reformas. La entrada de recursos por medio de las privatizaciones y la llegada de IED supondrían un aumento de la capacidad

instalada así como la transferencia de tecnología y ventajas competitivas de las ET. Estos serían los instrumentos que permitirían el cumplimiento de los objetivos apuntados. Veamos nuevamente que es lo que ha ocurrido en el caso guatemalteco.

*Garantía del suministro: generación*

Como se aprecia en la Tabla 7.6 en los últimos años, el indicador de fiabilidad del sistema eléctrico ha mejorado gracias al menor crecimiento del consumo y a la entrada en funcionamiento de nuevas plantas de generación. Aunque este indicador no ha alcanzado los niveles de 1985 se encuentra en una situación aceptable e incluso más ajustada a las necesidades del sistema. Un indicador excesivamente alto no es positivo pues refleja que existe demasiada capacidad ociosa que encarece el precio de la energía.

Tabla 7.6. Guatemala: Indicador de fiabilidad del sistema eléctrico

Años	Capacidad instalada MW(1)		Demanda máxima MW (2)		Fiabilidad (1/2)	
	Guatemala	Centroamérica	Guatemala	Centroamérica	Guatemala	Centroamérica
1980	366,5	--	273	--	1,342	--
1985	783,4	3931,4	301,6	1988,0	2,597	1,978
1990	810,9	4129,3	452,2	2614,9	1,793	1,579
1995	1.082,3	5218,4	717,2	3630,5	1,509	1,437
1996	1.145,5	5434,8	733,4	3789,4	1,562	1,434
1997	1.205,7	5625,5	820,3	4116,1	1,470	1,367
1998	1.313,2	5966,5	877,3	4318,3	1,497	1,382
1999	1.463,0	6573,3	962,1	4542,6	1,521	1,447
2000	1.668,3	7256,5	1.017,3	4772,4	1,640	1,521
2001	1.672,1	7399,2	1.074,6	4954,9	1,556	1,493

Fuente: elaboración propia a partir de datos del INDE y el AMM

Partiendo de este aumento de la capacidad instalada y de su importancia para garantizar el suministro eléctrico, es necesario profundizar en las características y las implicaciones de la capacidad nueva instalada.

i) Mix eléctrico. El aumento de la capacidad instalada se ha llevado a cabo a través de una diversificación del mix eléctrico, es decir de las tecnologías utilizadas para la producción de electricidad. Hasta principios de los 90 un porcentaje mayoritario de la energía producida en Guatemala provenía de plantas hidroeléctricas situación que ha cambiado drásticamente en los últimos años (ver Tabla 7.7).

Tabla 7.7. Guatemala: estructura de la capacidad instalada (Mw)

	Total	Hidro	Geo	Térmicas	Cogeneración
1985	783,4	488,1	-	295,3	-
1990	810,9	488,1	-	322,8	-
1995	1.082,3	502,1	-	525,2	55
1996	1.145,5	502,1	-	563,4	80
1997	1.205,7	496,5	-	569,2	140
1998	1.313,2	512,6	5,0	655,2	140,4
1999	1.463,0	510,8	29,0	782,8	140,4
2000	1.668,3	530,9	29,0	944,7	163,7
2001	1.672,1	524,9	33,0	914,2	200

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales

Aunque este hecho se puede considerar positivo desde la perspectiva de la garantía del suministro, reduce la inestabilidad y el riesgo de escasez cuando el régimen de lluvias es bajo, no ocurre lo mismo si se analiza desde otras perspectivas tales como el precio de la energía, el impacto medioambiental e incluso la cuestión fiscal.

- ii) Medio ambiente. Desde la perspectiva medioambiental el impacto ha sido negativo debido a que las tecnologías térmicas utilizadas en Guatemala son altamente contaminantes. En Guatemala ha aumentado la capacidad instalada a partir de generación que utiliza una de las tecnologías con peor impacto medioambiental (IDAE, 2001). La falta de legislación laboral y de controles ha permitido el desarrollo de centrales térmicas que utilizan tecnologías obsoletas con elevados niveles de emisiones muy por encima de los estándares permitidos en otros países. El propio Ministerio de Medio Ambiente reconocía que la legislación en Guatemala es, en este sentido, muy laxa, cuestión que achacaban a la necesidad de no poner trabas a los inversionistas. A priori la llegada de ET facilita el acceso a recursos para la inversión en aumento de la capacidad instalada. Sin embargo las características del país y la falta de competencia dentro del sector desincentivan a las ET a realizar inversiones en otro tipo de tecnología de generación más moderna.

iii) Dependencia energética y fiscalidad. La mayoría de las centrales térmicas utilizan como combustible derivados del petróleo. Además de las consecuencias medioambientales, esto supone un aumento considerable de la dependencia energética que se refleja en el crecimiento sostenido de las importaciones de hidrocarburos. Hasta el momento Guatemala no ha aplicado ninguna política específica de reducción de la dependencia energética. Por el contrario en el sector eléctrico ha aplicado una serie de medidas que favorecen la utilización de combustibles derivados del petróleo. De acuerdo al decreto 38-92 y al Acuerdo Gubernativo 359-96 las empresas generadoras quedan exentas del pago de impuestos por la importaciones de combustibles. Teniendo

en cuenta que la cuantía de este impuesto era de 0.5 quetzales para el caso del búnker C y 0.75 para el caso del diesel, principales combustibles usados por los generadores en Guatemala, en el periodo 1993-2000 los generadores se ahorraron más de 379 millones de quetzales (unos 50 millones de dólares) gracias a la exención del impuesto a la importación de combustibles.

Tabla 7.8. Guatemala: Consumo de combustibles de plantas generadoras (miles de galones) y ahorro de impuestos (miles de quetzales)

	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Búnker								
- Consumo	36.565	50.695	49.439	62.274	115.044	115.895	96.667	101.879
- Ahorro	18.282	25.347	24.719	31.137	57.522	57.947	48.333	50.939
Diesel								
- Consumo	--	--	5.913	14.296	22.036	24.678	12.216	7.455
- Ahorro	--	--	4.435	10.722	16.527	18.509	9.162	5.591

Fuente: elaboración propia a partir de datos sobre importaciones y consumos de combustibles de Ministerio de Energía y Minas

iii) Relación con la infraestructura de transporte. La forma en que se ha llevado a cabo el aumento en la capacidad instalada ha traído problemas también con las redes de transporte. Como se ha visto, la práctica totalidad de las inversiones realizadas por ET en generación en Guatemala han sido en centrales térmicas que utilizan como combustible derivados del petróleo. Todas ellas importan ese petróleo que es suministrado en su mayoría por compañías estadounidenses y transportado en barcos. Esto ha llevado a las empresas a localizar las plantas en la cercanía de un puerto para evitarse el transporte del combustible hasta las plantas.

Existe una elevada concentración de centrales en las inmediaciones del puerto del Pacífico (un 30% de la capacidad instalada total que aumentará con la finalización del proyecto de Duke) lo cual ha supuesto una sobrecarga para las líneas de transporte y las subestaciones que conectan ese punto con la capital del país, principal centro de consumo. Esto ha supuesto una serie de restricciones al transporte impidiendo en determinadas horas del día el uso de la energía proveniente de estas plantas y obligando a utilizar la energía proveniente de otras, ubicadas en lugares más descongestionados. Esta situación ha provocado una pérdida de eficiencia del sistema que se ha manifestado en el incremento de las tarifas (“sobrecostos por generación forzada”). Estos sobrecostos hacen referencia a la necesidad de utilizar la energía proveniente de plantas menos eficientes debido a restricciones en las redes de transporte. Como, por otra parte, las centrales de Tampa, San José o Enron tienen contratos take or pay, el sistema está pagando una potencia de la que realmente no puede hacer uso. De acuerdo a información suministrada por el INDE estos sobrecostos estaban suponiendo sólo en los

primeros 7 meses del 2001 unos 8 millones de dólares. De acuerdo con la ley, son los generadores quienes deben hacerse cargo de estos sobrecostos para que les sirva de incentivo para invertir en transporte o para planificar su ubicación de acuerdo a los requerimientos de eficiencia del sistema y no sólo a los de su central. Sin embargo, en la práctica, la existencia de los PPAs y la falta de competencia en el sector impide que esto se de así por lo que el Estado terminó por asumir estos costes para evitar mayores incrementos en el precio de la energía.

#### *Calidad del suministro: distribución*

En el ámbito de la distribución, las características de la actividad determinan que siga siendo un monopolio natural, aunque privado. Por tanto, no existe un entorno competitivo que incentive la transferencia de las ventajas que se les presuponen a las empresas que se han hecho cargo de la distribución. En estas circunstancias, dicha transferencia va a depender de las estrategias adoptadas por las ET en función del marco regulatorio existente, del papel del organismo regulador, y del volumen y aplicación de sanciones relacionadas con la calidad de la distribución.

De acuerdo a las Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD) de la CNEE se establecen cuatro dimensiones a través de las que medir la calidad del servicio de distribución eléctrica: calidad del producto, calidad del servicio técnico, calidad del servicio comercial y calidad de la atención al cliente. En los dos últimos casos, dada la inexistencia de niveles de referencia y la falta de indicadores en la etapa previa a la reforma, la valoración es prácticamente imposible. En los dos primeros, sí se han establecido niveles de referencia que permiten valorar la evolución reciente de la calidad del suministro. Dichos niveles de referencia fueron establecidos mediante negociación con las propias compañías teniendo en cuenta la situación en la que se encontraba el sistema de distribución guatemalteco en cada una de las áreas geográficas<sup>13</sup>.

Con respecto a los indicadores de calidad del producto el último informe de labores de la CNEE disponible no incluía aún datos sobre los mismos por lo que el análisis se centra exclusivamente en los indicadores de calidad del servicio técnico. En la Tabla 7.9 se muestra la evolución por semestres de los dos principales indicadores utilizados por

la CNEE para valorar y sancionar la calidad del servicio técnico realizada por las empresas distribuidoras.

Tabla 7.9. Guatemala: indicadores de calidad del suministro (FMIK y TTIKa)

	NMR <sup>b</sup>		2-2000		1-2001		2-2001 <sup>c</sup>	
	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK
EEGSA	3	10	7.49	5.99	5.20	4.36	6.80	4.33
DEOCSA	4	15	--	--	8.07	26.06	14.97	34.76
DEORSA	4	15	--	--	13.94	30.38	28.48	57.34

a El TTIK mide el tiempo total de interrupción por kwh instalado y el FMIK mide la frecuencia media de interrupción por kwh.

b Niveles máximos de referencia en la etapa de transición. Hace referencia a los niveles máximos que pueden alcanzar las distintas empresas.

c En el segundo semestre de 2001 EEGSA entra ya en la etapa de régimen en la que los niveles de referencia son 2.5 y 8 para el FMIK y el TTIK respectivamente.

Fuente: elaborado a partir de información de la CNEE

Como se aprecia en la tabla ninguna de las distribuidoras cumplen con los niveles requeridos. La desviación es especialmente acusada en las distribuidoras del interior donde además se aprecia un considerable empeoramiento de un semestre a otro. El incumplimiento de los niveles requeridos está relacionado, con las características del sistema sancionador. En ocasiones a las empresas les resulta más barato pagar las multas que mejorar los indicadores.

Aunque las empresas distribuidoras han incorporado diversos avances en los métodos de gestión y control de las redes, una mejora significativa en la calidad del servicio requiere de inversiones en las propias redes físicas. En el caso de las distribuidoras rurales, los peores resultados en términos de calidad se relacionan precisamente con la estrategia de entrada en Guatemala basada en la expansión del número de usuarios a través del PER. Esto ha ocasionado que la actividad de la compañía se haya centrado en la expansión de la red y no tanto en su mejora. La alta dispersión de los usuarios y el bajo consumo de muchos de ellos está condicionando que las dos distribuidoras rurales centren su estrategia en el suministro a grandes clientes pues, en el caso de las pequeñas aldeas, les resulta más barato pagar la multa que mejorar el servicio.

#### c) Electrificación rural

La privatización de las empresas distribuidoras del INDE incluía el compromiso por parte de la empresa compradora de llevar a cabo un plan de electrificación rural en el

---

<sup>13</sup> En el artículo 4 de la normativa (NTSD- Resolución de la CNEE n° 09-99) se establece la existencia de cuatro etapas diferenciadas (denominadas preliminar, prueba, transición y régimen) para posibilitar una adecuación gradual de las empresas a las exigencias establecidas. Sólo a partir de la última etapa (en la

país. Para su desarrollo se establecería un fideicomiso por valor de 333.6 millones de US\$ que provendrían de los ingresos recibidos por privatizaciones, fondos del Estado Guatemalteco y préstamos concedidos por organismos internacionales al Estado Guatemalteco. En la Tabla 7.10 se muestra la estructura de los fondos según su procedencia.

Tabla 7.10. Estructura del Fideicomiso

	Monto (millones de US\$)	Procedencia
Realizados	- 101.0	- Venta del 80% de las acciones de las distribuidoras del INDE (4/05/99)
	- 51.0	- Bonos del Tesoro (05/01/2000)
	- 6.3	- Venta 5% acciones restantes a UF (3/11/2000)
	- 10.9	- Intereses del fideicomiso devengados
Proyectados	- 40.0	- Préstamo del BCIE (en trámite)
	- 90.0	- Préstamo del BID (concedido) <sup>a</sup>
	- 19.0	- Intereses del fideicomiso (años restantes)
	- 2.8	- Venta acciones a empleados (5.51% capital)
	- 12.0	- Venta dispersa remanente de acciones

a En mayo de 2002 el BID aprueba la concesión del préstamo al gobierno guatemalteco para la continuación de las obras del PER

Fuente: INDE

El contenido y la forma con la que se ha planteado el desarrollo del PER trata de cubrir dos objetivos: a) avanzar en el proceso de electrificación del país uno de los más bajos de la región; b) garantizar a la empresa compradora de las distribuidoras rurales la expansión de su área de negocio sin riesgo alguno para la misma. De hecho, durante el tiempo que duran las obras del PER, éstas se constituyen en la principal fuente de ingresos de las empresas distribuidoras privatizadas.

Este intento de integrar las necesidades del país con las estrategias de expansión de UF ha sido posible gracias a la participación del Estado como principal fuente de aportación de capital. De los 333.6 millones, 173.1 (el 52%) provienen directamente de recursos propiedad del Estado y un 39% proceden de préstamos concedidos por organismos multilaterales al Estado guatemalteco. Es importante señalar esta cuestión porque una de las razones que justificaron la privatización de las distribuidoras del INDE era la falta de recursos para acometer un PER. De los 333.6 millones que se van a invertir en el desarrollo del plan, la cantidad aportada por UF como consecuencia de la compra de las distribuidoras es 107.3 millones, el 32 por ciento del total.

La realización de la mayoría de las obras del PER, no es llevada a cabo directamente por UF sino que subcontrata las distintas actividades requeridas a empresas

---

que EEGSA entró a mediados de 2001 y DEOCSA y DEORSA en enero de 2002) los incumplimientos serán sancionados con el pago de multas.

especializadas. Esta modalidad ha favorecido la llegada a Guatemala de otras empresas españolas vinculadas a UF. De acuerdo a información suministrada por la embajada española, cinco empresas españolas especializadas en instalaciones eléctricas se han instalado en el país tras las inversiones realizadas por UF e Iberdrola. La competencia ejercida por estas empresas ha supuesto un efecto expulsión para pequeñas empresas locales que anteriormente realizaban estos mismos trabajos para el INDE.

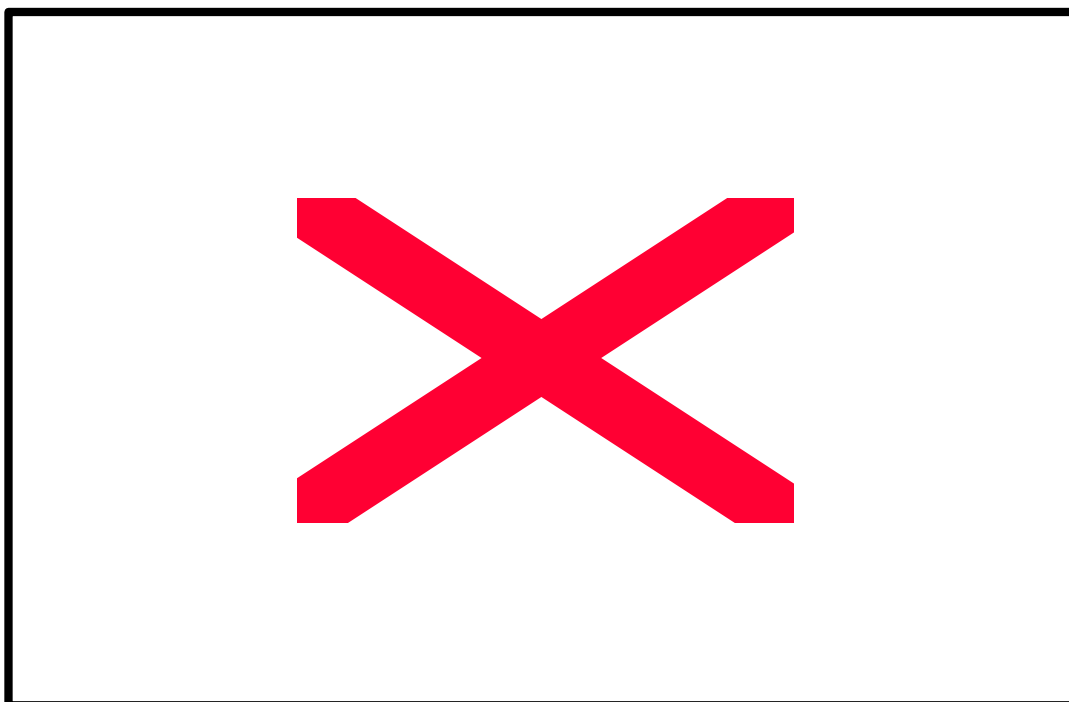
Al margen de estas cuestiones, existe un alto grado de cumplimiento de los objetivos establecidos en el plan en cuanto al número de usuarios conectados. En la Tabla 7.11 se muestra la evolución de los indicadores de electrificación rural. De acuerdo con los objetivos establecidos como consecuencia del desarrollo del PER, en el 2004 se debería alcanzar un índice del 80%, nivel que estaba ya próximo a conseguirse a finales del año 2001. Desde que se firma el contrato de compra-venta a mediados de 1999 hasta finales del 2001, se habían desembolsado 65.5 millones de US\$ por concepto de obras de distribución lo que había permitido conectar 100.657 nuevos clientes en 908 comunidades. Las inversiones en la infraestructura de transmisión hasta esa fecha ascendían a 40.2 millones de US\$.

Tabla 7.11. Guatemala: indicadores de electrificación

	Población (miles)	Habitantes por vivienda	Total de viviendas (miles)	Cientes residenciales (miles)	Índice de electrificación (%)
1980	6.917	5.7	1.213,5	276,0	22.7
1985	7.575	5.8	1.306,1	407,7	31.2
1990	8.749	5.9	1.477,9	539,9	36.5
1995	9.976	6.0	1.654,4	778,5	47.1
1996	10.243	6.1	1.690,3	817,2	48.3
1997	10.517	6.1	1.729,8	971,7	56.2
1998	10.799	6.1	1.767,4	1.079,7	61.1
1999	11.088	6.1	1.808,9	1.175,2	65.0
2000	11.385	6.1	1.857,3	1.328,1	71.5
2001	11.678	6.1	1.905,1	1.523,1	79.9

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales

Los resultados no son tan satisfactorios cuando lo que se analiza son las obras de



transmisión realizadas. De acuerdo al contenido del PER, el destino de los fondos del Fideicomiso se desglosaba de la siguiente forma: Obras de transmisión: 150.9 millones de US\$; Electrificación rural: 182.7 millones de US\$.

Esto significa que las obras de extensión de la red de distribución (electrificación rural) deberían ir acompañadas por mejoras y ampliación de la red de transporte relativa a la ampliación del área de distribución. Estas obras de transmisión resultan necesarias para soportar el aumento de la carga derivada de una expansión de la red de distribución y del aumento en el número de usuarios. Los indicadores de calidad expuestos en el apartado anterior mostraron la baja calidad del suministro de energía en las zonas rurales, motivado en gran parte por el retraso en la ejecución de las obras de transmisión.

En definitiva, el fideicomiso resulta ser un subsidio a la ET para desarrollar una actividad que de otra forma no resultaría rentable. Es decir, la privatización no ha alterado las características de una actividad que sigue siendo deficitaria y que, al menos en su fase inicial requiere de los recursos del Estado. En el medio plazo la viabilidad y el sostenimiento de la electrificación rural puede quedar debilitada por los altos precios de la energía. Teniendo en cuenta que se está hablando de una población no acostumbrada al consumo eléctrico y de bajos ingresos, un elevado coste de la energía impedirá un crecimiento sostenido del consumo eléctrico.

En la actualidad existe un diferencial importante entre el consumo en las zonas urbanas (170 kwh al mes) y en las zonas rurales (50 kwh al mes). Para la disminución de estas diferencias y la expansión del consumo en el área rural será fundamental el aumento de los ingresos en dicha área rural así como la evolución de los precios de la energía. Estos tenderán a aumentar en el 2003 con la finalización del contrato INDE-UF de suministro de energía<sup>14</sup>.

La realización por parte de UF de un PER ha permitido una rápida expansión del servicio. Dejando al margen posibles apreciaciones sobre el origen de los fondos, lo que es evidente es que el proceso de electrificación rural se va a encontrar con importantes dificultades en un futuro no muy lejano. Si no se da un aumento significativo de los ingresos en el área rural o se experimenta una reducción del precio de la energía, la sostenibilidad del proceso quedará muy debilitada. Será difícil que esta actividad resulte rentable para las empresas distribuidoras por lo que las inversiones en mejoras y ampliación de la red tenderán a estancarse. Esto siempre y cuando no se pongan en marcha nuevos mecanismo para subsidiar la actividad por parte del Estado. Por tanto, es bastante probable que en ausencia de los mismos la calidad en el suministro de electricidad a las zonas rurales no mejore o incluso empeore en el medio plazo.

#### 7.4 Balance final

Desde la década de los 80 las empresas eléctricas comienzan a extender sus actividades al terreno internacional favorecidas por la implementación de una serie de medidas de liberalización y privatización de los servicios públicos. En Guatemala este proceso se ha desarrollado, aunque con cierto retraso, de forma muy similar a la de otros países de América Latina. La principal diferencia con respecto a algunas de las grandes economías de esta región se encuentra en el reducido tamaño de mercado, cuestión que resulta fundamental para la concreción final de las estrategias y modalidades adoptadas. El reducido tamaño de mercado y la situación particular de la economía podían constituir factores desestimulantes de la entrada de inversión extranjera por lo que las autoridades desarrollaron mecanismos que compensaran estas debilidades. Así, la

---

<sup>14</sup> De ahí que la empresa esté desarrollando un proyecto de generación que le permita suministrar energía a sus propias distribuidoras a un precio menor que el que se maneja en el mercado. Aunque tradicionalmente se considera que la demanda de energía es una demanda muy inelástica, al menos en el corto y medio plazo, este nivel de inelasticidad está en función del sector de consumo del que se esté hablando. No es lo mismo el sector industrial que el residencial y, dentro de este último tampoco será igual la respuesta ante variaciones en los precios en función del nivel de ingresos de las familias. Cuanto menores sean los ingresos, más elástica se volverá la demanda, incluso en el corto plazo.

posibilidad de obtener determinados contratos de generación o la garantía de un PER financiado por el gobierno se han convertido en factores de localización fundamentales para las ET que han invertido en el país, inversiones que se han caracterizado, en la mayoría de los casos, por su carácter rentista. Estos factores de localización han dado lugar a resultados contradictorios.

Las principales aportaciones se han dado en aspectos tales como la mejora de los indicadores de garantía del suministro. Sin embargo, estos logros relativos han ido acompañados de otros efectos tales como la subida en el precio de las tarifas, el aumento en la dependencia de las importaciones de hidrocarburos y el mayor impacto ambiental derivado de la generación térmica a partir de derivados del petróleo. Además, el Estado ha tenido que entrar a subsidiar las tarifas y la energía comprada por las distribuidoras rurales como mecanismo para abaratar el coste de la energía lo que ha repercutido negativamente en el objetivo de control de gasto público. Por el lado de la calidad, los avances habidos no han cubierto aún los compromisos adquiridos por las ET que compraron las distribuidoras públicas. En gran parte esto se debe al carácter poco estratégico de las inversiones en Guatemala y a la insuficiencia de las sanciones contempladas en las normas sobre calidad.

En cuanto a la electrificación rural, el acuerdo establecido entre el gobierno y UF como parte de la compra de las distribuidoras rurales ha permitido una expansión significativa de la cobertura en esta zona. Esto ha sido posible gracias a la mediación del Estado quien al igual que en tiempos pasados está financiado la extensión de un servicio que no resulta rentable. La problemática en este sentido se derivará de la sostenibilidad de esta situación. Dados los elevados precios de la energía, si el Estado no sigue subvencionando a la distribución rural, una mayoría de la población no podrá hacer uso del servicio. La escasa rentabilidad proporcionada por este tipo de clientes a UF hacen prever un empeoramiento de la calidad del servicio en ausencia de un mayor control y mejores medidas sancionadoras por parte del Estado.

En resumen, aunque algunos, no todos, de los objetivos planteados por las políticas sectoriales de atracción de capital extranjero se pueden considerar cumplidos, las estrategias utilizadas para ello han traído a su vez nuevos problemas para el sector. En otros casos se han agravado algunos de lo ya existentes. En definitiva esto plantea la vulnerabilidad a medio y largo plazo del actual modelo de desarrollo del sector eléctrico.

## **BIBLIOGRAFÍA**

AMM (varios años): Informe estadístico, Guatemala

ALTOMONTE, H. (2001): Las complejas mutaciones de la industria eléctrica de América Latina: falencias institucionales y regulatorias, CEPAL, División de Recursos Naturales e Infraestructura, Dantiago de Chile

BCIE/BID/CEPAL (2001): Sistema de interconexión eléctrica para los países de América Central. Hacia una integración regional de electricidad. El proyecto, oportunidades y desafíos, Madrid

CEPAL (2001a): El mercado eléctrico regional: contratos PPAs en El Salvador, Guatemala, Nicaragua y Honduras, México, DF

\_\_ (2001b): Evolución reciente y desafíos de los mercados mayoristas de electricidad en El Salvador, Guatemala y Panamá, México, DF.

\_\_ (2001c): Guatemala: informe sobre los contratos de compraventa de energía eléctrica suscritos por las empresas del estado en el período 1992-1997, Versión preliminar, México.

\_\_ (2002): Instimo Centroamericano: la regulación de la distribución de energía eléctrica en los países con empresas privadas. Los casos de El Salvador, Nicaragua, Guatemala y Panamá, México.

\_\_ (varios años): Istmo centroamericano: estadísticas del subsector eléctrico, México.

CNEE (1999): Normas Técnicas del Servicio de Distribución, Resolución CNEE N° 09-99, Guatemala.

\_\_ (2002): Informe de Gestión 1997-2002, Guatemala.

CORAL, I. (2002): Ligazones eléctricas internacionales. Hacia una estrategia para propulsar su implantación, BID, Washington, D.C.

EEGSA (2000): Informe Anual 1999, Guatemala

FUNDACIÓN SOLAR/BID (2002): Sustainability of Power Sector Reform in Latin America. The Reform in Guatemala, Working Paper, Wasington, D.C.

IBERENER (2001): Memoria anual, 2000, Madrid

IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía) (2000): Impactos ambientales de la producción eléctrica. Análisis de ciclo de vida de ocho tecnologías de generación eléctrica, Madrid

IDC (1999): La Energía eléctrica en Guatemala, Asociación General de Generadores, Guatemala

INDE (1999): El sector eléctrico en Guatemala, Gerencia de planificación, Guatemala

IEA (2001): Electricity information 2001, OECD/IEA, París

JOSKOW, P. L. (1998): "Electricity sectors in transition", The Energy Journal, vol. 19, nº 2 pp. 25-52, Cambridge

LASHERAS, M. A. (1999): La regulación económica de los servicios públicos, Ariel Economía, Madrid.

PAZ ANTOLÍN, M.J. (2002): Los enfoques microeconómicos sobre la expansión de empresas transnacionales, Boletín de Información Económica, nº 2732, pp. 37-44, Ministerio de Economía y Hacienda, Madrid.

REPÚBLICA DE GUATEMALA (1996): *Ley General de Electricidad*, Guatemala.

SYNEX (1997): "Determinación de tarifas a nivel generación, transmisión y distribución en Guatemala", *Informe de consultoría*, Guatemala.

UNIÓN FENOSA (2002): *Informe anual 2001*, Madrid.