

C. INDUSTRIA ELECTRICA

1. Evolución de la industria eléctrica

A continuación se presenta un análisis sobre la evolución reciente de los principales indicadores técnicos de la industria eléctrica durante el período 1986-1999, con énfasis en el último quinquenio de la década pasada.

a) Capacidad instalada de generación

Al 31 de diciembre de 1999 la capacidad instalada de generación en la República Dominicana ascendía a 2,340 MW (véase el cuadro 3); el componente térmico era mayoritario, con el 83%, correspondiendo la diferencia a las centrales hidroeléctricas. Operaban en este segmento de la industria dos empresas recientemente privatizadas, la Empresa Generadora Itabo, con 619.7 MW y la Generadora Haina, con 573.8 MW, así como once productores privados independientes (PPI), con 746 MW. La CDE mantenía bajo su control a las centrales de generación hidroeléctrica (con una capacidad instalada total de 400.6 MW) y al sistema de transmisión. Dicha red conectaba las centrales de producción con los principales centros de consumo del país. Existía también una cierta capacidad de autoproducción en otras entidades públicas, particularmente en el Consejo Nacional del Azúcar (CEA).

Cuadro 3

CAPACIDAD NOMINAL INSTALADA DE GENERACIÓN (MW) AL 31 DE DICIEMBRE DE 1999

Empresas de generación	Total
Generadora de Electricidad HAINA (1)	619.67
Generadora de Electricidad ITABO (1)	573.80
Generadora de Electricidad HIDROELÉCTRICA (CDE)	400.60
Productores Privados Independientes <u>a/</u>	746.02
LAESA	64.02
FALCONBRIDGE	35.00
TRANSCONTINENTAL	40.00
CEPPI	18.00
METALDOM	40.00
CEPPII	53.00
SMITH & ENRON	185.00
DECTE (Los Mina V)	118.00
DECTE (Los Mina VI)	118.00
CAIMAN	35.00
MAXON	40.00
GRAN TOTAL	2,340.09

Fuente: CDE

a/ Centrales termoeléctricas convencionales, unidades diesel y turbina de gas.

En el período 1986-1999 las ampliaciones netas de la capacidad instalada en el país totalizaron 1,269 MW (véase el gráfico 2): el 27% correspondieron a centrales térmicas y el 17% a centrales hidroeléctricas, ambas de la empresa pública, pero el grueso (56%), fueron ampliaciones de los productores privados independientes, con centrales térmicas.

La evolución de la capacidad instalada total neta en el país muestra un crecimiento muy reducido entre 1986 y 1990, pues tan solo aumentó 185 MW. Sin embargo, la capacidad de producción disponible era mucho menor, debido a la falta de mantenimiento de las centrales de generación de la CDE, como resultado de problemas financieros y de gestión. De esta forma, a comienzos de 1991, la capacidad disponible para operación de la CDE era de tan solo 650 MW, de un total instalado de 1,219 MW. A pesar del aporte de los productores privados independientes, la demanda máxima del sistema no podía ser atendida.

Gráfico 2
EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA EN MW



Fuente: informe estadístico CDE.

Ya en la década de los 90, y en particular después de 1994, el gobierno dominicano comenzó a promover el abasto privado de electricidad, como medio de paliar los graves problemas de racionamiento. La emergencia impulsó a la CDE a firmar contratos con productores privados (véase el cuadro 4), sin llamado de licitación, lo cual se tradujo evidentemente en costos altos de la energía vendida al sistema. Por su parte, la CDE no construyó nuevas centrales de producción entre 1992 y 1998 (salvo dos minicentrales hidroeléctricas en 1995, con una capacidad de 2 MW), año en que por razones de emergencia instaló 272.5 MW de unidades diesel y una unidad a vapor. Paralelamente, desde finales de los años 80, la empresa pública mantuvo una serie de proyectos de rehabilitación de sus centrales de generación, financiado por fuentes multilaterales y bilaterales; sin embargo, los rezagos eran tan grande que nunca pudo eliminar los racionamientos de energía eléctrica. Algunas unidades de generación pasaron fuera de operación más de cinco años.

En la capacidad total del país debería incorporarse las unidades de generación que los sectores industrial y comercial menor, así como el sector servicios (en particular hoteles) han instalado para resolver el problema de abastecimiento de energía eléctrica. Estas unidades utilizan, en su mayoría, diesel y son de baja velocidad, que solo pueden operar durante períodos muy cortos. Algunas estimaciones indican que estas plantas tienen una capacidad en generación de alrededor 500 MW, de los cuales, solo el 10% podrían acoplarse a la red nacional.

Cuadro 4

EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA DE PRODUCTORES PRIVADOS INDEPENDIENTES (MW)

Empresas	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Falconbridge	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
Laesa	-	15	15	15	15	15	15	15	15	17	64
Transcontinental	-	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
CEPPI	-	-	18	18	18	18	18	18	18	18	18
Metaldom	-	-	-	-	-	40	40	40	40	40	40
CEPPII	-	-	-	-	-	53	53	53	53	53	53
Smith & Enron	-	-	-	-	-	75	185	185	185	185	185
Los Mina V (DTE)	-	-	-	-	-	-	-	118	118	118	118
Los Mina VI (DTE)	-	-	-	-	-	-	-	118	118	118	118
Caiman (Barahona)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	35	35
Maxon	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	40
TOTAL	35	90	108	108	108	276	386	622	622	659	746

Fuente: Cifras CDE

b) Producción de energía eléctrica

Con la capacidad instalada existente (1999) la generación neta alcanzó la cifra de nueve mil GWh, de los cuales 86% correspondió a generación térmica (centrales termoeléctricas convencionales, generadores diesel y turbina a gas) y el resto a hidroeléctricas.¹⁰ Conviene mencionar que en el año 1999 se dio un incremento del 17% en la generación neta, correspondiendo a los productores privados independiente un aumento del 20%.

¹⁰ A partir de agosto de 1999, las centrales térmicas de la CDE fueron privatizadas.

En el período 1986-1999 la generación neta disponible de energía eléctrica aumentó por un factor de 2.5, al pasar de 3,588 GWh a 9,006 GWh (véase anexo n). El mayor incremento se debió a los productores privados independientes, que en 1986 aportaron tan solo el 12% de la generación total del país, mientras que en 1999 llegaron al 42%. Como se mencionó anteriormente, las ampliaciones no fueron suficientes para cubrir la demanda de energía eléctrica del país. Así, en 1989, el déficit se estimó en 800 GWh, es decir, alrededor de un 20% de la demanda nacional.

La generación neta presentó un comportamiento variable en el último quinquenio de los años noventa, pues habiendo disminuido en 1995, presentó una tendencia creciente en el resto del período, particularmente en 1996 y 1999. El total de las ventas de los productores privados independientes se multiplicó por 2.5 en ese período, debido al programa de contratación iniciado en 1994. Sin embargo, esta participación privada enfrentó serias dificultades por conflictos contractuales en algunos años. Adicionalmente debe mencionarse que por falta de capacidad de la red de transmisión, en varios casos no fue posible poner a operar a los PPI.

c) Ventas

Las ventas de energía eléctrica de la CDE alcanzaron 4,966 GWh en 1999, mostrando un incremento del 8% con respecto al año previo. El sector industrial continuó, por segundo año consecutivo, siendo el mayor consumidor nacional, con el 35% de las ventas totales de dicha corporación. Le siguen el sector residencial con el 34%, el gobierno con el 20% y el sector comercial con el 11%. Sin embargo, el consumo total de energía eléctrica en República Dominicana es superior a la cifra mencionada, ya que debiera agregarse la autoproducción, tanto de la CEA, como de las pequeñas unidades instaladas por los sectores industrial, comercial y residencial (de esta última producción de electricidad no se cuenta con estimados).

Entre 1986 y 1999 las ventas de la CDE se duplicaron (véase anexo n), valor que es inferior al incremento de la generación neta durante el mismo período. Este hecho se explica por las altas pérdidas en el sistema eléctrico nacional. El sector residencial fue en ese lapso, con la excepción de los dos últimos años, el principal consumidor de la energía eléctrica ofertada por la CDE. La instalación de unidades portátiles por parte de los industriales y comerciantes complementaban los requerimientos de estos sectores económicos del país. Conviene resaltar que en el período 1995 a 1999, las ventas aumentaron en 50%.

El número de clientes de la CDE pasó de 557,596 en 1986 a 823,138 en 1998, de los cuales el sector residencial representó el 90%. A este respecto conviene resaltar que durante los años 1998 y 1999 (hasta antes de su entrega a la empresa privada), la CDE aumentó la cobertura residencial en 20%.

d) Pérdidas de energía eléctrica

Es importante resaltar la incidencia de pérdidas crecientes sobre las ventas de la energía eléctrica, que han pasado de una cifra media anual del 30.76% en el período 1986 -

1990, a 38.69% en los cinco años siguientes, y a 43.08% en el último quinquenio de los años 90 (véase anexo n). El menor valor se obtuvo en 1988 (28.43%), el cual es aun muy alto comparado con valores de empresas eficientes (alrededor del 10%). El mayor índice fue el de 1996 con el 45.7%, es decir, de cada dos KWh generados, un poco menos de uno se perdía.

Estas pérdidas eran tanto técnicas, es decir, las correspondientes a la producción y transporte de la energía eléctrica, como comerciales, relacionadas con el hurto y falta de medición. Una estimación en 1995 ubicaba las primeras en 11% y las segundas en 29.5%, con un total de 40.5%. Por razones políticas, se ha dejado crecer una cultura de no pago de la factura de energía eléctrica. En 1999 se estimaba que el número de clientes ilegales alcanzaba la cifra de 530,000, en comparación con 734,032 legales, lo cual permite vislumbrar el grave problema de energía no facturada para la industria eléctrica en el país.

e) **Situación financiera de la industria eléctrica**

Las bajas tarifas, la falta de pago de las instituciones paraestatales, la cultura de no pago del sector residencial, el alto número de clientes ilegales, entre otras causas, han creado una situación financiera difícil a la empresa CDE desde hace más de 20 años. Adicionalmente, las devaluaciones de la moneda dominicana ayudaron a complicar aun más las finanzas de dicha empresa. En el período 1984 - 1987, el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) estimó en 308 millones de dólares las pérdidas en la operación de la empresa, y en 400 millones las pérdidas totales, incluyendo las cargas financieras. En 1989 el déficit operativo fue de 150 millones de dólares. Similarmente, en los primeros años de los noventa, se mantuvieron los flujos negativos de operación. En 1994, la CDE tenía un déficit acumulado de caja cercano a los cien millones de dólares, que se incrementaron en ese año a razón de diez millones por mes. Esta situación se mantuvo aun en 1999, en que el flujo de caja al 31 de diciembre registró un déficit de 57.40 millones de dólares.

Otro problema que también ha incidido son las deficiencias en el cobro de la CDE. En 1991 se estimaba que llegaba tan solo al 72% del monto facturado por consumo de energía eléctrica. Por lo demás, dicha colecta resultó 20% inferior a los costos de operación de la empresa.

A partir de 1994, nace un nuevo problema: los altos costos de la energía comprada a los PPI (véase cuadro 5). Su precio promedio ha sido superior a 6.54 centavos de dólar por KWh, habiendo llegado a 7.4 centavos en 1977. Estos valores son elevados, si se comparan con los similares de otros países (entre 5 y 6 centavos de dólar por KWh). La CDE ha llegado a pagar hasta 9 centavos por KWh. Tal nivel de precios ha incidido fuertemente en las finanzas de la empresa. En 1997, el 80% de las erogaciones estaban dedicadas a pagar la factura a los PPI y a la compra de combustible para las centrales termoeléctricas propiedad de la CDE. El resultado de todos estos factores fue la acumulación de una deuda entre la CDE y los PPI, la cual se estimaba, en abril de 1999, en 198 millones de dólares, desglosada en 77 millones no disputado, y 91 millones disputados.

Por las razones anotadas, la empresa ha tenido que depender de transferencias del gobierno central para subsistir, y sigue siendo muy vulnerable a las decisiones gubernamentales. En el período 1988 a 1998, el Estado dominicano hizo transferencias a la CDE por 12,759.3 millones de pesos, incluyendo los pagos de las facturas de energía consumida por el Gobierno (véase cuadro 6). Sin embargo, los pagos por consumo siempre fueron inferiores al monto de las facturas, de forma que el subsidio neto alcanzó la cifra de 5,106.3 millones. Esta situación denota muy bien tres aspectos de los problemas financieros de la empresa CDE: el bajo nivel de las tarifas, el incumplimiento de pagos del gobierno, y la dependencia resultante de la empresa con respecto a las transferencias estatales.

Cuadro 5

PRECIO UNITARIO DE COMPRAS A PPI
(Cts. de US\$/KWH)

<i>Año</i>	<i>Precio Promedio Anual</i>
1994	6.6382
1995	6.8987
1996	6.9934
1997	7.4662
1998	6.5476
1999	6.7083

Fuente: CDE

Cuadro 6

SUBSIDIOS NETOS GUBERNAMENTALES A LA CDE 1988-1998
(En millones de RD\$)

Años	Aportes Gobierno (1)	Pagos por energía consumida (2)	Subtotal (3=1+2)	Facturas al Gobierno (4)	Subsidio Neto (7=3-4)
1988	109.5	100.2	209.7	154.2	55.5
1989	203.3	61.0	264.3	177.8	86.5
1990	513.3	70.3	583.6	251.3	332.3
1991	738.5	82.0	820.5	430.4	390.1
1992	472.3	280.7	753.0	682.8	70.2
1993	552.9	255.2	808.1	669.4	138.7
1994	560.1	283.0	843.1	654.0	189.1
1995	945.9	223.0	1,168.9	784.0	384.9
1996	1,654.3	214.3	1,868.6	867.6	1,001.0
1997	2,743.3	110.0	2,853.3	1,223.0	1,630.3
1998	2,448.3	138.0	2,586.2	1,758.5	827.7
Totales	10,941.6	1,817.7	12,759.3	7,653.0	5,106.3

Fuente: cifras de ONAPLAN

f) Problemas institucionales

Como se puede deducir de los aspectos abordados anteriormente, la empresa pública CDE ha operado en los últimos 20 años con baja eficiencia y con escasos recursos de inversión. La principal causa de este deterioro se puede identificar en los objetivos

encontrados del propietario de la empresa, es decir, el gobierno central. La reducción de las presiones inflacionarias o atender demandas políticas, se traducen en subvenciones que dañan la microeconomía de la CDE y debilitan sus procesos de inversión.

El estudio de la ESMAP mencionado anteriormente identificaba los siguientes causas de los problemas institucionales de la CDE en los años ochenta, que siguieron vigentes en la década siguiente: i) falta de definición de responsabilidades y objetivos del subsector electricidad; ii) falta de autonomía gerencial; iii) deficiente planificación y control empresarial; iv) bajas tarifas, escasez de recursos financieros y excesiva dependencia en préstamos externos; v) falta de personal calificado, tanto técnico como gerencial, bajos salarios, alta rotación del personal, etc., y vi) ausencia de programas de entrenamiento internos. Adicionalmente debe mencionarse el exceso del personal no calificado, el cual se podía estimar dentro de un 15% al 20%.

2. Proceso de reforma

En vista de los problemas crónicos de la empresa pública CDE, el gobierno realizó varios intentos de solución. Así, en 1990 se aprobó la Ley de Incentivo al Desarrollo Eléctrico, cuyo objetivo fue el de paliar una situación de emergencia, reducir las necesidades de inversión estatal y aumentar el aporte de los autoprodutores, ofreciendo incentivos fiscales para la inversión privada en centrales de generación conectadas a la red nacional y los consumidores en las zonas francas, así como en proyectos para el mejoramiento de la eficiencia del sistema. Los resultados de la aplicación de esta ley fueron negativos. Por otro lado se creó una Dirección para el Desarrollo y Regulación de la Industria Eléctrica, con el encargo de preparar una ley de electricidad.

Posteriormente, el gobierno creó, mediante el Decreto No 148-93 del 31 de mayo de 1993, el Consejo Nacional de Energía, con el fin de analizar la crítica situación de la industria eléctrica, y recomendar al Poder Ejecutivo la estrategia a seguir. Como resultado de sus trabajos se elaboró un anteproyecto de Ley General de Electricidad, el cual fue presentado al Congreso Nacional en diciembre de ese mismo año. Sin embargo, la ley no fue aprobada.

En 1994 el gobierno dominicano encargó la elaboración de un estudio encaminado a la reestructuración de la CDE, el cual recomendó desintegrar horizontal y verticalmente a dicha corporación, creando tres empresas de generación (dos térmicas y una hidroeléctrica), una de transmisión y tres de distribución. Las empresas serían privatizadas, con excepción de las empresas de generación hidroeléctrica y la de transmisión, que permanecerían en manos públicas, pero la última sería dada en concesión a un operador privado. Adicionalmente se creaba un mercado mayorista de generación.

En 1996 se creó la Comisión de Reestructuración al interior de la CDE, con el fin de llevar a cabo la reforma. Sin embargo, el marco legal se dio con la aprobación de la Ley de Reforma de la Empresa Pública, decreto No. 141-97, del 24 de junio de 1997, en que se instaló la Comisión de Reforma de la Empresa Pública (CREP), a cuyo cargo se dejó la coordinación y la dirección del proceso de capitalización de las empresas públicas.

Este proceso contemplaba que la CDE aportaría sus activos a las nuevas empresas, y recibiría el 50% del capital. Por su parte, el inversionista se comprometía a aportar capital en efectivo, por un monto del 50% del valor de las acciones de las empresas. El capital sería utilizado para financiar un programa de inversiones destinados al saneamiento y a la rehabilitación de los activos existentes. A su vez, el inversionista extranjero tendría el control administrativo de las nuevas empresas. Este proceso se inició en enero de 1998, con el llamado a la precalificación de los inversionistas interesados en participar en la industria eléctrica del país. 21 empresas presentaron sus credenciales, de las cuales 19 fueron precalificadas.

Dado que el proyecto de Ley General de Electricidad no tenía visos de ser aprobado en el Congreso Nacional, debido a diferencias de criterio sobre todo en aspectos tributarios, el Poder Ejecutivo emitió el Decreto No. 118-98 (16 de marzo de 1998), para crear la Superintendencia de Electricidad, dentro de ámbito de la Secretaría de Estado de Industria y Comercio. Entre las principales funciones de la Superintendencia se puede mencionar el tema de los precios y tarifas, la supervisión del comportamiento del mercado de electricidad a fin de evitar prácticas monopólicas, etc.

La Superintendencia emitió varias resoluciones a fin de establecer las reglas de la nueva industria eléctrica. En ese sentido, conviene resaltar la resolución 235, publicada en octubre de 1998, en que se establece el marco regulatorio de operación del subsector eléctrico. Un punto importante se refiere a la integración de un organismo responsable de armonizar la operación de las centrales generadoras y los sistemas de transmisión, denominado Organismo Coordinador.

De acuerdo con el estudio elaborado en 1994, la Comisión de Restructuración de la CDE creó siete unidades de negocios, a partir de la estructura verticalmente integrada de dicha corporación, con dos unidades de generación térmica (Itabo y Haina), una unidad de generación hidroeléctrica, una unidad de transmisión y tres unidades de distribución (Zona Sur, Zona Este y Zona Norte). Las unidades iniciaron sus operaciones respectivas en enero de 1999.

El proceso de licitación fue llevado a cabo por la CREP (en abril de 1999) para las tres unidades de distribución, y (en mayo) para las unidades de generación. En el primer caso, cuatro empresas presentaron ofertas económicas, habiéndose adjudicado a Unión Fenosa Acción Exterior las empresas de distribución de la zona sur y zona norte, mientras que a AES Distribución Dominicana se le adjudicó la empresa de distribución del este. El monto de las ofertas ganadoras fue de 321.2 millones de dólares, cifra superior en 56.7 millones a los valores mínimos definidos por la CREP.

En forma similar, dos empresas presentaron ofertas de participación en las dos unidades de generación térmica. El Consorcio New Caribbean Investment resultó ganador de la unidad de generación de Itabo, mientras que la empresa Seaboard Corporation, obtuvo la empresa Haina. En esta licitación también las ofertas ganadoras, con un monto de 322.3 millones de dólares, ofrecieron 65.5 millones por encima de los valores mínimos establecidos por la CREP.

Bajo la responsabilidad de la CDE solo quedó el sistema de transmisión y la generación hidroeléctrica, las cuales serán transformadas en empresas. La red de transmisión se encuentra en una situación crítica, requiriéndose nuevas inversiones. Con respecto a la empresa hidroeléctrica es importante notar que hereda todos los contratos con PPI de la CDE; entonces, dicha empresa deberá comercializar tanto la producción de sus propias centrales hidroeléctricas, como la comprada a los PPI.

Por otro lado, debido a la deuda acumulada de la CDE con los PPI, así como de otros puntos pendientes, las partes convinieron en un Memorandum de Entendimiento, en febrero de 1999. El 14 de abril de 1999, la CDE, el Estado dominicano, los PPI y la CREP firmaron el llamado Acuerdo Definitivo. En este Acuerdo quedaron establecidos las obligaciones de las partes; los montos adeudados por la CDE a los PPI; los procedimientos de pago de la deuda; la conformación del Organismo Coordinador; la transferencia de parte de la deuda no disputada a las compañías capitalizadas, etc. Un punto crítico de este Acuerdo es la captura de los ingresos futuros de la empresa de transmisión y de la empresa de generación hidroeléctrica para cubrir prioritariamente la deuda de la CDE con los PPI.

Con respecto al proceso de reforma cabe formular algunas apreciaciones. En primer lugar, la creación de la Superintendencia y del marco regulatorio, a través de decretos y resoluciones de la Secretaría de Estado de Industria y Comercio ha sido una forma de obviar la falta de una ley general de electricidad, aprobada por el poder legislativo, que habría dado una mayor seguridad jurídica a todo el proceso. Segundo, el número de oferentes en las licitaciones de las empresas de generación y transmisión fue reducido. Algunas razones explican esta situación: la falta mencionada de una ley de electricidad, la ausencia de un ente regulador independiente y a la coincidencia en el tiempo de las privatizaciones de empresas eléctricas en Panamá y Brasil. En tercer lugar, la reforma no ha resuelto el problema financiero de la CDE con los PPI. Cuarto, la retención de los ingresos de la empresa de transmisión para cumplir con los pagos de esa deuda, podría afectar la viabilidad financiera futura de la empresa. En forma similar, de acuerdo con un análisis del Banco Mundial, la empresa de generación hidráulica enfrentaría serios problemas financieros. Y quinto, el problema de los subsidios a las tarifas no había aun sido resuelto, pues las tarifas seguían por debajo de sus precios reales.

D. INDUSTRIA PETROLERA

La industria petrolera en República Dominicana no ha tenido los graves problemas que ha enfrentado la industria eléctrica, y los cambios institucionales acaecidos han sido menores, desde el punto de vista de su estructura.

a) Capacidad instalada de refinación y almacenamiento

En República Dominicana existen dos empresas dedicadas a la transformación del petróleo, una es la Refinería Dominicana de Petróleo S. A. (REFIDOMSA), y otra, la Falconbridge Dominicana (FALCONDO). La primera inició operaciones en 1973, con una capacidad suficiente para abastecer la totalidad de la demanda del país. En la actualidad tiene una capacidad nominal de procesamiento de crudo de 34,000 barriles por día (Bbbs/día), compuesta principalmente por las unidades de destilación atmosférica,